



# **Análisis técnico-económico para la aplicación de generación distribuida mediante sistemas fotovoltaicos**

**Proyecto final para la carrera de  
Ingeniero Electricista**

**Alumnos: Padrón, Pablo Daniel**

**Vara, Nicolás Daniel**

**Tutor: Dr.Ing.Maccarone, José Luis**

**La Plata, Argentina 2019**

## Resumen

En este trabajo se realizara un análisis técnico-económico sobre la instalación de equipos de generación fotovoltaica en las viviendas, para que la energía generada por los paneles solares sea inyectada a la red y utilizada para autoconsumo.

El alcance de este trabajo es para viviendas que posean hasta 3,7 kVA de potencia instalada según la Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles A.E.A. 90364-7-771 correspondiente a un grado de electrificación mínimo. El consumo calculado es estimativo y a modo de ejemplo, para cada caso en particular se deberá calcular la potencia correspondiente.

Para realizar el análisis, se tomó un lugar de referencia, que en este caso es la ciudad de La Plata, Provincia de Buenos Aires, Argentina. Cabe destacar, que dicho análisis es válido para cualquier lugar del territorio argentino, solo cambiara la irradiación solar del lugar elegido y la distribuidora de energía eléctrica, que es la que gestiona la red de baja tensión a la que se pretende inyectar energía eléctrica y su tarifa.

Para comenzar con el análisis, realizamos un repaso del sistema eléctrico argentino, de su estado, es decir, cuál es su demanda, su capacidad y sus falencias. Una vez terminado dichos capítulos, observamos, mediante los datos obtenidos de distintas fuentes referentes al tema de la energía eléctrica en Argentina, que existía la necesidad de aumentar la capacidad de generación, debido a que en los meses de mayor demanda, se importaba energía desde otros países limítrofes. También se importa combustibles derivados del petróleo, lo que empeora la situación, sumado a esto, la crisis económica actual que atraviesa el país, la devaluación de la moneda nacional, los precios de los combustibles y la energía en dólares, hacen que la suba de las tarifas por parte de las distribuidoras no sea suficiente para hacer frente a la creciente demanda.

Por eso decidimos realizar este trabajo, como una forma de incentivar la utilización de energías renovables para la generación eléctrica en forma masiva, contribuyendo con el medio ambiente el cual se encuentra deteriorado por la utilización de combustibles fósiles entre otros.

### Palabras claves:

Análisis económico, Sistema fotovoltaico, Energía Eléctrica, Contaminación.

## Abstract

In this work a technical-economic analysis will be carried out on the installation of photovoltaic generation equipment in homes, so that the energy generated by the solar panels is injected into the network and used for self-consumption.

The scope of this work is for homes that have up to 3.7 kVA of installed power according to the Regulations for the execution of electrical installations in real estate A.E.A. 90364-7-771 corresponding to a minimum degree of electrification. The calculated consumption is estimated and by way of example, for each particular case the corresponding power must be calculated.

To carry out the analysis, a reference place was taken, which in this case is the city of La Plata, Province of Buenos Aires, Argentina. It should be noted that this analysis is valid for any place in the Argentine territory, only the solar irradiation of the chosen place and the electricity distributor will change, which is the one that manages the low voltage network to which it is intended to inject electric energy and its rate.

To begin with the analysis, we review the Argentine electrical system, its state, that is, what is its demand, its capacity and its shortcomings. Once these chapters were finished, we observed, through the data obtained from different sources referring to the issue of electric power in Argentina, that there was a need to increase generation capacity, because in the months of greatest demand, energy was imported from other bordering countries. Petroleum-derived fuels are also imported, which makes the situation worse, in addition to this, the current economic crisis in the country, the devaluation of the national currency, fuel prices and energy in dollars, make the rise in The rates on the part of the distributors are not enough to cope with the growing demand.

That is why we decided to carry out this work, as a way to encourage the use of renewable energy for mass generation, contributing to the environment which is deteriorated by the use of fossil fuels among others.

### Keywords:

Economic analysis, Photovoltaic system, Electric Power, Pollution

## Introducción

Hoy en día la energía eléctrica es indispensable para nuestra sociedad. Nos resulta muy difícil imaginarnos el mundo sin ella. Está presente en todo lo que nos rodea, y esta dependencia continúa incrementándose en el futuro. Sin embargo por lo general no se piensa de donde proviene dicha energía mientras esté disponible cuando la necesitamos.

Lo que nos permite que esta energía se encuentre disponible en todo momento, es el sistema eléctrico. Este se encuentra compuesto por cuatro elementos: el sistema de generación, el de transporte, el de distribución y por último los consumidores. De esta forma, en la actualidad el proceso de suministro eléctrico consiste en producir la energía en grandes centrales de generación, transportarla mediante líneas de transmisión de alta tensión hasta las subestaciones donde se reduce la tensión y se procede a la distribución hasta que llega a los consumidores. Una gran parte de la sociedad considera a la energía eléctrica como una fuente de energía primaria, sin pensar que para obtenerla es necesaria una fuente de generación. Por lo tanto esta fuente de generación de energía es muy importante y también la forma en que se logra la generación, ya que sin este proceso no habría electricidad.

Actualmente gran parte de la generación de electricidad mundial se produce mediante la quema de combustibles fósiles, generando gases nocivos para el medio ambiente con importantes consecuencias para la población. A esto se le suma el hecho de que estos recursos utilizados no son renovables por lo tanto cada vez son más escasos y costosos.

Necesitamos un sistema en el cual la generación de energía sea limpia y sustentable y en el que la energía generada llegue a destino con la calidad requerida y de forma eficiente. Donde el suministro eléctrico sea confiable evitando interrupciones. Teniendo en cuenta estas condiciones surge el nuevo concepto de generación distribuida, entendiendo por tal a la generación de electricidad mediante diferentes tecnologías que utilizan recursos renovables o que emplean en forma más eficiente los que no lo son y pudiendo inyectar la electricidad producida a la red de baja tensión del sistema de distribución.

En muchos países esta forma de generación está teniendo una importante aceptación y se la presenta como un posible camino para lograr que el sistema eléctrico supere los problemas que tiene actualmente y logre una mayor sustentabilidad.

# ÍNDICE

	<b>Página</b>
<b>CAPITULO 1: Estructura general del sistema eléctrico argentino-----</b>	<b>11</b>
<b>1.1 Introducción-----</b>	<b>11</b>
<b>1.2 Reseña Histórica-----</b>	<b>12</b>
<b>1.3 Estructura del sistema eléctrico-----</b>	<b>13</b>
<b>1.4 El funcionamiento sistemático del MEM-----</b>	<b>14</b>
1.4.1 Generadores, autogeneradores y cogeneradores-----	14
1.4.2 Transportistas-----	15
1.4.3 Distribuidores-----	15
1.4.4 Grandes Usuarios-----	15
<b>1.5 Sistema de operación y despacho (SOD) -----</b>	<b>17</b>
<b>1.6 Generación-----</b>	<b>18</b>
<b>1.7 Transporte-----</b>	<b>19</b>
<b>1.8 Distribución-----</b>	<b>21</b>
<b>CAPITULO 2: Estado actual del sistema eléctrico argentino-----</b>	<b>22</b>
<b>2.1 Introducción-----</b>	<b>22</b>
<b>2.2 Potencia instalada-----</b>	<b>23</b>
2.2.1 Potencia instalada. Distribución por región-----	23
2.2.2 Potencia instalada. Distribución por tecnología-----	24
2.2.3 Detalle Por Fuente de generación (GWh) -----	24
<b>2.3 Demanda-----</b>	<b>25</b>
2.3.1 Detalle de área de demanda acumulado 2019-----	25
2.3.2 Composición de la demanda acumulado 2019-----	26
2.3.3 Balance: Demanda de MEM en 2019 vs años anteriores-----	27
2.3.4 Balance: Oferta de MEM en 2019 vs años anteriores-----	27



<b>2.4 Precio medio mensual de los últimos tres años</b>	<b>28</b>
2.4.1 Precio de la energía para el generador	29
<b>2.5 Mercado Spot</b>	<b>30</b>
<b>2.6 Mercado Estacional</b>	<b>30</b>
<b>2.7 Mercado a Término</b>	<b>30</b>
<b>2.8 Problemas</b>	<b>31</b>
2.8.1 Costo de la energía eléctrica para los consumidores	31
2.8.2 Incidencia del salario en las facturas	31
2.8.3 Calculo de una factura de luz en La Plata	32
2.8.4 Incremento en la demanda	33
2.8.5 Emisiones globales de CO <sub>2</sub> proveniente de combustibles fósiles	34
2.8.6 Necesidad de igual acceso a la energía	34
2.8.7 Necesidad de no depender de un solo tipo de combustible	35
2.8.8 Importación de Energía	36
<b>CAPITULO 3: Generación Distribuida</b>	<b>37</b>
<b>3.1 Introducción</b>	<b>37</b>
<b>3.2 ¿Que es la generación distribuida?</b>	<b>38</b>
<b>3.3 Beneficios de la generación distribuida</b>	<b>38</b>
<b>3.4 Generación Distribuida en el mundo</b>	<b>38</b>
<b>3.5 Generación Distribuida con inyección a la red mediante paneles solares</b>	<b>41</b>
<b>3.6 Medidores Bidireccionales</b>	<b>43</b>
3.6.1 Costo de los medidores	46
3.6.2 Confiabilidad de los medidores inteligentes	46
3.6.3 Reducción de pérdidas no técnicas	47
<b>3.7 Generación Distribuida en Argentina</b>	<b>48</b>
3.7.1 Sistema FV instalado en Parque Centenario (CABA)	50
3.7.2 Sistema FV instalado en el edificio TANDAR del CAC (CNEA)	50
3.7.3 Sistema FV de 17 kWp instalado en la facultad de informática UNLP	51
3.7.4 Situación en distintos lugares del país	52
3.7.5 Potencial para la generación solar en Argentina	55
<b>3.8 Barreras para la implementación de Generación Distribuida</b>	<b>57</b>
3.8.1 Barreras técnicas	57
3.8.2 Barreras legales	57



3.8.3 Barreras sociales-----	58
3.8.4 Barreras políticas-----	59
<b>CAPITULO 4: Legislación vigente en Argentina-----</b>	<b>60</b>
<b>4.1 Introducción-----</b>	<b>60</b>
<b>4.2 Aspectos más destacados de la ley 27424-----</b>	<b>61</b>
4.2.1 Régimen de fomento a la generación distribuida de energías renovables integrada a la red pública-----	61
4.2.2 Autorización de conexión-----	62
4.2.3 Esquema de facturación-----	63
<b>CAPITULO 5: Tecnologías para la aplicación de GD con fuentes de energía Renovables-----</b>	<b>64</b>
<b>5.1 Introducción-----</b>	<b>64</b>
<b>5.2 Tecnologías-----</b>	<b>65</b>
5.2.1 Turbinas Eólicas-----	65
5.2.2 Hidroeléctrica-----	66
5.2.3 Concentradores solares-----	68
5.2.4 Oceánica-----	68
5.2.5 Geotérmica-----	69
<b>5.3 Sistemas Fotovoltaicos-----</b>	<b>70</b>
5.3.1 ¿Por qué elegimos esta tecnología para desarrollar el trabajo?-----	71
<b>5.4 Tecnologías para la generación Fotovoltaica-----</b>	<b>72</b>
5.4.1 Tipos de paneles solares-----	72
5.4.2 Reguladores-----	73
5.4.2.1 ¿Cuándo es necesario un regulador MPPT?-----	73
5.4.2.2 ¿Cuál es la función del regulador MPPT?-----	74
5.4.2.3 Regulador PWM-----	74
5.4.3 Medidores Inteligentes-----	75
<b>CAPITULO 6: Calculo del sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución en baja tensión-----</b>	<b>77</b>



<b>6.1 Introducción</b>	<b>77</b>
<b>6.2 Radiación solar</b>	<b>78</b>
<b>6.3 Irradiación</b>	<b>78</b>
<b>6.4 Horas sol pico (HSP)</b>	<b>79</b>
<b>6.5 Sistemas Fotovoltaicos</b>	<b>79</b>
<b>6.6 Potencia Máxima (Pmax)</b>	<b>79</b>
<b>6.7 Tensión en el punto de máxima potencia</b>	<b>79</b>
<b>6.8 Intensidad en el punto de máxima potencia (Imax)</b>	<b>80</b>
<b>6.9 Tensión en circuito abierto (Vco)</b>	<b>80</b>
<b>6.10 Intensidad de cortocircuito (Isc)</b>	<b>80</b>
<b>6.11 Inclinación y orientación</b>	<b>80</b>
<b>6.12 Acimut</b>	<b>81</b>
<b>6.13 Formas de conectar los paneles solares</b>	<b>81</b>
<b>6.14 La conexión en paralelo</b>	<b>82</b>
<b>6.15 La conexión en serie</b>	<b>82</b>
<b>6.16 La conexión mixta</b>	<b>82</b>
<b>6.17 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red</b>	<b>83</b>
6.17.1 Determinación de la potencia instalada	83
6.17.2 Calculo del consumo de energía eléctrica según la distribuidora Edelap	84
6.17.3 Radiación solar de la zona	86
6.17.4 Generador Fotovoltaico	86
6.17.5 Calculo de la potencia del inversor	87
6.17.6 Tipo de conexión de los paneles solares	87
6.17.7 Calculo de la sección de los conductores	88
<b>6.18 Protecciones</b>	<b>92</b>
6.18.1 Protecciones en corriente continua	92
6.18.2 Protecciones del lado de corriente alterna	93
6.18.3 Protección contra rayos y sobretensiones para instalaciones fotovoltaicas	94
6.18.3.1 Edificio sin protección externa contra rayos	94
6.18.3.2 Edificios con protección externa contra rayos	96
<b>6.19 Canalizaciones de equipo fotovoltaico</b>	<b>97</b>
<b>6.20 Datos técnicos de los equipos y simulación mediante el software Pvsyst</b>	<b>98</b>
6.20.1 Inversor marca "Solar River 1600TL-S"	98



6.20.2 Paneles Solares-----	100
6.20.3.1 Inclinación de los paneles solares-----	102
6.20.3.2 Vida útil del panel solar-----	102
<b>6.21 Informe de simulación del software Pvsyst-----</b>	<b>104</b>
<b>6.22 Conclusiones-----</b>	<b>108</b>
<b>CAPITULO 7: Análisis Económico-----</b>	<b>109</b>
<b>7.1 Introducción-----</b>	<b>109</b>
<b>7.2 Costo de la energía en el domicilio conectado a la red de distribución-----</b>	<b>110</b>
<b>7.3 Presupuestos para la instalación de equipo de generación solar-----</b>	<b>111</b>
7.3.1 Presupuesto de la empresa “Sustentador energías renovables”-----	111
7.3.2 Presupuesto de la empresa “E-Ecologica SRL”-----	111
7.3.3 Presupuesto de la empresa “Hissuma materiales”-----	112
<b>7.4 Análisis de factibilidad del proyecto-----</b>	<b>113</b>
7.4.1 Evaluación que toma en cuenta el valor del dinero a través del tiempo-----	113
7.4.2 Valor Presente Neto (VPN) -----	115
7.4.3 Tasa mínima aceptable de retorno (TMAR) -----	116
7.4.4 Valor de salvamento-----	117
<b>7.5 Datos técnicos del proyecto-----</b>	<b>117</b>
7.5.1 Inflación-----	118
7.5.2 Calculo de la TMAR de nuestro proyecto-----	119
7.5.3 Calculo del VPN de nuestro proyecto con los FNE actualizados por inflación (25%) -----	119
7.5.4 Detalle de hoja de cálculo-----	120
<b>7.6 Análisis de factibilidad del proyecto según el programa prosumidores de la provincia de Santa Fe-----</b>	<b>122</b>
7.6.1 Calculo del VPN con los FNE actualizados por inflación (25%) -----	123
7.6.2 Detalle de hoja de cálculo-----	124
<b>7.7 Análisis económico utilizando LCOE (Levelized Cost of Energy) -----</b>	<b>126</b>
<b>7.8 Análisis económico utilizando el software de cálculo Pvsyst-----</b>	<b>127</b>
7.8.1 Análisis con el software según el cuadro tarifario Edelap (La Plata) -----	127
7.8.2 Análisis con el software según el cuadro tarifario EPE Santa Fe-----	130
<b>7.10 Balance de CO<sub>2</sub>-----</b>	<b>132</b>



<b>Conclusiones finales</b> -----	<b>133</b>
<b>Bibliografía</b> -----	<b>134</b>

**Anexos**



## CAPÍTULO 1

### Estructura general del sistema eléctrico argentino

#### 1.1 Introducción:

Para comenzar a comprender el sistema eléctrico argentino, haremos un repaso de su historia, su estructura general, su demanda actual, la capacidad de generación, el transporte, la distribución y las empresas que la componen como así también las empresas encargadas del control y despacho de la energía.

Este repaso nos ayudara a comprender como se compone el precio de la energía y quienes intervienen en el proceso, de esa manera, podremos evaluar el precio que tendrá la energía inyectada a la red por sistemas fotovoltaicos distribuidos.

## 1.2 Reseña histórica

En un principio, a mediados de siglo XX, la oferta eléctrica se concentraba en la ciudad de Buenos Aires. Con el tiempo se fue extendiendo a lo largo y ancho de país. El mercado eléctrico estaba a cargo de empresas estatales, Agua y Energía encargadas de la generación y la distribución.

En la década de 60', con la construcción de represas hidroeléctricas, la empresa Hidronor se encargó de gestionar las mismas, instalándose en el área del Comahué. En dicha década, el 70% de la oferta eléctrica provenía de la generación térmica. En la década del 70' y 80' se incorporaron al sistema eléctrico argentino El Chocon, Planicie Banderita, Futalefú, Cerros Colorados y Salto Grande. De esta manera, la oferta de energía eléctrica paso a ser un 50% proveniente de la hidroelectricidad.

También se incorporó energía nuclear para satisfacer la demanda, con la construcción de Atucha en la Provincia de Buenos Aires, inaugurada en 1976 con 370 MW y Embalse con 650 MW en Cordoba desde 1983.

A fines de los 80', los bajos caudales de los principales sistemas Hídricos (Comahué y Mesopotamia) provocaron una escases de energía eléctrica, la cual derivó posteriormente en una reforma radical del sistema. Esta reforma consistió en la desintegración de empresas estatales, y la separación de las mismas en segmentos independientes de generación, transporte y distribución.

### 1.3 Estructura del sistema eléctrico

Hasta la sanción de la Ley N° 24.065, que estableció el nuevo régimen de la energía eléctrica en 1991, el sector eléctrico argentino operaba en un esquema de integración vertical en empresas de propiedad pública. A partir del nuevo régimen el sector se articuló en tres segmentos independientes: generación, transporte y distribución. Mientras que la generación funciona bajo condiciones de libre competencia, el transporte y la distribución en cambio son caracterizados como servicios públicos que se prestan en condiciones de monopolio natural. Por ende, resulta necesaria la presencia del Estado como regulador y controlador de la actividad, función desempeñada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). El ENRE es un organismo autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión. En el área de distribución el ENRE tiene competencia en las áreas de distribución de EDENOR y EDESUR, mientras que las distribuidoras del interior del país son reguladas por los organismos provinciales competentes en cada jurisdicción. Otro organismo importante del mercado eléctrico es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad Sociedad Anónima (CAMMESA). Creada en 1992, sus funciones principales comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del sistema interconectado nacional. Se trata de una empresa de gestión privada con propósito público. El paquete accionario de CAMMESA es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico (MEM) en un 80%. El 20% restante está en poder del ministerio público que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos. El 80% señalado se integra en partes iguales por los Agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios con un 20% de participación de cada uno. CAMMESA supervisa el funcionamiento del mercado a término, planifica las necesidades de potencia y optimiza su aplicación de acuerdo a las reglas fijadas por la Secretaría de Energía. Otros tipos de agentes reconocidos por CAMMESA son: comercializador de demanda, prestador de función adicional técnica de transporte (PFATT), transportista independiente, grandes usuarios particulares.

## 1.4 El funcionamiento sistemático del MEM.

Al sistema eléctrico, compuesto por generadores, transportistas y distribuidores, se le superpone un Sistema de Operación y Despacho y juntos hacen posible el funcionamiento del sistema eléctrico nacional. La gestión de la operación técnica y administración del MEM se realiza a través del Organismo Encargado del Despacho (OED) que resulta ser CAMMESA. Todos los propietarios de Centros de Generación y/o instalaciones de Transporte o Distribución independientes del Estado Nacional reconocidos como agentes del MEM tienen el compromiso de operar de acuerdo a la metodología establecida por las normas de CAMMESA, y a suministrar en tiempo y forma los datos requeridos para un funcionamiento adecuado del Sistema. Los siguientes son los principales agentes reconocidos por el MEM (existen otros agentes pero para la profundidad del presente trabajo no agregan valor:

### 1.4.1 Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores

#### 1. Generadores:

Se considera generador a todo agente miembro del MEM que cumple con los requisitos dispuestos por CAMMESA para la generación de energía eléctrica y sea capaz de inyectarla a la red cuando el organismo lo requiera.<sup>1</sup>

#### 2. Cogeneradores:

Se considera Cogenerador a aquel que genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento.

#### 3. Autogeneradores:

Se considera Autogenerador a un consumidor de electricidad, que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios.

---

<sup>1</sup> Procedimientos Técnicos: <http://portalweb.cammesa.com/Memnet1/default.aspx>

#### **1.4.2 Transportistas**

Los transportistas son los agentes que vinculan eléctricamente todos los nodos del sistema argentino de interconexión (SADI). Como se desprende de esta definición cualquier Agente del Mercado Eléctrico Mayorista puede cumplir Función Técnica de Transporte. Es decir, si en su red propia, un Generador, un Gran Usuario o un Distribuidor, además de los Transportistas, tiene conectado algún Gran Usuario algún Generador o algún Distribuidor, también cumple la Función Técnica de Transporte.

#### **1.4.3 Distribuidores**

Los distribuidores son agentes del MEM que tiene la obligación de suministrar la energía eléctrica a los usuarios cumpliendo la normativa del Ente Nacional Regulador de la Energía (ENRE) y corriendo el riesgo de ser penalizados en caso de incumplimiento.

#### **1.4.4 Grandes Usuarios**

Los consumidores de energía eléctrica pueden comprar para abastecer su suministro de dos formas:

1. a través del distribuidor de su área (forma tradicional)
2. directamente a un Generador o Comercializador autorizado.

De optar por la segunda alternativa el usuario debe cumplir con las condiciones requeridas para ingresar al MEM como Agente del mismo. Los Grandes Usuarios dentro del Mercado Eléctrico responden a tres categorías bien definidas por su nivel de consumo: Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA). GUDI (Gran Usuario de Distribuidora), esta categoría no requiere ser parte del MEM.

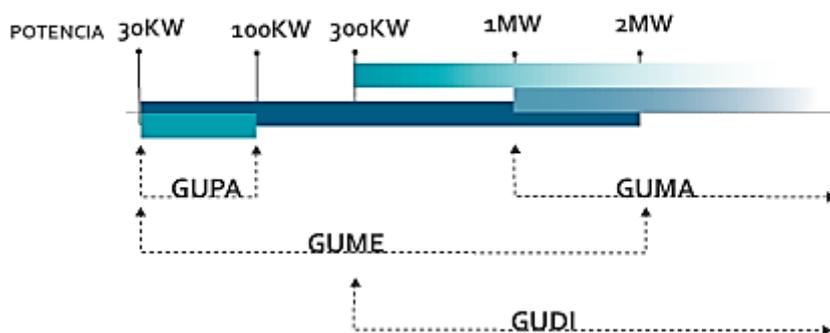


Figura1. Categoría de grandes usuarios. Fuente: CAMMESA

Estas son categorías de miembros del MEM compuestas por diferentes empresas interesadas en las respectivas actividades y son actualizadas constantemente. Esto quiere decir que aquellos interesados a formar parte del MEM pueden hacerlo siempre y cuando sigan el proceso requerido. Para pasar a formar parte de los agentes del MEM se requiere cumplir con una serie de condiciones que varían según a la categoría de agente. Es así que para lograr entrar al Sistema Eléctrico por parte de Generadores o Grandes Usuarios (nuevos proyectos industriales) se debe realizar una solicitud en la Secretaría de Energía (SE), esta última debe informar los antecedentes presentados a las empresas del MEM y a CAMMESA, quienes pueden solicitar información adicional y emitir su opinión al respecto. CAMMESA es el encargado de juzgar la aptitud técnica del potencial agente para entrar a formar parte del MEM y le informará a la SE sobre estas cuestiones. La SE contará con 60 días corridos para aprobar o rechazar el pedido, de no hacerlo en este plazo se considerará aprobado el proyecto. En caso de oponerse a la solicitud, el trámite pasa al Ente Nacional Regulador (ENRE) para su resolución. Los agentes reconocidos del MEM entregan a CAMMESA la información requerida para la Base de Datos del Sistema. Dicha base se encuentra actualizada y a disposición de todos los integrantes del MEM. Es mediante la información de dicha base que se realiza la programación, se fijan precios y se coordina el despacho. Para la realización del despacho se coordina de acuerdo al costo marginal de cada generador y la demanda del mercado. De esta manera se comienza a despachar a aquellos generadores con menor costo marginal de producción hasta satisfacer la demanda existente. Una vez cubierta la demanda se detiene la incorporación de nuevos generadores. De esta manera se realiza el despacho óptimo de la oferta disponible en el mercado teniendo en cuenta las restricciones de la red de transporte, la disponibilidad de combustibles y de agua en embalses y demás limitaciones operativas.

## 1.5 Sistema de Operación y despacho (SOD)

El sistema de operación y despacho está compuesto por el Sistema de operación en tiempo real (STOR), El sistema de medición comercial (SMEC) y el Sistema de comunicaciones (SCOM). Las transacciones comerciales en el ámbito del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) necesitan la medición de energía activa en los nodos del MEM, en los cuales se vinculan los Agentes. La información medida será concentrada en Centros de Recolección (CR) dispuestos en el sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión y los sistemas de transporte de energía eléctrica por distribución troncal, quienes la pondrán a disposición del organismo encargado del despacho (OED) es decir CAMMESA, y a las partes interesadas. Además las vías de comunicación permitirán al OED el acceso remoto directo a los registradores de todos los nodos a los fines de auditar la medición. El sistema de medición, registro y adquisición de datos tendrá tres componentes:

1. Un sistema de medición (SMEC) de energía activa en los nodos: comprende los transformadores de corriente, tensión y los medidores de energía.
2. Un sistema integrado de registro y transmisión de datos: constituido por equipos registradores, que integran y almacenan los valores de energía de los nodos, procedentes del instrumental de medición, y un equipamiento de adquisición y procesamiento de datos provenientes de estos registradores.
3. Un sistema de comunicaciones para la recolección de la información basado en la red de telefonía conmutada, pública o privada, para el acceso remoto a los registradores desde los CR y el OED.

## 1.6 Generación

La generación de energía eléctrica es llevada adelante por operadores de centrales generadoras de electricidad que despachan la energía al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). El parque generador de energía eléctrica en nuestro país está distribuido en toda la extensión del territorio nacional, pudiendo diferenciar ocho grandes regiones, esta son: Cuyo (CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Buenos Aires/Gran Buenos Aires (GBA-BAS), Litoral (LIT), Noreste (NEA) y Patagonia (PAT). En la Figura se puede ver las regiones y las vinculaciones entre ellas en forma esquemática describiendo la estructura del SADI. Dichas vinculaciones son las líneas de transporte eléctrico, las cuales serán detalladas en la sección dedicada a analizar el transporte de la energía.



Figura 2. Mapa con regiones de generación y vinculaciones entre ellas. Fuente: Diagrama unifilar geográfico del SEP Argentina

## 1.7 Transporte

El Sistema Argentino de Interconexión, fue dividido en siete empresas Transportistas cuando se privatizó. El primero es el Sistema de Transporte en Alta Tensión, TRANSENER, que está compuesto por todo el sistema de 500 kilovoltios y algunas líneas del Sistema del Litoral en 220 kilovoltios, las que van desde la SE Villa Lía a la SE Rodríguez.

Esa es la denominada en la normativa vigente como Empresa de Transporte en Alta Tensión y es única y monopólica en todo el país. El resto son las empresas de transporte regional, a las que se denomina Empresas de Transporte por Distribución Troncal (DISTRO), y que son:

1. TRANSNOA: abarca todo el NO incluyendo las provincias de Tucumán, Catamarca, La Rioja, Salta, Jujuy y Santiago del Estero.
2. DISTROCUYO: abarca las provincias de San Juan y Mendoza.
3. TRANSBA: abarca la provincia de Buenos Aires.
4. TRANSNEA: incluye las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes y parte de Entre Ríos.
5. C.O.T.D.T COMAHUE: incluye Las provincias de Río Negro, Neuquén y parte de La Pampa.
6. TRANSPA: Atiende la región patagónica.

Cada una de las seis concesiones dadas por el Estado Nacional, y la de TRANSBA que es Provincial, tiene un Contrato de Concesión que describa las condiciones generales y particulares de la misma. Las principales características son:

La concesión que se da a un Transportista tiene por objeto la prestación en forma exclusiva del servicio público de transporte de energía eléctrica en el área que se le ha definido.

La exclusividad implica que la concedente, o sea el Estado Nacional, no concederá a terceros ni prestara por si misma dichos servicios en esa área. La concesión se otorga por un plazo de 95 años que se dividen en periodos de gestión,

el primero de los cuales tiene 15 años, y los siguientes 10 años, hasta cumplir los 95 años. Cada vez que se produzca el vencimiento de un periodo de gestión, el ENTE debe llamar a un concurso internacional para la venta del paquete accionario y además fijar el régimen tarifario para los siguientes años. Cuando se produce esto el titular en ese momento del paquete mayoritario del Transportista tendrá derecho a presentar por sobre cerrado el precio en el que valúa el paquete mayoritario. Si el precio contenido en el sobre cerrado fuera igual o mayor a la mejor oferta económica retendrá el paquete mayoritario, si el precio fuera menor a la mejor oferta el paquete mayoritario será adjudicado al oferente. Ver más detalles en <https://www.argentina.gob.ar/enre/normativa>.

A continuación, se muestra una tabla con las longitudes de líneas en km y por región.

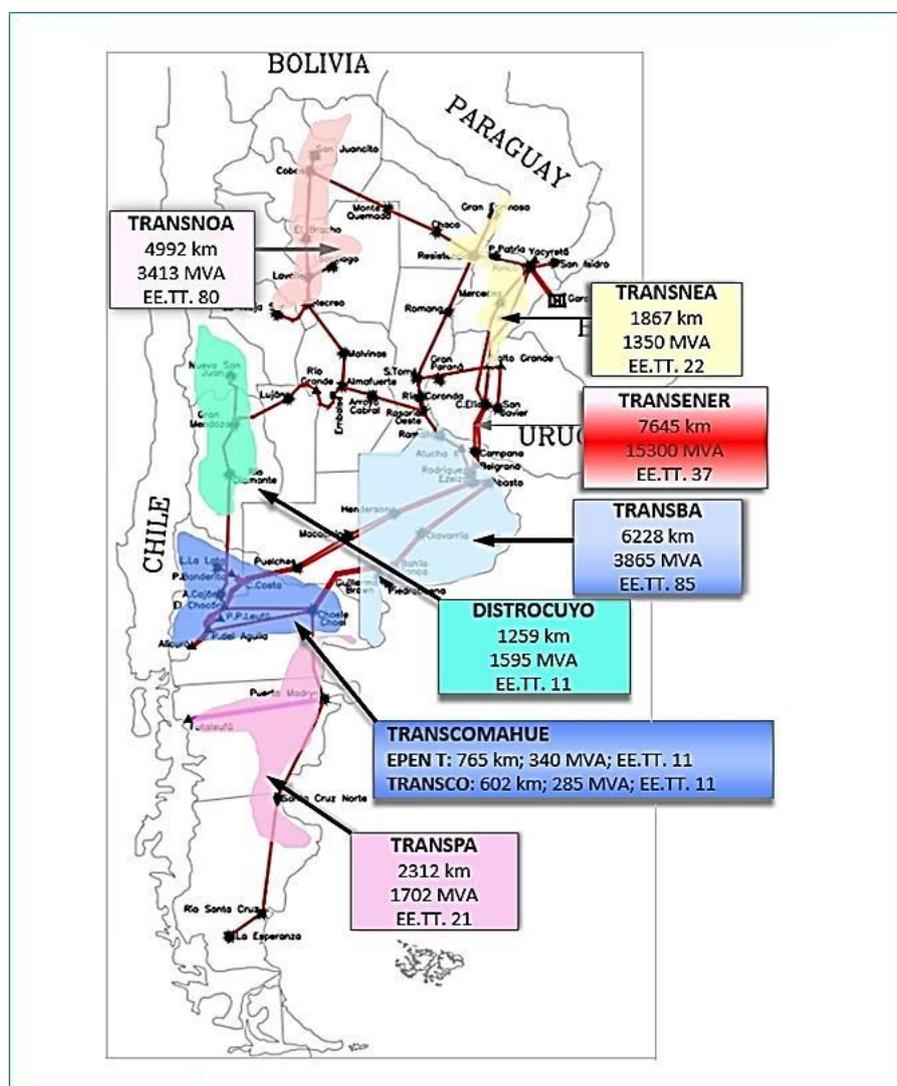


Tabla 1. Longitudes de líneas por región. Fuente: <https://www.argentina.gob.ar/enre/competencias-del-enre/transporte>

## 1.8 Distribución

Un punto importante para el desarrollo del Mercado está contenida en los contratos de concesión que otorga el Estado Nacional a los distribuidores que son reconocidos como agentes del MEM. En estos contratos, la obligación de suministrar (a riesgo de ser severamente penalizado) le impone al distribuidor la necesidad de garantizar niveles de suministro adecuados para atender su demanda. En el mercado, esa garantía puede obtenerse a través de contratos a término en condiciones de cantidad y precios libremente pactados con los generadores. Aquella porción de la demanda de los distribuidores que no está sujeta a relaciones contractuales en el Mercado a Término, se canaliza a través de un Precio Estacional estabilizado cada tres meses. Los contratos a término, a su vez, añaden mayor estabilidad a las actividades futuras de los generadores, brindando estímulos para la expansión de la capacidad de generación y transporte. En la siguiente figura podemos ver las principales distribuidoras de Argentina y su ubicación geográfica.

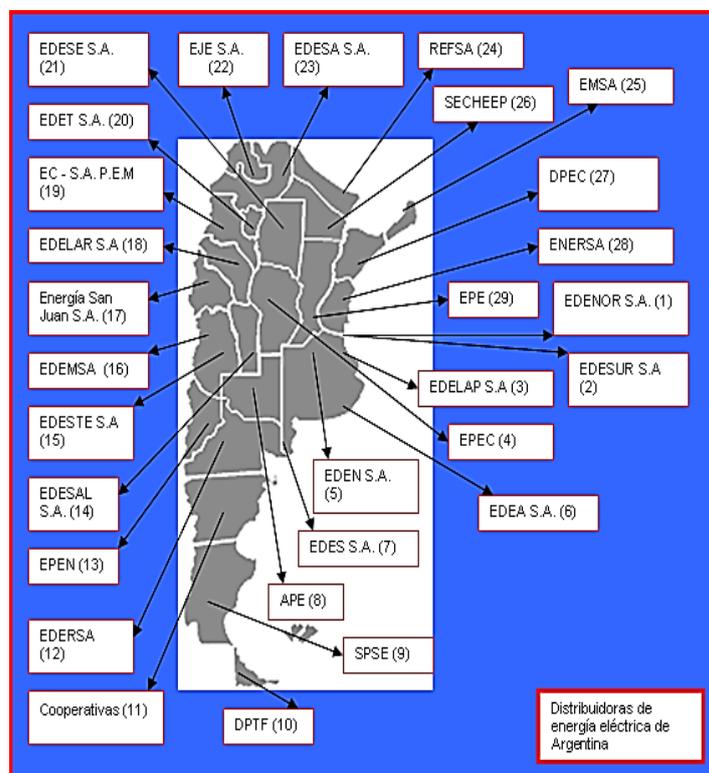


Figura 3. Distribuidoras de energía eléctrica en Argentina. Fuente:

<http://ingenieroandreotti.blogspot.com/2014/06/>



## CAPÍTULO 2

### Estado actual del sistema eléctrico argentino

#### 2.1 Introducción:

En este capítulo haremos un repaso de la capacidad de generación de la República Argentina, su demanda, costos de generación y de esa manera tener una referencia cuando se tengan que calcular los costos para autogeneración y las factibilidades de los proyectos.

También conoceremos la capacidad de abastecimiento de energía eléctrica y de combustibles para generarla, de esa manera veremos si el sistema eléctrico es capaz de cubrir la demanda o es necesario impulsar políticas y proyectos para generación de energía, ya sea renovable o no.

## 2.2 Potencia instalada

La Argentina cuenta con una potencia instalada a Enero de 2019 de 38539 MW distribuidos en todo el territorio nacional, siendo el GBA, litoral y Buenos Aires donde se concentra la mayor generación del país, siendo de un 48 %. En la siguiente figura representamos los porcentajes de potencia instalada en el país.

### 2.2.1 Potencia instalada. Distribución por región

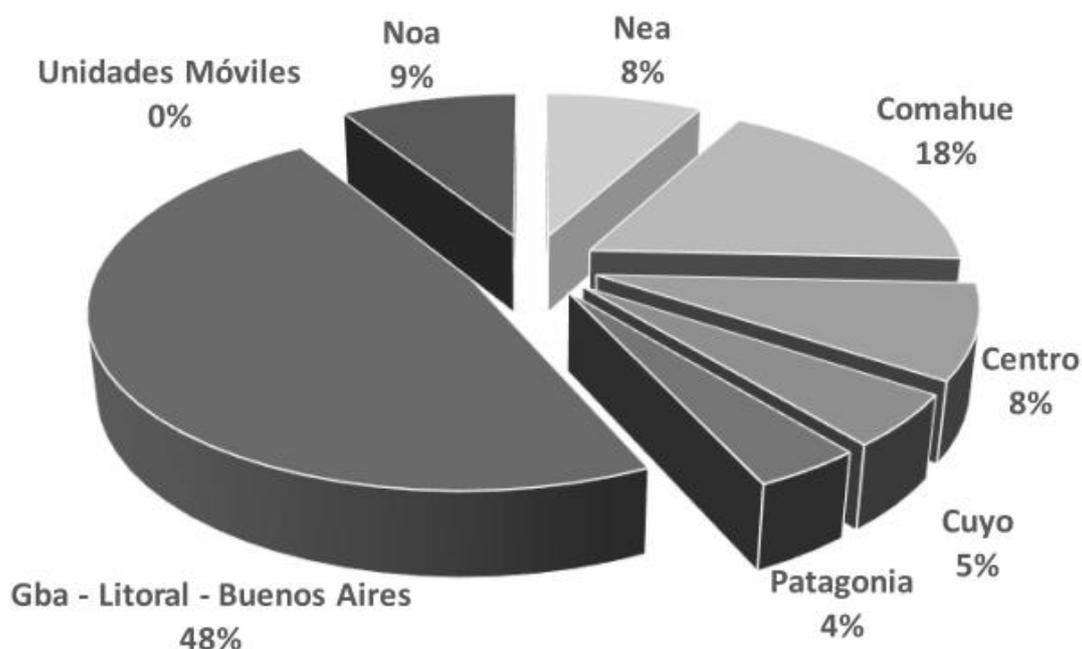


Figura 4. Potencia instalada por región. FUENTE: CAMMESA

### 2.2.2 Potencia instalada. Distribución por tecnología

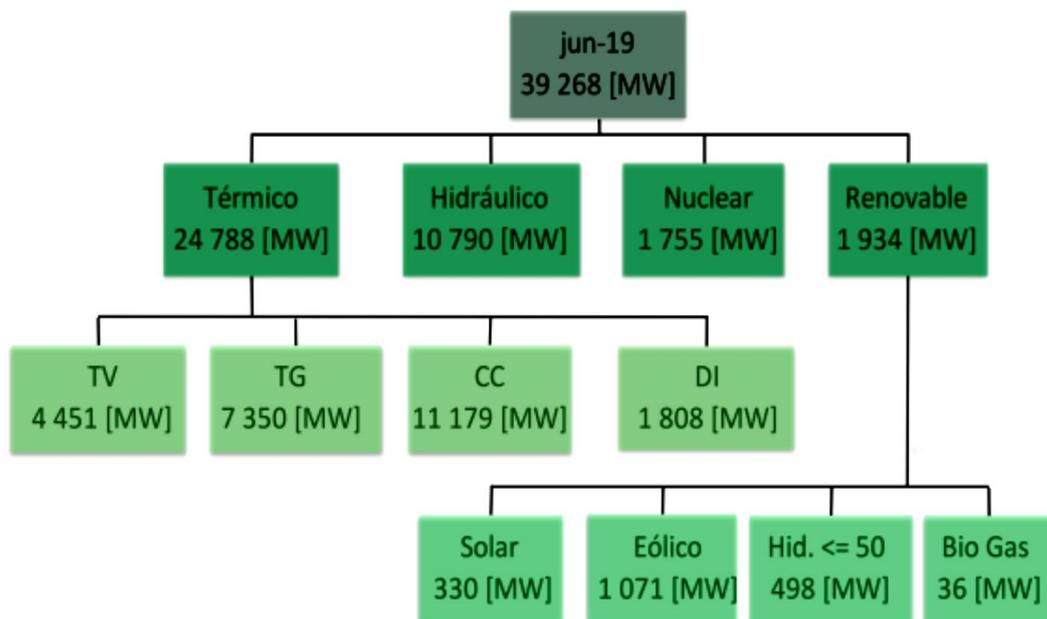


Figura 5. Potencia instalada por tecnología. FUENTE: CAMMESA

### 2.2.3 Detalle Por Fuente de generación (GWh)

	TÉRMICA	<b>7 558</b>
	HIDRÁULICA	<b>3 454</b>
	NUCLEAR	<b>200</b>
	RENOVABLE	<b>510</b>
<b>TOTAL</b>		<b>11 723</b>

Nota 1: No se tiene en cuenta la energía importada

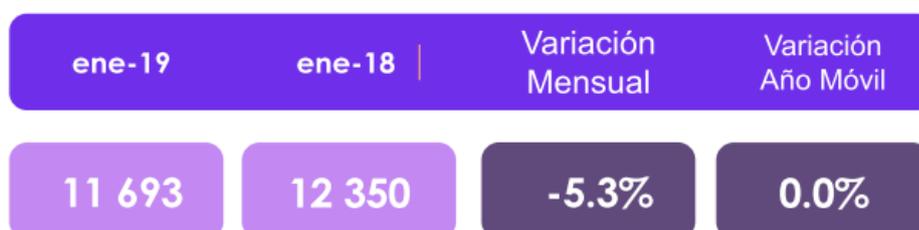
Nota 2: Renovable incluye Eólico, solar, Biogás, Biomasa e Hidráulicas menores a 50 MW

## 2.3 Demanda

La demanda en Enero del 2019 presento una caída del orden del -5.3% respecto del mismo periodo del 2018, siendo para el 2019 de 11693 GWh contra 12350 GWh del 2018.

Todos los tipos de consumo sufrieron una baja en el año 2019 respecto del 2018, en distribución bajo un 4,6% y la gran demanda presento un caída del -9,1%.

Esto se atribuye a que la temperatura media de enero del 2019 fue inferior (25°C) a la del 2018 (26,1°C). Respecto a la gran demanda se atribuye en parte a la situación socioeconómica del país, con una caída en la producción en general.



Temperaturas:

TEMPERATURA	ene-19	ene-18	°C
Media	25.0	26.1	°C
Máxima	31.3	31.9	°C
Mínima	18.5	19.2	°C
Media Histórica	24.5		°C

Tabla 2. Variación demanda neta. Fuente: CAMMESA

### 2.3.1 Detalle por área de demanda- acumulado 2019

Podemos observar que la mayor demanda se concentra en Gran Bs. As. y la Provincia de Buenos Aires, siendo del 48% de la demanda total del país y que coincide con la potencia instalada para generación. El gran Buenos Aires se queda con el 37% de la demanda total cuando la población es del 30% del total del país y el área de su territorio es apenas de 0,5%.

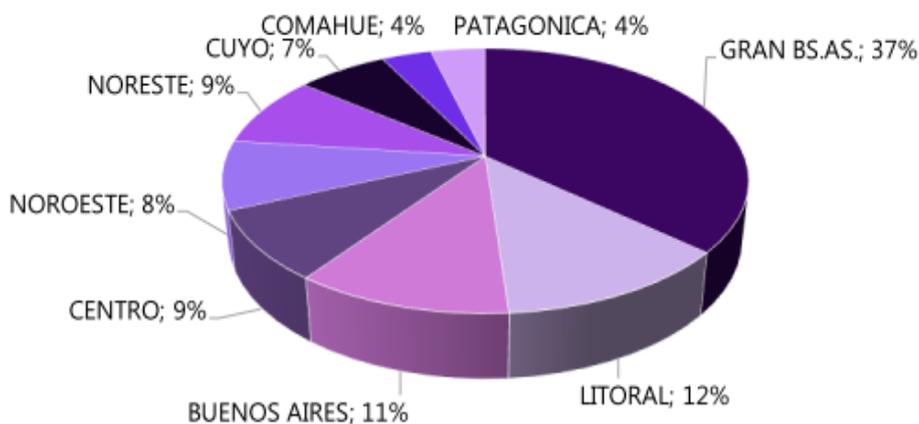


Figura 6. Demanda por Área. Fuente: CAMMESA

### 2.3.2 Composición de la demanda acumulado 2019

La demanda por parte del sector industrial y comercial suma el 56 % de la demanda total del país, viéndose afectado su consumo por las temperaturas, las variaciones económicas del país y el aumento de la tarifa. La demanda del sector residencial varía su consumo mayormente de acuerdo a las variaciones de temperatura.

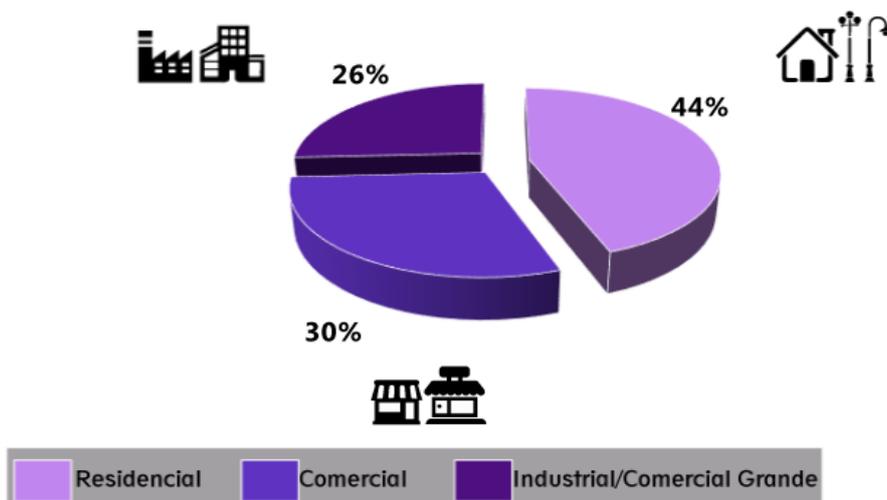


Figura 7. Composición de la demanda. Fuente: CAMMESA

### 2.3.3 Balance: Demanda de MEM en 2019 VS años anteriores

DEMANDA (GWh)	Medio Año Móvil	ene-19	ene-18	ene-17
Distribuidor	9 001	9 783	10 249	10 531
Gran Usuario	2 028	1 910	2 101	1 994
Bombeo	23	21	30	35
Exportación	24	12	0.1	0.1
Pérdidas	358	404	368	374
<b>TOTAL</b>	<b>11 434</b>	<b>12 130</b>	<b>12 749</b>	<b>12 933</b>

Tabla 3. Balance de la demanda. Fuente: CAMMESA

### 2.3.4 Balance: Oferta de MEM en 2019 VS años anteriores

OFERTA (GWh)	Medio Año Móvil	ene-19	ene-18	ene-17
TÉRMICA	7 245	7 558	8 341	8 644
HIDRÁULICA	3 324	3 454	3 522	3 281
NUCLEAR	501	200	639	637
RENOVABLE	302	510	241	245
IMPORTACION	62	407	6	125
<b>TOTAL</b>	<b>11 434</b>	<b>12 130</b>	<b>12 749</b>	<b>12 933</b>

Tabla 4. Balance de la oferta. Fuente: CAMMESA

## 2.4 Precio medio mensual de los últimos tres años y promedio año móvil (\$/MWh)

El precio final de la tarifa de energía eléctrica que pagan los distintos usuarios de los distribuidores del país está compuesto por tres partes, el precio estacional de la energía, el costo de la distribución e impuestos. El costo del transporte suelen estar incluidos dentro del costo de distribución.

El Valor de la Distribución es la ganancia que obtiene la distribuidora por mantener y operar toda la red que está bajo su jurisdicción y también remunerar el capital invertido en la misma. Este valor está regulado por el Ente Regulador de cada jurisdicción (ENRE para el caso de EDENOR y EDESUR, OCEBA para la Provincia de Buenos Aires o cada Ente Provincial Regulador, por ejemplo).

A demás, el precio estacional de la energía eléctrica es un valor que se fija discrecionalmente por parte del Ministerio de Energía (o alguna de sus dependencias) y representa el costo al que las distribuidoras compran a CAMMESA la energía eléctrica que venderán luego a sus clientes. Este componente es neutral para las distribuidoras, no debiendo obtener ganancia alguna de precios estacionales más altos o más bajos.

	Medio Año Móvil	ene-19	ene-18	ene-17
Componentes Energía	383.9	548.1	286.8	142.4
Componentes Potencia + Reserva	322.2	354.4	190.5	14.1
Cargo Demanda Excedente + Cuenta Brasil	601.2	580.1	383.4	237.7
+ Contratos Abastecimiento MEM				
Sobrecosto Transitorio de Despacho	863.0	761.7	579.0	629.0
Compra Conjunta MEM	17.6	42.4	1.0	0.0
<b>Precio Monómico Medio</b>	<b>2188.0</b>	<b>2286.7</b>	<b>1440.7</b>	<b>1023.2</b>
Cargos transporte	81.9	97.7	61.8	2.2
<b>Precio Monómico Medio + Transp.</b>	<b>2269.8</b>	<b>2384.5</b>	<b>1502.5</b>	<b>1025.4</b>
<b>Precio Mónico Estacional</b>	<b>1167.2</b>	<b>1486.1</b>	<b>812.6</b>	<b>333.2</b>

Tabla 5. Precio de la energía. Fuente: CAMMESA

El costo monómico medio del mes de Enero del 2019 alcanzó los 2287 \$/MWh, frente a los 1440,7 \$/MWh de igual mes del 2018.

El precio monomico estacional en Enero del 2019 alcanzó los 1486 \$/MWh contra los 812 \$/MWh que costaba en el 2018.

### 2.4.1 Precio de la energía para el generador

Los generadores obtienen su ganancia a través de la venta de energía en los mercados citados anteriormente. El precio para el Mercado a término se define en los contratos entre los interesados. El precio para el mercado spot es el precio horario de la energía que se vende en el MEM. Inicialmente el precio del mercado se obtenía en función del costo económico de generar el próximo KWh, esto se modificó a partir de las medidas tomadas por la crisis del año 2002. Originalmente el Precio de Mercado (PM) resultaba de aplicar el método marginal, es decir el precio del próximo KWh, en el centro de carga del sistema. El precio del próximo KWh surge del costo marginal de la máquina generadora menos eficiente despachada reducida al centro de cargas, para de esta manera considerar el costo del transporte de la energía generada. Dicho costo es el costo de generación por unidad de energía que para reducirlo al centro de carga se lo divide por un factor de nodo (FN)<sup>2</sup>. De esta manera se determina que máquina resulta despachada y cuál es el PM. El precio al cual cada generador percibe su remuneración por energía entregada está dado por el PM multiplicado por su respectivo factor de nodo. De esta manera la máquina que fija el precio de mercado cobra exactamente su costo operativo. El mayor costo de producción de las unidades generadoras es el de las térmicas. Por lo tanto el mismo define el PM. Dicho costo se obtiene del producto entre el precio de los combustibles en el área donde está ubicada la unidad (de esta manera considera transporte y precio del combustible) y el consumo calórico. Por otro lado de existir restricciones que no permitan la vinculación de toda la oferta y la demanda de un área del mercado se fijan precios locales (PL). Estos resultan ser mayores al PM si se trata de un área importadora e inferiores en caso de ser exportadora. A su vez los generadores reciben una remuneración por la potencia puesta a disposición del sistema, ya sea operable o reserva fría. Esta remuneración tiene un componente variable que aumenta cuanto mayor es el riesgo que la demanda no sea abastecida dentro del sistema. Para garantizar la operatividad técnica del sistema se remuneran también servicios adicionales como la regulación de frecuencia y el control de la tensión. El precio monómico consolida el valor de la energía y el valor de la potencia y la reserva puesta a disposición. Este precio equivale a lo pagado a los

---

<sup>2</sup> Representa la variación de las pérdidas atribuibles a un incremento de demanda en un nodo determinado. Un FN menor a 1 representa un nodo generador con respecto al centro de cargas y un FN mayor a 1 un nodo abastecido desde el centro de cargas. Se busca penalizar en los precios un aumento de la demanda cuya satisfacción depende de un aumento de oferta en un nodo lejano. De esta manera provocar un aumento de demanda en los nodos generadores y una disminución en los abastecidos y así reducir las pérdidas.

generadores por MWh generado acumulando todos los cargos por los cuales estos obtienen una remuneración.

## **2.5 Mercado Spot**

Donde los precios varían en forma horaria de acuerdo a variación de la demanda y a la disponibilidad de los equipos que haya en cada momento. El ingreso de máquinas para abastecer la demanda se hace con un orden prioritario de costos, es decir, entran en servicio primero las más económicas hasta cubrir la potencia más la reserva y las que no son requeridas quedan sin operar. En este mercado existe un reconocimiento para la energía en función de los costos de los combustibles y otro para la potencia que representa los costos fijos.

## **2.6 Mercado estacional**

Se definen dos períodos semestrales en el año, con fechas de comienzo el 1º de Mayo y el 1º de Noviembre relacionados con las épocas de hidraulicidad. En cada período estacional se define un precio estabilizado de energía, en función de lo que se espera costará durante esos seis meses. Los distribuidores compran a ese precio y las diferencias con respecto a los precios reales que se produjeron en el Mercado Spot, se cargan al período siguiente.

## **2.7 Mercado a término**

Se establece entre un generador y un distribuidor o gran usuario con la firma de un contrato.

Se determinan las condiciones de entrega de energía y de pago, como así también los plazos de vigencia y los resarcimientos de una de las partes por incumplimiento de la otra. Los precios se pactan libremente.

## 2.8 Problemas

Vamos a definir una serie de problemas actuales referidos a los costos de la energía eléctrica para los consumidores finales, el problema con la generación, el transporte y la distribución y ver de qué manera se pueden resolver total o parcialmente utilizando generación distribuida.

### 2.8.1 Costo de la energía eléctrica para los consumidores

La quita de subsidios en las tarifas de energía eléctrica para los usuarios en forma progresiva por parte del estado nacional, produjo un incremento considerable en el monto total de la factura de los consumidores. Por otra parte, la gran devaluación que se produjo en periodos muy cortos de tiempo empeoró la situación. El 65,1% de la energía eléctrica proviene de origen térmico, es decir, a partir de combustibles los cuales su precio cotiza en dólares, sumado a que el salario promedio de los trabajadores se vio reducido en términos de poder adquisitivo en los últimos tres años, hizo que en algunos casos el monto a pagar en la factura de energía eléctrica llegara al 2,7% del salario promedio del 2018 (Para la distribuidora Edenor, Categoría R2, 300kWh por mes) siendo la remuneración promedio imponible a Octubre del 2018 de \$33154,28 pesos argentinos según el Ministerio de Producción y Trabajo.

### 2.8.2 Incidencia de las facturas en el salario (%)

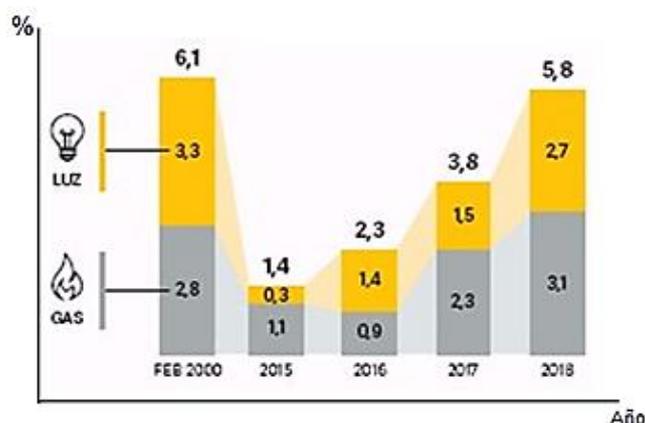


Figura 8. Salario. Fuente: RIPTE

### 2.8.3 Cálculo de una factura de luz en la ciudad de La Plata

Realizaremos un cálculo sencillo, tomando como ejemplo un consumo promedio para una vivienda residencial, de esta manera podremos saber el monto real de una factura y en base a ello, evaluar algún proyecto para instalar energía renovable en el domicilio analizando la factibilidad del mismo y su rentabilidad, teniendo en cuenta la posibilidad de vender energía a la red.

#### Cuadro tarifario de EDELAP 2019

T1-R: Uso Residencial	Unidad	
<b>T1-R1:</b>		
<b>Consumo Mensual inferior o igual a 150 kWh</b>		
Cargo fijo (haya o no consumo)	\$/mes	85,75
<b>Cargo variable por energía</b>	<b>\$/kWh</b>	<b>3,2088</b>
<b>T1-R2:</b>		
<b>Consumo Mensual mayor a 150 kWh e inferior o igual a 325 kWh</b>		
Cargo fijo	\$/mes	240,61
Cargo variable por energía	\$/kWh	3,0002
<b>Consumo Mensual mayor a 325 kWh e inferior o igual a 400 kWh</b>		
Cargo fijo	\$/mes	290,22
Cargo variable por energía	\$/kWh	3,0287
<b>Consumo Mensual mayor a 400 kWh e inferior o igual a 450 kWh</b>		
Cargo fijo	\$/mes	377,66
Cargo variable por energía	\$/kWh	3,1267
<b>Consumo Mensual mayor a 450 kWh e inferior o igual a 500 kWh</b>		
Cargo fijo	\$/mes	441,30
Cargo variable por energía	\$/kWh	3,1808
<b>Consumo Mensual mayor a 500 kWh e inferior o igual a 600 kWh</b>		
Cargo fijo	\$/mes	705,30
Cargo variable por energía	\$/kWh	3,4081
<b>Consumo Mensual mayor a 600 kWh e inferior o igual a 700 kWh</b>		
Cargo fijo	\$/mes	949,47
Cargo variable por energía	\$/kWh	3,5789
<b>Consumo Mensual mayor a 700 kWh e inferior o igual a 1400 kWh</b>		
Cargo fijo	\$/mes	1345,50
Cargo variable por energía	\$/kWh	3,6863
<b>Consumo Mensual mayor a 1400 kWh</b>		
Cargo fijo	\$/mes	1.603,88
Cargo variable por energía	\$/kWh	3,7085

Supongamos un consumo promedio mensual de 140 kWh, en este caso, estaríamos en la categoría para uso residencial T1-R1, el detalle de la facturación sería:

- Cargo fijo-----\$85,75
- Cargo variable: 140kWhx 3,2088 \$/kWh-----\$ 449,232
- Incremento del costo mayorista 0.1183 4/kWh-----\$ 53
  
- SUBTOTAL ENERGIA Y CARGOS-----\$588,122
- IVA consumidor final-----\$123,5
- Un 23% de impuestos donde se incluye el alumbrado público y la ley 11769-----\$135,26

Total= \$588,122+ \$123,5+ 135,26 = **\$ 846,9**

#### 2.8.4 Incremento en la demanda

Año tras año la demanda de energía eléctrica aumenta, y con ello la generación. Con ese escenario se debe analizar la oferta y determinar la necesidad de instalar nueva capacidad de generación.

GWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Residenciales	31,532	33,373	37,339	39,114	40,122	42,881	44,879	47,722	50,381	51,444	55,424	57,067	55,889
Consumos Intermedios	26,781	28,415	30,050	31,387	32,361	33,755	35,655	37,696	36,453	35,995	37,351	38,541	38,291
Gran Demanda	34,075	35,807	35,580	35,476	32,174	34,140	35,973	35,809	38,405	39,028	39,334	37,503	38,255
<b>TOTAL</b>	<b>92,388</b>	<b>97,595</b>	<b>102,969</b>	<b>105,977</b>	<b>104,657</b>	<b>110,775</b>	<b>116,507</b>	<b>121,227</b>	<b>125,239</b>	<b>126,467</b>	<b>132,110</b>	<b>133,111</b>	<b>132,436</b>

Tabla 6. Incremento de la demanda por tipo de usuario anual 2005-2017. Fuente: CAMMESA

### 2.8.5 Emisiones globales de CO<sub>2</sub> proveniente de combustibles fósiles.

Dado que el 65,1% de la energía proviene de la quema de combustibles fósiles, la contaminación crece. Lograr un aumento de la utilización de energías de origen renovable contribuye a disminuir los niveles de contaminación. La quema de combustibles fósiles, que permitió una vida más extensa y de mayor calidad, también comenzó a impactar en la salud del planeta. Cualquier “quema” aumenta la concentración de gases de efecto invernadero y, por ende, probablemente, el cambio climático, con consecuencias difíciles de predecir en un futuro no muy lejano. Consciente de esto desde hace unas pocas décadas, la humanidad se encuentra hoy en una encrucijada: cómo minimizar el impacto ambiental de la producción y el uso de la energía, sin sacrificar calidad de vida.

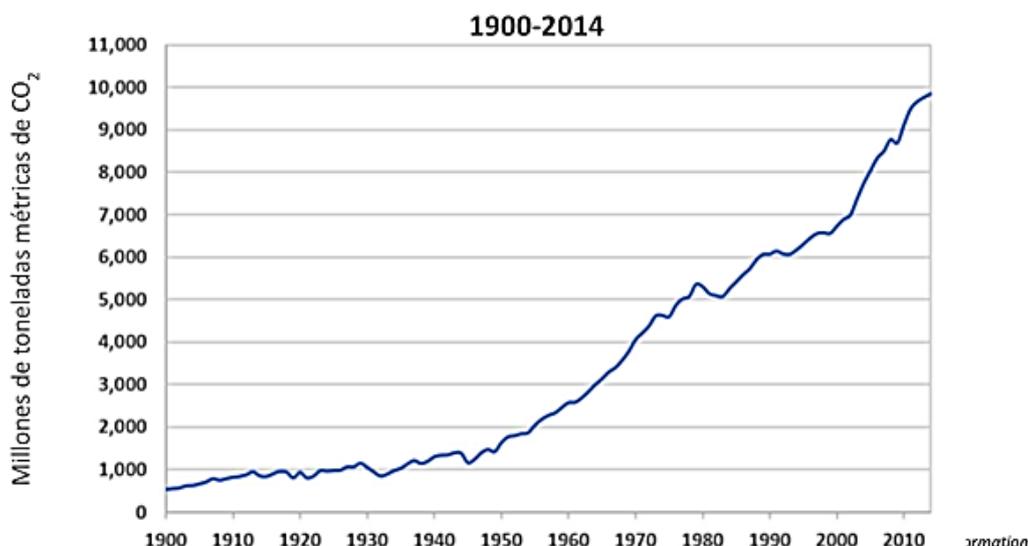


Figura 9. Evolución de contaminación de CO<sub>2</sub>. Fuente. Boden, T.A., Marland, G., and Andres, R.J. (2017). Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO<sub>2</sub>Emissions. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., U.S.A.

### 2.8.6 Necesidad de igualdad en el acceso a la energía

La red eléctrica argentina está diseñada de tal manera que gran parte del territorio nacional queda aislado de la misma. Existe un desafío territorial que significa lograr

una mejor distribución y acceso a la energía en todo el país. Esto, en términos de desarrollo, implica no cumplir con los preceptos constitucionales de igualdad de oportunidades en las diversas regiones del país. Es así que existe un importante déficit de suministro eléctrico en las zonas rurales, en las cuales aproximadamente el 30% del total de su población (alrededor del 4% del total nacional) no cuenta con el servicio.

Por otro lado un mayor acceso a la electricidad permitirá el desarrollo de regiones menos pobladas y mejorar la distribución poblacional del país. En resumen otro problema del sistema eléctrico actual es la falta de alcance en forma distribuida manteniendo la calidad del abastecimiento en toda la superficie del territorio.

### 2.8.7 Necesidad de no depender de un solo tipo de combustible

Depender en gran parte de un solo tipo de combustible para generar energía eléctrica, produce la dependencia total del mismo. Comenzar a desarrollar otras tecnologías para su producción, reduciendo la utilización de combustibles fósiles, hará que el precio de la energía eléctrica no dependa exclusivamente del precio del combustible el cual siempre va en aumento.

Por otro lado, muchos combustibles fósiles están llegando a su producción máxima, lo que encarece considerablemente su extracción. El combustible más utilizado por Argentina para la producción de energía eléctrica es el gas natural, llegando a utilizar en el 2017 una cantidad de 17,119 damm<sup>3</sup>, cubriendo así el 68,4% de la demanda total del país con ese combustible.

Esto ha sido identificado por países más desarrollados y han dedicado parte de su presupuesto en revertir esta dependencia, el caso de Argentina por el momento es diferente. Argentina cubre más del 65,1% de su demanda con tecnologías que utilizan como insumo combustibles fósiles.

GWh	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	Part. %
CC	5,073	4,888	5,013	4,317	5,212	5,451	5,965	5,623	4,956	4,542	4,643	5,368	61,051	44.7%
TV	1,504	1,320	1,324	1,141	881	1,399	1,095	709	656	524	313	881	11,749	8.6%
TG	1,792	1,129	1,076	1,164	1,155	1,081	1,573	951	767	645	624	1,188	13,145	9.6%
DI	296	243	212	119	151	211	245	204	337	276	254	345	2,893	2.1%
Térmica	8,664	7,581	7,626	6,741	7,400	8,141	8,878	7,487	6,716	5,988	5,834	7,782	88,838	65.1%
Hidráulica	3,449	3,138	3,223	2,958	3,341	3,335	2,996	3,305	3,310	3,926	4,328	3,970	41,280	30.2%
Nuclear	637	634	510	242	194	241	252	622	610	616	507	651	5,716	4.2%
Eólica + Solar	58	43	45	47	43	55	53	56	49	57	57	69	632	0.5%
<b>Total Generación local</b>	<b>12,808</b>	<b>11,396</b>	<b>11,404</b>	<b>9,988</b>	<b>10,978</b>	<b>11,773</b>	<b>12,179</b>	<b>11,469</b>	<b>10,685</b>	<b>10,587</b>	<b>10,726</b>	<b>12,472</b>	<b>136,466</b>	<b>100.0%</b>

Tabla 7. Demanda por tipo de generación. Fuente: CAMMESA

<sup>3</sup> Miles de decímetros cúbicos

## 2.8.8 Importacion de energia

Otro dato para tener en cuenta a la hora de pensar en proyectos de energia renovable es la capacidad de generaci3n nacional en los dias de mayor demanda. Seg3n los datos de CAMMESA durante el 2017 se importaron 733,9 GWh de energ3a, observandose que en el mes de Enero, cuando se produce la mayor demanda es cuando la cantidad de energia importada es mayor, llegando a 125 GWh.

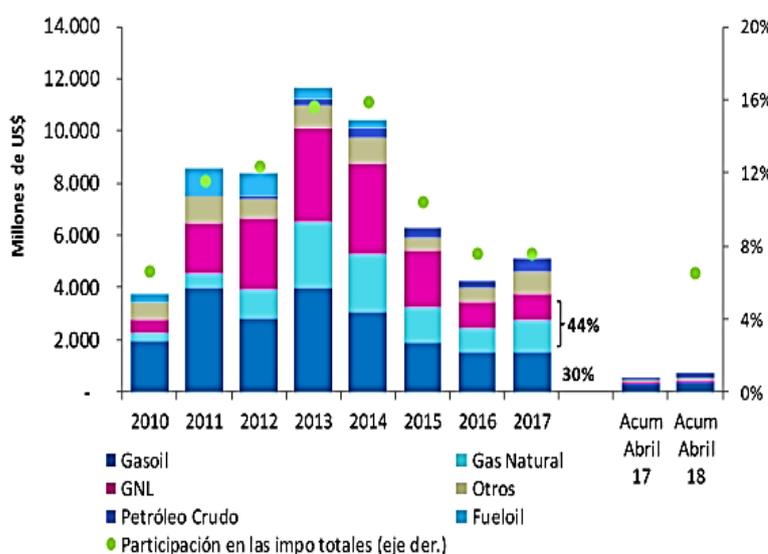
### Generaci3n

GWh	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
T3rmica	8,664	7,581	7,626	6,741	7,400	8,141	8,878	7,487	6,716	5,988	5,834	7,782	88,838
Hidr3ulica	3,449	3,138	3,223	2,958	3,341	3,335	2,996	3,305	3,310	3,926	4,328	3,970	41,280
Nuclear	637	634	510	242	194	241	252	622	610	616	507	651	5,716
E3olica+Solar	58	43	45	47	43	55	53	56	49	57	57	69	632
Importaci3n	125	78	153	123	192	16	6	1	0	13	18	9	734
<b>TOTAL OFERTA</b>	<b>12,933</b>	<b>11,474</b>	<b>11,557</b>	<b>10,111</b>	<b>11,170</b>	<b>11,789</b>	<b>12,185</b>	<b>11,470</b>	<b>10,685</b>	<b>10,600</b>	<b>10,745</b>	<b>12,481</b>	<b>137,200</b>

Tabla 8. Balance Energ3tico 2017. Fuente: CAMMESA

Tambi3n se importa combustibles derivados del petroleo, lo que hace condicionar el precio de la energia electrica, seg3n la Secretaria de Politicas Economicas, a Junio del 2018 se importaron los siguientes combustibles:

Gr3fico 29. Importaciones de hidrocarburos en millones de US\$ y como porcentaje de las importaciones totales



Gr3fico 30. Pa3ses de origen de las importaciones de hidrocarburos, 2017

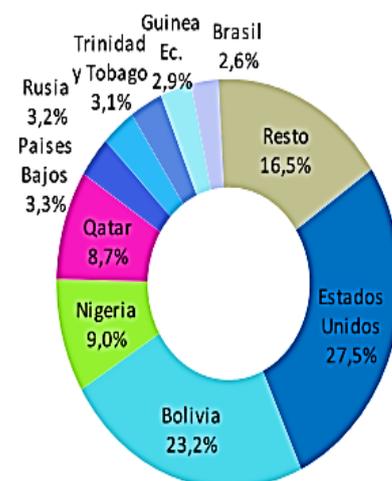


Figura 10. Hidrocarburos: Importaciones. Fuente: Subsecretaria de Programaci3n Microecon3mica



## CAPITULO 3

### Generación Distribuida

#### 3.1 Introducción

Generación Distribuida, no es un concepto nuevo en la rama de la ingeniería, pero teniendo en cuenta la problemática actual de la contaminación ambiental, el precio de los combustibles fósiles, y la falta de generación de energía eléctrica para hacer frente a la demanda creciente, este concepto resurge cada vez con más fuerza en los países en donde la generación de energía eléctrica de la forma tradicional no ha sido resuelta completamente o posee deficiencias que se esperan solucionar.

En este capítulo se presentará la generación distribuida actual con sus características y tecnologías. También se evaluará la aplicación que se le está dando a nivel mundial y hacia donde tiende el sistema eléctrico en el futuro al involucrar este tipo de generación.

### 3.2 ¿Qué es Generación Distribuida?

Es el uso de Fuentes de Energía Renovables, como el sol, el viento, el agua en cauces de río, la biomasa, y otros, para generar electricidad para ser autoconsumida en el mismo punto de generación, y a su vez inyectar el excedente de energía a la red de distribución.

Los equipos de generación distribuida, como son los paneles solares, pequeños aerogeneradores y otras tecnologías, pueden instalarse en Industrias, PyMEs y hogares, generando un ahorro económico en la factura del servicio eléctrico y contribuyendo a la mitigación del cambio climático.

### 3.3 Beneficios de la generación distribuida

- Reducción de las emisiones de dióxido de carbono
- Reduce las externalidades sociales respecto del suministro de energía eléctrica
- Contribuye al desarrollo del mercado de equipos de energía renovable
- Aumenta la seguridad energética
- Contribuye a regular el precio de la energía
- Desarrollo de productos competitivos ahorrando energía
- Reduce las pérdidas en transmisión y distribución
- Libera la capacidad del sistema
- Ayuda con la regulación de la tensión

### 3.4 Generación Distribuida en el mundo

En la actualidad, muchos países están optando por la generación distribuida como medio alternativo para paliar las dificultades que posee el sistema eléctrico tradicional en las cuales la energía se genera en grandes centrales y se distribuye a través de grandes distancias.

Dinamarca es uno de los países donde la generación de energía mediante fuentes renovables ha crecido de tal manera que, hoy en día, más de 53% de su energía eléctrica producida es de origen renovable.

La crisis del petróleo de 1973 obligó a los daneses a redefinir su política energética. Hasta entonces, el 90% de la energía que utilizaban dependía del combustible importado. Desde entonces, uno de los ejes políticos de los sucesivos gobiernos fue establecer metas para reemplazar esa dependencia mediante el desarrollo de energías alternativas.

Las principales políticas estaban enfocadas en la implementación de sistemas CHP (producción combinada de calor y electricidad), el desarrollo de nuevas tecnologías renovables e incentivos para su implementación mediante instrumentos económicos como los “impuestos verdes”. Esto acompañado por la producción de petróleo y gas en el Mar del Norte permitió que el país cambiara su situación de importador energético a ser más autosuficiente desde 1997.

Así fue que Dinamarca organizó sus planes energéticos con tres premisas: pensar a largo plazo, consensuar la continuidad de la planificación a través del tiempo y lograr el apoyo comunitario mediante la participación de los ciudadanos en la generación de energía.

Estas características provocaron que los daneses tengan una tradición de suministro energético comunitario. Las cooperativas de consumo y los municipios han tenido en sus manos la producción eléctrica con un sistema que atenúa sus necesidades y no se basaba en el lucro que es común a los sistemas energéticos en el mundo.

Si bien los cambios obligados por la unificación de políticas europeas modificaron en parte este sistema social de producción energética, Dinamarca decidió en 2011 mantener por ley el 20% de la participación ciudadana en el sistema de generación de energía. Una medida que es resistida por muchas comunidades que reclaman una mayor cuota para las cooperativas de vecinos y los municipios que lideraron el cambio. Esa participación todavía puede constatarse en los sistemas de calefacción urbana, fundamentales en las ciudades danesas, que todavía se organizan mediante organizaciones sin ánimo de lucro cuyos propietarios son Cooperativas. También en otras regiones como la isla de Samsø en la que un grupo de habitantes decidió que había que ser independiente de combustibles fósiles en el 2030. Lo discutieron con las autoridades locales, crearon Cooperativas y pusieron aerogeneradores y células solares que actualmente cubren un 308% del consumo de electricidad en la zona. El excedente se vende a través de un cable a la península de Jutlandia. Ahora, los isleños quieren integrar a los ciudadanos en el desarrollo del uso de biomasa y biogás para descarbonizar completamente la calefacción y el transporte en la isla.

Los aerogeneradores suministraron una potencia equivalente al 43,6 % del consumo eléctrico de Dinamarca en 2017. Este es un nuevo récord gracias al esfuerzo de transición del sistema de suministro de energía en el país para que sea neutral en carbono.

Otro país que utiliza mucho la generación distribuida es Cuba (48%), pero no lo hace con fuentes de energía renovables, sino que utiliza generadores eléctricos (GE) diésel que en un principio se utilizaban en casos de emergencia para cubrir los constantes

cortes de energía de la red eléctrica, pero algunos de estos generadores funcionan en forma permanente aislando los puntos de consumo de la red y con eventual inyección de energía a la misma.

Los GE diésel que se han instalado en el país trabajan en régimen de emergencia, sin sincronización a la red, y en régimen de producción, aislado o en baterías. En régimen de emergencia los GE, con capacidades que van desde 7 kVA hasta de 500 kVA en su mayoría, alimentan pequeñas cargas de importancia social o económica como panaderías, policlínicos, empresas, y la idea es que sean utilizados para aliviar al sistema en horarios picos al asumir su carga cuando esta se desconecte de la red. Cuando funcionan en régimen de producción conformando baterías, las mismas pueden trabajar en régimen normal o en emergencia; en ambas condiciones se encuentran sincronizadas en paralelo con la red de distribución. Las baterías están constituidas por grupos de motores múltiples de cinco u ocho, en dependencia del GE (por ejemplo, una batería son cinco u ocho motores, dos baterías son 10 o 16 motores y así sucesivamente). Cuando están en funcionamiento normal, disponiendo de tensión en el lado de baja del transformador, el motogenerador arranca por programación horaria o manualmente por una orden del operador. El sistema de sincronización verifica el sincronismo a ambos lados del interruptor de conexión y automáticamente cierra cuando se verifique la condición de sincronismo entre ambos lados. Las mismas baterías se dice que están en funcionamiento de emergencia cuando los grupos motogeneradores arrancan solo a falta de la red y sin tensión en la barra de baja tensión de los transformadores elevadores, siendo esta operación manual. Debido a una caída del Sistema Eléctrico, las baterías de GE pueden trabajar como islas, pero debe tenerse en cuenta que quedarán aislados de cualquier otra generación, encargándose de la vigilancia de tensión y frecuencia.

Las restantes naciones con mayor índice de implementación de la también denominada generación descentralizada son Holanda y Letonia, con el 38 por ciento, y la República Checa, con 36,8 por ciento.

Siguen en orden descendente Alemania y Finlandia, ambas con el 36 por ciento; Rusia (31,3) Polonia (24,3) y Hungría, con el 22 por ciento.

En el siguiente grafico podemos ver la escala de países en los que más se ha implementado la generación distribuida:

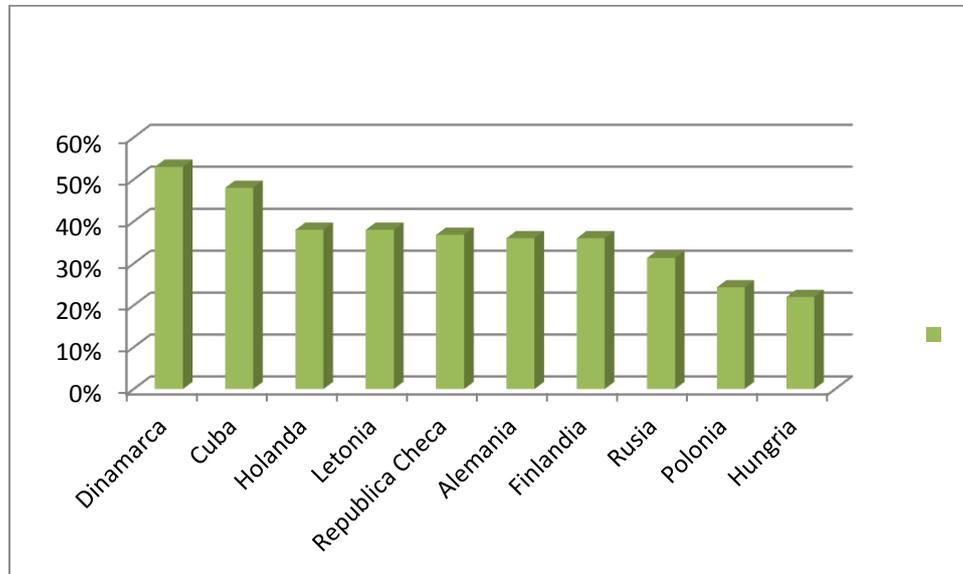


Figura 11. Escala de países con mayor aplicación de Generación Distribuida. Fuente: Elaboración propia

### 3.5 Generación Distribuida con inyección a la Red mediante paneles solares

Este sistema de inyección está compuesto por un mínimo de paneles solares, estos se conectan entre sí para lograr un voltaje parecido a la línea y con una potencia total que se da en las horas de mejor rendimiento.

Esta corriente (continua) generada por los paneles ingresa al inversor y es convertida electrónicamente en corriente alterna de 50 HZ apta para la instalación domiciliaria.

Esta energía alimenta las cargas, logrando que el medidor registre menos consumo, se detenga o cuente energía excedente inyectada a la red dependiendo el consumo de ese momento.

Haciendo que el consumo de energía disminuya durante las horas del día.

Para generar energía mediante el uso de fuentes renovables y poder inyectarla a la red debemos tener en cuenta que no está permitido el uso de baterías para la

acumulación de energía, de modo que en caso de corte de energía por parte de la distribuidora, el inversor que está conectado a la red deja de funcionar, ya que se encuentra sincronizado a la frecuencia de la misma. Esto se debe a que en caso de que la distribuidora genere un corte programado del suministro, nuestro sistema no envíe tensión a la red pudiendo provocar un accidente para los operarios que se encuentran trabajando en la misma.

En el siguiente esquema podemos ver como se conectan los paneles, el inversor, el medidor y los consumos para inyectar a la red pero sin baterías para acumulación.

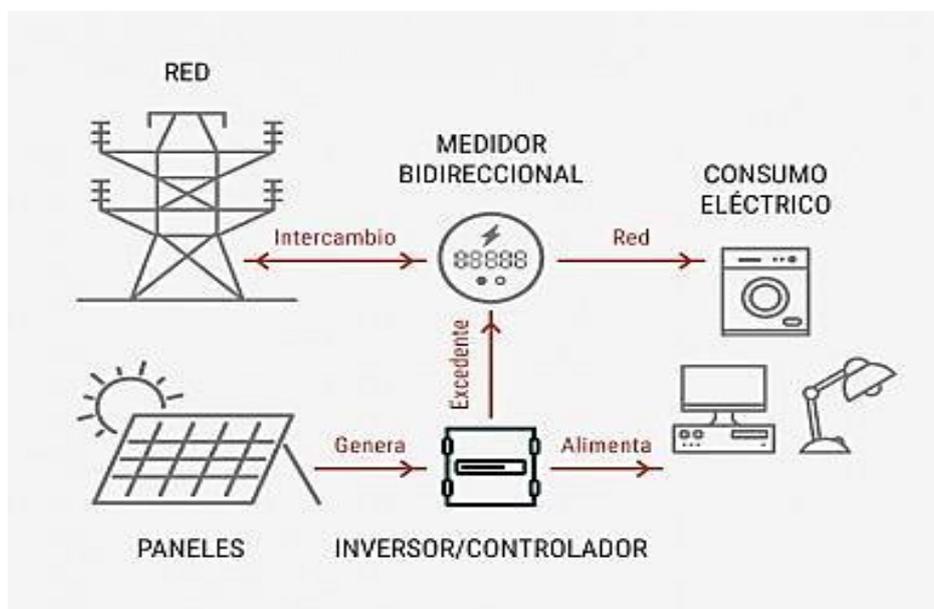


Figura 12. Esquema de conexión con inyección a la red. Fuente: Exo kit solares

Al esquema anterior le colocamos un banco de baterías para acumular la energía durante las horas de sol, y de esa manera podemos utilizar la energía acumulada y no consumir energía de la red. La desventaja de este sistema es el costo de las baterías y que no podremos vender la energía excedente a la Red.

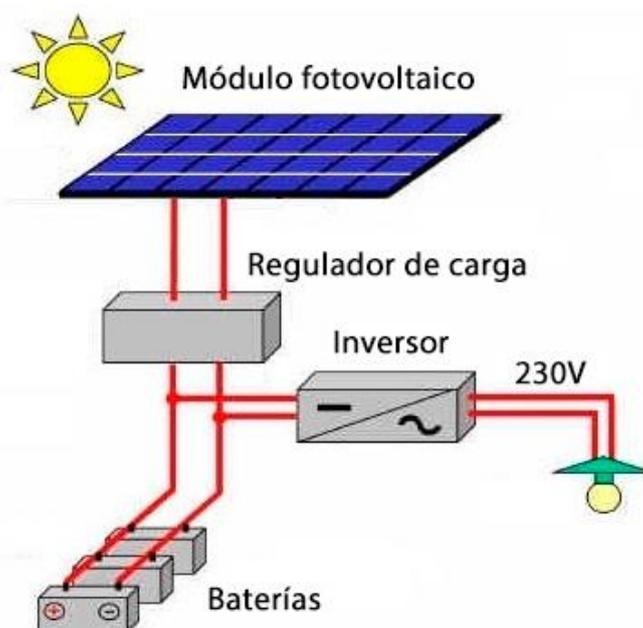


Figura 13. Esquema de conexión sin inyección a la red. Fuente: Revosolarshop

### 3.6 Medidores Bidireccionales

Los medidores bidireccionales son capaces de medir la energía desde la vivienda hacia la red de distribución y desde la red hacia la vivienda. Es elemento fundamental para la aplicación de generación distribuida. Con la llegada de los medidores bidireccionales, también se comienza a hablar de redes inteligentes (REI). En otros países, los medidores bidireccionales, no solo miden la energía en ambos sentidos, sino que traen consigo una serie de tecnologías de comunicación que sirven para telemedición, control de potencia, control de fraudes, etc.

Como primer paso antes de planificar una instalación a gran escala de medidores inteligentes, hay que resolver la cuestión de cuáles son los adecuados para las necesidades del país y de la red eléctrica inteligente (REI). Aquí entran en juego temas como costos, prestaciones, tecnologías de comunicaciones, etcétera. En primera instancia, es claro que la medición por defecto es la de potencia consumida, que es la que va a determinar el importe de la factura eléctrica. Esta se calcula a través de la medición de las corrientes y tensiones. Sin embargo, a partir de estas magnitudes se pueden calcular otros parámetros e índices que proveen de información útil tanto al proveedor como al usuario.

Aquí es donde entra en juego el concepto de calidad de la energía, el cual debe encararse desde el punto de vista técnico y normativo. En el contrato de concesión del

sistema de distribución eléctrico, el Ente Nacional de Regulación de la Electricidad (ENRE) distingue tres puntos para evaluar y controlar<sup>4</sup>:

- 1° Calidad del producto técnico suministrado: comprende las variaciones rápidas y lentas de tensión, distorsión armónica de la tensión suministrada por la distribuidora, la distorsión armónica de la corriente inyectada por grandes usuarios, y el nivel de flicker en la tensión.
- 2° Calidad del servicio técnico prestado: contempla la frecuencia, duración y cantidad de usuarios afectados por interrupciones del suministro.
- 3° Calidad del servicio comercial: evalúa la atención al usuario, facturación, reclamos, etcétera.

La calidad de la energía es importante por una cuestión de índole técnica que cobra mayor importancia cada día, debido a las consecuencias que trae aparejadas:

- La tecnología de consumo de última generación, con controles basados en microprocesadores y dispositivos electrónicos de potencia, es más sensible a las perturbaciones que los equipos analógicos utilizados en el pasado.
- Los equipos electrónicos actuales, tanto de baja como alta potencia, son alimentados por convertidores electrónicos que producen un amplio espectro de distorsión.
- La inclusión de sistemas de generación de energía distribuida y fuentes de energía renovables a la red eléctrica puede crear problemas tales como variaciones de tensión, flicker y distorsión de forma de onda.
- El creciente interés en tecnologías con bajo impacto ambiental ha conducido a la inclusión masiva de dispositivos de bajo consumo a la red eléctrica, los cuales presentan comportamientos no lineales que afectan la calidad de la energía (por ejemplo, las lámparas de bajo consumo del tipo fluorescentes y las que emplean tecnología led).

Desde el punto de vista de la empresa distribuidora, la medición de la mayor cantidad de parámetros de calidad de la energía que se pueda hacer redundará en la disponibilidad de una mayor cantidad de elementos para tomar acciones correctivas y aumentar la eficiencia y calidad del servicio.

---

<sup>4</sup> ENRE, "Modelo de contrato de concesión municipal de distribución – Subanexo D – Normas de calidad de servicio público y sanciones" en <http://www.enre.gov.ar>

Desde el punto de vista del usuario, contar con información del contenido armónico podría ser útil a la hora de detectar equipos con malfuncionamiento o también al hacer reparaciones.

Un régimen con tarifas diferenciadas por bandas horarias traería aparejada una gran ventaja para el sistema eléctrico, aplanando la curva diaria de demanda mediante el incremento del precio de la energía en horarios picos, donde los costos de generación son mayores debido a que se deben poner en marcha generadores térmicos, mayormente diésel. Los usuarios, al contar con la información online provista por el medidor, podrían modificar sus hábitos de consumo estratégicamente generando una disminución en el monto de su factura y contribuyendo con la reducción de la potencia demandada en horario pico. Este factor, sumado al progresivo desarrollo de la generación distribuida, modificaría a mediano y largo plazo la matriz energética radicalmente, reduciendo notablemente el aporte de generación térmica y sus nocivos efectos al medioambiente. De esta manera, tanto el proveedor como el usuario estarían más interesados en mejorar la calidad de la energía, provista en un caso y consumida en el otro, para evitar penalizaciones o sobrecargos.

Además de los parámetros para medir, también hay que definir la cuestión de la tecnología de comunicaciones que se empleará.

La primera cuestión es si la tecnología es cableada o inalámbrica. Por cableada se entiende la tecnología de comunicaciones por la red eléctrica (del inglés, Power Line Communication, PLC), cuya ventaja radica en la existencia de una red cableada preexistente (la misma red eléctrica) (dependiendo de la calidad del cableado y la presencia de discontinuidades como seccionadores, transformadores, etcétera). La tecnología PLC provee dos opciones diferentes: PLC de banda angosta, para comunicaciones de decenas de kilobits por segundo, y de banda ancha, para velocidades de varios megabits por segundo. Este último presenta mayores dificultades para comunicar sobre distancias muy largas, debido al efecto del ruido impulsivo y la distorsión propia del canal. Por tal razón, los medidores inteligentes que emplean PLC usan la tecnología de banda angosta, con la cual se consigue mayor distancia con una menor tasa de transmisión de bits. La opción inalámbrica, por su lado, abarca diferentes alternativas, tales como Wireless mesh, WiMAX, red celular, etcétera (ver tabla 9).

La distorsión introducida por el canal es, en general, menos nociva, y las tasas de transmisión logradas pueden ser mayores que en PLC. Sin embargo, existen lugares donde la conectividad es muy compleja, debido a la presencia de múltiples obstáculos (edificios, accidentes del terreno, etcétera).

En las redes eléctricas inteligentes no existe una tecnología que prevalezca sobre las otras y que en el futuro van a coexistir todas en simultáneo.

Tecnología	Frecuencia	Velocidad de transmisión	Rango de cobertura	Aplicaciones	Limitaciones
GSM	900-1.800 MHz	≤ 14,4 kbps	1-10 km	AMI, HAN, gestión avanzada de la demanda	Baja velocidad
GPRS	900-1.800 MHz	≤ 170 kbps	1-10 km	AMI, HAN, gestión avanzada de la demanda	Baja velocidad
3G	1.900-2.170 MHz	384-2.000 kbps	1-10 km	AMI, HAN, gestión avanzada de la demanda	Costo
WiMAX	2,5, 3,5 y 5,8 GHz	≤ 75 Mbps	10-50 km (LOS), 1-5 km (NLOS)	AMI, gestión avanzada de la demanda	Poco conocido
PLC	1-30 MHz	2-3 Mbps	1-3 km	AMI	Entorno ruidoso
ZigBee	2,4 GHz	250 kbps	30-50 km	AMI, HAN	Corto alcance, baja velocidad

Tabla 9. Tecnologías de comunicaciones para medición inteligente año 2017 (Según el trabajo “Smart grid technologies: communication technologies and Standard”, de Güngör et al., 2011).

### 3.6.1 Costos de los medidores

Cuanto más prestaciones ofrezca el instrumento, es probable que sea más costoso. Estos instrumentos son sistemas digitales de procesamiento que adquieren las tensiones y corrientes de línea y calculan los diferentes índices de interés, presentando un grado bajo de complejidad del hardware asociado. El mayor costo del equipamiento se halla en los elementos de censado (transductores), etapas de aislamiento, etcétera.

### 3.6.2 La confiabilidad de los medidores inteligentes

Un tema que viene aparejado a cualquier instalación de medidores inteligentes es su confiabilidad y seguridad. A pesar de que existen numerosos ejemplos de instalación masiva de medidores inteligentes en todo el mundo, aún existe cierta desconfianza en determinados sectores, más que nada relacionada a la seguridad de la información y la confiabilidad de la medición.

Otro aspecto crítico en la implementación masiva de estos equipos es el establecimiento de normativas y ensayos estrictos para certificar los medidores antes de su instalación, incluyendo programas de calibración.

Según un estudio realizado a finales de 2016 por investigadores de diferentes universidades holandesas, en ensayos de laboratorio se detectaban errores de lectura de consumo muy grandes en determinadas condiciones<sup>5</sup>. Este tipo de hallazgos, pone una alerta sobre el proceso de certificación y normalización.

### 3.6.3 Reducción de pérdidas no técnicas

Para las empresas distribuidoras, las pérdidas de energía son equivalentes a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida. Estas se pueden clasificar en pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas están asociadas a la energía que se pierde durante la etapa de transporte y distribución dentro de la red como consecuencia del calentamiento de los transformadores y conductores. Si bien se pueden reducir mediante mejoras de la red, no es posible eliminarlas por completo. Por otro lado, las pérdidas no técnicas representan el saldo restante de las pérdidas de la empresa distribuidora y obedecen principalmente al uso clandestino del servicio, ya sea a través de conexiones ilegales o manipulación del medidor de energía; y a errores administrativos y técnicos<sup>6</sup>.

Los datos prácticamente instantáneos provistos por los medidores inteligentes proporcionarían a la distribuidora información valiosa respecto de los hábitos de consumo que permitirían determinar por medio de técnicas de análisis de datos cuáles son aquellos usuarios más susceptibles de estar cometiendo fraude<sup>7</sup>. Si bien la medición tradicional también permite realizar estadísticas de consumo, detecta a un cliente fraudulento en un tiempo mucho mayor.

El medidor inteligente como herramienta de detección de fraude energético es capaz de determinar patrones fraudulentos en los datos de consumo en forma rápida y precisa, constituyendo una importante reducción de costos que contribuiría a la amortización de los medidores inteligentes instalados.

---

<sup>5</sup> F.Lefterink, C. Keyer and A. Melentjev, "Static energy meter errors caused by conducted electromagnetic interference", en IEEE Electromagnetic Compatibility Magazine, vol. 5, no.4, pp. 49-55, Fourth Quarter 2016.

<sup>6</sup> EDENOR, "Pérdidas de Energía" en [http://www.edenor.com.ar/cms/SP/EMP/RI/EST\\_perdidas.html](http://www.edenor.com.ar/cms/SP/EMP/RI/EST_perdidas.html)

<sup>7</sup> Detección eficaz del fraude en energía con técnicas Big Data" en <http://www.lic.uam.es/energias/deteccion-eficaz-fraude-energia-big-data>

### 3.7 Generación distribuida en Argentina

En Argentina, el aumento de las demandas eléctricas concentradas principalmente en la ciudad de Buenos Aires, se enfrenta a una oferta limitada. Esto provoca situaciones deficitarias que se hacen más evidentes cada verano, cuando las centrales no logran satisfacer los picos del consumo eléctrico y se producen los cortes de energía. Estos problemas se repiten en menor escala en varias ciudades del país. Para poder solucionar momentáneamente esta falta de energía fue que el Estado Nacional tuvo un papel importante en la promoción de las obras, especialmente a través de Energía Argentina S.A. (ENARSA), creada por el gobierno en el año 2003, para actuar como unidad de negocios energéticos y brazo ejecutor del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. En el 2007 ENARSA lanza el *Programa de Generación de Energía Eléctrica Distribuida* (GEED) desarrollado en cuatro etapas en las cuales se convocó a empresas especializadas del sector para entregar potencia al Sistema Interconectado a partir de la utilización de grupos generadores transportables de baja potencia, ya sea mediante motores en base a combustibles líquidos derivados del petróleo o turbinas a gas, dependiendo del suministro disponible en cada región. Como resultado, se habilitaron cerca de sesenta centrales en diecisiete provincias del territorio nacional, con una potencia total de 900,6 MW<sup>8</sup>.

El conjunto de iniciativas llevadas a cabo hace algunos años atrás para incorporar potencia al parque de generación nacional fue en base a generación térmica con combustibles fósiles. El país siguió aumentando un sistema dependiente de hidrocarburos lo cual trae aparejado varios problemas. En lo ambiental, aparecen los efectos negativos del proceso de generación térmica, ya que el dióxido de carbono que se produce durante la combustión, contribuye a la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera. En lo económico, el parque térmico requiere importaciones de fueloil, gas natural por gasoducto desde Bolivia y gas natural licuado GNL, importado por vía marítima, que agregan inseguridad al sistema energético debido a las fluctuaciones de los precios internacionales del petróleo. A su vez, en cuanto aspectos técnicos, podemos señalar que varias unidades térmicas se encuentran en un nivel de obsolescencia considerable, ya que por ejemplo gran parte del parque turbo vapor cuenta con más de cuarenta años desde su instalación, y más del 75% ha superado el periodo estimado de vida útil. Éstas son algunas de las razones por las cuales se plantea la necesidad de transitar hacia un esquema eléctrico más diverso, equilibrado y sustentable, apto para incorporar otras fuentes de energía capaces de contribuir a satisfacer las demandas para un mayor número de personas, y

---

<sup>8</sup> Datos: página de ENARSA [www.enarsa.com.ar](http://www.enarsa.com.ar)

al mismo tiempo, a conservar las condiciones ambientales necesarias para futuras generaciones.

Así mismo, formas de generación de energía eléctrica alternativas cobran nuevo impulso en torno al aprovechamiento de recursos hídricos y la actividad nuclear. Paralelamente, la participación de fuentes renovables no convencionales, como biomasa, eólica y solar que tienen un gran potencial. Nuevas dinámicas territoriales surgen en torno a ellas, las cuales comienzan a manifestarse en oportunidades de desarrollo local y transformaciones en la estructura de distribución.

Surge una nueva iniciativa. El proyecto "*Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos*", aprobado en la convocatoria FITS 2010 – Energía, se empezó a implementar el 26 de abril de 2012 por el consorcio IRESUD (Interconexión a la Red de Energía Solar Urbana Distribuida) compuesto por dos organismos públicos, la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM), y las empresas privadas: Aldar S.A., Edenor S.A., Eurotec S.R.L., Q-Max S.R.L. y Tyco S.A..

Este proyecto fue para introducir en el país tecnologías asociadas con la interconexión a la red eléctrica de sistemas solares fotovoltaicos distribuidos. Para ello, se desarrolló la normativa técnica en el marco de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA). Tomando como base la norma IEC 60364-7-712 "Solar photovoltaic (PV) power supply systems", de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), se elaboró la reglamentación AEA 90364 ("Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles") - Parte 7 ("Reglas Particulares para las Instalaciones en Lugares y Locales Especiales") - Sección 712: "Sistemas de Suministro de energía mediante paneles solares fotovoltaicos". Los puntos más importantes de esta reglamentación radican en los sistemas de protección, seccionamiento, aislación y puesta a tierra requeridos, tanto del lado de corriente continua de la instalación como del de corriente alterna.

En este proyecto se instalaron aproximadamente cuarenta sistemas fotovoltaicos (FV)<sup>9</sup>, con una potencia total de alrededor de 100 kWp, en distintos lugares del país (Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 15 provincias y Base Marambio, en la Antártida Argentina) con el propósito de difundir y promover el uso de la tecnología foto voltaica conectada a la red en áreas urbanas, capacitar recursos humanos, y establecer en las diferentes regiones el contacto con la distribuidora local. En una primera etapa, la mayoría de las instalaciones están siendo conectadas a la red interna de los respectivos edificios. Una vez conseguida la autorización de los entes de regulación y las distribuidoras correspondientes, las instalaciones serán conectadas a la red pública. Distribuidos en sistemas de diferentes potencias instalados en viviendas y edificios públicos en numerosas localidades de nuestro país.

---

<sup>9</sup> Ver <http://www.iresud.com.ar>

### 3.7.1 Sistema foto voltaico instalado en el Parque Centenario (CABA) de 1,92 kWp

Una de las primeras instalaciones puestas en funcionamiento del proyecto es la realizada en la Asociación Argentina Amigos de la Astronomía, en la ciudad de Buenos Aires. La instalación está compuesta por 8 módulos FV de la firma SolarWorld (modelo SW240 Poly) con una potencia instalada de 1,92 kWp colocados con orientación norte e inclinación 34,5°. El inversor empleado fue un Sirio 1500X (AROS) y en el período 24/6/2013 al 24/6/2014 inyectó a la red un total de 2525 kWh. Se realizaron simulaciones con el software PVSyst (PVSyst, 2014) y los resultados arrojaron un valor de 2632 kWh. En esta foto puede verse el sistema instalado dentro del terreno del observatorio.



Figura 14: Sistema FV de 1,92 kWp instalado en la Asociación Argentina Amigos de la Astronomía.  
Fuente: artículo del CONICET

### 3.7.2 Sistemas foto voltaicos instalados en el edificio TANDAR del CAC (CNEA)

En el edificio TANDAR del Centro Atómico Constituyentes se instalaron dos sistemas foto voltaicos de aproximadamente 5 kWp cada uno (Figura15). Uno es una pérgola en forma de alero y consta de 23 módulos FV de silicio policristalino y Tedlar transparente, fabricados por la empresa italiana Brandoni Solare, configurados en 2 cadenas de 11 y 12 módulos, conectados a un inversor AEG Protect PV 4600. Esta pérgola está orientada en la dirección NNE y tiene una inclinación de 34°. La Tabla 10 muestra, para los meses de abril a julio de 2014, el promedio diario de la energía inyectada a la red (kWh/día), la energía específica (kWh/(kWp día)) y la radiación solar global incidente sobre plano horizontal (kWh/(m<sup>2</sup> día)), medida mediante un sensor de silicio de una estación meteorológica ubicada en la terraza de este edificio.

Mes	Radiación Solar Global Plano Horiz.	Energía Generada	Energía Especifica
	kWh/(m <sup>2</sup> día)	kWh/día	kWh/(kW <sub>p</sub> día)
Abril	3.39	17.8	3.61
Mayo	2.31	12.9	2.61
Junio	2.41	16.3	3.30
Julio	2.33	15.2	3.07

Tabla 10. Promedio diario de la energía total y específica inyectada a la red por la pérgola FV de 5 kWp, en los meses de abril a julio de 2014. Fuente: artículo del CONICET.



Figura 15. Sistemas FV instalados en el edificio TANDAR (CAC): (a) pérgola FV con 23 módulos de 215 Wp, ubicada en el tercer piso del edificio (izquierda); (b) 20 módulos FV de 240 Wp, ubicados en la terraza (derecha). Fuente: artículo del CONICET.

El segundo sistema se encuentra ubicado en la terraza del edificio y consta de 20 módulos foto voltaicos (Solar World SW240 de 240 Wp) cada uno, orientado al N y con una inclinación de 34° con respecto a la horizontal. Esta instalación está siendo utilizada, en especial, para evaluar el desempeño de los inversores FV de conexión a red.

### 3.7.3 Sistema foto voltaico de la Facultad de Informática de la Universidad Nacional de La Plata

Es la instalación más grande realizada en el proyecto y se encuentra ubicada en la Facultad de Informática de la Universidad Nacional de La Plata (Figura 16). Con una potencia instalada de aproximadamente 17 kWp (72 módulos FV de 240 Wp cada uno), con 4 inversores (3 AEG Protect PV4600 y 1 AEG Protect PV2800), y proveerá alrededor de 22.000 kWh/año, lo cual representa aproximadamente el 5% del consumo de dicha Universidad.

La Tabla 11 muestra, para los meses de marzo a julio de 2014, el promedio diario de la radiación solar global incidente sobre el plano horizontal y sobre el plano de los paneles solares ( $\text{kWh}/(\text{m}^2\text{día})$ ), la energía total y específica inyectada a la red ( $\text{kWh}/\text{día}$  y  $\text{kWh}/(\text{kWp día})$ ), y el factor de rendimiento del sistema. La radiación solar sobre plano horizontal fue medida mediante un fotodiodo de silicio incluido en una estación meteorológica (Vantage Pro 2), mientras que la radiación sobre el plano de los paneles fue estimada en base a los valores de radiación sobre el plano horizontal utilizando el programa de cálculo PVSyst V6.26 (PVSyst, 2014). El factor de rendimiento: se define como el cociente entre la energía efectivamente producida e inyectada a la red y la energía que habría producido un sistema ideal de la misma potencia pico, trabajando permanentemente en condiciones normales de operación bajo la misma irradiancia sobre el plano de los módulos foto voltaicos.

Mes	Radiación Solar Global Plano Horizontal	Radiación Solar Global Plano Módulos FV	Energía Generada	Energía Especifica	Factor de Rendimiento
	$\text{kWh}/(\text{m}^2 \text{ día})$	$\text{kWh}/(\text{m}^2 \text{ día})$	$\text{kWh}/\text{día}$	$\text{kWh}/(\text{kWp} \text{ día})$	%
Marzo	4.87	5.78	81.9	4.74	82%
Abril	3.35	4.73	63.5	3.68	78%
Mayo	2.20	3.64	44.9	2.60	71%
Junio	2.22	4.01	51.6	2.99	74%
Julio	2.28	3.97	48.0	2.78	70%

Tabla 11. Promedio diario de la energía total y específica inyectada a la red por la pérgola FV de 5 kWp, en los meses de abril a julio de 2014. Fuente: artículo del CONICET.



Figura 16 .Pérgola FV de 17 kWp en la Facultad de Informática de la UNLP. (Publicaciones del CONICET<sup>10</sup>).

### 3.7.4 Situación en distintos lugares del país

En muchos lugares del país los pueblos o ciudades a través de sus compañías eléctricas o Cooperativas se están sumando a la utilización de energías renovables.

<sup>10</sup> Datos e imágenes CONICET Digital <https://ri.conicet.gov.ar/handle/11336/36449>

Un ejemplo de esto es el pueblo de Armstrong que forma parte de un proyecto que suma medidores inteligentes y una planta de piso fotovoltaica de 200 KW, 60 techos solares y 10 pequeñas turbinas eólicas. El concepto de Ciudades Inteligentes crece en todo el país y plantea nuevas maneras de pensar en cuestiones centrales como la energía.

Ubicada a apenas 98km de Rosario y con solo 11 mil habitantes, la localidad santafesina de Armstrong dio un paso clave hacia el consumo de energía limpia: sumó equipos inalámbricos en mil domicilios de la ciudad.

El sistema de energía renovable les permite a los habitantes monitorear el servicio eléctrico local y obtener información de manera remota para determinar la calidad de la prestación, la curva de carga de los usuarios, las diferentes condiciones de la red o las características del consumo de cada hogar.

Este proyecto se realizó en el marco de una convocatoria del Fondo Argentino Sectorial (FONARSEC), y se dio a través de un consorcio público-privado entre el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), la Facultad Regional Rosario de la UTN y la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos y Crédito (CELAR).

En este sentido, el proyecto alcanzaría un aporte del 3% sobre el consumo de todo Armstrong, por medio del ensamblaje de una planta de piso fotovoltaica de 200 kW, 60 techos solares en viviendas y 10 pequeñas turbinas eólicas. Así, el pueblo busca reformular su matriz energética.

A nivel provincial por ejemplo, Córdoba con la Ley N°10604 declara de interés la generación de energías mediante fuentes renovables, para residencias y pequeñas industrias que quieran sumarse a planes de generación distribuida. También la Provincia de San Juan viene implementando políticas en el desarrollo y construcción de centrales de energía en base a recursos renovables como el agua, el viento, el sol y el uso de vapores endógenos. En este contexto se encuentra en ejecución el proyecto Inserción de Energía Solar Fotovoltaica conectada a la red como Generación Distribuida en el Sector Residencial, con financiamiento del gobierno provincial y asesoramiento de la Universidad Nacional de San Juan.

Otra Provincia que está impulsando mucho este tipo de generación es Santa Fe con el programa "Prosumidores" (significa usuarios que producen y consumen energía eléctrica y están conectados a la red de distribución). Son alrededor de 200 los participantes del programa y se esperan más. La potencia instalada por cada uno comenzó con 1,5 kW y pasó a: domiciliarios 5 kW, comercios e industrias 15 kW, establecimientos rurales 15 kW. En el caso de clubes barriales y organizaciones sociales también 15 kW. El pago de la energía es de \$ 6,50 por cada kW y ese reconocimiento es variable y ajustable respecto a los eventuales aumentos que tenga la empresa provincial de energía en sus tarifas. El periodo de recupero en el caso de equipos fotovoltaicos es de aproximadamente 6 años. Con financiamiento del banco de la Provincia de Santa Fe y otros. Por ejemplo en el caso más chico (domiciliario o

comercio) es de hasta \$ 150.000 con tasa variable del 9,75%. Con el Banco Municipal de Rosario. En un caso es posible obtener \$400 mil de préstamo, con una tasa fija al 17%. Tendrá 48 cuotas y 3 meses de gracia en los que no se paga, por lo que se termina abonando en 51 meses. Otro, que tiene monto más importante, es hasta \$4 millones, está pensado para el gran comercio, la industria, para un «máximo prosumidor». Es importante aclarar que este préstamo puede ser usado para eficiencia energética y no sólo para ser prosumidor. Tiene una tasa de 17%, es en 36 cuotas con 3 meses de gracia, que se traducen en poder terminar de pagar el equipo en 39 meses. También con las tarjetas de crédito del Banco Municipal (depende de las posibilidades que uno tiene para invertir) se puede pagar el equipo en 18 cuotas sin intereses y un año y medio con el precio fijo.

<b>Programa Prosumidores</b>	Potencia Instalada hasta	Duración del programa	Pago de la energía por la empresa (x kW variable)	Periodo de recupero del equipo	Financiamiento bancario
<b>Domiciliarios</b>	5 kW	8 años	\$ 6,50	6 años	Sí
<b>Comercios e Industrias</b>	15 kW	8 años	\$ 6,50	6 años	Sí
<b>Establecimientos rurales</b>	15 kW	8 años	\$ 6,50	6 años	Sí
<b>Consortios domiciliarios</b>	5 kW	8 años	\$ 6,50	6 años	Sí
<b>Consortios comerciales</b>	15 kW	8 años	\$ 6,50	6 años	Sí
<b>Clubes barriales</b>	15 kW	8 años	\$ 6,50	6 años	Sí
<b>Organizaciones sociales</b>	15 kW	8 años	\$ 6,50	6 años	Sí

Tabla 12. Programa Prosumidores

Nota: Para grandes usuarios (máximo prosumidor) tienen la posibilidad de instalar hasta 300 kW.

El gobierno provincial aspira a obtener 5 MW de potencia principalmente a través de paneles solares<sup>11</sup>. Con un piso de inversión anual de \$25 millones que se ajustará con los eventuales aumentos de tarifas.

En lo que respecta a lo que es mano de obra hubo un buen avance en empleos verdes a través de Prosumidores. Ya se han capacitado entre tecnología fotovoltaica, solar térmica y construcción de equipos sencillos para renovables más de 1000 personas.

<sup>11</sup>Datos:<http://www.energiaestrategica.com/ya-son-200-los-usuarios-de-generacion-distribuida-en-santa-fe-y-ahora-entran-a-regir-tarifas-promocionales-con-lineas-de-financiamiento/>

Otro tema es potenciar la movilidad sustentable. El bio-bus es un eje de trabajo con el biodiesel, con energía eléctrica a partir de fuentes renovables y finalmente con los desarrollos y la tecnología local, como fue el caso del bus-híbrido que se presentó a fin de año 2018 que se propone como alternativa no sólo para Rosario, Santa Fe o Argentina, también para Latinoamérica, porque puede ser muy eficiente energéticamente y con bajo costo, que para nuestros países es algo muy importante. Por eso más allá de la Ley 27424 impulsada por el Gobierno Nacional en el régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública, las provincias también están tratando de mejorar y diversificar la matriz energética.

### **3.7.5 Potencial para generación solar en Argentina**

En el país hay un gran potencial para el desarrollo de la energía solar. Las regiones andinas y subandinas, desde Jujuy hasta Neuquén, poseen un gran potencial para el desarrollo de esta fuente de energía.

En San Juan se encuentra la planta solar fotovoltaica de Ullúm, la cual genera cerca de 38 mil MWh al año.

Por otro lado, la Puna y la Quebrada de Humahuaca también presentan niveles significativos de radiación. Actualmente se están realizando estudios para desarrollar un parque solar en la zona de Hornaditas, con un potencial aproximado de 24 mil MWh al año.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el sector residencial es responsable del mayor consumo energético, con picos de intensidad en la demanda invernal de gas y de electricidad durante el verano.

Los picos de consumo suelen afectar el suministro de energía en la Ciudad y otras áreas de la región metropolitana, afectando la calidad de vida de los habitantes. La ciudad presenta un recurso solar anual aprovechable en forma pasiva que podría significar una reducción significativa de la demanda de fuentes energéticas no renovables utilizadas en la producción de gas y electricidad. La evaluación de la potencialidad solar urbana para la incorporación de tecnologías activas de producción de energía in situ, puede contribuir a incorporar a futuro tecnologías solares en la matriz energética de la ciudad, para reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Una manera de identificar y analizar el potencial solar existente como instrumento de diagnóstico y planificación, es a través del desarrollo de un catastro solar, que consiste en territorializar la irradiación incidente sobre superficies urbanas con un Sistema de Información Geográfica (SIG), e informa sobre la cantidad de energía disponible en las cubiertas de los edificios existentes, para su aprovechamiento en sistemas de energía solar térmica (ST) o fotovoltaica (PV).

La elaboración del Catastro Solar para la Ciudad de Buenos Aires tiene por objetivo determinar la potencialidad de radiación solar que poseen las terrazas para incorporar tecnologías solares.

Existe una superficie potencial para implantar sistemas solares de 10.311.053 m<sup>2</sup>, consistente en cubiertas mayores a 10 m<sup>2</sup>, donde la radiación media anual es superior a 3kwh/m<sup>2</sup>.

En la siguiente figura podemos ver la irradiación solar promedio en los meses de Enero y Junio para la república Argentina.

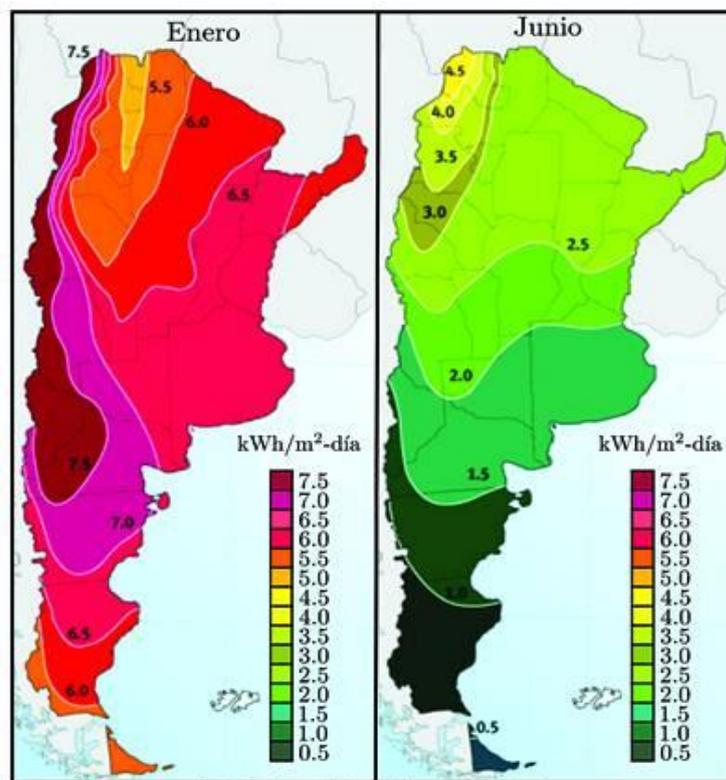


Figura 17. Promedio de la irradiancia solar global diaria en el plano horizontal para enero y junio.

Fuente: Instituto de Investigaciones Científicas y Tecnológicas en Electrónica (ICYTE) Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata, CONICET

### 3.8 Barreras para la implementación de generación distribuida

La penetración de las energías renovables en la generación de energía eléctrica, en particular bajo el concepto de GD, tiene algunas **barreras**. Una de ellas, tal vez la principal, es su relativamente **elevado costo**, específicamente **su costo de instalación** ya que en general los fijos y variables operativos resultarán más bajos que los sistemas de generación tradicionales.

Existen otro tipo de barreras a considerar que influyen aunque por lo general son menores que la económica.

#### 3.8.1 Barreras técnicas

En lo referente a la conexión de la GD al sistema eléctrico. Se debe tener en cuenta que el sistema eléctrico de distribución fue diseñado pensando únicamente que los flujos de potencia serían desde los sistemas de transporte hacia los usuarios finales de la energía. Al incorporar la GD, los sistemas de distribución deberán desarrollarse de manera que puedan lidiar con este flujo de potencia en ambos sentidos. Por otro lado son necesarias ciertas consideraciones a la hora de conectar la unidad de GD al sistema de distribución para también proteger la unidad. Se tendría que analizar la cantidad de armónicos que un número elevado de usuarios-generadores pueden llegar a inyectar en la red dado que todos los equipos son electrónicos. En definitiva las barreras técnicas para la instalación de GD implican un análisis mayor que sin duda puede ser el próximo paso para futuros trabajos sobre esta temática.

#### 3.8.2 Barreras legales

Si bien no han desaparecido del todo. Son pocas las trabas legales para la GD. Desde la implementación de la ley nacional de régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública N° 27424. A su vez las provincias también sacaron leyes propias para incentivar las energías renovables. Quedan algunos trámites legales que el Usuario-Generador debe cumplir.

## PASOS PARA LA CONEXIÓN DEL USUARIO-GENERADOR

El procedimiento para la conexión a través de la Plataforma Digital de Acceso Público se llevará a cabo utilizando los siguientes formularios:



Figura 18. El presente instructivo está destinado a todo usuario que pretenda convertirse en Usuario-Generador conectando un Equipo de Generación Distribuida. (Fuente: Secretaría de energía-Presidencia de la Nación).

### 3.8.3 Barreras sociales

Las barreras sociales presentes son las referentes a aceptar el nuevo rol que le corresponde al usuario de energía eléctrica. Un rol más activo en el sistema y más involucrado con las cuestiones de energía. Sin embargo el análisis a realizar es más profundo y es necesario estudiar cuales son las acciones necesarias para lograr este cambio y así aumentar la penetración de GD en Argentina.



### 3.8.4 Barreras políticas

La superación de las barreras anteriores puede ser ampliamente favorecida por una política estatal a favor de la GD. Actualmente el estado Argentino da signos de interés en cuestiones energéticas, y ha incentivado la implementación de GD mediante entidades como la ex ENARSA (actual IEASA) con proyectos de GD comentados en este trabajo. A su vez la Secretaría de Energía ha dejado en claro el apoyo a la instalación de nueva generación. Por otro lado, los cambios que puede causar en la estructura del sistema eléctrico una alta penetración de GD pueden aumentar estas barreras, por los intereses de los principales actores del sistema. El análisis de estas consecuencias a nivel sistema también resulta en un tema a desarrollar en el futuro.



## CAPITULO 4

### Legislación vigente en Argentina

#### 4.1 Introducción

El 27 de diciembre del 2017 fue publicada en el Boletín Oficial la Ley 27424.

Esta ley tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución, de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias.

Se expondrán los aspectos más destacados de dicha ley. Se podrá ver completa en anexos.

## 4.2 Aspectos más destacados de la Ley 27424

### 4.2.1 Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública.

Ahora, todo usuario de la red de distribución tiene derecho a instalar equipamiento para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Además aquellos generadores e investigadores en el área podrán deducir impuesto a través de créditos fiscales. Por tal motivo, junto a su sanción se crean dos fondos para su ejecución:

1. **FODIS:** Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables
2. **FANSIGED:** Fondo de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes renovables.

El **FODIS** se conformará como un fideicomiso de administración y financiero, que regirá en todo el territorio de la República Argentina. El Fondo tendrá por objeto: otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros a personas físicas o jurídicas que ingresen al plan para generar energía.

El FODIS contará con un patrimonio que estará constituido por los siguientes bienes fideicomitidos:

Los recursos provenientes del presupuesto nacional aprobado anualmente por el Congreso de la Nación, los que no podrán ser inferiores al cincuenta por ciento (50%) del ahorro efectivo en combustibles fósiles debido a la incorporación de generación distribuida a partir de fuentes renovables obtenido en el año previo, de acuerdo a la estimación que efectúe la autoridad de aplicación

- b) El recupero del capital e intereses de las financiaciones otorgadas.
- c) El producido de sus operaciones, la renta, frutos e inversión de los bienes fideicomitidos, las contribuciones, subsidios, legados o donaciones que sean aceptadas por el FODIS.
- d) Los recursos provenientes de aportes de organismos multilaterales de crédito.

e) Los ingresos obtenidos por emisión de valores fiduciarios que emita el fiduciario por cuenta del Fondo. A tales efectos, el Fondo podrá solicitar el aval del Tesoro nacional en los términos que establezca la reglamentación. Para el primer año de entrada en vigencia de la presente ley se destinará al FODIS un presupuesto de pesos quinientos millones (\$ 500.000.000). El Jefe de Gabinete de Ministros dispondrá las adecuaciones presupuestarias pertinentes a los efectos de poner en ejecución lo aquí dispuesto, a través de la reasignación de partidas del presupuesto nacional correspondientes al año de entrada en vigencia de la presente.

Por su parte el **FANSIGED**, trabajara en la órbita del Ministerio de Producción u organismo que lo reemplace en el futuro y tendrá vigencia al menos por diez años. Este fondo podrá otorgar certificados de crédito fiscal sobre la inversión en investigación y desarrollo, diseño, bienes de capital, certificación para empresas fabricantes, etc.

A su vez, se exigirá que las fabricaciones presenten una composición de materias primas e insumos nacionales, no pudiendo ser menores al veinticinco por ciento durante los primeros tres años de vigencia de la ley y de un cuarenta por ciento a posteriori.

El FANSIGED contará con un cupo fiscal anual para la asignación del beneficio de certificado de crédito fiscal según lo que la ley de presupuesto general de la administración nacional fije a tal fin. Se establece para el ejercicio del año de entrada en vigencia de la presente ley un cupo fiscal de \$ 200.000.000.

#### **4.2.2 Autorización de conexión**

La conexión del equipamiento para la generación distribuida de origen renovable por parte del usuario-generador, para su autoconsumo con inyección de sus excedentes a la red, deberá contar con previa autorización. La misma será solicitada por el usuario-generador al distribuidor. El distribuidor deberá expedirse en el mismo plazo que la reglamentación local establezca para la solicitud de medidores y no podrá rechazar la solicitud si se tratare de instalación de equipos certificados.

### 4.2.3 Esquema de facturación

El usuario-generador recibirá una tarifa de inyección por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución. El precio de la tarifa de inyección será establecido por la reglamentación de manera acorde al precio estacional correspondiente a cada tipo de usuario que deben pagar los distribuidores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) conforme el artículo 36 de la ley 24.065, y sus reglamentaciones.

El valor de la tarifa de inyección de cada usuario-generador registrará a partir del momento de la instalación y conexión por parte del distribuidor del equipo de medición correspondiente.

El distribuidor reflejará en la facturación que usualmente emite por el servicio de energía eléctrica prestado al usuario-generador, tanto el volumen de la energía demandada como el de la energía inyectada por el usuario-generador a la red, y los precios correspondientes a cada uno por kilowatt-hora. El valor a pagar por el usuario-generador será el resultante del cálculo neto entre el valor monetario de la energía demandada y el de la energía inyectada antes de impuestos. No podrán efectuarse cargos impositivos adicionales sobre la energía aportada al sistema por parte del usuario-generador.

Si existiese un excedente monetario por los kilowatt-hora inyectados a favor del usuario-generador, el mismo configurará un crédito para la facturación de los periodos siguientes. De persistir dicho crédito, el usuario-generador podrá solicitar al distribuidor la retribución del saldo favorable que pudiera haberse acumulado en un plazo a determinar por la reglamentación, que no será superior a seis (6) meses. El procedimiento para la obtención del mismo será definido en la reglamentación de la presente. (Ver en anexos la reglamentación completa)

## CAPITULO 5

### Tecnologías para la aplicación de generación distribuida con fuentes de energía renovable

#### 5.1 Introducción

Se explicará el funcionamiento de las diferentes tecnologías para aplicar Generación Distribuida mediante fuentes de energía renovable y las principales diferencias entre las mismas, obteniendo así un panorama general de las diferentes opciones que hay disponible.

Finalmente se describirá con mayor detalle la tecnología fotovoltaica, la cual seleccionamos para realizar este proyecto.



## 5.2 Tecnologías

### 5.2.1 Turbinas eólicas

Las turbinas eólicas son una tecnología que ha tenido gran aceptación dentro de las tecnologías que utilizan recursos renovables, después de la hidráulica. Su utilización es variada, siendo la más común la relacionada a grandes dispositivos que componen parques eólicos tanto en tierra como en el mar.

La turbina de viento se trata de un dispositivo en el cual la energía cinética del viento al pasar por ella es convertida en energía mecánica y luego en eléctrica por medio de un generador. Existen turbinas cuyo eje de rotación es vertical al piso y, las más tradicionales, en las cuales el eje es horizontal. La principal diferencia entre ambas, aparte de la posición del eje, es que las verticales tienen estructuras más simples ya que no son solicitadas a esfuerzos complejos debido al movimiento de los alabes, como si pasa en las de eje horizontal. Sin embargo las últimas tienen una mayor aceptación debido a que resulta complicado el cambio de los cojinetes en las verticales y este debe realizarse con frecuencia debido a que sobre ellos descansa toda la estructura. A su vez los perfiles de las palas de las verticales requieren diseños de alta complejidad para poder realizar controles de potencia.

Dentro de las horizontales, que son las más comunes y sobre las que más se ha desarrollado en tecnología, estas pueden estar orientadas a favor del viento o en contra y con diferente número de palas. La forma más tradicional es en contra del viento, para evitar turbulencias del fluido, y con tres palas, que aunque resulta algo más costosa que las de menos palas se evitan mayores solicitaciones oscilantes en el rotor que implican diseños más complejos para evitar el fallo por fatiga. Por otro lado las turbinas suelen tener una caja de engranajes para aumentar la velocidad de rotación, o caja multiplicadora, y poder utilizar el generador eléctrico. También cuentan con mecanismos auxiliares para la operación como un freno hidráulico de emergencia y mecanismos de orientación en relación al viento. A su vez las turbinas eólicas tienen un sistema de control con un microprocesador que supervisa su funcionamiento. El mismo mide variables de operación y lleva adelante los procesos de arranque, parada, conexión a la red y protección del equipo. Con respecto a esto último, la turbina debe respetar los límites de funcionamiento del generador, relacionados con el régimen e intensidad de giro. Es así que el control frente a un

exceso de viento es necesario y se puede realizar mediante un control por cambio de paso o por pérdida aerodinámica. El primero es más caro pero permite ganancias apreciables en potencia y genera menores cargas que pueden ocasionar fallas por fatiga.

En cuanto al generador eléctrico, el más utilizado es el asíncrono que cuando está conectado a la red el régimen de giro es próximo al de sincronismo, por lo que las turbinas deben operar a un ritmo casi constante. Para las turbinas más pequeñas se pueden usar generadores de corriente continua que no requieren excitación externa por utilizar imanes permanentes, siendo ideales para locaciones sin red eléctrica. Por otro lado estos equipos pueden incorporar un convertidor para pasar la generación a corriente alterna y alimentar la red. Los generadores sincrónicos tienen menor aceptación debido a que son necesarias maniobras complejas para entrar en sincronismo con la red. Otra opción en cuanto a la máquina eléctrica es la utilización de un generador de inducción con doble alimentación. Este tipo de generador permite entregar una tensión correcta y una frecuencia constante aunque el rotor gire a diferentes velocidades. Para esto se alimenta al rotor de la máquina con un convertidor de frecuencia. A su vez posibilitan el control del factor de potencia y la generación de potencia activa y reactiva.

En cuanto al funcionamiento de la turbina, la misma comienza a dar potencia a partir de cierta velocidad que permite vencer las pérdidas de energía internas, luego conforme aumenta la velocidad del viento se llega hasta un máximo de potencia y luego la misma puede caer o ser mantenida según el sistema de control hasta alcanzar una velocidad máxima o velocidad de parada. De esta manera la energía generada está en función de la velocidad del viento.

Teniendo en cuenta los costos, la inversión en lo respectivo al equipo es elevada pero ha tendido a reducirse en los últimos años donde la generación eólica ha tomado una gran participación en el mercado energético.

### 5.2.2 Hidroeléctrica

La generación hidroeléctrica representa la tecnología renovable con mayor participación en el mercado eléctrico en todo el mundo.

Las unidades hidroeléctricas en tamaños micro o reducido consisten en pequeñas turbinas conectadas a generadores eléctricos. Por medio de diferentes dispositivos se regula el flujo del agua que acciona la turbina que luego mueve al generador, convirtiendo la energía cinética del agua en energía eléctrica. Existen dos factores determinantes de la energía hídrica utilizable por una turbina: el salto y el caudal. Se le

llama salto a la diferencia de altura entre la turbina y el reservorio donde el agua es almacenada. El caudal representa los litros de fluido que pasan por unidad de tiempo por la turbina. Es importante aclarar que es necesario de una pendiente para la generación de energía, ya que con una baja velocidad del fluido es necesaria un área de la turbina demasiado grande que entre en contacto con el fluido para generar energía. De esta manera se trata de un problema mucho más complejo en cuanto a la disponibilidad del recurso, ya que muchas veces hay grandes ríos pero con poca pendiente. Existe una dependencia con el suministro acuífero y puede suceder que no pueda utilizarse en casos de sequía. Además, como el resto de las tecnologías, requiere de los controladores pertinentes para su funcionamiento.

Un ejemplo de estos equipos son los que vende la empresa española fabricante de motores Vernis Motors, S.L.<sup>12</sup> introduciéndose en el mercado de la generación distribuida presento en el año 2011 una gama de micro-centrales hidráulicas para la obtención de energía eléctrica aprovechando los recursos naturales. Esta micro-central para uso doméstico permite obtener la energía eléctrica necesaria para satisfacer el consumo de una casa. Es ideal para casas de campo aisladas que disponen de un pequeño caudal de agua (con diferencia de altura entre la toma y su salida a partir de 2 m). Permite obtener potencias de 1, 2 y 3 kW/hora y aprovechar la energía residual para calentar agua para el uso doméstico. La empresa suministra el equipo completo: el hidrogenerador, el equipo de transformación y control, además de los acumuladores de energía.



Figura 19. Representación de la micro central en funcionamiento.

<sup>12</sup> Vernis Motors, S.L. en <http://www.vernismotors.com>

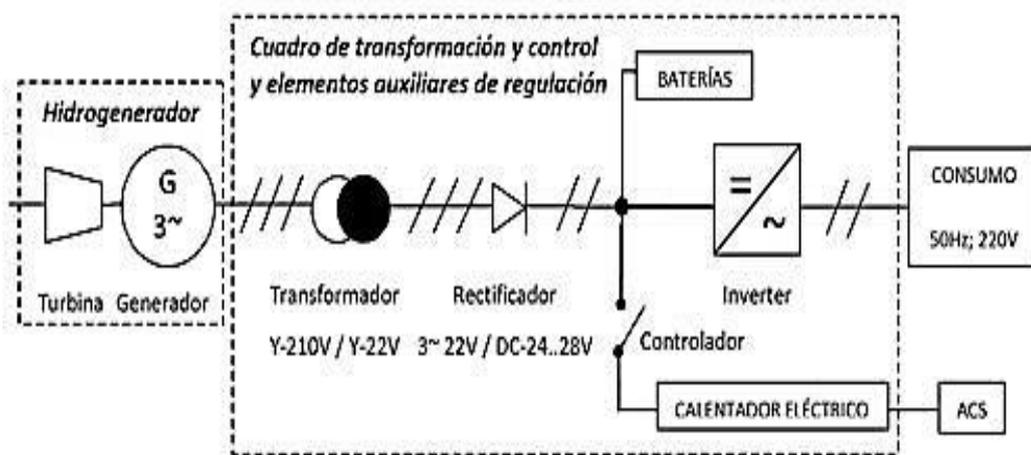


Figura 20. Esquema eléctrico de los componentes que provee Vernis Motors, S.L.

### 5.2.3 Concentradores solares

La concentración solar consiste en utilizar la energía térmica proveniente del sol para generación eléctrica o para calentamiento. En el caso de generación eléctrica, la energía solar funciona como fuente de calor para abastecer a alguna turbina de vapor mediante un fluido caliente. Es más común este tipo de aplicaciones en plantas generadoras centralizadas en las que se calienta el fluido para mover una turbina, necesitando grandes extensiones de territorio y resultando inaplicables para generación distribuida (G.D.). A su vez existen ciertos desarrollos para aplicar esta tecnología en motores Stirling para su utilización como G.D., sin embargo aún no están disponibles abiertamente en el mercado.

### 5.2.4 Oceánica

Las tecnologías para utilizar la energía proveniente del océano pueden diferenciarse en aquellas que utilizan la energía de las olas, de las mareas o de las corrientes oceánicas. Todas estas son impulsadas por diferentes fenómenos que van desde la energía solar a la rotación terrestre y la atracción gravitacional entre la tierra, la luna y el sol. Su explotación está condicionada plenamente por la localización y las condiciones marítimas.

La mayoría de los dispositivos diseñados para utilizar este tipo de energía y generar electricidad no son aptos para la generación distribuida ya que implican grandes inversiones y su despacho suele ser centralizado. La tecnología con mayor potencial para fines de generación distribuida es la que utiliza la energía de las olas o undimotriz, sin embargo aún no se encuentran desarrollados dispositivos para su explotación en generación distribuida.

### 5.2.5 Geotérmica

Esta tecnología utiliza la energía térmica del centro de la tierra que sube a la superficie y puede ser utilizado para generar electricidad. Existen diferentes tipos de plantas de generación y son clasificadas según el fluido utilizado. El fluido acciona una turbina que acciona un generador. El factor de la localización es sumamente importante en este tipo de tecnologías. Actualmente esta tecnología no se encuentra desarrollada lo suficiente como para ser tenida en cuenta dentro de la generación distribuida, siendo utilizada principalmente como generación centralizada.

## Esquema de Central Geotérmica

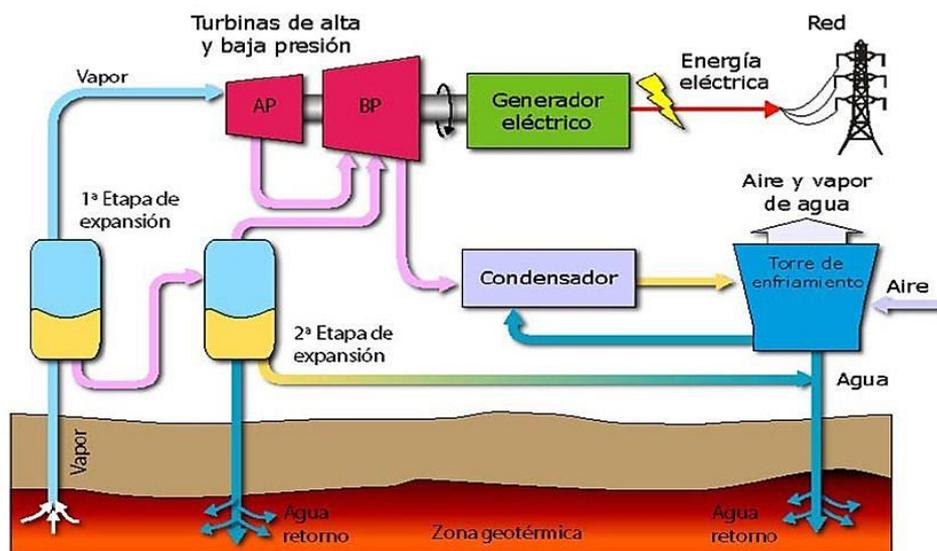


Figura 21. Esquema simplificado del funcionamiento de una central geotérmica

### 5.3 Sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos convierten la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica en la forma de corriente continua.

Se trata de un fenómeno físico que se da en ciertos materiales semiconductores, en los cuales se desprenden electrones por la incidencia de los fotones presentes en la radiación solar. La energía provista por los fotones debe ser la suficiente para lograr la liberación de un electrón del semiconductor, de otra forma no se generará la corriente eléctrica. Para lograr un mayor aprovechamiento de la energía existente en todo el espectro de la radiación solar existen celdas solares con varios tipos de semiconductores apilados que van de mayor a menor en cuanto a la energía que requieren para liberar un electrón. Este tipo de celdas multiunión son más costosas, siendo la tecnología tradicional la que utiliza un único semiconductor, normalmente de silicio cristalino o arseniuro de galio. A su vez los dispositivos cuentan con una película que reduce la reflexión de la radiación solar incidente, para permitir un mayor aprovechamiento de la misma.

La irradiación es la cantidad de energía que recibe una superficie en un cierto intervalo de tiempo. Suponiendo que la superficie es representada por una celda solar, esta está condicionada por una serie de variables relacionadas con la ubicación de la unidad (ángulo acimutal del sol, ángulo acimutal del panel, inclinación del panel y latitud) y las condiciones climáticas de la ubicación (nubosidad y temperatura).

La irradiación de un territorio representa la máxima capacidad que puede obtener una celda. Sin embargo las celdas solares tienen limitaciones en cuanto de esa energía se puede utilizar. Las mismas cuentan con sus potencias nominales, las cuales representan la potencia que pueden obtener con incidencia perpendicular de la luz solar. Esta variable varía en función de la latitud y se pueden obtener tablas para determinar el factor. A su vez se debe tener en cuenta las pérdidas ocurridas por la utilización del convertidor, para pasar la corriente de continua a alterna. Todos estos factores son necesarios para determinar la potencia requerida para cierto consumo.

Los sistemas están compuestos por celdas fotovoltaicas, que agrupadas dan un módulo, y a su vez estos agrupados forman un vector, siendo estos construidos para obtener la potencia requerida. Además es común la utilización de baterías debido a que se trata de una fuente de generación aleatoria y de ser implementadas en

regiones aisladas de la red las baterías son necesarias. A su vez estas deben ser acompañadas por un regulador de carga para controlar la conexión entre los paneles, las baterías y el consumo o carga del sistema. Por otro lado también se requiere un convertidor de corriente continua a corriente alterna para ser utilizada o inyectada al sistema de distribución. Todos estos últimos requieren un sistema de control para administrar la energía y llevar adelante los ajustes necesarios para garantizar una correcta operación.

Los sistemas fotovoltaicos no producen emisiones durante su operación y prácticamente no requieren mantenimiento, promediando una vida útil de 25 años. Sin embargo no ha sido una tecnología ampliamente implementada debido a su alto costo, esta variable está cambiando, debido a la reducción de los costos de los equipos.

### **5.3.1 ¿Por qué elegimos esta tecnología para desarrollar en este trabajo?**

En Argentina se impulsó la ley nacional de Generación Distribuida, la cual permite a los consumidores convertirse en usuario-generador, y la tecnología más implementada, o la que mejor se adapta para la zona de la provincia de Buenos Aires, es la fotovoltaica. Luego de investigar, encontramos varios proveedores de los equipos en el país, y dentro de la provincia, los cuales también poseen instaladores y técnicos especializados en la materia, lo que nos impulsó a investigar sobre el tema.

Cabe destacar que en el sur de la provincia de Buenos Aires, el recurso renovable predominante es el viento, pero a lo que hace referencia implementar GD con usuarios-generadores no se encontró ningún informe ni antecedente.

En la provincia de Santa Fe, por ejemplo, hay una ley provincial que fomenta este tipo de emprendimientos, los cuales nos son de mucha utilidad a la hora de evaluar la aplicación en todo el territorio nacional.

Para comenzar, describiremos los distintos tipos de tecnologías disponibles en el mercado para la generación fotovoltaica y de esa manera, comenzar a realizar algún cálculo técnico y económico sobre el tema.

## 5.4 Tecnologías para generación fotovoltaica

### 5.4.1 Tipos de paneles solares en el Mercado

En el mercado de las placas solares es importante diferenciar y conocer los 3 tipos de paneles que existen. Estamos hablando de las placas solares de 12V, las placas solares de 24V y las llamadas placas solares de 24V de red. Cada una de ellas tiene sus peculiaridades que afectarán al resto de componentes de la instalación solar.

- **Placas solares de 12 V**

Las placas de 12V están compuestas por 36 células de silicio y abarcan un abanico de potencias desde los 5W hasta los 140W. Estas placas se suelen utilizar en instalaciones de baja o media potencia donde hay consumos reducidos o un uso esporádico. Un ejemplo de panel solar de 12V es la placa solar de 140W. Para el funcionamiento de estos paneles es suficiente utilizar un regulador de carga normal, es decir los llamados PWM, que son los modelos standard. Mientras que en lo que se refiere al almacenamiento de la energía generada, se deberá utilizar una batería solar de 12V o bien varias baterías de 12V conectadas en paralelo (con lo cual se mantiene el voltaje a 12V pero se suma la capacidad de almacenamiento de las baterías conectadas). Las 36 células que componen este tipo de placa, están conectadas creando un voltaje de funcionamiento cercano a 18V. Esto se hace así ya que en el circuito eléctrico hay pérdidas de voltaje, de este modo se asegura que cuando el voltaje llegue a la batería este será superior a 12V y la energía se almacenará correctamente.

- **Placas solares de 24 V**

Las placas solares de 24V funcionan de la misma forma que los paneles mencionados anteriormente pero a un voltaje de 24V. Están formadas por 72 células con lo cual su tamaño es mayor y generan potencias que oscilan desde los 150 hasta los 195 vatios (W). Utiliza también un regulador convencional PWM y baterías conectadas a 24V, es decir se utilizan batería de 12V conectadas en serie formando conjuntos de 24V. Las células de estas placas solares están conectadas creando un voltaje aproximado de 37V, con lo cual se garantiza que la energía

generada por estas placas solares llegará a las baterías a un voltaje superior a los 24V. Gracias a esto no sólo se realiza bien la carga sino que además se ecualiza la batería limpiándose sus placas de corrosión y alargándose su vida útil. Las placas solares de 36 y 72 células (de 12 y 24V) se conocen como placas solares de aislada ya que han sido diseñadas para uso en instalaciones de aislada o autónomas, es decir, en instalaciones que funcionan de forma autónoma con baterías.

- **Placas solar de 24V de Red**

En tercer lugar encontramos las placas solares de red de 24V. Este tipo de paneles fueron diseñados inicialmente para uso en huertas solares de conexión a red donde la energía producida se distribuía directamente a la red eléctrica. Este tipo de paneles están compuestos por 60 células en lugar de 72, conectadas con el objetivo de producir una potencia alta penalizando un voltaje bajo cercano a 29V. En instalaciones solares autónomas, las placas de red no pueden utilizarse con reguladores normales PWM a causa de su bajo voltaje y de las pérdidas en el circuito eléctrico, pues la energía que llegaría a las baterías sería inferior a los 24V necesarios para su correcta carga. Para usar este tipo de placas es necesario instalar un regulador MPPT en lugar del clásico de PWM. La función del regulador MPPT es amplificar el voltaje hasta los 37V, igual que el que tendría un panel solar de 24V de aislada

## 5.4.2 Reguladores

El regulador controla el estado de la batería midiendo la tensión en bornes de dicha batería (para instalaciones que utilizan baterías y no inyectan a la red). A partir de esta tensión se desarrolla el control de la carga y descarga, conectando o desconectando el generador fotovoltaico.

### 5.4.2.1 ¿Cuándo es necesario utilizar un regulador MPPT?

La sigla MPPT (Máximo Power Point Tracking) significa: seguidor del punto de potencia máxima. El “punto” al que se hace mención es el que corresponde a los valores óptimos para el voltaje y corriente de salida que proporcionan la máxima potencia de salida. Será necesario el uso de reguladores MPPT cuando en nuestra instalación solar aislada utilicemos paneles solares de conexión a red, o bien, sea una instalación para inyectar energía a la red. Los paneles de 24V y formados por

60 células con potencia en vatios superior a 200W. Se usaban anteriormente en las huertas solares.

#### **5.4.2.2 ¿Cuál es la función de un regulador MPPT?**

A diferencia de los paneles de aislada de 12 y 24V que generan un voltaje de 18V y 36V respectivamente, los paneles de conexión a red generan una tensión muy próxima a 24V, por lo que sumándole las pérdidas que se producen en el transporte de esta corriente hacia las baterías, termina llegando un voltaje por debajo de 24V. Esto produce que si se utiliza un regulador normal, la batería no logra equalizar ni encontrar el equilibrio entre la energía que acumula a 24V y la energía que proviene de dichos paneles a voltaje inferior. Lo que termina produciendo un daño irreparable en la batería. El regulador solar MPPT maximiza el voltaje para que llegue a las baterías a un nivel similar al de los paneles de aislada, permitiendo que se equalicen y limpien las placas internas de las baterías de manera óptima.

En instalaciones conectadas a la red, el regulador tiene incorporado un inversor, el cual convierte electrónicamente la corriente continua de las baterías en corriente alterna para inyectar a la red. Además, el regulador/inversor MPPT logra sincronizar la frecuencia de la red en modulo, fase y frecuencia para lograr un correcto acople.

Los reguladores MPPT son más caros que los PWM ya que son más complejos, lo cual habrá que tener en cuenta a la hora de calcular el costo total de la instalación.

#### **5.4.2.3 Regulador PWM**

Reguladores PWM o convencional: También llamados Todo o Nada. Fueron los primeros reguladores de carga que aparecieron en el mercado y realizaban el control de carga de la batería según un sistema “todo-nada” mediante la conmutación de elementos electromecánicos (relés), y se les podría denominar reguladores de una etapa. El regulador permitía el paso de toda la corriente disponible en el generador fotovoltaico (FV) hasta que la tensión en la batería alcanzaba un valor predeterminado (más o menos a 14,5 V se considera llena). Llegado a este valor se interrumpía el paso de la corriente.

Para valores menores de 12V en la batería volvía a establecer el paso de toda la corriente a las baterías desde los generadores FV. Los controladores de carga PWM son menos costosos (que MPPT) y son una solución ideal para sistemas fotovoltaicos más pequeños donde el precio puede ser un punto crítico o donde la eficiencia máxima y la potencia adicional no son realmente necesarias.

### 5.4.3 Medidores inteligentes (bidireccionales)

El medidor bidireccional cumple la función de medir, tanto la energía que circula de la red hacia el interior de la vivienda como la que va de la vivienda hacia la red de distribución.

En lo que respecta a Argentina, la instalación masiva de medidores bidireccionales es un tema aún pendiente. Existen algunos proyectos de escala reducida que están en marcha y que conforman un conjunto de pruebas piloto. Como el de la empresa EDENOR que en Enero del 2018 comenzó con una prueba de generación distribuida que incluirá a tres clientes de la categoría tarifaria T2.

La iniciativa de generación distribuida le permite al cliente venderle a EDENOR la energía que produce en su domicilio. Esta operación se estructura a través de dos medidores electrónicos: uno programado en forma unidireccional, que registra la energía consumida por las cargas del domicilio (el que poseen todos los clientes) y otro medidor programado en forma bidireccional que mide la energía generada por el cliente e inyectada a la red de EDENOR. El medidor de generación incluye un sistema de telelectura<sup>13</sup>.

Un caso conocido es el de la localidad de Armstrong, en Santa Fe, donde se han implementado un sistema de medición inteligente que cubre diferentes zonas y alcanza a mil usuarios<sup>14</sup>. Otro caso es en la localidad de Centenario, distante unos quince kilómetros de la capital de la provincia de Neuquén<sup>15</sup>, donde se ha conformado un consorcio para llevar adelante un proyecto de remodelación de la red eléctrica que incorpora generación distribuida y elementos de redes inteligentes. También se pueden citar los ejemplos de las ciudades de Salta y General San Martín, que han

<sup>13</sup> <http://www.edenor.com.ar>

<sup>14</sup> "Armstrong, un pueblo con energía inteligente" en <http://www.mincyt.gob.ar/noticias/armstrong-un-pueblo-co-energia-inteligente-12245>- Marzo 2017

<sup>15</sup> "Smart energy: ¿cómo la tecnología resolverá nuestra falta de electricidad? En <http://www.infotechnology.com/negocios/Smart-energy>



emprendido la instalación de medidores inteligentes mediante la financiación de organismos nacionales<sup>16 17</sup>.

Incluso algunas Cooperativas de la provincia de Córdoba han instalado medidores inteligentes en entornos urbanos y rurales, como es el caso de la Cooperativa Eléctrica de Justiniano Posse (cuatrocientos medidores), la Cooperativa de Vicuña Mackenna (quinientos medidores) y la Cooperativa de Monte Buey (trescientos medidores). Todos estos proyectos piloto conforman el primer escalón en el camino de una instalación a gran escala y, más importante aún, de la materialización de una red eléctrica inteligente completa.

---

<sup>16</sup> Llegaron las redes eléctricas inteligentes a la ciudad de Salta” en [http://www.editores-srl.com.ar/revistas/ie/297/redes\\_electricas\\_inteligentes\\_salta](http://www.editores-srl.com.ar/revistas/ie/297/redes_electricas_inteligentes_salta). Abril 2017

<sup>17</sup> EDESTE, “Red inteligente” en <http://edeste.com.ar/2016/10/11/1356>

## CAPITULO 6

### Cálculo del sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución en baja tensión

#### 6.1 Introducción:

En este capítulo se calculará y dimensionará la cantidad de paneles solares, el inversor y los conductores del equipo solar fotovoltaico en una vivienda unifamiliar convencional en la ciudad de La Plata, Argentina. La potencia instalada en la vivienda es estimativa y a modo de ejemplo, para cada caso particular se deberá realizar el cálculo correspondiente.

Teniendo en cuenta la cantidad de artefactos normales y las horas promedio de uso de cada uno, podremos calcular la energía necesaria y la potencia que deberán tener los paneles solares y el inversor, considerando la irradiación solar media durante todo el año en dicha zona geográfica. Para ello se utilizarán datos extraídos del programa Pvsist.

Antes de comenzar, expondremos algunas definiciones para una mejor comprensión del cálculo.

## 6.2 Radiación Solar

La radiación solar es un fenómeno físico debido a la emisión de energía por parte del sol en forma de radiaciones electromagnéticas. Estas radiaciones pueden ser cuantificadas y se expresan en unidades de irradiancia, una unidad que refleja su potencia por unidad de superficie. Estas radiaciones electromagnéticas son ondas que se originan por la aceleración de las cargas eléctricas, una vez que llegan a la tierra se estima que solo la mitad logra alcanzar la superficie terrestre, ya sea de forma directa o dispersada por la atmosfera (difusa).

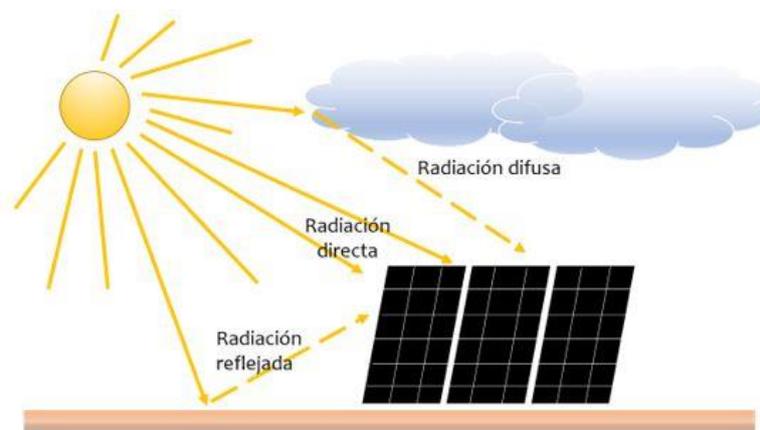


Figura 22. Componentes de la radiación solar. Fuente: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl>

## 6.3 Irradiación

Es la cantidad de irradiancia recibida en un lapso de tiempo determinado, es decir, la potencia recibida por unidad de tiempo y por unidad de superficie. Se suele medir en  $\text{Wh/m}^2$  o en caso de un día, en  $\text{Wh/m}^2/\text{día}$ .

#### **6.4 Horas de Sol Pico (HPS)**

Es el número de horas en que disponemos de una hipotética irradiancia solar constante de  $1000\text{W}/\text{m}^2$ , es decir, es un modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes, siendo cada “paquete” de 1 hora recibiendo  $1000\text{W}/\text{m}^2$ . Para calcularla se debe dividir el valor de la irradiación incidente entre el valor de la potencia de irradiancia en condiciones estándar de medida ( $1000\text{W}/\text{m}^2$ )

#### **6.5 Sistemas fotovoltaicos**

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de dispositivos que aprovechan la energía producida por el sol y la convierten en energía eléctrica.

#### **6.6 Potencia Máxima ( $W_p$ )**

Es el valor máximo de potencia que se obtiene entre el producto de la corriente por la tensión de salida del módulo fotovoltaico. Es la máxima potencia que puede entregar el panel en un determinado momento, también se denomina potencia de pico del panel.

#### **6.7 Tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{pmax}$ )**

Corresponde con el valor de tensión para la potencia máxima. Se trata aproximadamente del 80% de la tensión en circuito abierto.

### **6.8 Intensidad en el punto de máxima potencia ( $I_{pmax}$ )**

Corresponde con el valor de corriente para la potencia máxima.

### **6.9 Tensión en circuito abierto ( $V_{oc}$ )**

Es el valor máximo de voltaje que se mediría en un panel o módulo si no hubiese paso de corriente entre los bornes del mismo, es decir, es la tensión en los terminales de conexión cuando no hay ninguna carga conectada en el panel.

### **6.10 Intensidad de cortocircuito ( $I_{sc}$ )**

Es la máxima intensidad que se puede obtener en un panel o módulo fotovoltaico, se calcula midiendo la corriente entre los bornes del panel cuando se provoca un cortocircuito (tensión de salida 0 voltios).

### **6.11 Inclinación y orientación**

Los módulos FV están inclinados para recolectar mayor radiación solar. La cantidad óptima de energía se colecta cuando el módulo está inclinado en el mismo ángulo que el ángulo de latitud.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que el ángulo mínimo de inclinación debería ser de por lo menos  $15^\circ$  para asegurar que el agua de las lluvias drene fácilmente. A latitudes mayores ( $>30^\circ$  Norte o Sur), los módulos a veces están más inclinados sobre el ángulo de latitud para tratar de nivelar las fluctuaciones por estaciones. Los módulos deben estar inclinados en la dirección correcta. Esto significa que en el hemisferio sur, los módulos están mirando exactamente hacia el Norte y en el hemisferio norte, los módulos están mirando hacia el Sur. En países cercanos al ecuador, las consecuencias de las inclinaciones óptimas son poco importantes

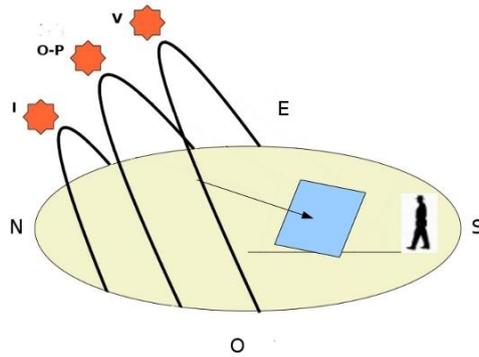
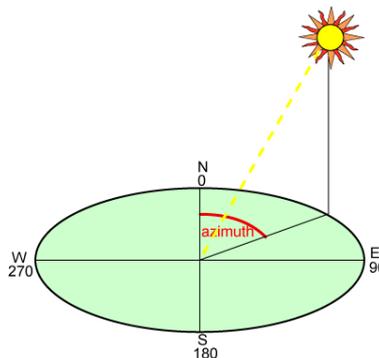


Figura 23: Las líneas curvas sobre el elipsoide horizontal, dan idea de la trayectoria que recorre El Sol durante las diferentes estaciones del año. Fuente: <http://www.lawebdelasenergiasrenovables.com>

La longitud de las curvas es proporcional a la cantidad de horas que el Sol está presente, sobre la geografía. La curva durante el verano es de más longitud, siendo menor en otoño-primavera y menor aun en invierno.

### 6.12 Acimut:

Se refiere a un ángulo de la orientación sobre la superficie de una esfera real o virtual. El significado preciso de este término tiene algunas particularidades según la disciplina en la que se use. Para nuestro caso será el ángulo respecto del norte geográfico.



### 6.13 Formas de conectar los paneles solares

Existen 3 formas de conectar los paneles solares: en paralelo, en serie o en serie y paralelo.

**6.14 La conexión en paralelo** se realiza conectando por un lado todos los polos positivos de los módulos y conectando todos los polos negativos por el otro lado. De esta forma se mantiene la tensión de los paneles solares mientras se suma la intensidad de corriente.

**6.15 La conexión en serie** de los paneles solares se realiza para el uso en instalaciones solares de 24V o 48V, mediante la conexión directa de los módulos entre sí, conectando el polo positivo de un panel con el polo negativo del siguiente panel. En este tipo de conexión se mantiene la intensidad y se suma el voltaje.

**6.16 La conexión mixta** en serie y paralelo se suele utilizar en instalaciones solares donde se conecten 5 o más paneles solares con potencia superior a 200W ya que permite obtener un voltaje no demasiado alto y a su vez multiplicar el amperaje total de la instalación.

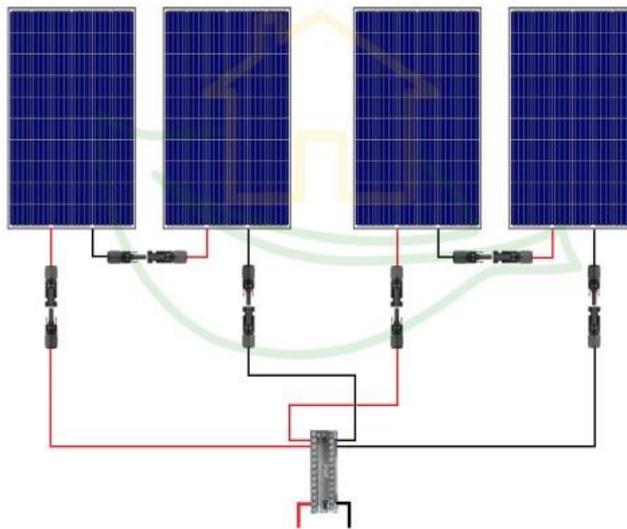


Figura 24. Conexión mixta de los paneles solares. Fuente: <https://www.damiasolar.com/>

## 6.17 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red

Los pasos fundamentales para el dimensionamiento de un Sistema Fotovoltaico con conexión a red son:

- Determinar la potencia instalada
- Calcular la energía necesaria para su abastecimiento
- Hallar la irradiación solar de la zona
- Determinar la cantidad de paneles solares y tipo de conexión
- Calcular la potencia de inversor
- Dimensionar los conductores eléctricos

### 6.17.1 Determinación de la potencia instalada

Consumo residencial promedio a modo de ejemplo:

Comenzaremos realizando el cálculo de la potencia consumida por un domicilio. Para ello tendremos en cuenta artefactos de uso cotidiano y de esta manera tener una idea de la potencia que deberíamos tener en cuenta al momento de calcular un proyecto.

Artefactos con sus potencias promedio:

Electrodomestico	Potencia promedio en watt	Consumo en una hora	Cantidad en Vivienda promedio	Total(Wh)	Potencia W
Heladera con freezer	200	90	1	90	200
Televisor LCD 40"	180	180	1	180	180
Televisor Led 24"	40	40	1	40	40
Ventilador de techo	60	60	2	120	120
NoteBook	22	22	1	22	22
Lavarropas automatico 5kg	500	175	1	175	500
Lampara de bajo consumo 11 W	11	11	10	110	110
				737	1172

Tabla 13. Artefactos con sus potencias promedio. Fuente: Elaboración propia

Datos de los consumos extraídos de <https://www.argentina.gob.ar/energia/ahorro-y-eficiencia-energetica/archivo/informacion-tecnica-de-interes/consumos-promedio-por-artefacto-orden-alfabetico#1>.

Para nuestro ejemplo dado por la tabla anterior, podemos ver que se encuentra dentro de un **grado de electrificación mínimo**: Corresponde a viviendas cuya superficie no es mayor que  $60 \text{ m}^2$ , en las que la demanda de potencia máxima simultánea calculada es de hasta 3,7 kVA.

Resumen de los grados de electrificación de las viviendas

Grado de electrificación	Superficie (límite de aplicación)	Demanda de potencia máxima simultánea calculada (sólo para determinar el grado de electrificación)
⇒ Mínimo	hasta $60 \text{ m}^2$	hasta 3,7 kVA
Medio	más de $60 \text{ m}^2$ hasta $130 \text{ m}^2$	hasta 7 kVA
Elevado	más de $130 \text{ m}^2$ hasta $200 \text{ m}^2$	hasta 11 kVA
Superior	más de $200 \text{ m}^2$	más de 11 kVA

Tabla 13'. Extraída de la Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles A.E.A. 90364-7-771

### 6.17.2 Cálculo del consumo de energía eléctrica según la distribuidora Edelap

Debemos realizar una estimación del tiempo que puede estar en funcionamiento cada electrodoméstico, para calcular la cantidad de energía consumida durante un mes y de esa manera poder realizar el cálculo del monto a pagar a la distribuidora. Con ese resultado estaremos en condiciones de evaluar diferentes alternativas para instalar energía del tipo renovable con eventual venta de la misma a la red.

Cálculo de energía mensual:

Electrodomestico	Total(Wh)	Cantidad de horas por día de uso	Energía mensual ( kWh)
Heladera con freezer	90	24	64.8 kWh
Televisor LCD 40"	180	6	32.4 kWh
Televisor Led 24"	40	6	7.2 kWh
Ventilador de techo	120	10	36 kWh
NoteBook	22	3	1.98 kWh
Lavarropas automatico 5kg	175	1	5.2 kWh
Lampara de bajo consumo 11 W	110	8	26.4 kWh
<b>TOTAL</b>			<b>174.98 kWh</b>

Tabla 14. Energía mensual consumida por artefacto. Fuente: Elaboración propia

El sistema fotovoltaico se diseñará para que pueda abastecer la cantidad de energía calculada, alimentadas con una tensión de 220 V en C.A. Se realizara un sobredimensionamiento del 10 %, es decir, teniendo en cuenta posibles pérdidas en el sistema.

$$Emm = 1,1 \frac{Pca}{\eta_{inv} + \eta_{cond} + \eta_{por\ temp}} = 1,1 \frac{175\ kWh}{0,94 + 0,97 + 0,92} = 229,5\ kWh/mes$$

$$Ema = 2754\ kWh/año \quad Emd = 7,65\ kWh/día$$

Dónde:

Emd: Energía media diaria

Ema: Energía media anual

Emm: Energía media mensual

$\eta_{inv}$  : Rendimiento del inversor

$\eta_{cond}$ : Rendimiento de los conductores

$\eta_{por\ tem}$ : Rendimiento del conjunto teniendo en cuenta las perdidas por temperatura

### 6.17.3 Radiación solar de la zona

Para saber la radiación de la zona, se utilizó el software de cálculo solar Pvsist, el cual nos indica la radiación solar durante todo el año introduciendo las coordenadas del lugar.

**Coordenadas** geográficas de La Plata, Argentina, en grados y minutos decimales:  
 Longitud: 057°57'16.31" Latitud: S34°55'17.22".

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
<b>Enero</b>	218.3	76.15	24.54	205.1	199.0	257.1	100.6	49.46	193.8	51.18
<b>Febrero</b>	178.2	65.67	23.41	182.8	177.8	231.7	90.9	43.40	176.3	47.50
<b>Marzo</b>	159.1	53.06	21.34	183.9	179.6	236.0	100.6	43.82	179.9	56.82
<b>Abril</b>	113.6	40.26	17.12	150.0	147.0	198.3	97.4	38.20	150.2	59.20
<b>Mayo</b>	84.6	30.54	13.53	128.8	126.5	175.3	100.6	35.55	131.0	65.09
<b>Junio</b>	64.4	27.92	10.94	99.4	97.6	137.6	97.4	31.49	99.2	65.90
<b>Julio</b>	70.4	33.46	10.17	104.4	102.3	145.1	100.6	34.46	103.3	66.19
<b>Agosto</b>	98.8	39.38	11.75	137.3	134.5	187.9	100.6	39.28	139.5	61.37
<b>Septiembre</b>	129.9	52.02	13.67	156.6	153.0	210.3	97.4	41.72	158.1	55.68
<b>Octubre</b>	167.0	71.66	17.75	176.8	172.1	231.5	100.6	45.29	174.3	55.35
<b>Noviembre</b>	204.5	73.26	19.97	195.7	190.2	252.0	97.4	46.76	192.0	50.64
<b>Diciembre</b>	216.4	87.96	22.57	199.1	193.2	253.8	100.6	50.13	190.2	50.51
<b>Año</b>	1705.2	651.34	17.20	1920.0	1872.8	2516.4	1185.0	499.57	1887.7	685.43

Leyendas: GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
T_Amb	Temperatura Ambiente	E_User	Energía suministrada al usuario
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Solar	Energía del sol
		E_Grid	Energía inyectada en la red
		EFrGrid	Energía de la red

Tabla 15: Meteorología y energía incidente. Fuente: Pvsist software

### 6.17.4 Generador Fotovoltaico

Obtendremos la cantidad de paneles solares teniendo en cuenta la energía requerida anual y obteniendo un promedio de las horas solar pico (HSP) promedio anuales. Seleccionaremos paneles solares de 300 W<sub>p</sub> aproximadamente.

De la tabla, la energía incidente sobre el plano inclinado ( $30^\circ$ ) por  $m^2$  durante un año es:

$$1920 \text{ kWh} = 160 \text{ kWh/mes}$$

$$HSP = \frac{160000 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} / \text{mes}}{1000 \text{ W/m}^2} = 160 \text{ h/mes} = 5,3 \text{ h/día}$$

$$Cps = \frac{Emd}{P_{pp} \cdot HSP} = \frac{7,65 \text{ kWh}}{0,3 \text{ kW} \cdot 5,3 \text{ h}} = 4,81 \cong 5 \text{ paneles}$$

P<sub>pp</sub>: Potencia pico del panel

Cps: Cantidad de paneles solares

### 6.17.5 Cálculo de la potencia del inversor

Para calcular la potencia del inversor, tendremos en cuenta la suma de la potencia de los artefactos calculada en la tabla de los consumos. Agregaremos un factor de seguridad  $F_s = 1,2$ , es decir, un 20% más teniendo en cuenta posibles pérdidas de energía eléctrica en el sistema.

$$P_{inv} = P_{tot} \times 1,2 = 1172 \text{ W} \times 1,2 = 1406,4 \text{ W}$$

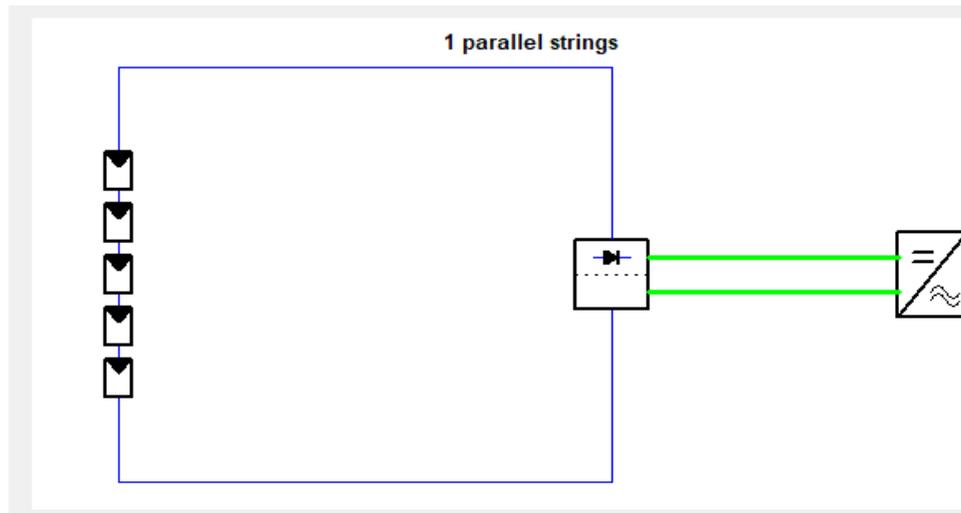
Elegimos la potencia comercial próxima más cercana.  $P_{inv} = 1500 \text{ W}$

### 6.17.6 Tipo de conexión de los paneles solares

Los inversores de red requieren un voltaje de entrada en corriente continua mínimo de 140 V. La tensión de los paneles para red de 60 celdas es de aproximadamente 32,9 V en condiciones normales.

Por lo tanto, si en serie se suman las tensiones, se conectarán los 5 paneles en serie:

$$V_{serie} = 5 \times 32,9 \text{ V} = 164,5 \text{ V}$$



### 6.17.7 Cálculo de la sección de los conductores

Para realizar dicho cálculo, nos basamos en la norma AEA 90364-7-771 (Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles).

**Tabla 771.13.I - Secciones mínimas de conductores**

Líneas principales	4,00 mm <sup>2</sup>
Circuitos seccionales	2,50 mm <sup>2</sup>
Circuitos terminales para iluminación de usos generales (con conexión fija o a través de tomacorrientes)	1,50 mm <sup>2</sup>
Circuitos terminales para tomacorrientes de usos generales	2,50 mm <sup>2</sup>
Circuitos terminales para iluminación de usos generales que incluyen tomacorrientes de usos generales	2,50 mm <sup>2</sup>
Líneas de circuito para usos especiales	2,50 mm <sup>2</sup>
Líneas de circuito para uso específico (excepto MBTF)	2,50 mm <sup>2</sup>
Líneas de circuito para uso específico (alimentación a MBTF)	1,50 mm <sup>2</sup>
Alimentaciones a interruptores de efecto	1,50 mm <sup>2</sup>
Retornos de los interruptores de efecto	1,50 mm <sup>2</sup>
Conductor de protección	2,50 mm <sup>2</sup>

La sección nominal de los conductores se verifica además en función:

a) De su temperatura máxima admisible

b) De la máxima caída de tensión admisible

Circuitos seccionales y circuitos terminales: la caída de tensión entre los bornes de salida del tablero principal y cualquier punta de utilización no debe superar los valores siguientes:

1. Circuitos terminales, de uso general a especial y específico, para iluminación: 3%.
2. Circuitos de uso específicos que alimentan motores: 5 % en régimen y 15 % durante el arranque.

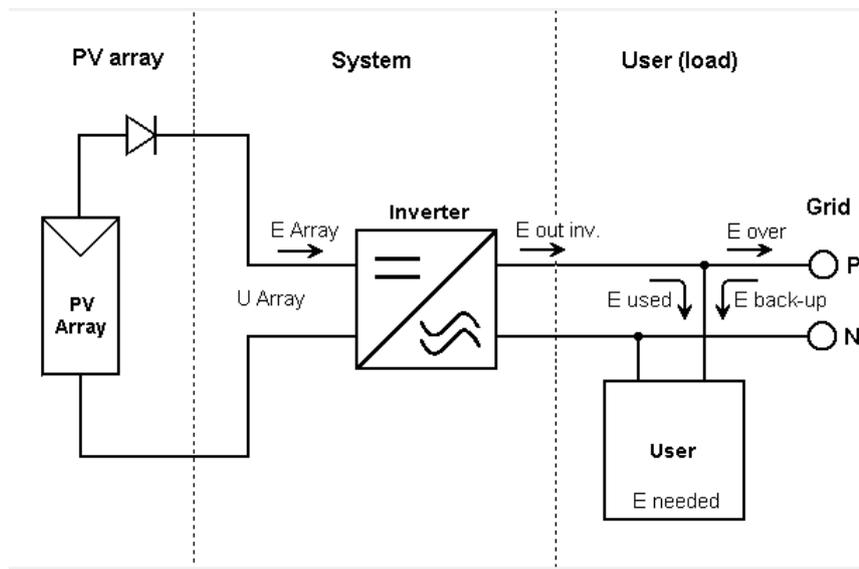
Nota:

No obstante los valores mencionados, en ningún caso la caída de tensión en los circuitos seccionales deberá exceder del 1 %; por lo tanto el valor de la máxima caída de tensión en los circuitos terminales que no alimentan motores será del 2 % y en los que alimentan motores del 4 %, tomado a partir del tablero seccional correspondiente. El valor de corriente a adoptar para este cálculo debe ser el máximo simultáneo previsto para esos circuitos.

**Hemos dividido el sistema en tres tramos**

- 1- Tramo desde el/los paneles solares hasta el inversor MPPT
- 2- Tramo entre el inversor y el tablero principal
- 3- Tramo entre el tablero principal y la red eléctrica

### Esquema simplificado de conexión



### Tramo entre el/los paneles y el inversor MPPT

Utilizando la fórmula para el cálculo de sección de los conductores y teniendo los datos técnicos de los paneles solares y su forma de conexión, calcularemos:

$$S(\text{mm}^2) = 2_x \frac{L \cdot I}{k \cdot Vsist. \%V}$$

Dónde:

**S:** Sección del conductor ( $\text{mm}^2$ ).

**L:** Longitud del Cable (m).

**I:** Intensidad de corriente (A).

**k:** Conductividad del cobre a temperatura ambiente ( $56 \text{ m/Ohm} \cdot \text{mm}^2$ ).

**Vsist:** Voltaje del Sistema (V).

**%V:** Caída de tensión admisible:

- La corriente de cada panel solar de 300 W en el punto de máxima potencia es de 9,1 A
- Voltaje máximo de cada panel solar 32.9 V.

Como son 5 paneles y están conectados en serie:

$$V_{\max} = 5 \cdot 32,9 \text{ V} = 164,5 \text{ V}$$

- Consideraremos una longitud máxima para un vivienda entre panel e inversor de 25 m
- Consideraremos una caída de tensión máxima del 1%

$$S(\text{mm}^2) = 2 \times \frac{L \cdot I}{k \cdot V_{\text{sist.}} \cdot \%V} = 2 \times \frac{25\text{m} \cdot 9,1\text{A}}{56 \cdot 164,5 \cdot 0,01} = 4,93 \text{ mm}^2 \text{ (elegimos un conductor de } 6 \text{ mm}^2\text{)}$$

### Tramo entre el inversor y el tablero principal

- La corriente máxima del inversor es de 6,8 A
- Voltaje máximo del inversor es de 230 V
- Consideramos una longitud máxima de 20m
- Consideramos una caída de tensión máxima del 1%

$$S(\text{mm}^2) = 2 \times \frac{L \cdot I}{k \cdot V_{\text{sist.}} \cdot \%V} = 2 \times \frac{20\text{m} \cdot 6,8\text{A}}{56 \cdot 230 \cdot 0,01} = 2,11 \text{ mm}^2 \text{ (elegimos un conductor de } 2,5 \text{ mm}^2\text{)}$$

## Tramo entre el Tablero principal y la red eléctrica

En este caso, tendremos que considerar no solo la corriente del equipo, sino también la posible conexión de artefactos en el domicilio no especificados, además, se recomienda colocar en líneas principales (tabla) una sección no inferior a  $4\text{mm}^2$ .

## 6.18 Protecciones

Debemos calcular las protecciones del sistema fotovoltaico a instalar, teniendo en cuenta las corrientes máximas, las corrientes de cortocircuito y las tensiones máximas se colocaran las protecciones termomagnéticas, fusibles y diferenciales correspondientes.

El inversor junto con las protecciones se colocaran en un tablero adicional al ya instalado en el domicilio, en dicho tablero se instalara el inversor con las protecciones a calcular.

Por un lado tenemos la parte de corriente continua y por otro lado parte de corriente alterna. Cada una tendrá sus correspondientes protecciones.

### 6.18.1 Protecciones en corriente continua

La corriente máxima del conjunto de paneles, según la especificación técnica del panel (Ver en Anexos) seleccionado es de 9,1 A y la corriente de cortocircuito es de 9,48 A. Como los 5 paneles se encuentran conectados en serie, la corriente del conjunto se mantiene igual a la de cada módulo.

La tensión máxima de cada panel solar es de 32,9 V, por lo tanto, como se describió anteriormente la tensión total del conjunto es de 164,5 V.

Con estos datos, podremos seleccionar las protecciones adecuadas para el lado de CC.

Los cables de conexión entre paneles y al inversor poseen conectores llamados MC4, los cuales se pueden colocar con fusibles en los mismos.

En nuestro caso colocaremos conectores con fusibles de 10 A. Se adjunta catalogo en anexos.



Figura 25. Fusibles de protección para CC con conector MC4. Fuente: Hissuma Materiales.

### **6.18.2 Protecciones del lado de CA**

La tensión máxima a la salida del inversor es de 230 V y una corriente máxima de 6,8 A. En estas condiciones colocaremos interruptor termomagnético de 16 A y un diferencial (Indicado por el manual del inversor). Se podrá seleccionar cualquier marca que cumpla con las condiciones descriptas.

Esta línea se conectara en el tablero principal de la casa donde se vinculara con la red de la distribuidora. La instalación de la casa deberá cumplir con la REGLAMENTACION PARA LA EJECUCION DE INSTALACIONES ELECTRICAS EN INMUEBLES AEA 90364. SECCION 771.

### **6.18.3 Protección contra rayos y sobretensiones para instalaciones fotovoltaicas**

Para los paneles fotovoltaicos y la sensible electrónica de los inversores se justifica la necesidad de disponer de una protección efectiva contra rayos y sobretensiones.

Debido a las grandes superficies que necesita un sistema de generación fotovoltaico, este tipo de instalaciones están especialmente amenazadas por las descargas de rayos durante las tormentas. Las causas de las sobretensiones en los sistemas fotovoltaicos son tensiones inductivas y capacitivas como consecuencia de las descargas de rayos, así como sobretensiones por caída de rayos y operaciones de conmutación en la parte de alterna de la instalación. Las sobretensiones por caída de un rayo pueden dañar los módulos fotovoltaicos y los inversores, lo cual puede tener serias consecuencias para el funcionamiento del sistema. En primer lugar, altos costos de reparación (por ejemplo, del inversor, equipo de alto costo en la instalación) y en segundo lugar, el fallo del sistema puede disminuir considerablemente el rendimiento de la instalación y, en consecuencia, el beneficio para el titular de la inversión.

Puede ser que al construir una instalación fotovoltaica el edificio cuente con una protección externa contra rayos.

El colocar módulos fotovoltaicos con su respectivo equipo sobre edificios no incrementa el riesgo de una descarga de rayo. Sin embargo, hay un incremento de los peligros para la instalación eléctrica del edificio en caso de una descarga de rayo. Esto se debe a la circunstancia de que, por el cableado de las líneas del sistema fotovoltaico que discurre por el interior del edificio por canalizaciones de cables existentes, se pueden producir elevadas perturbaciones electromagnéticas a causa de corrientes de rayos.

Las instalaciones fotovoltaicas sobre edificios no pueden interferir o dificultar las medidas de protección contra rayos existentes. Estas se protegerán contra descargas directas de rayos mediante dispositivos captadores aislados.

Al colocar paneles solares sobre un techo con protección externa contra rayos, uno de los requisitos básicos es que los módulos fotovoltaicos se encuentren dentro del área de protección de una instalación captadora aislada (pararrayos). Además, hay que respetar la distancia de separación entre la estructura que soporta los módulos y la protección externa contra rayos, para evitar saltos de chispa incontrolados. En caso contrario, corrientes parciales de rayo considerables pueden penetrar en el interior del edificio.

#### **6.18.3.1 Edificios sin protección externa contra rayos**

En el caso de casas bajas que se encuentran protegidas por edificios más altos con puntas captadoras (pararrayos), también recomendamos agregar la protección interna

al equipo. En este caso, las posibles ubicaciones de los dispositivos de protección contra sobretensiones pueden ser: 1-En el tablero principal, 2-Salida de corriente alterna del inversor y 3-Entrada de corriente continua del inversor. Se puede ver el cable verde/amarillo de protección y en línea de puntos la puesta a tierra (Figura26).

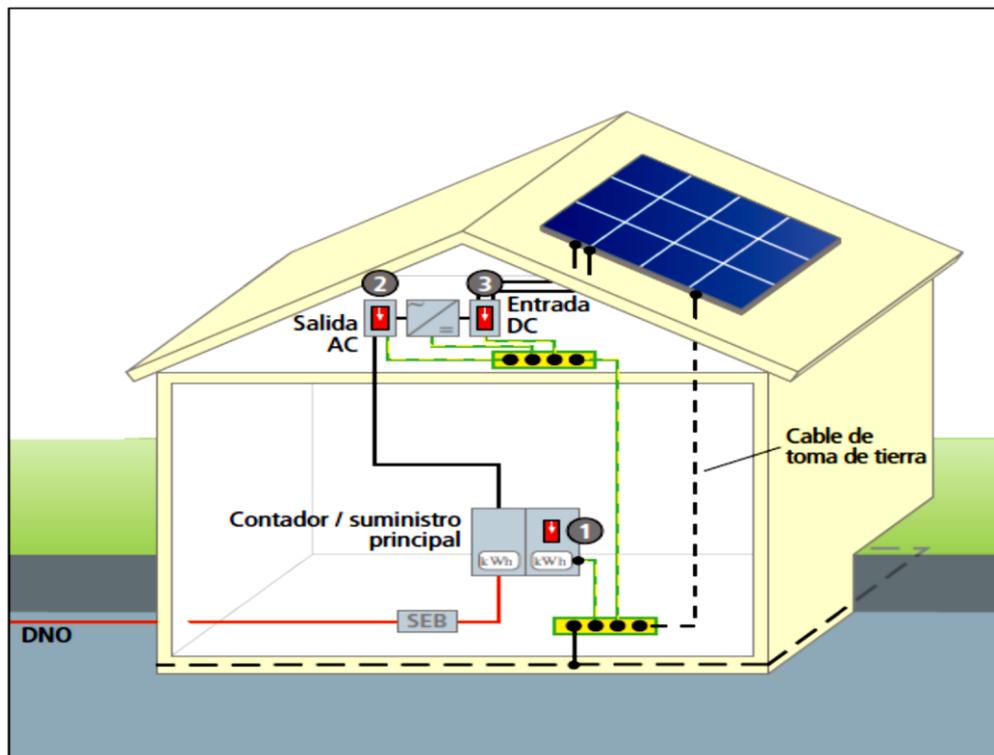


Figura 26.Instalación fotovoltaica sobre edificio **sin protección externa** contra rayos. (Fuente: Manual de Protección Contra Rayos. Empresa DEHN).

Figura	Protección para...	Dispositivos de protección	Art. Nr.
<b>Suministro en baja tensión</b>			
①	Sistema TN-C	DEHNguard M, DG M TNC 275 DEHNguard M, DG M TNC 275 FM	952 300 952 305
	Sistema TN-S	DEHNguard M, DG M TNS 275 DEHNguard M, DG M TNS 275 FM	952 400 952 405
	Sistema TT	DEHNguard M, DG M TT 275 DEHNguard M, DG M TT 275 FM	952 310 952 315
<b>Salida AC del inversor, inversor instalado bajo cubierta</b>			
②	Sistema TN	DEHNguard M, DG M TN 275 DEHNguard M, DG M TN 275 FM	952 200 952 205
	Sistema TT	DEHNguard M, DG M TT 2P 275 DEHNguard M, DG M TT 2P 275 FM	952 110 952 115
<b>Entrada DC del inversor</b>			
③	Entre positivo y negativo con respecto a tierra	DEHNguard, DG PV 500 SCP DEHNguard, DG PV 500 SCP FM	950 500 950 505

Tabla 16.Elección de los dispositivos de protección contra sobretensiones para instalaciones fotovoltaicas sobre edificios **sin protección externa** contra rayos. (Fuente: Manual de Protección Contra Rayos. Empresa DEHN).

### 6.18.3.2 Edificios con protección externa contra rayos.

La construcción de la instalación fotovoltaica sobre la superficie del techo tiene que realizarse teniendo muy en cuenta el sistema existente de protección externa contra rayos. Por este motivo, los paneles fotovoltaicos tienen que quedar dentro del área de protección externa contra el rayo, para asegurar su protección contra un impacto directo. Mediante la instalación de dispositivos captadores apropiados, como son por ejemplo puntas captadoras (pararrayos), pueden evitarse impactos directos de rayo en los módulos fotovoltaicos. Las puntas captadoras que eventualmente hubiera que montar de forma adicional, se instalarán de modo que con su disposición eviten un impacto directo de rayo en el módulo fotovoltaico, y por otra parte, no provoquen zonas de sombra sobre los módulos. (Figura27).

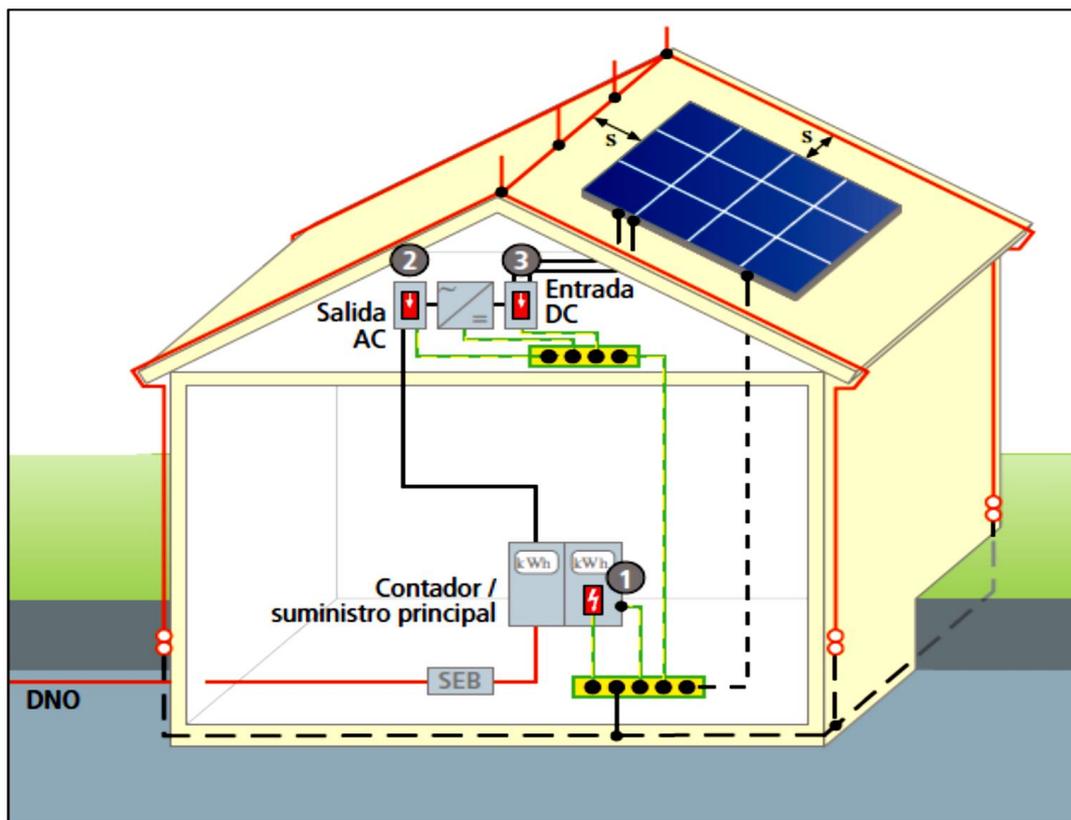


Figura 27. Protección contra sobretensiones para una instalación fotovoltaica sobre un edificio **con protección externa** contra rayos. (Fuente: Manual de Protección Contra Rayos. Empresa DEHN).

Figura	Protección para...	Dispositivos de protección	Art. Nr.
<b>Suministro en baja tensión</b>			
①	Sistemas TN-C	DEHNventil ZP, DV ZP TNC 255	900 390
	Sistema TN-S y Sistema TT	DEHNventil ZP, DV ZP TT 255	900 391
<b>Salida AC del inversor, inversor instalado bajo cubierta</b>			
②	Sistema TN	DEHNguard M, DG M TN 275	952 200
		DEHNguard M, DG M TN 275 FM	952 205
	Sistema TT	DEHNguard M, DG M TT 2P 275	952 110
		DEHNguard M, DG M TT 2P 275 FM	952 115
<b>Entrada DC del inversor</b>			
③	Entre positivo y negativo con respecto a tierra	DEHNguard, DG PV 500 SCP	950 500
		DEHNguard, DG PV 500 SCP FM	950 505

Tabla 17. Elección de los dispositivos de protección contra sobretensiones para instalaciones fotovoltaicas sobre edificios **con protección externa** contra rayos. (Fuente: Manual de Protección Contra Rayos. Empresa DEHN).

### 6.19 Canalizaciones del equipo fotovoltaico

Para esta parte del proyecto seguimos la Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles AEA 90364 – Parte 7 – Sección 771. Y en este punto en especial lo recomendado sobre canalizaciones e instalaciones a la intemperie.

Por esto se eligió para la canalización desde los paneles fotovoltaicos hasta el tablero general del equipo, el sistema DAISA de cañerías y accesorios.

Son aptos para la instalación exterior e interior y certificados bajo la Norma IEC 61386-1 y 61386-21. Las cajas y accesorios cumplen con las especificaciones de la Norma IEC 60670, poseen juntas y anillos de sello, inyectados en EPDM, un elastómero que posee excelentes propiedades eléctricas.

Seleccionamos caños y accesorios de 3/4 por donde pasaran dos cables de 6 mm<sup>2</sup> desde los paneles, entre paneles y hacia el inversor/regulador que se colocara en el interior de la vivienda de ser posible.

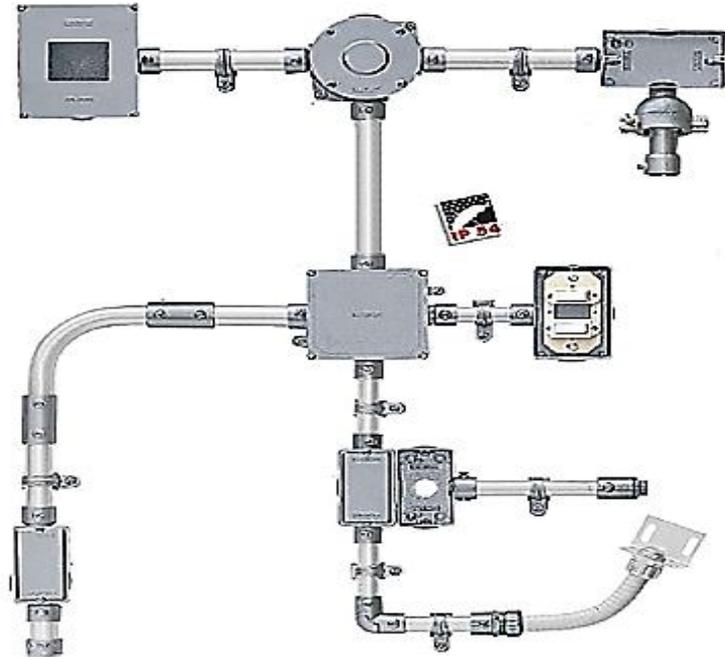


Figura 28: Imagen ilustrativa de canalizaciones herméticas. Fuente: Empresa Micro Control  
[www.microcontrol.com.ar](http://www.microcontrol.com.ar)

## 6.20 Datos técnicos de los equipos y simulación mediante el software Pvsist

Se expondrá la simulación realizada con el software de cálculo solar Pvsist corroborando los datos calculados manualmente y además expondremos algunos gráficos del sistema como ser: rendimiento, irradiación mensual en la ciudad de La Plata

### 6.20.1 Inversor marca “Solar River 1600TL-S”

Seleccionamos este inversor por su precio y sus cualidades. Para el proyecto se puede elegir cualquiera que cumpla con las especificaciones antes calculadas. (Ver manual completo en anexos Pag 6)

Expondremos algunas características generares del inversor como ser, tensión de entrada, de salida, corriente máxima de trabajo, etc.

Modelo	SolarRiver 1600TL-S	Fabricante	Samil Power
Nombre archivo	Samil_SolarRiver_1600TL_S.OND	Origen de datos	Manufacturer 2015
	Base de datos Pvsyst original	Prod. desde	2014

Lado entrada (Campo FV CC)		Lado salida (Red CA)	
<b>Voltaje MPP mínimo</b>	140 V	<input checked="" type="radio"/> Monofásico	Frecuencia
Voltaje mín. para Pnom	N/A V	<input type="radio"/> Trifásico	<input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz
Corriente de entrada máxima	N/A A	<input type="radio"/> Bifásico	<input type="checkbox"/> 60 Hz
Voltaje MPP nominal	N/A V	<b>Voltaje de Red</b>	230 V
<b>Voltaje MPP máximo</b>	400 V	<b>Potencia nominal CA</b>	1.50 kW
<b>Voltaje FV máx. absoluto</b>	500 V	Potencia máxima CA	1.50 kW
<b>Umbral de la potencia</b>	7.50 W <input checked="" type="checkbox"/> Defecto	Corriente CA nominal	6.52 A <input checked="" type="checkbox"/>
Especificación contractual, sin significado físico verdadero.	Obligatorio	Corriente CA máxima	6.80 A <input type="checkbox"/>
Potencia nominal FV	1.60 kW	<b>Eficiencia</b>	
Potencia máxima FV	N/A kW <input type="checkbox"/>	<b>Eficiencia máxima</b>	96.80 %
Corriente máxima FV	N/A A <input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Eficiencia definida para 3 voltajes	

Otro dato a tener en cuenta es su eficiencia, la cual es de 96,8%. A partir de una potencia de entrada de 0,4kW, el inversor pierde eficiencia, por eso es importante elegir un inversor adecuado y no sobredimensionar demasiado el mismo, ya que en caso de días con poco sol, la irradiación y por ende la potencia producida se reduce considerablemente y con eso la eficiencia. En el caso de la potencia de salida, la eficiencia es muy similar a la de entrada.

Description **Samil Power, SolarRiver 1600TL-S**

**Voltaje de entrada**

Alto voltaje  V

Medio voltaje  V

Bajo voltaje  V

**Perfil automático**

Construye perfil según efic. dadas

Eficiencia máx.  %

Eficiencia EURO  % ?

Eficiencia CEC

Values

P entrada	Eficiencia [%]
Umbral	0.007
	0.00
	0.045
	59.08
	0.075
	75.37
	0.150
	87.44
	0.300
	93.15
	0.450
	94.77
	0.900
	95.51
	1.500
	94.59

Res. Factor

Pthresh. eff.  ?

**Mostrar**

Eficiencia= f (P ent) Show behaviour at  °C ?

Eficiencia= f (P sal)

P sal = f (P ent)

**Unidades**

Watts

kW

### 6.20.2 Paneles solares

Se eligieron paneles solares GCL de 300 W<sub>p</sub> de 60 celdas que cumplen con las especificaciones para inversor MPPT con conexión a red. (Ver catalogo en anexos Pag 28). Se podrá elegir cualquier marca y modelo, en caso de elegir de otra potencia, deberá revisarse los cálculos y verificar si satisface las necesidades requeridas.

En la siguiente tabla expondremos las características principales de dicho panel solar.

Modelo	GCL-M3/60GD-300	Fabricante	GCL
Nombre arch	GCL_M3_60GD_300.PAN	Origen datos	Manufacturer 2018
	Base de datos Pvsyst original	Prod. desde	2018

Potencia nom (en STC)	300.0 Wp	Tol. +/-	0.0 3.0 %	Tecnología	Si-mono
-----------------------	----------	----------	-----------	------------	---------

<b>Especificaciones del fabricante o otras medidas</b>	
Cond. de referencia:	GRef 1000 W/m <sup>2</sup> TRef 25 °C
Corriente de cortocircuito	Isc 9.480 A Circuito abierto Voc 39.80 V
Punto Potencia Máximo:	Imp 9.120 A Vmpp 32.90 V
Coeficiente de temperatura	milsc 5.7 mA/°C o milsc 0.060 %/°C
<b>Núm. células 60 x 2</b>	

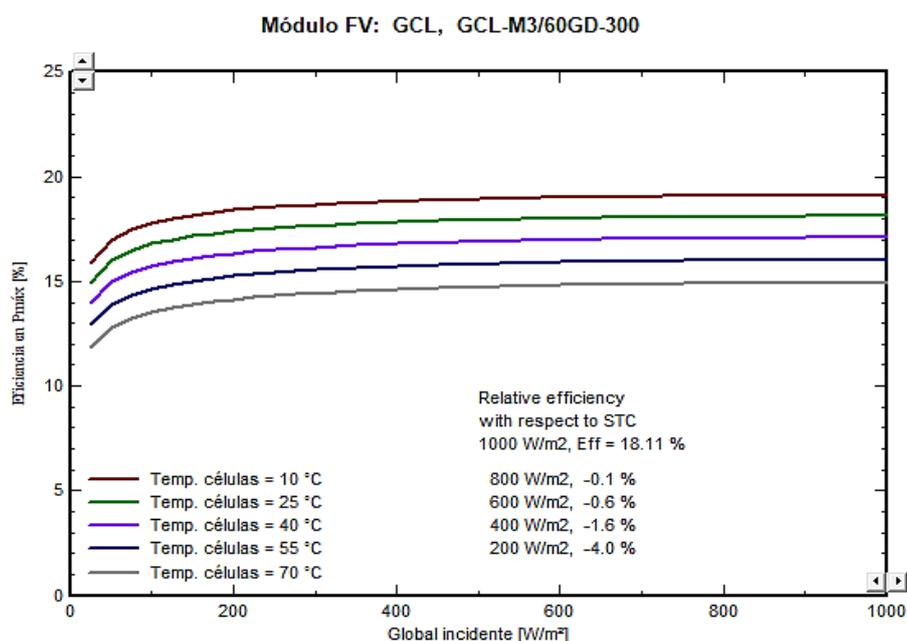
<b>Resultado del modelo interno</b>	
Cond. de funcionamiento	GOper 1000 W/m <sup>2</sup> TOper 25 °C
Punto Potencia Máximo:	Pmpp 300.9 W  Coef. temperatura -0.37 %/°C
Corriente Imp	9.01 A Voltaje Vmpp 33.4 V
Corriente de cortocircuito Isc	9.48 A Circuito abierto Voc 39.8 V
Eficiencia / Sup. células	20.07 % / Sup. módulo 18.11 %

<b>Resumen del modelo</b>	
<b>Parámetros principales </b>	
R paral.	450 ohm
Rparal(G=0)	1800 ohm
R serie modelo	0.20 ohm
R serie máx.	0.21 ohm
R serie aparente	0.35 ohm
<b>Parámetros modelo</b>	
Gamma	0.952
IoRef	0.02 nA
muVoc	-132 mV/°C
miPmáx fijado	-0.38 /°C

La eficiencia del panel solar se reduce con el aumento de la temperatura.

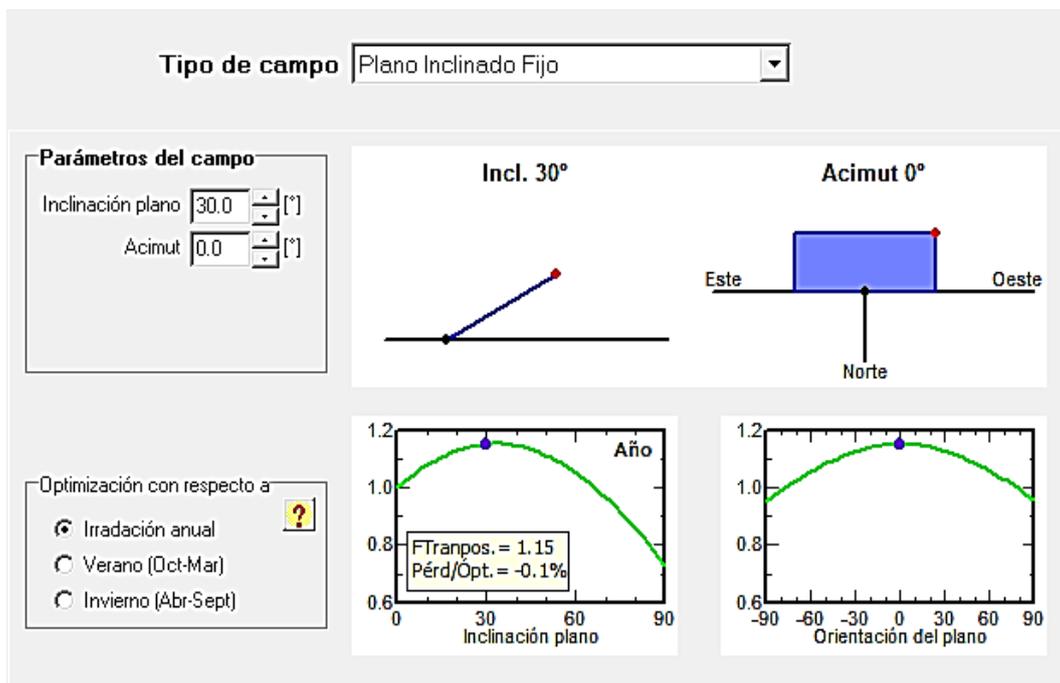
En el siguiente grafico se puede ver como el aumento de temperatura incide negativamente en la eficiencia, por lo que los lugares poco ventilados son poco recomendados para su instalación.



### 6.20.3.1 Inclinación de los paneles

Como la ubicación de la ciudad de La Plata es Longitud:  $057^{\circ}57'16.31''$  Latitud:  $S34^{\circ}55'17.22''$ , según las recomendaciones el ángulo de inclinación óptimo debe ser igual a la latitud del lugar, en este caso será cerca de  $34^{\circ}$  y apuntando hacia el norte (Acimut=0).

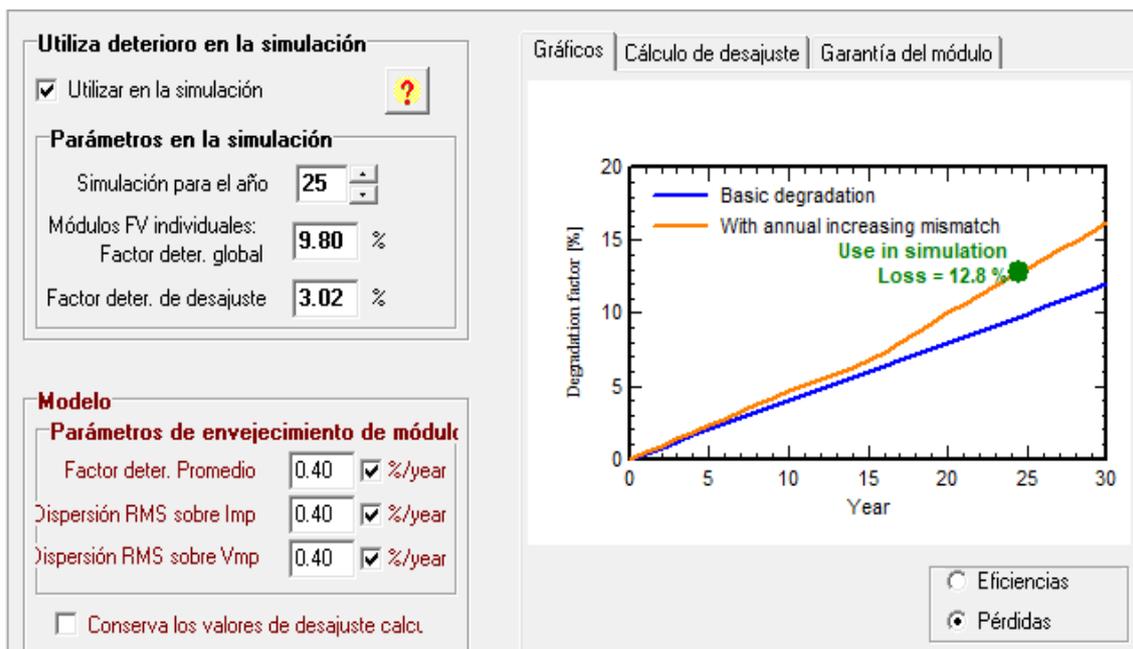
Según el Software Pvsist, no indica la siguiente inclinación óptima de panel.



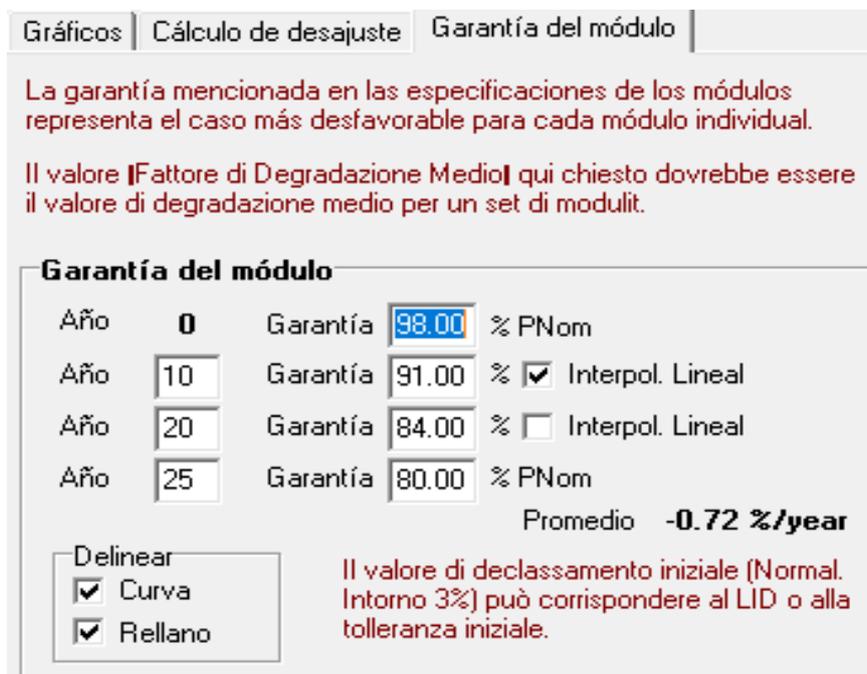
### 6.20.3.2 Vida útil del panel solar

Comercialmente se dice que el panel solar tiene una vida útil de 25 a 30 años, lo cierto es que sufre un envejecimiento gradual, lo cual no quiere decir que al final de su vida útil deje de funcionar, sino que funcionara, pero seguirá perdiendo rendimiento, el panel solar podría durar hasta 40 años.

Estos datos nos serán de utilidad a la hora de calcular la factibilidad económica, donde tendremos que tener en cuenta los años de producción más eficiente del mismo.



Podemos observar según la tabla que el panel envejece a razón de 0,51% anual, lo que significa que en 25 años tendremos un deterioro del 12,8%. En la siguiente tabla, muestra la garantía del módulo, tomando las condiciones más desfavorables del mismo, un deterioro del 0,72%/año.



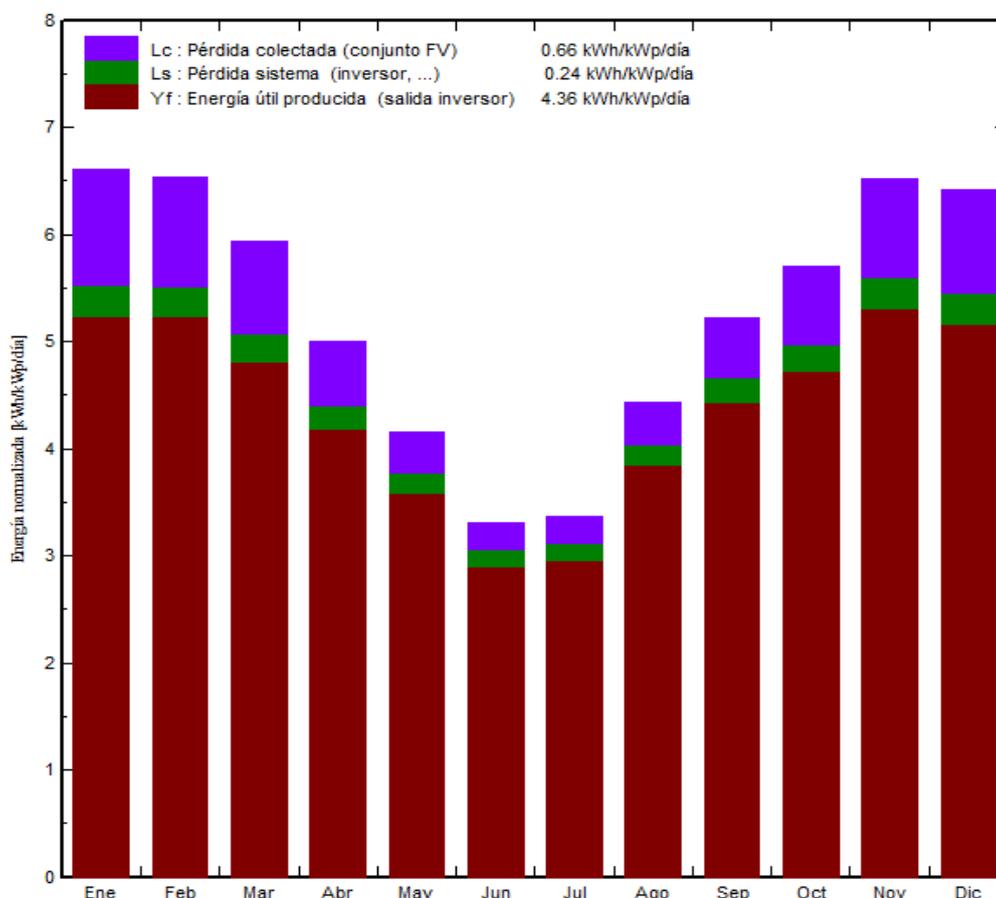
## 6.21 Informe de simulación del software Pvsist

PVSYS V6.79		17/05/19		Página 1/3				
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>								
<b>Proyecto :</b> generacion distribuida la plata								
<b>Sitio geográfico</b>		<b>La Plata</b>		<b>País Argentina</b>				
<b>Ubicación</b>		Latitud -34.92° S		Longitud -57.96° W				
Tiempo definido como		Hora Legal Huso horario UT-3		Altitud 19 m				
<b>Datos meteorológicos:</b>		<b>La Plata</b>		Meteonorm 7.2, Sat=15% - Sintético				
<b>Variante de simulación :</b> Nueva variante de simulación								
		Fecha de simulación		17/05/19 21h57				
<b>Parámetros de la simulación</b>		<b>Tipo de sistema No hay escenario 3D, no hay sombreados</b>						
<b>Orientación plano captador</b>		Inclinación 30°		Acimut 0°				
<b>Modelos empleados</b>		Transposición Perez		Difuso Perez, Meteonorm				
<b>Horizonte</b>		Sin horizonte						
<b>Sombreados cercanos</b>		Sin sombreado						
<b>Necesidades del usuario :</b>		Carga constante fija 135 W		Global 1185 kWh/Año				
<b>Características del conjunto FV</b>								
<b>Módulo FV</b>		Si-mono Modelo <b>GCL-M3/60GD-300</b>						
Base de datos Pvsyst original		Fabricante GCL						
Número de módulos FV		En serie 5 módulos		En paralelo 1 cadenas				
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos 5		Pnom unitaria 300 Wp				
Potencia global del conjunto		Nominal (STC) <b>1500 Wp</b>		En cond. de funciona. 1361 Wp (50°C)				
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp 150 V		I mpp 9.1 A				
Superficie total		Superficie módulos <b>8.3 m²</b>		Superficie célula 7.5 m²				
<b>Inversor</b>		Modelo <b>SolarRiver 1600TL-S</b>						
Base de datos Pvsyst original		Fabricante Samil Power						
Características		Voltaje de funcionam. 140-400 V		Pnom unitaria 1.50 kWac				
Paquete de inversores		Núm. de inversores 1 unidades		Potencia total 1.5 kWac				
				Relación Pnom 1.00				
<b>Factores de pérdida del conjunto FV</b>								
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s				
Pérdida óhmica en el Cableado		Res. global conjunto 278 mOhm		Fracción de pérdidas 1.5 % en STC				
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de pérdidas -0.8 %				
Pérdidas de "desajuste" Módulos				Fracción de pérdidas 1.0 % en MPP				
Pérdidas de "desajuste" cadenas				Fracción de pérdidas 0.10 %				
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado								
0°	30°	45°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.992	0.960	0.888	0.811	0.676	0.427	0.000

PVSYST V6.79	17/05/19	Página 2/3
<b>Sistema Conectado a la Red: Resultados principales</b>		
<b>Proyecto :</b> generación distribuida la plata		
<b>Variante de simulación :</b> Nueva variante de simulación		
<b>Parámetros principales del sistema</b>		
Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	30° acimut 0°
Módulos FV	Modelo	GCL-M3/60GD-300 Pnom 300 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	5 Pnom total <b>1500 Wp</b>
Inversor	Modelo	SolarRiver 1600TL-S Pnom 1500 W ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	135 W Global <b>1185 kWh/año</b>
<b>Resultados principales de la simulación</b>		
Producción del sistema	Energía producida	<b>2387 kWh/año</b> Produc. específica 1591 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	82.89 % Fracción solar (SF) 42.16 %

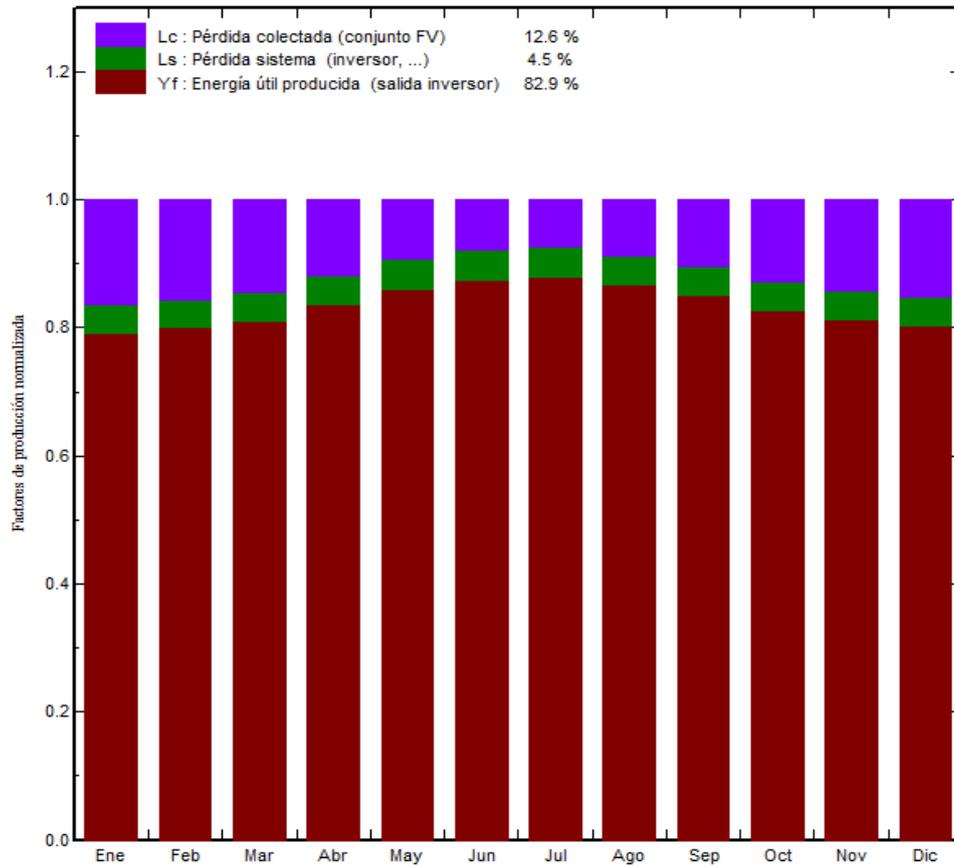
En el siguiente grafico se puede observar la producción por mes de energía del equipo, las perdidas en el inversor y las perdidas en el conjunto de paneles solares.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1500 Wp



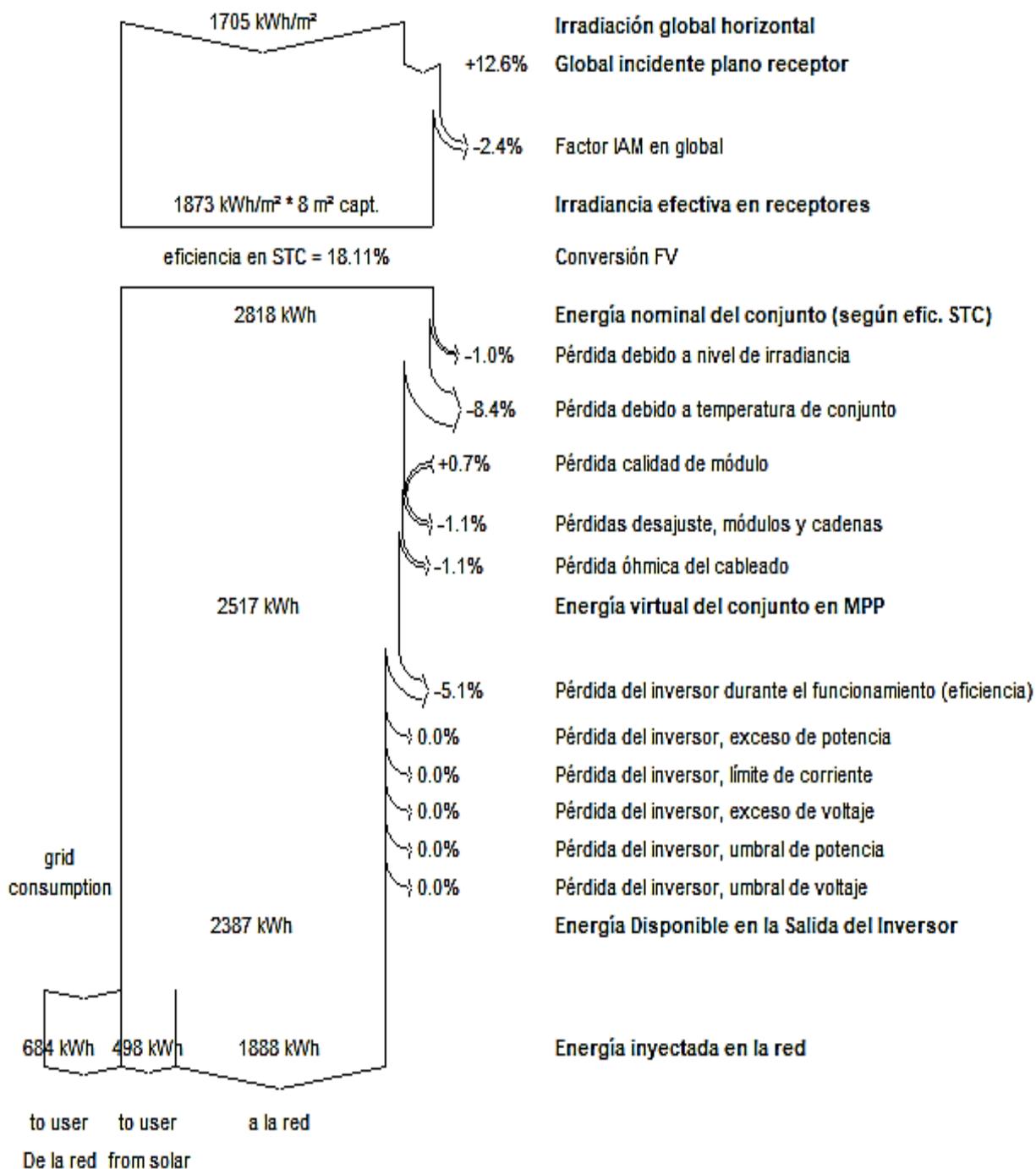
Se observa que la energía producida es mayor en los meses de verano y que las pérdidas en el inversor en dichos meses se reduce, como explicamos anteriormente, cuanto más cerca de su potencia nominal opera el inversor, es más eficiente.

**Producción normalizada y factores de pérdida: Potencia nominal 1500 Wp**



Este diagrama de rendimiento comienza desde la irradiación global horizontal de la zona estudiada, hasta la energía eléctrica útil inyectada a la red y para autoconsumo, teniendo en cuenta todas las pérdidas del sistema.

### Diagrama de pérdida para "Nueva variante de simulación" - año



## 6.22 Conclusiones

Cuando comenzamos los cálculos consideramos una energía mensual para la vivienda de 174,9 kWh, lo que equivale a 2100 kWh por año. Según los cálculos, el equipo, teniendo en cuentas las pérdidas totales del sistema, es capaz de generar 2387 kWh anuales, de los cuales 1888 kWh son inyectados a la red y 498 kWh son para autoconsumo, según el programa de simulación Pvsyst.

Podemos decir que el equipo satisface la potencia planteada para el cálculo. Cabe aclarar, que la energía se produce durante el día, cuando generalmente la casa se encuentra sin sus ocupantes, por tal motivo, la cantidad de energía inyectada a la red. Si bien no representa un ahorro energético directo para la vivienda, si lo hace económicamente al capitalizar la energía vendida al sistema. Dicha energía podrá ser consumida por otros usuarios, aliviando la red de distribución.

Otro dato a tener en cuenta es que, independientemente de la potencia de nuestra instalación domiciliaria, podremos colocar un equipo de menor potencia o de mayor potencia (siempre que la legislación de la distribuidora de la zona lo permita), y una vez instalado el equipo, comenzara a generar energía y por ende a generar ingresos.

## CAPITULO 7

### Análisis económico

#### 7.1 Introducción

En este capítulo, realizaremos una evaluación económica sobre la factibilidad de instalar un equipo de generación de energía eléctrica de origen renovable. En este caso, mediante paneles solares en un domicilio, teniendo en cuenta un consumo eléctrico promedio de una vivienda tomado como ejemplo.

En este proyecto se determinara el tiempo de recuperación de la inversión realizada teniendo en cuenta las condiciones dadas en la ciudad de La Plata como ser, la tarifa que debería pagar la distribuidora por cada kWh inyectado según la legislación vigente para el consumo tomado como ejemplo, la tarifa por cada kWh consumido, la irradiación solar de la zona y el costo del equipo. Luego se realizara el cálculo teniendo en cuenta las condiciones antes descriptas, pero en la Provincia de Santa Fe, donde las tarifas para este tipo de proyectos son más favorables.

Teniendo en cuenta que el proyecto no será tomado como un proyecto de inversión normal, en donde se busca generar ingresos por encima del nivel de inflación, sino que se busca recuperar el valor del capital invertido en un plazo razonable y que luego, por la extensa vida útil del equipo (más de 25 años) el equipo logre aliviar el gasto en el consumo de energía eléctrica del hogar, teniendo en cuenta que colocando estos equipos se está colaborando con el medio ambiente disminuyendo la emisión de dióxido de carbono a la atmosfera y aliviando la red de transporte de energía eléctrica.

Si el proyecto es factible económicamente para una determinada potencia instalada, también lo será para cualquier potencia, dado que, así como varía el precio del equipo de acuerdo a su capacidad, también varía la energía producida y con ello, el ingreso o ahorro económico. En consecuencia, se analizarán varios presupuestos y en base a eso se realizará un estudio, considerando la inflación estimada promedio durante el periodo de evaluación. Se tendrá en cuenta la producción de energía del equipo y no el balance entre la energía consumida desde la red y la producida. Lo que se pretende evaluar es el rendimiento propio del equipo y no sus contribuciones energéticas para casos puntuales.

## 7.2 Costo de la energía en el domicilio conectado a la red de distribución (La Plata)

Según el cuadro tarifario de Edelap 2019 entramos en la categoría T1-R2

T1-R: Uso Residencial	Unidad	
T1-R1:		
Consumo Mensual inferior o igual a 150 kWh		
Cargo fijo (haya o no consumo)	\$/mes	85,75
Cargo variable por energía	\$/kWh	3,2088
T1-R2:		
Consumo Mensual mayor a 150 kWh e inferior o igual a 325 kWh		
Cargo fijo	\$/mes	240,61
Cargo variable por energía	\$/kWh	3,0002

Ver cuadro tarifario 2019 completo en anexos

- Cargo fijo-----\$240,61
- Cargo variable: 174,98kWhx 3,0002 \$/kWh-----\$ 524,97
- Incremento del costo mayorista 17% de cargo variable-----\$ 89,24

SUBTOTAL ENERGIA Y CARGOS-----\$854,82

- IVA consumidor final ( 21% )-----\$179,51
- Un 23% de impuestos donde se incluye el alumbrado público y la ley 11769-----\$196.60

Total: 854,82+ 179,51+196,6 =**\$ 1230,93**

### 7.3 Presupuestos para la instalación de equipos de generación solar

Según el consumo estimado para una casa tipo detallado en el capítulo anterior, para satisfacer una potencia de 1172W y un consumo de energía mensual de 175 kWh, debemos pedir presupuesto para los materiales y para su instalación. Dichos presupuestos serán cotizados en dólares debido a las variaciones de la moneda nacional (Peso argentino), de esta manera tendremos un precio que se mantenga vigente a corto y mediano plazo.

Para pedir presupuesto tendremos en cuenta que la suma de las potencias que es capaz de entregar cada panel solar sea igual o mayor a la potencia calculada para la casa, en este caso 1175W. Lo mismo para el inversor. Luego necesitaremos los cables con sus respectivas fichas de conexión, los soportes para los paneles solares y las protecciones eléctricas correspondientes como ser, interruptor diferencial y protecciones termomagnéticas.

#### 7.3.1 Presupuesto de la empresa “Sustentador Energías Renovables”

Esta empresa nos ofrece un kit monofásico sincrónico de 6 paneles y el inversor de 3kw para inyectar a la red.

Incluye también todo el cableado y protecciones. Con este sistema se genera 210kwh/mes promedio anual.

Precio del sistema solar: **u\$s 2311,96 + IVA (21%)= US\$ 2797,27**

#### 7.3.2 Presupuesto de la empresa E-Ecológica SRL.

Se trata de un kit solar, apto para inyección a la red. Capaz de generar 220 kWh al mes, similar al presupuesto anterior donde se generan 210kWh al mes. Este kit nos ofrece:

- 1 INVERSOR ON GRID MARCA SAMIL POWER MODELO 1600 TL
- 5 PANELES MONOCRISTALINOS DE 300 W
- CABLEADO -10 MTS con fichas mc4
- 1 INTERRUPTOR DIFERENCIAL BIPOLAR 25A. Sensibilidad 30 mA
- 1 INTERRUPTOR TERMICO BIPOLAR DE 16A
- 1 INTERRUPTOR TERMICO BIPOLAR DE 10A
- INSTRUCTIVO EN ESPAÑOL

- CONTAMOS CON CERTIFICACION ELECTRICA APROBADA POR IRAM, ENSAYOS DE LABORATORIO NACIONAL.
- EL PRODUCTO DISPONE DE TODAS LAS CERTIFICACIONES INTERNACIONALES REQUERIDAS PARA LA CEE, USA Y AUSTRALIA.
- ENTREGA SIN CARGO A TODO EL PAIS.

Precio: \$ 90750 (Son pesos argentinos Noventa mil setecientos cincuenta)

Soportes para los 5 paneles para techo plano: \$ 12409 (Son pesos argentinos doce mil cuatrocientos nueve)

Lo costos finales de los insumos para la instalación los pasaremos a dólares para una mejor referencia del precio a través del tiempo debido a la inestabilidad de la moneda Argentina.

Tomamos el valor del dólar al día de la fecha y día del presupuesto

1 dólar= 43,24 pesos argentinos

Precio del sistema en dorales: **US\$ 2385**(Son dólares Dos mil trescientos ochenta y cinco).

### 7.3.3 Presupuesto de la empresa “Hissuma Materiales”

El Kit de energía solar HISSUMA SOLAR 1.5 Kw consta de:

- 5 paneles solares policristalinos EGING PV Tuv certified (TIER ONE BLOOMBERG) 285W
- 1 Inversor grid tie (de inyección) OMNIK SUN 1.5 Kw con entrada MPPT + seccionador de CC + placa de monitoreo
- Cables
- Protector gaseoso de CC y CA
- par de conectores MC4
- 1 Fusible en línea de 16 A
- soporte para los 5 paneles solares en techo plano

Precio: \$110267 (son pesos argentinos ciento diez mil doscientos sesenta y siete)

Precio en dólares: **US\$ 2550** (Son dólares dos mil quinientos cincuenta)

Promediando los tres presupuestos obtenemos un precio medio aproximado del costo de los materiales, que varía según las marcas de los productos y accesorios.

Precio medio de la instalación:  $(US\$ 2797 + US\$2385 + US\$ 2550) / 3 = US\$ 2577$  (Son dólares Dos mil quinientos setenta y siete dólares)= \$111443 pesos

## 7.4 Análisis de la factibilidad del proyecto

La evaluación económica de un proyecto es la parte final del estudio de factibilidad de un proyecto. Antes se determinó el lugar adecuado para su implementación, el tamaño adecuado teniendo en cuenta la potencia instalada y las restricciones ambientales. Sin embargo, conociendo aproximadamente las utilidades probables del proyecto durante los primeros seis años aún no se determinó si el proyecto es rentable.

Para analizar la factibilidad económica del proyecto de instalar paneles solares de un domicilio tipo, con una potencia instalada de 1500 W, analizaremos las variables económicas del VAN (valor actual neto).

Tenemos como datos la vida útil de los paneles solares (20 a 25 años dependiendo del fabricante), la energía mensual promedio generada y el costo inicial de la instalación. Antes de comenzar debemos definir algunos conceptos básicos de economía para poder abordar el tema con mayor comprensión.

### 7.4.1 Evaluación que toma en cuenta el valor del dinero a través de tiempo

Antes de comenzar el análisis, se intentara definir cuál es la base de su funcionamiento.

Suponga que deposita una cantidad de dinero  $P$  en un banco, de la misma forma que puede invertir esa cantidad de dinero en un proyecto o empresa.

La cantidad  $P$  denotada por la primera letra de la palabra presente, nos indicara el monto depositado invertido en un tiempo presente ( $t_0$ ). Luego de determinado periodo de tiempo, esa cantidad  $P$  debería haber generado una ganancia a cierto porcentaje de la inversión inicial  $P$ , capitalizado intereses. Al interés capitalizado en un periodo de tiempo lo denominaremos ( $i$ ) y a los periodos de tiempos ( $n$ ).

Con estos datos, la forma en que crecería el dinero luego de un periodo de capitalización, que es generalmente un año sin retirar los intereses o ganancias generados.



En el primer año de capitalización ( $n=1$ ), el monto a obtener en un futuro denotado por la letra **F** será:

$$F_1 = P + Pi = P(1+i)^1$$

En dos periodos ( $n=2$ ), sería la ganancia  $Pi$  obtenida en el periodo 1 más el capital inicial multiplicado por el interés del periodo 2.

$$F_2 = P + Pi + (P + Pi)i = P(1+i)^2$$

Supongamos un ejemplo, tenemos 1000 pesos en el presente, deseamos saber cuál será el equivalente de 1000 pesos dentro de un año con una tasa inflacionaria del 47%. Aplicando la fórmula anterior:

$$F_1 = P + Pi = P(1+i)^1 = 1000(1+0.47)^1 = 1470 \text{ pesos}$$

Es decir, que tener 1000 antes de periodo 1 (1 año), equivale a tener 1470 pesos dentro de 1 año o dicho de otra manera, para comprar por ejemplo un libro que cuesta 1000 pesos, necesitaremos 1470 pesos para comprar el mismo libro dentro de un año. Por eso las comparaciones de dinero en el tiempo deben hacerse en base al poder adquisitivo real y no en base a su valor nominal.

Mediante esta fórmula, conociendo el monto obtenido a futuro, podremos obtener  $P$ .

### 7.4.2 Valor presente neto (VPN)

El Valor Presente Neto de un proyecto es el valor actual/presente de los flujos de efectivo netos de una propuesta, entendiéndose por flujos de efectivo netos la diferencia entre los ingresos periódicos y los egresos periódicos. Para actualizar esos flujos netos se utiliza una tasa de descuento denominada tasa de expectativa o alternativa/oportunidad, que es una medida de la rentabilidad mínima exigida por el proyecto que permite recuperar la inversión, cubrir los costos y obtener beneficios.

Por ejemplo, para evaluar un proyecto en un plazo de  $n$  años, la fórmula queda definida como sigue:

$$VPN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FNE_n}{(1+i)^n}$$

En donde:

$\frac{FNE_1}{(1+i)^1} \Rightarrow$  Flujo descontado del primer periodo

$\frac{1}{(1+i)^1} \Rightarrow$  Tasa de Descuento

$FNE (1+f)^n \Rightarrow$  Tasa de incremento por inflación (solo para FNE variables por inflación anual)

$FNE_n$  = flujo neto de efectivo del año  $n$ , que corresponde a la ganancia neta después de descuento de gastos en el año  $n$ .

$P$  = inversión inicial en el año cero.

$i$  = tasa de referencia que corresponde a la TMAR.

### 7.4.3 Tasa mínima aceptable de retorno (TMAR)

Antes de invertir, se tiene en cuenta una tasa mínima de ganancia, teniendo en cuenta la inflación, los riesgos, los costos, etc. Es decir, el propósito de una inversión es ganar dinero. Si se tiene en cuenta solo la inflación promedio en el o los periodos en el que se evaluara el proyecto, al final del proyecto no habremos tenido ganancia alguna, solo habremos mantenido el capital inicial, esto sin tener en cuenta los riesgos que podrían generar imprevistos que generarían un gasto adicional con lo cual ni siquiera se podría mantener el capital en el tiempo, sino que tendríamos pérdidas respecto del capital inicial.

La TMAR está compuesta por:

$$TMAR = i + f + if$$

Dónde:

i: Premio al riesgo (entre 10 y 15 %)

f: Inflación del periodo considerado

Cuando la TMAR es tal que el VPN es igual a cero, se denomina TIR (Tasa interna de retorno), o dicho de otra manera, es la tasa de descuento que hace que la suma de los flujos descontados sea igual a la inversión inicial.

De esta manera definimos:

Valor	Significado	Decisión a tomar
VPN > 0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto puede aceptarse
VPN < 0	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debería rechazarse
VPN = 0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores

#### 7.4.4 Valor de salvamento (VS)

A lo largo del estudio se tomara en cuenta un valor de 6 años, al final de este periodo, se realizara un corte artificial con fines de evaluación. Desde este punto de vista, el equipo se vende a un valor VS y deja de generar ingresos. Esta consideración genera un flujo neto de efectivo extra al final del último año de evaluación, lo que hace más atractivo el proyecto. Por otro lado, no hacer esta consideración, supone abandonar el equipo al final de los 6 años, cuando en la práctica el equipo puede durar 20 años o más, pero para fines de evaluación, el tiempo debe cortarse en algún momento.

Utilizaremos el método de depreciación de línea recta, el cual considera un porcentaje de desgaste fijo por año de vida útil. Tomaremos una vida útil de 25 años.

$$\text{Depreciación anual} = \frac{\text{costo del equipo}}{\text{años de vida util}} = \frac{111329,4 \$}{25 \text{ años}} = 4453 \$$$

VS = Costo inicial del equipo - Depreciación en 6 años

$$\text{VS} = 111329,4\$ - 4453\$ \times 6 \text{ años} = 84609,9 \$$$

#### 7.5 Datos técnicos del proyecto

Sabemos que el proyecto es para una instalación en un domicilio tipo de la ciudad de La Plata con un consumo mensual de energía de 174 kWh y una potencia total instalada de 1172 W.

Para el cálculo de los FNE vamos a tomar como referencia un informe publicado por Edenor, donde especifica que la tarifa por cada Kwh inyectado a la red será igual al

abonado en la factura de consumo correspondiente para cada usuario. Como nuestro proyecto de ejemplo se ubica en la ciudad de La Plata, tomamos la tarifa de la distribuidora Edelap correspondiente.

Tarifa de Edelap para nuestro Cálculo:

Categoría T1R2= 3,002\$ / Kwh con actualización de la misma mediante una inflación anual promedio.

Tomaremos un periodo para el cálculo del proyecto de 6 años.

### 7.5.1 Inflación

La inflación en Argentina durante el año 2018 fue del 48%, para el año 2019 estiman una inflación del 40%, debido a la inestabilidad económica e inflacionaria en Argentina, es muy difícil realizar una estimación a 6 años, por tal motivo, tomaremos una inflación promedio según algunas estimaciones del BCRA.

Con estos datos podremos calcular los flujos netos de cada año.

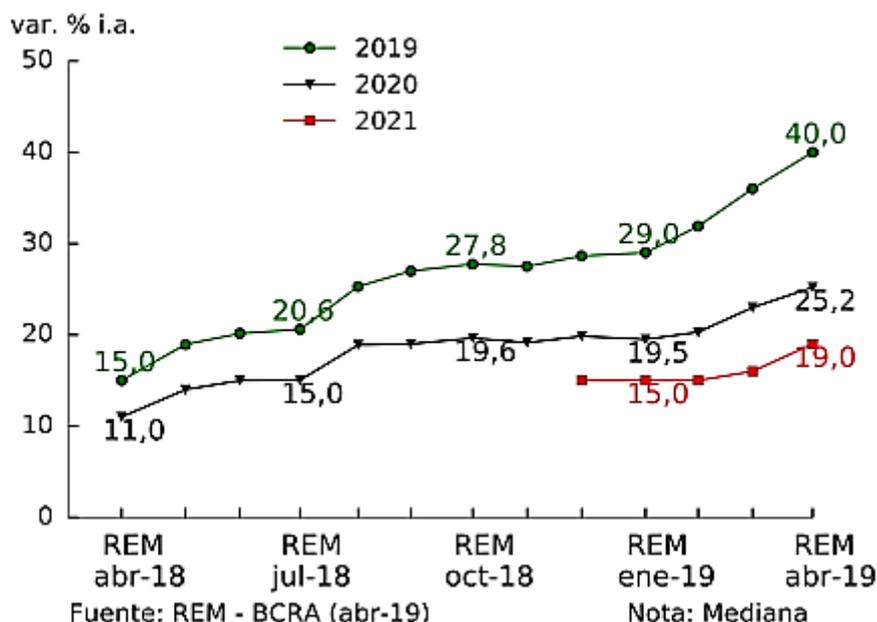


Figura 29. Expectativas de inflación para Diciembre de cada año-IPC. Fuente: BCRA

No tenemos los datos inflacionarios en los próximos 6 años, pero calcularemos el promedio de inflación del 2019, 2020 y 2021

$$\text{Inflación promedio} = \frac{40\% + 25,2\% + 19\%}{3} = 28\%$$

Teniendo en cuenta, según el gráfico, que la inflación tiende a bajar y tomando una visión optimista, tomaremos el valor **25%** de inflación para hacer los cálculos.

### 7.5.2 Calculo de la TMAR de nuestro proyecto

**No se analizará el proyecto como una inversión en donde se genere dinero extra superando la inflación, sino que, se pretende que en los seis años de la evaluación del proyecto, se consiga recuperar el dinero invertido**, teniendo en cuenta el valor de salvamento (VS) y que la vida útil del equipo es de más de 25 años, seguiremos generando ingresos a un costo casi nulo (El equipo necesita muy poco mantenimiento). Por lo tanto, si la tarifa se ajusta mediante inflación, tomaremos una TMAR igual a la inflación:

$$\text{TMAR} = 0,25$$

### 7.5.3 Calculo del VPN con los FNE actualizados por inflación (25%)

Debemos tener en cuenta que una vez realizada la inversión inicial, el equipo prácticamente no requiere mantenimiento, ni gastos adicionales, por lo tanto, los flujos netos efectivos (FNE) se componen solo del ingreso de dinero proveniente de la generación de energía. No se tomaran en cuenta los gastos fijos según el cuadro tarifario ya que los mismos son ajenos al equipo.

El mismo se compone de la cantidad de energía que es capaz de generar el equipo en un año, en este caso 210 kWh/mes promedio, multiplicado por la tarifa de la distribuidora para inyectar o la tarifa de consumidor que estaríamos ahorrando.

Generalmente se supone que un 50% de la energía es consumida y el otro 50% es inyectado a la red. En este caso como la tarifa para inyección es la misma que para consumo, tomamos un único valor para cada kWh generado, el cual estará actualizado mediante la inflación anual estimada calculada anteriormente.

$$VPN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \frac{FNE_4}{(1+i)^4} + \frac{FNE_5}{(1+i)^5} + \frac{FNE_6 + VS}{(1+i)^6}$$

Donde  $i$  es la TMAR = 0,25                      kwh/año =210 kWh/mes. 30 Días =2520 kWh/año

FNE= TARIFA.kWh/año =7560,5

FNE<sub>n</sub> teniendo en cuenta una inflación del 25% anual. FNE= 7560,5 (1+ 0,25)<sup>n</sup>

El valor de salvamento VS, también se verá afectado por la inflación.

$$VS_6 = VS (1,25)^6 = 84609 (1,25)^6 = 322757 \$$$

#### 7.5.4 Detalle de hoja de cálculo

		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	VS
INVERSION INICIAL	-111329,4							
TARIFA	3,0002	3,75025	4,6878	5,8597	7,3246	9,15575	11,44	
ENERGIA		2520	2520	2520	2520	2520	2520	
IMPORTE	-111329,4	9450,63	11813,25	14766,44	18457	23072,49	28840,6	84609 (1,25) <sup>6</sup>
TASA DE DESCUENTO		1,25	1,56	1,95	2,4	3,05	3,8	3,8
ACTUALIZACION (VPN)	-111329,4	7560	7572	7572	7690	7564	7589	84936

$$\begin{aligned}
 VPN = & -111329,4 + \frac{9450,63}{1,25} + \frac{11813,25}{1,56} + \frac{14766,44}{1,95} + \frac{18457}{2,4} + \frac{23072,49}{3,05} \\
 & + \frac{28840,6 + 322757}{3,8}
 \end{aligned}$$

$$VPN = 19154 > 0$$

**Como  $VPN > 0$  Se acepta el proyecto**

En el siguiente grafico se puede observar que, como la tasa de descuento es igual a la inflación y las tarifas están actualizadas por inflación, los FNE se mantienen constantes a lo largo del periodo de evaluación. A demás, el valor de salvamento VS al final del último año de evaluación tiene un valor aceptable, ya que la vida útil del equipo es de 25 años.

Como los FNE se mantienen constantes, podemos calcular el ingreso total obtenido al final de la vida útil de equipo.

Tomamos un FNE anual aproximado de 7500\$

$$\text{Ingreso total} = 7600\$ \times 25 \text{ años} = 190000\$ > 111324\$$$

$$\text{Periodo de recuperación (Payback)} = \frac{P}{\text{FNE prom}} = \frac{111324\$}{7600\$} = \mathbf{14,6 \text{ años}}$$

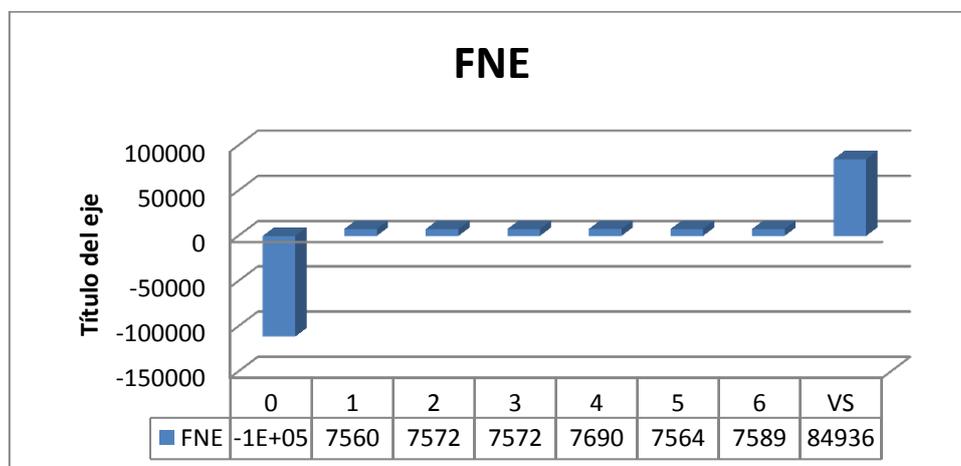


Figura 30. Inversión inicial- ingresos anuales. Fuente: Elaboración Propia

## 7.6 Análisis de factibilidad del proyecto según el programa prosumidores de la provincia de Santa Fe

En este caso analizaremos el mismo proyecto presentado en la ciudad de La Plata, pero esta vez, ubicado en la provincia de Santa Fe, donde las condiciones para implementar el proyecto son más favorables teniendo en cuenta las condiciones que ofrece la distribuidora EPE Santa Fe, la cual ofrece pagar una tarifa de 6,5 \$/ kWh inyectado a la red, variable por inflación, el cual es más del doble del analizado anteriormente.

El termino Prosumidores se refiere a los usuario que se adhieren al programa de generación distribuida y se convierten en consumidores y generadores al mismo tiempo.

Antes de comenzar, vamos a añadir los nuevos datos para los cálculos como ser, el cuadro tarifario de la distribuidora EPE Santa Fe y el rendimiento del equipo (producción promedio mensual de energía eléctrica) en dicha provincia.

**Cuadro tarifario EPE 2019** (ver cuadro completo en anexos)

 <b>EMPRESA PROVINCIAL DE LA ENERGIA DE SANTA FE</b> Área de aplicación: Todo el territorio de la Provincia de Santa Fe Consumos registrados desde el 01 de ENERO de 2019 <b>CUADRO TARIFARIO COMPLETO MENSUAL - FACTURACION BIMESTRAL</b>						
<b>TARIFA PEQUEÑAS DEMANDAS URBANAS</b>						
<b>TARIFA RESIDENCIAL - SIN AHORRO O CON AHORRO MENOR AL 20% RESPECTO DEL CONSUMO 2015</b>						
<b>Tarifa 1 - Uso Residencial (menor de 20 kW)</b>		Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 75 kWh/mes (\$/kWh)	Siguientes 150 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 300 kWh/mes (\$/kWh)
1001	Residencial hasta 20 kW	64,74337	2,85411	3,24724	4,89812	6,16727
1101						
1201						
1301						
1401						
1501						
		Cuota de Servicio \$/sum. Mes	Primeros 75 kWh/mes (\$/kWh)	Excedente de 75 kWh/mes (\$/kWh)		

El rendimiento del equipo en la provincia de Santa Fe es el Mismo que en la Provincia de Buenos Aires, lo cual es lógico por la cercanía de las mismas.



KWh/mes = 210 kWh/mes  $\Rightarrow$  2520 kWh/año

Teniendo en cuenta que el 50% de la energía producida se inyecta a la red y el otro 50% es para auto consumo, esto es teniendo en cuenta un balance general promedio, ya que en horas de la noche se consume energía de la red, se supone que se compensa con las horas en la que la casa está deshabitada y se inyecta toda la energía generada a la red, para facilitar los cálculos tomamos 50% y 50%.

Nuestro FNE mensual quedara formado por:

FNE= Energía ahorrada + Energía inyectada

FNE= 105kWh. T1 + 105 kWh. 6,5 \$/kWh

FNE= 2,85 \$/kWh . 75 kWh + 3,24 \$/kWh . 30 kWh + 105 kWh. 6,5 \$/kWh

FNE= 993,45 \$

FNE anual= 993,5 x 12 meses = 11921,4 \$

### 7.6.1 Calculo del VPN con los FNE actualizados por inflación (25%)

$$VPN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \frac{FNE_4}{(1+i)^4} + \frac{FNE_5}{(1+i)^5} + \frac{FNE_6 + VS}{(1+i)^6}$$

Dónde:

i es la TMAR=0,25

FNE= TARIFA.kWh/año = \$11921,4 (Tarifa compuesta detallada arriba)

FNE<sub>n</sub> teniendo en cuenta una inflación del 25% anual. FNE= 11921,4 (1+0,25)<sup>n</sup>

n = Años

El valor de salvamento VS, también se verá afectado por la inflación.

$$VS_6 = VS (1,25)^6 = 84609 (1,25)^6 = 322757 \$$$

### 7.6.2 Detalle de hoja de cálculo

		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	VS
INVERSION INICIAL	-111329,4							
TARIFA								
ENERGIA		2520	2520	2520	2520	2520	2520	
FNE (INFLACION 25%)	11921,4	14904	18630,18	23287,72	29109,65	36387	45483	84609 (1,25) <sup>6</sup>
TASA DE DESCUENTO		1,25	1,56	1,95	2,4	3,05	3,8	3,8
ACTUALIZACION (VPN)	-111329,4	11923	11942	11942	12128	11930	11969	84936

$$\begin{aligned}
 VPN = & -111329,4 + \frac{14904}{1,25} + \frac{18630,18}{1,56} + \frac{23287,72}{1,95} + \frac{29109,65}{2,4} + \frac{36387}{3,05} \\
 & + \frac{322757}{3,8}
 \end{aligned}$$

**VPN= 45440 > 0 SE ACEPTA EL PROYECTO**

En el siguiente grafico vemos los FNE anuales, que se mantiene aproximadamente constantes (\$11900), representan más del 10% de la inversión inicial, siendo que la vida útil del equipo es de 25 años, podemos recuperar la inversión inicial en solo 10 años, quedando una vida útil del equipo de 15 años.

Tomamos un FNE anual aproximado de 11900\$

Ingreso total= 11900\$ x 25 años = 297000\$ > 111324\$

$$\text{Periodo de recuperación (Payback)} = \frac{P}{FNE \text{ prom}} = \frac{111324 \$}{11900 \$} = \mathbf{9,3 \text{ años}}$$

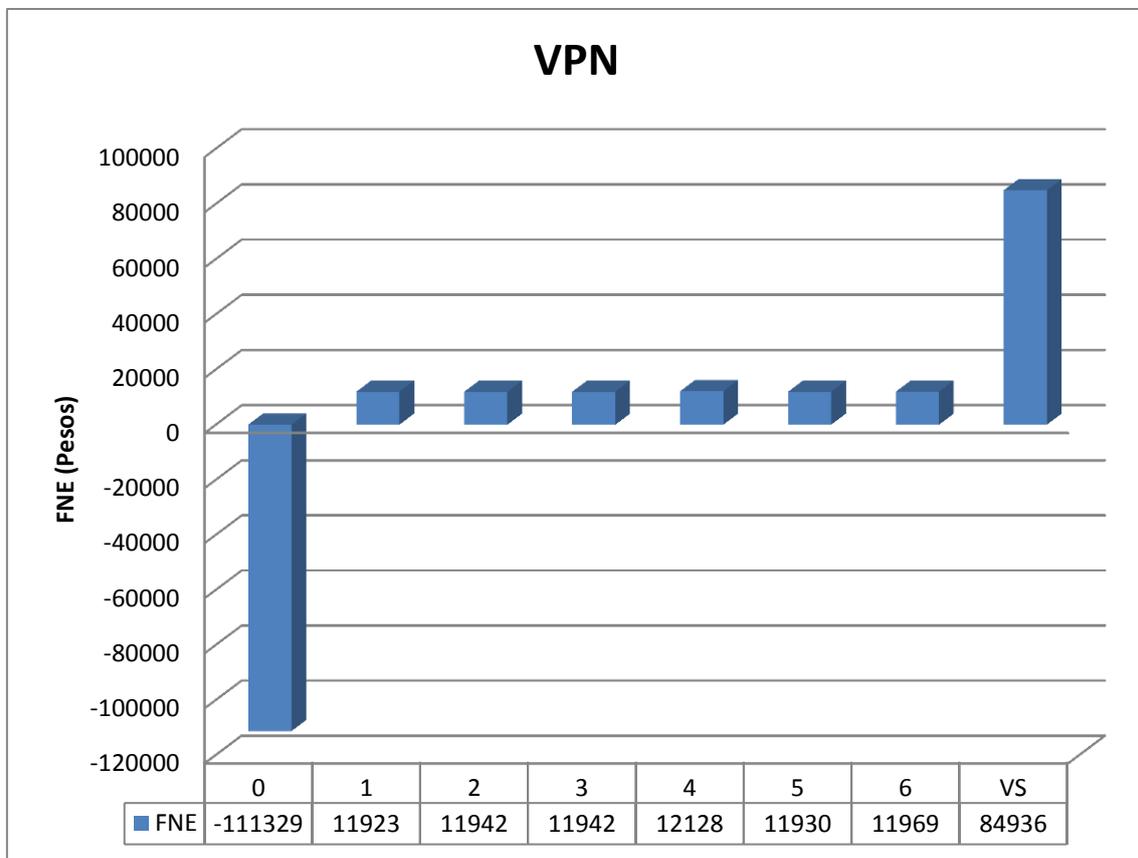


Figura 31. Inversión inicial VS ingresos anuales. Fuente: Elaboración Propia

## 7.7 Análisis económico utilizando LCOE (Levelized Cost of Energy)

El LCOE es una herramienta que permite analizar distintos proyectos de generación, que pueden ser de distintos tamaños o distintas tecnologías, y llevarlos a una unidad común de comparación. Esta unidad de comparación facilita la toma de decisiones del inversionista, permitiendo evaluar y comparar una cartera de proyectos respecto a sus costos. La determinación del LCOE es la siguiente:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Costo total vida útil}}{\text{Generación total de energía}} = \frac{2577 \text{ U\$S}}{2520 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} \cdot 25 \text{ años}} = \frac{2577 \text{ U\$S}}{63000 \text{ kWh}} = \frac{2577 \text{ U\$S}}{63 \text{ MWh}}$$

$$\text{LCOE} = 40,9 \text{ U\$S / MWh}$$

El LCOE entrega un valor único, el cual puede ser interpretado como: “el mínimo valor al cual se puede vender la energía producida de la central de modo de obtener un balance neto igual a cero”. Si el precio de venta fuese menor al LCOE, significa que los ingresos no serán capaces de cumplir con las expectativas del inversionista. Por otra parte, si el precio de venta es mayor que el LCOE, se tendrá una rentabilidad mayor que la esperada.

Para comparar con otro tipo de centrales de generación se suele utilizar el costo y generación anual, ya que la vida útil de cada planta puede variar como así también los costos de cada año, pero para nuestro caso, como los costos de operación una vez instalado son nulos, y la generación promedio anual se mantiene constante, utilizaremos la fórmula de la vida útil total del equipo.

Cabe destacar que durante la vida útil del panel, su rendimiento se mantiene prácticamente constante, cumplida su vida útil comienza a decrecer, pero puede seguir operando más de 40 años según algunos fabricantes.

Para nuestro proyecto, tomaremos el valor que pagara la distribuidora por cada kWh inyectado a la red.

Tarifa T1-R2 = 3.002\$/kWh = 3002\$ / MWh con un tipo de cambio 1u\$s= 43,24 \$

El ingreso será de 69,42 u\$/ MWh

**Como  $LCOE < \text{Ingreso}$  Se acepta el proyecto**

## **7.8 Análisis económico utilizando el software de cálculo Pvsist**

Al emplear este programa, en base a la experiencia en la utilización, debemos aclarar que, respecto a la energía inyectada a la red y a la autoconsumida, los porcentajes considerados son distintos a los calculados anteriormente.

En nuestro calculo consideramos 50% de la energía producida se inyecta a la red y el otro 50% es para autoconsumo. El software por defecto considera aproximadamente un 70% de la energía inyectada a la red y un 30% para autoconsumo, lo que implicara diferencias en el tiempo de recuperación del dinero invertido, pero de todas maneras, los resultados se asemejan.

### **7.8.1 Análisis con el software según el cuadro tarifario Edelap La Plata**

En el siguiente informe veremos el análisis del caso en el cual la tarifa pagada por la energía inyectada es igual a la tarifa de compra de la red de distribución, para nuestro caso tomamos el valor de acuerdo a nuestro consumo estimado para una casa típica en la ciudad de La Plata.

La tarifa en este caso es de 3,00024/kWh que es igual a 0,065 U\$/kWh.

## Sistema Conectado a la Red: Evaluación económica

**Proyecto :** generación distribuida la plata

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	GCL-M3/60GD-300	Pnom	300 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	5	Pnom total	1500 Wp
Inversor	Modelo	SolarRiver 1600TL-S	Pnom	1500 W ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	135 W	Global	1183 kWh/año

**Inversión**
**Direct costs**

Módulos FV				
GCL-M3/60GD-300	5 unidades	210.00 USD / unidad		1050.00 USD
Supports for modules	5 unidades	57.00 USD / unidad		285.00 USD
Inversores				
SolarRiver 1600TL-S				1094.00 USD
Installation				
Accessories, fasteners				50.00 USD
Grid connection				100.00 USD
			<b>Inversión neta (CAPEX)</b>	<b>2579.00 USD</b>

**Operating costs**

Manten.				
Cleaning				2.00 USD / año
			<b>Total (OPEX)</b>	<b>2.00 USD / año</b>
			<b>Operating costs (OPEX) incl. Inflation (25.00%)</b>	<b>67.52 USD / año</b>

**Resumen del sistema**

Inversión neta		<b>2579.00 USD</b>
Own funds		2579.00 USD
Préstamo		0.00 USD
Costo total anual (inc. inflation 25.00 % / año)		<b>67.52 USD / año</b>
Energía sin utilizar		<b>498 MWh / año</b>
Energía vendida a la red		<b>1888 MWh / año</b>
Costo de la energía producida (sum of costs over lifetime / total production over lifetime)		<b>0.07 USD / kWh</b>

**Electricity sale**

Feed-in tariff	<b>0.07 USD/kWh</b>
Duration of tariff warranty	25 años
Annual connection tax	0 USD
Annual tariff variation	0.0 % / año
Feed-in tariff variation after warranty	25 %

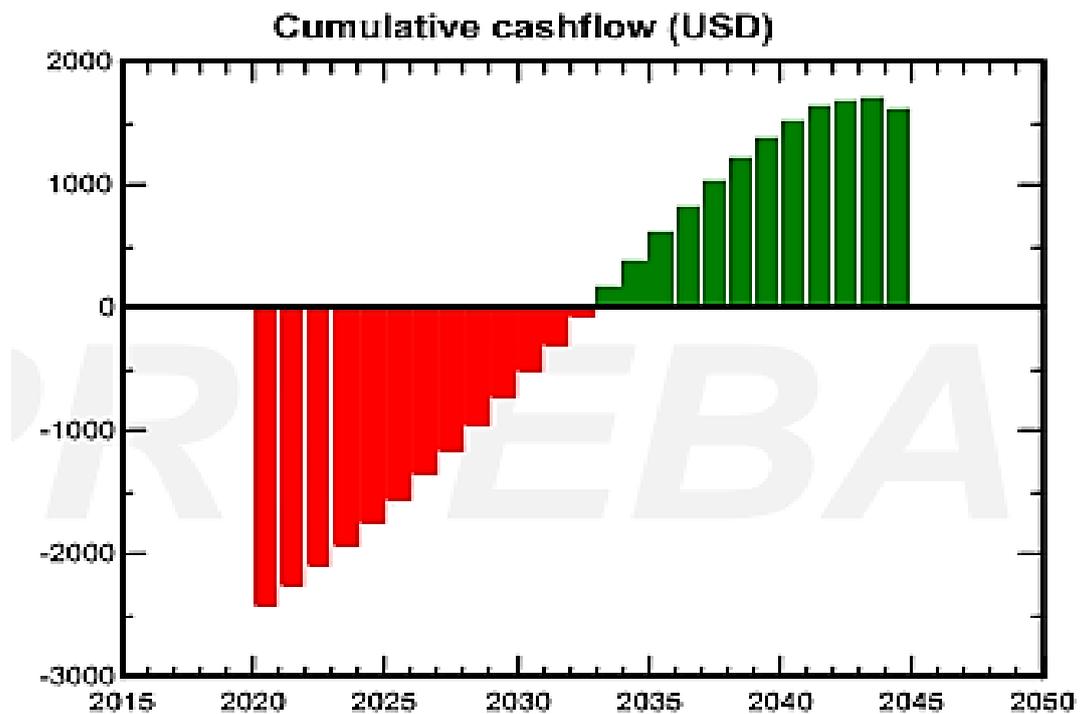
**Auto consumo**

Consumption tariff	<b>0.065 USD/kWh</b>
--------------------	----------------------

**Return on investment**

Project lifetime	<b>25 años</b>
Payback period	<b>13.3 años</b>
Net profit at end of lifetime	<b>1618.64 USD</b>
Return on investment (ROI)	<b>62.8 %</b>

Como podemos observar el Payback o periodo de recuperación de la inversión total se produce a los 13,3 años según el software, muy similar a nuestro cálculo el cual nos arrojó un valor de 14,6 años.



Podemos observar en el gráfico, que aproximadamente en el año 2033 se recupera la inversión, y luego siguen los ingresos hasta el final del periodo evaluado (25 años). A los 25 años Habremos recuperado el 162% de la inversión.

### 7.8.2 Análisis con el software según el cuadro tarifario EPE Santa FE

En la provincia de Santa Fe, donde las condiciones para implementar el proyecto son más favorables teniendo en cuenta las condiciones que ofrece la distribuidora EPE Santa Fe, la cual ofrece pagar una tarifa de 6,5 \$/ kWh inyectado a la red, variable por inflación, la cual es más del doble de lo analizado anteriormente.

## Sistema Conectado a la Red: Balance financiero a largo plazo

**Proyecto :** generacion distribuida la plata

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	GCL-M3/60GD-300	Pnom	300 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	5	Pnom total	<b>1500 Wp</b>
Inversor	Modelo	SolarRiver 1600TL-S	Pnom	1500 W ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	135 W	Global	1183 kWh/año

### Electricity sale

Feed-in tariff	<b>0.14 USD/kWh</b>
Duration of tariff warranty	25 años
Annual connection tax	0 USD
Annual tariff variation	0.0 % / año
Feed-in tariff variation after warranty	25 %

### Auto consumo

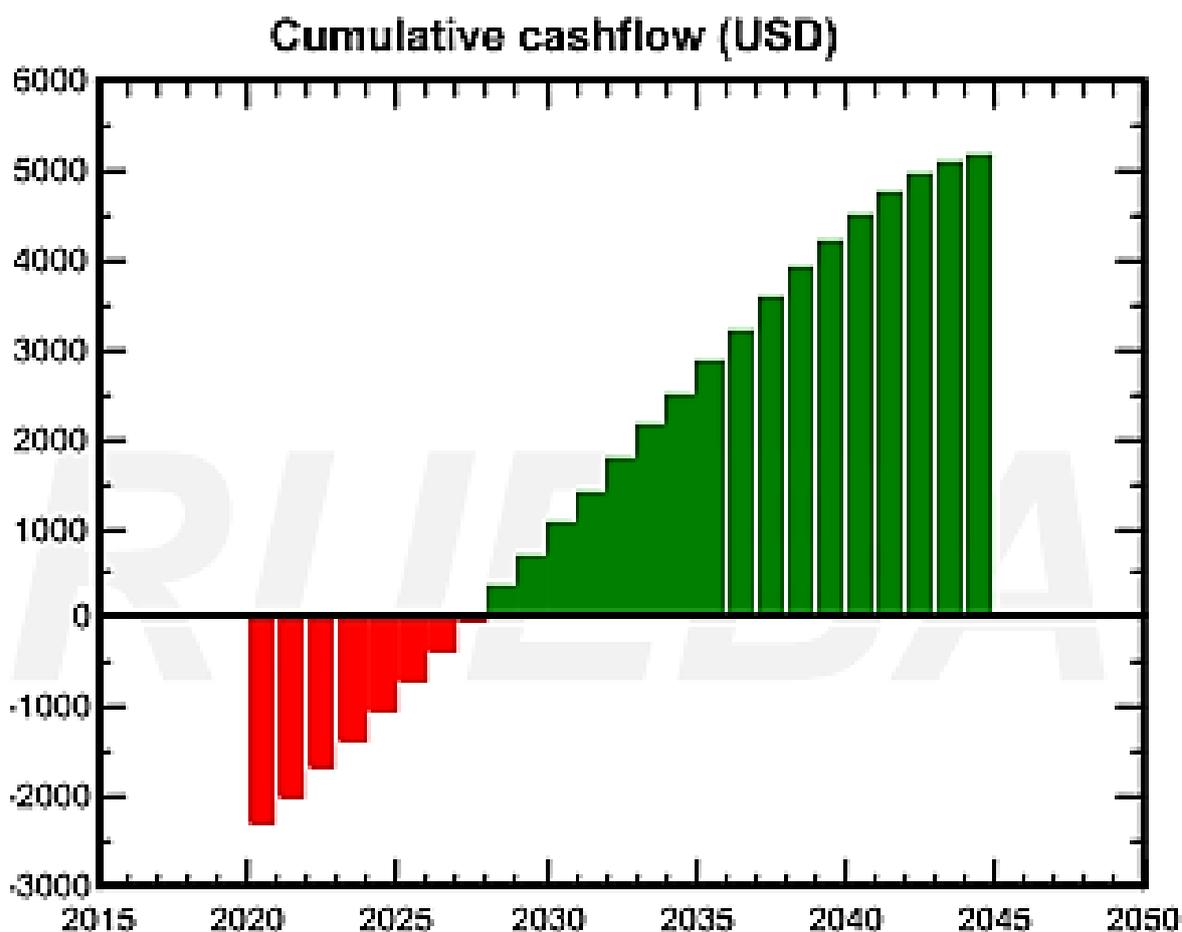
Consumption tariff	<b>0.065 USD/kWh</b>
--------------------	----------------------

### Return on investment

Project lifetime	<b>25 años</b>
Payback period	<b>8.1 años</b>
Net profit at end of lifetime	<b>5158.02 USD</b>
Return on investment (ROI)	<b>200.0 %</b>

La tarifa de inyección "Feed in tariff", es lo que se denomina tarifa de incentivo, la cual se emplea en muchos países que han implementado este sistema es de 0,14U\$S/kWh, la cual permite recuperar la inversión a los 8,1 años. En el cálculo manual nos dio 9,3 años, muy similar al resultado del software. Esta diferencia aparece por la consideración de la cantidad porcentual de energía inyectada a la red, que en nuestro caso es 50% pero el programa considera un 70% como se explicó anteriormente.

En el siguiente grafico se detalla lo antes mencionado.



## 7.10 Balance de CO2

El sistema, permite que durante 30 años de uso del equipo, nos permita dejar de generar 19,9 toneladas de CO<sub>2</sub>, contribuyendo positivamente al medio ambiente.

Si solo en la ciudad de La Plata se logran instalar 10000 (diez mil) equipos de estas características, podríamos dejar de generar 199 mil toneladas de CO<sub>2</sub> en 30 años, por eso creemos que es importante impulsar este tipo de proyectos.

### Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

**Proyecto :** generacion distribuida la plata

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	GCL-M3/60GD-300	Pnom 300 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	5	Pnom total <b>1500 Wp</b>
Inversor	Modelo	SolarRiver 1600TL-S	Pnom 1500 W ac
Necesidades del usuario	Carga constante fija	135 W	Global <b>1183 kWh/año</b>

#### Produced Emissions

**Total: 2.69 tCO<sub>2</sub>**

Source: Detailed calculation from table below

#### Replaced Emissions

**Total: 26.1 tCO<sub>2</sub>**

System production: 2387.21 kWh/año      Lifetime: 30 years

Annual Degradation: 1.0 %

Grid Lifecycle Emissions: 365 gCO<sub>2</sub>/kWh

Source: IEA List

Country: Argentina

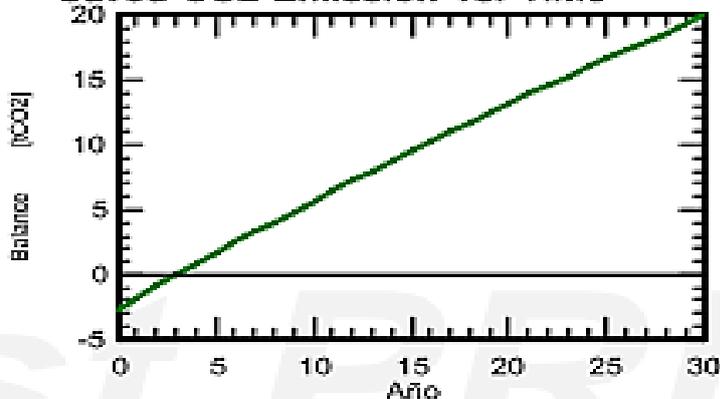
#### CO2 Emission Balance

**Total: 20.0 tCO<sub>2</sub>**

#### System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	2.43 kgCO <sub>2</sub> /kg
Quantity	1.50 kWp	50.0 kg
Subtotal [kgCO <sub>2</sub> ]	2569	122

Saved CO2 Emission vs. Time



## Conclusiones Finales

El resultado final del análisis técnico-económico es positivo, habiendo encontrado resultados razonables dadas las condiciones planteadas. Debemos tomar como ejemplo las políticas de implementación que se realizaron en la Provincia de Santa fe, donde con una tarifa de incentivo se logra recuperar el capital invertido en solo 8 años para cubrir la totalidad del costo del equipo.

Hay que tener en cuenta que el mismo proyecto, por ejemplo planteado en la Provincia de Jujuy, donde la radiación solar es mucho mayor, la energía generada por el equipo aumenta, haciendo que la inversión se pueda recuperar en un periodo de tiempo más corto.

Para lograr la implementación de este proyecto a grandes escalas en el país, deben generarse campañas de incentivo mediante tarifas especiales, publicidad informativa, y apoyo financiero mediante los bancos. Para eso se necesitan políticas decididas a revertir la situación energética del país mediante la utilización de energías renovables. Estamos convencidos que el futuro depende de la utilización de fuentes de energía renovable para reducir la contaminación y el calentamiento global.

## ***Bibliografía***

### **a) Materias de la carrera consultadas para realizar este proyecto:**

- Economía
- Electrónica
- Generación, Transmisión y Distribución de la energía eléctrica
- Impacto Ambiental de Líneas y Centrales eléctricas
- Instalaciones Eléctricas y Luminotecnia
- Legislación
- Máquinas Térmicas, Hidráulicas y de Fluidos
- Marco Regulatorio Energético
- Organización y Administración de Empresa
- Proyecto Final
- Seguridad, Riesgo Eléctrico y Medio Ambiente

### **b) Material de consulta**

1-Artículo revista Editores. “*Llegaron las redes eléctricas inteligentes a la ciudad de Salta*” .Recuperado de [http://www.editores-srl.com.ar/revistas/ie/297/redes\\_electricas\\_inteligentes\\_salta](http://www.editores-srl.com.ar/revistas/ie/297/redes_electricas_inteligentes_salta)

2-Artículo técnico. Infotechnology. Año 2019. Smart energy: *¿cómo la tecnología resolverá nuestra falta de electricidad?* Recuperado de <http://www.infotechnology.com/negocios/Smart-energy>

3-Artículo web.“*Armstrong, un pueblo con energía inteligente*”. Recuperado de <http://www.mincyt.gob.ar/noticias/armstrong-un-pueblo-con-energiainteligente>

4-CONICET digital. {*Artículos científico-tecnológicos*}. Recuperado de <https://ri.conicet.gov.ar/>

5- *Detección eficaz del fraude en energía con técnicas Big Data*. Recuperado de <http://www.lic.uam.es/energias/deteccion-eficaz-fraude-energia-big-data>

6-Emisiones globales, regionales y nacionales de CO<sub>2</sub> de combustibles fósiles.

Recuperado de [https://cdiac.ess-dive.lbl.gov/trends/emis/overview\\_2010.htm](https://cdiac.ess-dive.lbl.gov/trends/emis/overview_2010.htm)

7-Generación distribuida con energías renovables—Christiaan Gischler y Nils. Revista cubana de ingeniería. Año 2010. {Calidad de la energía y generación distribuida en cuba}.

8- Información sobre paneles solares.

{Conexión de los paneles solares}. Recuperado de

[https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/tipos-de-placas-solares-fotovoltaicas\\_1](https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/tipos-de-placas-solares-fotovoltaicas_1)

{Inclinación de paneles solares}. Recuperado de

<http://www.lawebdelasenergiasrenovables.com>

9-La revista energética de Chile. Año 2008. {Artículo de generación

distribuida}. Recuperado de <http://www.revistaei.cl/2008/08/08/solo-dinamarca-supera-a-cuba-en-generacion-distribuida>

10- Mapa de las distribuidoras. <http://ingenieroandreotti.blogspot.com>

11- Mapa solar. Año 2019. Recuperado de <http://energiasdemipais.educ.ar/fuentes-de-energia-potencial/mapa-de-radiacion-solar/>

12- Patricio G. Donato, Ignacio Carugati, Jorge L. Strack. Año 2017. Artículo técnico. *Medición de energía*. Laboratorio de Instrumentación y Control Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de Mar del Plata. Recuperado de [www3.fi.mdp.edu.ar/clagtee/2017/.../ie323\\_donato\\_medidores\\_inteligentes.pdf](http://www3.fi.mdp.edu.ar/clagtee/2017/.../ie323_donato_medidores_inteligentes.pdf)

13- Portal dedicado a la difusión de la economía de la energía en Argentina. Año 2019. Recuperado de <http://www.economiadelaenergia.com.ar>

14- Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles AEA 90364. Parte 7- Reglas Particulares para las Instalaciones en Lugares y Locales Especiales – Sección 771: Viviendas, oficinas y locales (unitarios). Edición: Marzo 2006.

15- Software de cálculo solar Pvsist (versión gratuita).

16- Tesis: autores: Correa Montenegro H.J.- Gonzáles Silva V.J. Año 2018 “Diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para la generación de energía eléctrica en la institución educativa n°287 de la comunidad nativa Villa Gonzalo, distrito Río Santiago, Provincia Condorcanqui, departamento de Amazonas” Lambayeque – Perú.

17-Vaca Urbina Gabriel. Cuarta edición 2001. Libro: *Evaluación de Proyectos*. Editorial McGraw-Hill. México, D.F.

### c) Páginas web del Gobierno Provincial y Nacional Argentino

1-Consumo de electrodomésticos. Año 2019. Recuperado de

<https://www.argentina.gob.ar/energia/ahorro-y-eficiencia-energetica/archivo/informacion-tecnica-de-interes/consumos-promedio-por-artefacto-orden-alfabetico#1>

2- ENRE {Ente Nacional Regulador de la Electricidad} “*Modelo de contrato de concesión municipal de distribución- Subanexo D - Normas de calidad de servicio público y sanciones*” .Recuperado de

[http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/203df3042bad9c40032578f6004ed613/53c682676e85096503256e4400487551/\\$FILE/Subanexo%20I%20D.pdf](http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/203df3042bad9c40032578f6004ed613/53c682676e85096503256e4400487551/$FILE/Subanexo%20I%20D.pdf)

3-IDERA Infraestructura de Datos Espaciales de la República Argentina. {*Capacidad solar en Buenos Aires*}. Año 2019. Recuperado de <https://www.idera.gob.ar>

4-Legislación Argentina. {[Ley 27.424](#): *Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública*}. Año 2017. Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar/>

5-Ministerio de Economía y Finanzas públicas. {*Mercado Eléctrico Argentino (Informe Técnico n° 22)*}. Recuperado de <https://www.economia.gob.ar>

6- Provincia de Santa Fe SECRETARÍA DE ESTADO DE LA ENERGÍA {*Programa Prosumidores Santa Fe – Tarifa promocional para la inyección de generación renovable distribuida en baja tensión*}. Año 2019. Recuperado de <https://www.santafe.gov.ar/index.php/web/content/view/full/204394/.../202790>

7-Secretaria de Energía Ministerio de Hacienda Presidencia de la Nación. {*Material sobre energías renovables*}. Año 2019. Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar/energia/generacion-distribuida>

#### d) Páginas web y material de empresas:

1-CAMMESA. {Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima}. Año 2019. Página web <http://portalweb.cammesa.com/>

2-DEHN + SÖHNE. {*MANUAL DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS*}.Año 2007. DEHN IBERICA, S.A. Madrid, España.

3-Edelap. {Empresa Distribuidora Eléctrica La Plata}. Año 2019. Página web <https://www.edelap.com.ar>

4-Edenor. {Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima}.Año 2019. Página web <http://www.edenor.com.ar>

5- Edenor. “*Perdidas de Energía*” .Recuperado de [http://www.edenor.com.ar/cms/SP/EMP/RI/EST\\_perdidas.html](http://www.edenor.com.ar/cms/SP/EMP/RI/EST_perdidas.html)

6- EDESTE. “*Red inteligente*” .Recuperado de <http://edeste.com.ar/2016/10/11/1356/>

7-Edesur. {Empresa Distribuidora Eléctrica Sur Sociedad Anónima}. Año 2019. Página web <https://www.edesur.com.ar>

8- ENARSA. Página web <http://www.enarsa.com.ar>

9- EPE. {Empresa provincial de la energía de Santa Fe}. Año 2019. Página web <https://www.epe.santafe.gov.ar/>

10- EXO Energy. {*Sistemas de Energía Solar*}.Año 2019.Recuperado de <http://www.exoenergy.com.ar/>

11- Hissuma Materiales.{*Productos para energía solar*}. Año 2019. Recuperado de <https://www.hissuma-materiales.com.ar/>

12- Iresud {*Interconexión a red de energía solar urbana distribuida*}.Recuperado de <http://www.iresud.com.ar/>

13-Micro Control. {*Línea Daisa de cañerías y accesorios para exterior*}. Recuperado de <http://www.microcontrol.com.ar>



14-Prysmian. *{Catálogos de cables para baja tensión}*. Recuperado de <https://ar.prysmiangroup.com>

15- Solar Tec. *{Energía solar}*. Año 2019. Recuperado de <http://www.energiaestrategica.com/ya-son-200-los-usuarios-de-generacion-distribuida-en-santa-fe-y-ahora-entran-a-regir-tarifas-promocionales-con-lineas-de-financiamiento/>

16- Vernis Motors, S.L. *{Micro-Central hidráulica}*. Año 2011 y 2019. Recuperado de <http://www.vernismotors.com>