

ORZAN WILLIAMS MICHEL



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

Facultad Regional Reconquista

**ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA ADHERIDA AL PROGRAMA PROSUMIDORES**

ORZAN WILLIAMS MICHEL



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

Facultad Regional Reconquista

**ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA ADHERIDA AL PROGRAMA PROSUMIDORES**

Proyecto Final presentado en cumplimiento a las exigencias de
la Carrera Ingeniería Electromecánica de la Facultad Regional Reconquista

Asesores:

- Ing. Salinas Diego
- Ing. Longhi Pablo

Reconquista

2019

INDICE

AGRADECIMIENTOS.....	4
IMÁGENES	5
INTRODUCCION	9
OBJETIVOS GENERALES	10
CAPITULO 1: ENERGIAS RENOVABLES EN ARGENTINA Y EL MUNDO	11
Energías Renovables en el Mundo	12
Energías Renovables en Argentina.....	17
CAPITULO 2: DESARROLLO TECNICO.....	21
2.1. Configuración de Instalaciones solares fotovoltaicas.	22
2.1.1. Instalaciones fotovoltaicas.....	22
2.1.2. Configuraciones típicas	23
2.2. Geometría y radiación solar	25
2.2.1. Declinación solar	25
2.2.2. Latitud y longitud	26
2.2.3. Coordenadas polares del sol	27
2.2.4. Posición optima de un módulo fotovoltaico.....	28
2.2.5. Radiación solar	29
2.2.6. Irradiancia e Irradiación	31
2.2.7. Hora solar pico (HSP).....	32
2.2.8. Perdidas por orientación e inclinación.....	33
2.2.9. Perdidas por sombras.....	33
2.3. Módulos fotovoltaicos e inversores	34
2.3.1. El modulo fotovoltaico	34
2.3.2. Funcionamiento de las células fotovoltaicas	34
2.3.3. Tipos de células fotovoltaicas	35
2.3.4. Partes de un módulo fotovoltaico.....	37
2.3.5. Características de los módulos solares fotovoltaicos	38
2.3.6. Influencia de la radiación solar	38
2.3.7. Influencia de la temperatura.....	40
2.3.8. El inversor de red	42
CAPITULO 3: DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED.....	45
3.1. Programa Prosumidores.....	46
3.1.1. Objetivos del programa.....	46

3.1.2. Instalaciones permitidas	46
3.1.3. Incentivo monetario	46
3.2. Diseño del sistema	47
3.2.1. Ubicación Geográfica	47
3.2.2. Datos de facturación del cliente.....	48
3.2.3. Angulo de inclinación	49
3.2.4. Recurso solar	49
3.2.5. Calculo de potencia a instalar	51
3.2.6. Equipos a utilizar	52
3.2.7. Desarrollo técnico	55
CAPITULO 4: CALCULO Y ANALISIS DE RENTABILIDAD	60
4.1. Criterios de Evaluación.....	61
4.1.1. Valor Actual Neto	61
4.1.2. Tasa Interna de Retoro	62
4.1.3. Periodo de recuperación de la inversión	62
4.1.4. Costo del capital	62
4.2. Análisis de Rentabilidad	63
4.2.1. Análisis con el plan PROSUMIDORES a diez años de Proyección	63
4.2.2. Análisis con el plan PROSUMIDORES a Veinte años de Proyección	71
4.3. Rentabilidad social	78
4.3.1. Beneficio Ambiental	78
CONCLUSION	83
BIBLIOGRAFIA	84
ANEXO I: CALCULOS	86
Estimación de facturación.....	87
Selección de fusible.....	93
ANEXO II: REQUISITOS DE ADHESION AL PLAN PROSUMIDORES	95
ANEXO III: DEDRETO PROVINCIAL N° 1710 "PROSUMIDORES"	112
ANEXO IV: RESOLUCION 442/13 E.P.E.S.F.....	119



AGRADECIMIENTOS

A mi Familia y Amigos

Ellos también son fuente de energía renovable.

IMÁGENES

CAPITULO 1:

- Figura 1.1: Participación estimada de la energía renovable dentro de la producción mundial. REN21 - Renewables 2018, Global Status Report.
- Figura 1.2: Potencia instalada en energías renovables, 2007 – 2017. REN21 - Renewables 2018, Global Status Report.
- Figura 1.3: Potencia solar fotovoltaica instalada en el mundo y su adición anual 2007 – 2017. REN21 - Renewables 2018, Global Status Report.
- Figura 1.4: Potencia solar fotovoltaica instalada en diferentes países o regiones entre 2007 – 2017. REN21 - Renewables 2018, Global Status Report.
- Figura 1.5: Costos de generación de diferentes energías en 2017. IRENA (International Renewable Energy Agency).
- Figura 1.6: Reducción de costos en la potencia solar fotovoltaica en diferentes países entre 2010 – 2017. IRENA (International Renewable Energy Agency).
- Figura 1.7: Capacidad instalada por regiones y tecnologías en MEM, en MW. Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina – CNEA.
- Figura 1.8: Potencia FV instalada en Argentina desde el 2018 en MW. Elaboración Propia (Datos Obtenidos de la Comisión Nacional de Energía Atómica)
- Figura 1.9: Potencia instalada de las diferentes tecnologías renovables en cada región. CAMMESA.

CAPITULO 2:

- Figura 2.1.1: Esquema de instalación solar ON-GRID.
- Figura 2.1.2: Esquema de una instalación solar OFF-GRID
- Figura 2.1.3: Esquema de una instalación solar HIBRIDA.

- Figura 2.2.1: Posición de la tierra con respecto al sol en solsticio de verano. Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas. Vicente Mascaros Mateo.
- Figura 2.2.2: Posición de la tierra con respecto al sol en solsticio de invierno. Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas, Vicente Mascaros Mateo.

- Figura 2.2.3: Variación de la declinación solar a lo largo del año. Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas, Vicente Mascaros Mateo.
- Figura 2.2.4: Trayectoria y posición del sol con respecto a un punto fijo de la superficie terrestre del hemisferio norte. Gestión del montaje de instalaciones solares fotov, Vicente Mascaros Mateo.
- Figura 2.2.5: posición de un módulo fotovoltaico. Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas, Vicente Mascaros Mateo.
- Figura 2.2.6: Masa de aire. Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas, Vicente Mascaros Mateo.
- Figura 2.2.7: Componentes de la radiación. Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas. Vicente Mascaros Mateo.
- Figura 2.2.8: irradiación solar sobre superficies con distintas inclinaciones para la ciudad de Reconquista en KWh/m²/día. según datos obtenidos de la NASA.
- Figura 2.2.9: Irradiación solar sobre una superficie horizontal para la ciudad de Reconquista en KWh/ m²/día. Red Solarimetrica de la Provincia de Santa Fe.
- Figura 2.2.10: Representación gráfica de la irradiación para un ángulo de 24° (Angulo Optimo)
- Figura 2.2.11: Hora solar pico (HSP). Gestión del montaje de las instalaciones solares fotovoltaicas, Vicente Mascaros Mateo.

- Figura 2.3.1: Modulo fotovoltaico de silicio Monocristalino. RISEN
- Figura 2.3.2: Modulo fotovoltaico de silicio Policristalino. RISEN
- Figura 2.3.3: Modulo fotovoltaico de capa fina. Amerisolar Thin film module.
- Figura 2.3.4: Sección de un módulo fotovoltaico. Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas, Julián Cantos Serrano.
- Figura 2.3.5: Curva intensidad – tensión - Potencia.
- Figura 2.3.6: Efectos de la radiación en la Curva I – V. ESF Oscar Perpiñán Lamigueiro
- Figura 2.3.7: Efectos de la radiación en la Curva P – V. ESF Oscar Perpiñán Lamigueiro
- Figura 2.3.8: Curva I – V para distintas temperaturas. ESF Oscar Perpiñán Lamigueiro

- Figura 2.3.9: Curva P – V para distintas temperaturas. ESF Oscar Perpiñán Lamigueiro
- Figura 2.3.10: comportamiento de I_{sc} , V_{oc} y P_{max} en función de la temperatura de la célula. Jimko Solar JKM270PP Modulo Policristalino.

CAPITULO 3:

- Figura 3.1.1: Potencia máxima permitida según tipo de usuario. Decreto provincia N° 1710.
- Figura 3.1.2: Valor Unitario del Incentivo de Generación (VUIG). Decreto provincia N° 1710.
- Figura 3.2.1: Datos geográficos Reconquista. NASA.
- Figura 3.2.2: Imagen satelital. Google Maps.
- Figura 3.2.3: Datos de facturación del cliente. Empresa Provincial de Energía (EPESF)
- Figura 3.2.4: Mapa de radiación solar, mes de junio. Fuente: energíasdempais.edu.ar
- Figura 3.2.5: Mapa de radiación solar, mes de enero. Fuente: energíasdempais.edu.ar
- Figura 3.2.6: irradiación diaria media mensual sobre superficies con distintas inclinaciones para la ciudad de Reconquista en kWh/m²/día. NASA.
- Figura 3.2.7: Representación gráfica de la Irradiación sobre una superficie con 24° de inclinación, Reconquista. Datos NASA
- Figura 3.2.8: estimado de generación kit de 3kW. Datos obtenidos del software PVsyst.
- Figura 3.2.9: Estimación de generación. Elaboración propia. Datos PVsyst.
- Figura 3.2.10: Características eléctricas en condiciones estándar STC. RISEN.
- Figura 3.2.11: Características eléctricas en condiciones NCOT. RISEN.
- Figura 3.2.12: Hoja de datos inversor Growatt 3000 – S.
- Figura 3.2.13: Sección de conductor. AEA 90364 - parte 7 - seccion771
- Figura 3.2.14: Detalle de conexión DPS. Protección contra instalaciones Fotovoltaicas. Weidmuller.

CAPITULO 4:

- Figura 4.2.1: Ahorro Anual Estimado para una potencia instalada de 3kWp
- Figura 4.2.2: factura con generación y sin generación. Elaboración Propia
- Figura 4.2.3: TIR Y VAN a 10 Años. Elaboración Propia
- Figura 4.2.4: Valor Actual Neto expresado gráficamente. Elaboración Propia.
- Figura 4.2.5: Flujo de fondos Contable. Elaboración Propia
- Figura 4.2.6: Flujo de Fondos y acumulado a diez años de proyección. Elaboración propia.
- Figura 4.2.7: Flujo de Fondos DESCONTADO a diez años de proyección. Elaboración propia.
- Figura 4.2.8: Flujo de Fondos, Flujo descontado y Acumulado durante los diez años de proyección. Tasa de descuento 2.75%. Elaboración Propia.
- Figura 4.2.9: TIR Y VAN a 20 Años. Elaboración Propia
- Figura 4.2.10: Valores TIR Y VAN expresados gráficamente. Proyección a 20 años. Elaboración Propia.
- Figura 4.2.11: Flujo de fondos Contable. Elaboración Propia.
- Figura 4.2.12: Flujo de Fondos y Acumulado durante los veinte años de proyección. Elaboración Propia.
- Figura 4.2.13: Flujo de Fondos descontado. Tasa de descuento 2.75%. Elaboración Propia
- Figura 4.2.14 Flujo de Fondos contable, Flujo descontado y Acumulado durante los veinte años de proyección. Tasa de descuento 2.75%. Elaboración Propia.
- Figura 4.2.15: Camino que recorre la electricidad desde la central hasta un hogar residencial.

INTRODUCCION

A lo largo de la historia de la humanidad, el consumo de energía no ha parado de crecer, y en la actualidad, la energía consumida por la sociedad procede, en su mayor parte, de combustibles fósiles. Estos combustibles, además de su paulatino agotamiento, producen gases de efecto invernadero y partículas contaminantes.

El agotamiento de los recursos hace que el modelo actual no pueda mantenerse indefinidamente en el tiempo, por lo que para un futuro sostenible nuestro modelo energético debe estar basado en fuentes renovables.

Debido a esto los gobiernos de muchos países están fomentando el desarrollo de sistemas de producción energética basado en energía renovables. Y una de las fuentes de energía con mayor potencial es la radiación solar, y las instalaciones solares fotovoltaicas son las encargadas de transformar esa radiación en energía eléctrica.

Los primeros sistemas fotovoltaicos comenzaron a usarse hace más de 50 años. Desde entonces la industria ha experimentado enormes mejoras, permitiendo su uso de forma rentable y segura.

El presente proyecto se enfoca en la energía solar fotovoltaica y a lo largo de su desarrollo veremos cómo fue creciendo esta industria en los últimos años tanto a nivel mundial como dentro del territorio argentino.

Veremos también el desarrollo técnico de una instalación solar fotovoltaica que está destinada al uso de una vivienda residencial promedio.

Además, se realizará un análisis económico para estimar la rentabilidad de dicha instalación residencial.

Para ello tendremos en cuenta la legislación vigente en la República Argentina, como ser la Ley N° 27.424, y también la legislación vigente dentro del territorio de la provincia de Santa fe, más específicamente el Programa Prosumidores establecido por el Decreto Provincial N°1710.

OBJETIVOS GENERALES

El principal objetivo de este trabajo es determinar la rentabilidad de una instalación fotovoltaica en viviendas residenciales. Planteando, además, condiciones técnicas y económicas de las distintas instalaciones.

Objetivos específicos

- Analizar el desarrollo de las energías renovables en argentina y el mundo.
- Realizar un desarrollo técnico de una instalación fotovoltaica conectada a red.
- Realizar un análisis económico de una instalación solar fotovoltaica adherida al programa PROSUMIDORES establecido según el decreto provincial N° 1710

CAPITULO 1: ENERGIAS RENOVABLES EN ARGENTINA Y EL MUNDO

El creciente calentamiento global y la contaminación son uno de los mayores problemas a los que la sociedad actual se enfrenta.

Esto sumado a la creciente demanda energética hace que se comiencen a plantear modelos energéticos sostenibles, basados en la utilización de energías renovables y un consumo eficiente y responsable.

De hecho, el año 2017 se caracterizó por el mayor crecimiento jamás visto en cuanto a energías renovables.

Los desarrollos tecnológicos, el aumento de la inversión, los costos decrecientes y las nuevas políticas, fueron los factores que impulsaron este gran despliegue de las energías renovables.

Dentro de este crecimiento, la energía solar fotovoltaica juega un rol fundamental. La adición de potencia en año 2017 fue notable, casi el doble que la energía eólica. Superando incluso la capacidad neta instalada de carbón, gas natural y energía nuclear combinadas.

En el presente capítulo veremos la distribución de la matriz energética en Argentina y el mundo, y también analizaremos como fue incrementando, a lo largo de los años, el uso de las energías renovables y cuál es el rol de la energía fotovoltaica en este crecimiento.

Energías Renovables en el Mundo

Tal como lo hemos mencionado anteriormente, el modelo energético mundial actual se basa en el consumo de combustibles fósiles. Esto lo podemos observar en la figura 1.1 extraído del informe REN21 – Renewables 2018, Global Status Report.

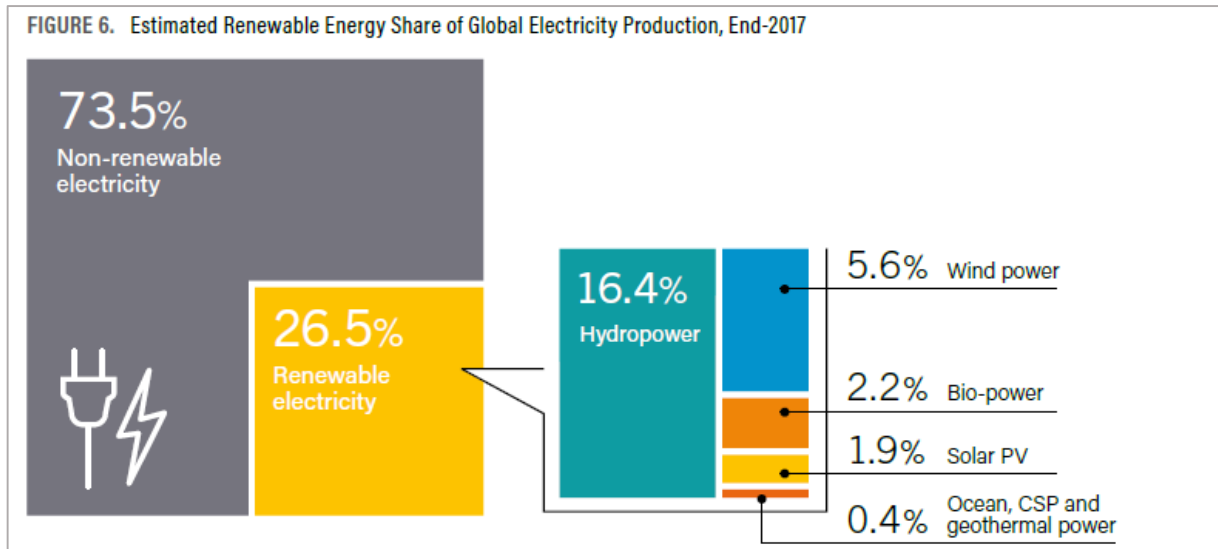


Figura 1.1: Participación estimada de la energía renovable dentro de la producción mundial. REN21 - Renewables 2018, Global Status Report.

En él, la Potencia instalada de fuentes renovables, a fines de 2017, se estima en 2195 GW. Con un crecimiento de 189 GW respecto al año anterior y con una participación de la energía solar fotovoltaica del 1,9 % respecto al total.

Si observamos la figura 1.2 veremos más detalladamente como fue el crecimiento de la potencia instalada de energías renovables en el mundo.

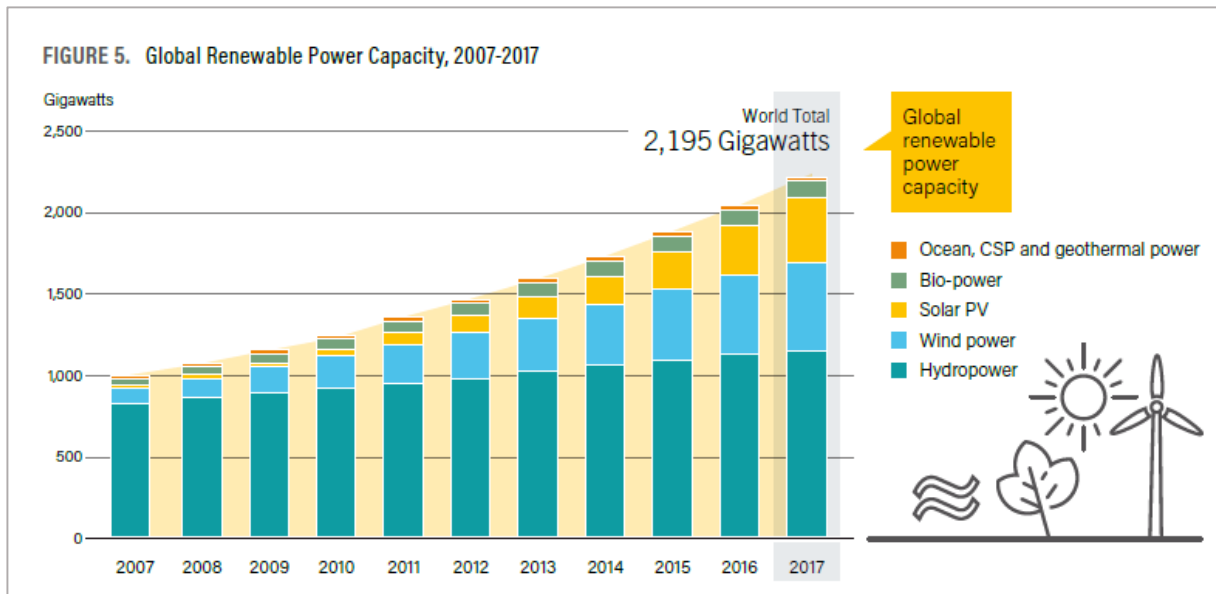


Figura 1.2: Potencia instalada en energías renovables, 2007 – 2017. REN21 - Renewables 2018, Global Status Report.

Tanto la energía eólica como la solar fotovoltaica fueron las que mayor incremento de potencia instalada tuvieron, esto es debido a la disminución constante en los costos ubicándolas en una posición cada vez más competitiva. El costo promedio de la energía solar fotovoltaica cayó aproximadamente un 73% desde 2010 a 2017. Mientras que la energía eólica terrestre es hoy en día la fuente más competitiva en el mercado de las renovables.

La potencia solar fotovoltaica instalada en el mundo llegó a 402 GW en 2017, de los cuales 98 GW se instalaron en ese mismo año.

Con un 24% de la potencia instalada en solo un año, el 2017 fue un hito ya que en el mundo se agregó más potencia solar fotovoltaica que las adiciones de combustibles fósiles y energía nuclear combinada.

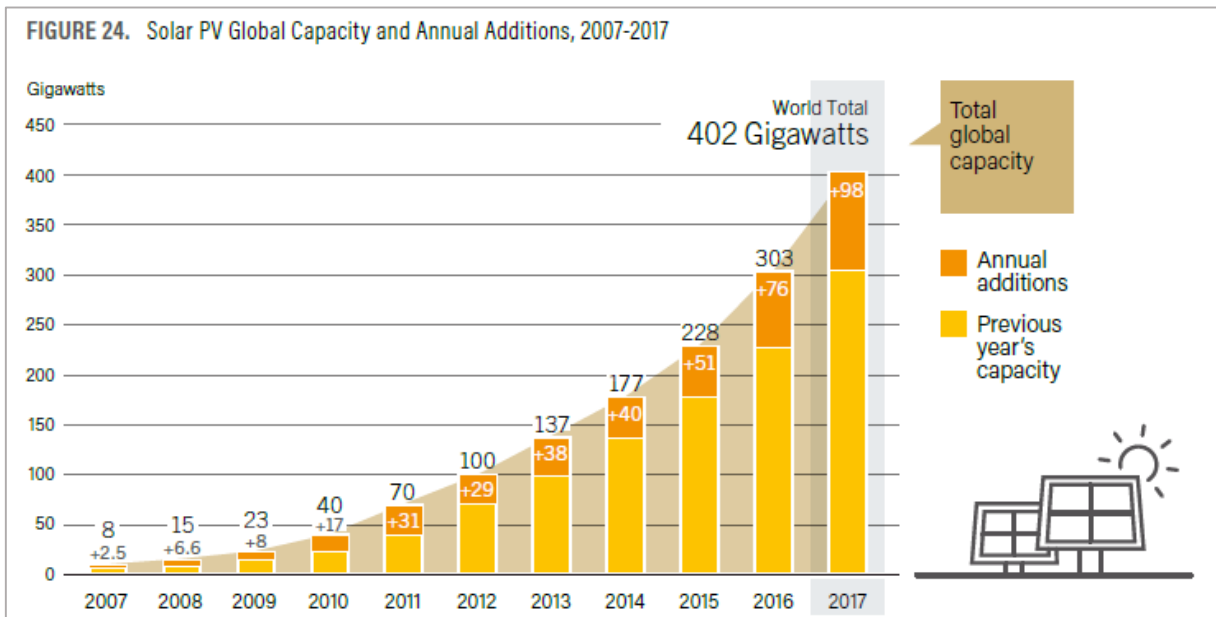


Figura 1.3: Potencia solar fotovoltaica instalada en el mundo y su adición anual 2007 – 2017. REN21 - Renewables 2018, Global Status Report.

Los cinco principales mercados nacionales (China, Estado Unidos, Alemania, Japón y Turquía) fueron los responsables de casi el 85% de las nuevas instalaciones. Los siguientes cinco fueron India, Australia, República de Corea, Reino Unido y Brasil.

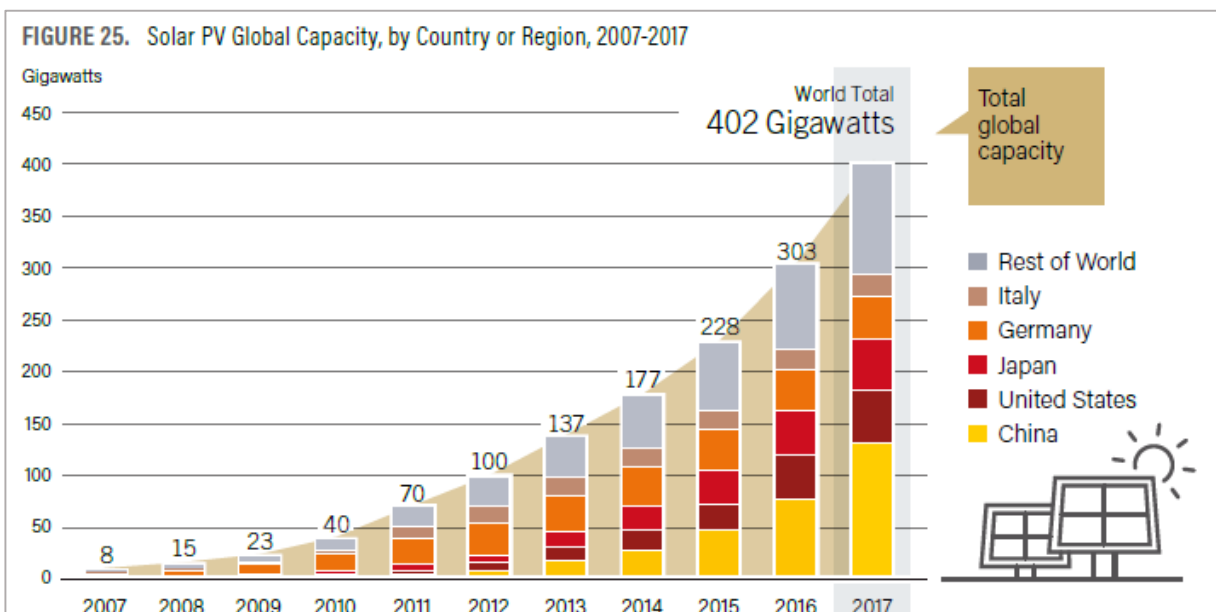


Figura 1.4: Potencia solar fotovoltaica instalada en diferentes países o regiones entre 2007 – 2017. REN21 - Renewables 2018, Global Status Report.

Latinoamérica representa aun una pequeña parte de la demanda global pero los mercados se están expandiendo rápidamente y las grandes empresas están acudiendo con expectativas de crecimiento masivas.

Brasil se convirtió en el segundo país de la región (después de Chile) superando 1 GW de capacidad en 2017, instalando casi todo ese mismo año (0,9 GW).

Esta expansión del mercado se debe a la reducción de costos, tanto en paneles solares como en equipamiento en general, que hace de la energía fotovoltaica una alternativa renovable cada vez más competitiva.

Dicha reducción en los costos está siendo impulsada por diferentes factores, como ser:

- Aumento de las economías de escala en la fabricación.
- Mejoras tecnológicas.
- Cadenas de suministro más competitivas.
- Desarrollo de nuevos proyectos a nivel mundial.
- Nuevas políticas de apoyo.

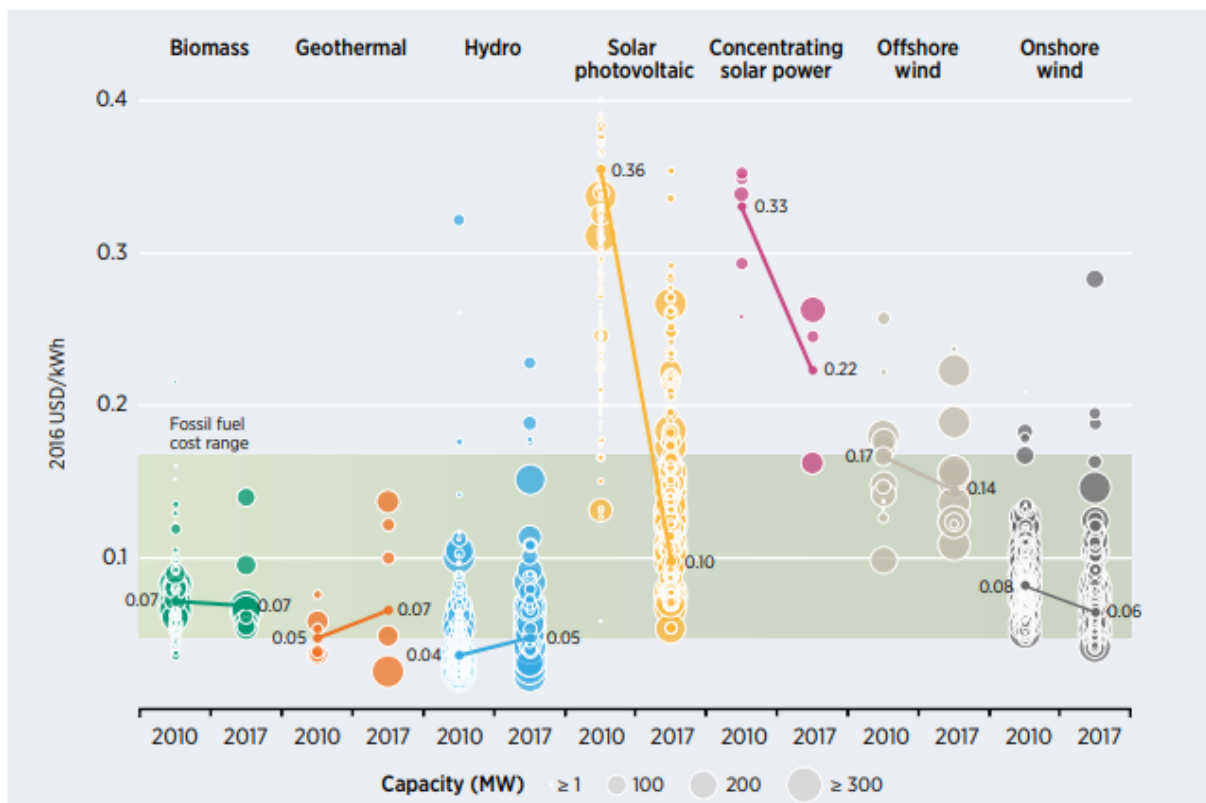


Figura 1.5: Costos de generación de diferentes energías en 2017. IRENA (International Renewable Energy Agency).

La figura 1.6 nos muestra más específicamente la reducción en los costos de la energía solar fotovoltaica en diferentes países.

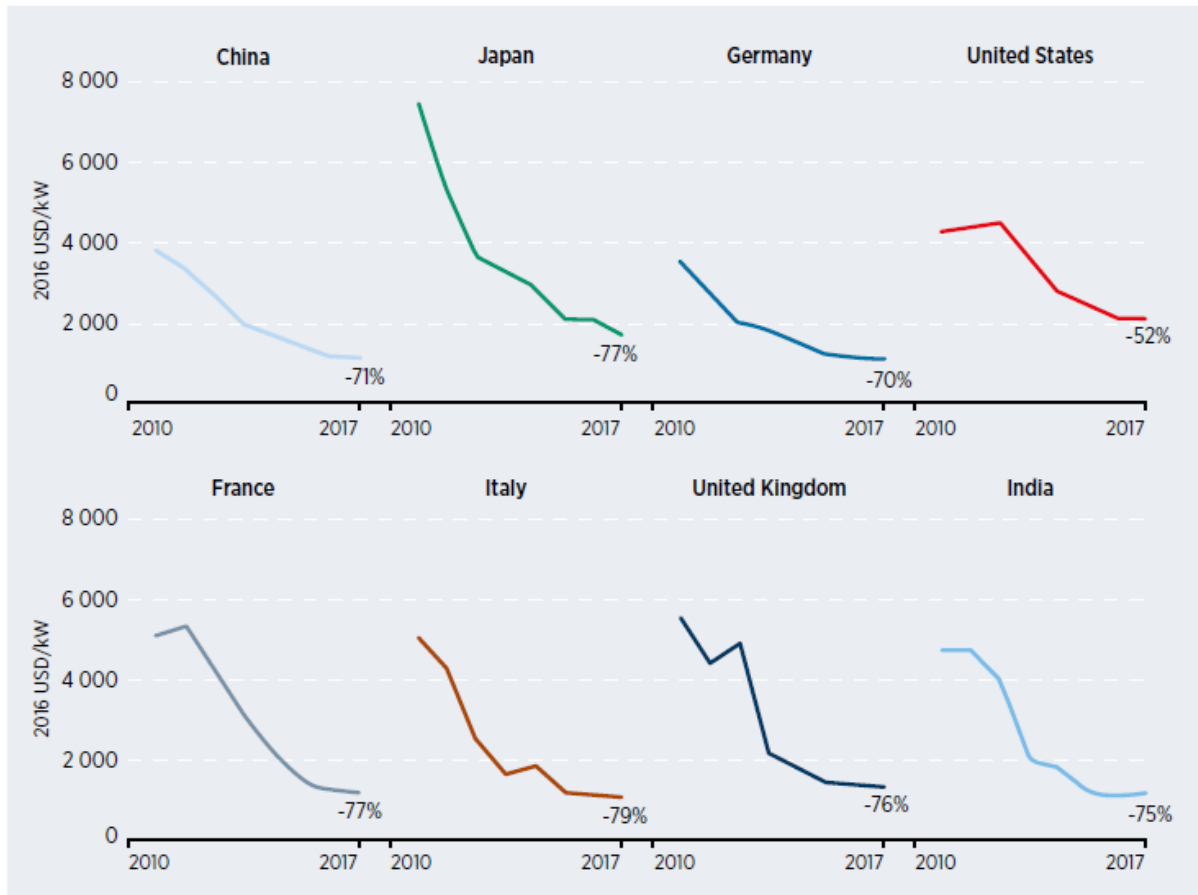


Figura 1.6: Reducción de costos en la potencia solar fotovoltaica en diferentes países entre 2010 – 2017. IRENA (International Renewable Energy Agency).

Energías Renovables en Argentina

El despliegue de las energías renovables en la Argentina se asienta sobre un marco jurídico y regulatorio. La sanción de la Ley N° 27.191 (Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica), en octubre de 2015, y su correspondiente reglamentación en marzo de 2016, conforman, junto a la Ley N° 27.424 (Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública) las normativas principales del sector y contribuyen a la consecución de las metas obligatorias establecidas.

Las metas obligatorias comprenden en alcanzar un aporte de 20% de las energías renovables para fines del año 2025. La normativa considera como fuente de energía renovables a las siguientes tecnologías: eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, hidráulica hasta 50 MW, biomasa, gases de vertedero, gases de planta de depuración, biogás y biocombustibles.

El Decreto N° 531/2016 reglamenta la Ley N° 27.191 y habilita dos caminos para cumplir con las metas allí impuestas; por un lado, establece el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) e instrumentado a través del Programa RenovAr, y por el otro habilita a los grandes usuarios de energía eléctrica, a contratar energía renovable y/o autogenerarse.

El programa RenovAr, orientado a la contratación a largo plazo de energía eléctrica de fuente renovable, fue lanzado en 2016 y constituye el principal instrumento para cumplimentar la Ley N° 27.191. RenovAr impulsa convocatorias abiertas, de carácter nacional e internacional.

Al mes de agosto de 2018 el programa RenovAr tiene adjudicado 157 proyectos por 4.966 MW de nueva potencia renovable. La tecnología eólica predomina con 2.911 MW (59% del total); seguida de la solar fotovoltaica, 1.742 MW (35%).

La potencia instalada en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) puede ser dividida en cuatro grupos, de acuerdo con el recurso natural y la tecnología que utilizan:

- Térmico Fósil (TER)
- Nuclear (NUC)
- Hidráulico (HID)

- Otras Renovables.

Donde a su vez podemos subdividir la generación térmica en: Turbinas de Vapor (TV), Turbinas de Gas (TG), Ciclo Combinado (CC), Motores Diésel (DI) y Biogás (BG).

La generación de Renovables está compuesta por: Eólica (EOL), Solar Fotovoltaica (FV), Biocombustibles y las Hidráulicas de potencia menor a 50 MW.

En la siguiente tabla se muestra la capacidad instalada por regiones y tecnologías en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

REGIÓN	TV	TG	CC	DI	TER	NUC	HID	FV	EOL	BG	TOTAL
CUYO	120,0	89,6	374,2	40,0	623,8	-	1.129,1	172,4	-	-	1.925,3
COM	-	500,9	1.486,5	92,3	2.079,7	-	4.768,7	-	39,6	-	6.888,0
NOA	261,0	991,2	1.471,7	393,5	3.117,4	-	219,7	93,5	58,4	-	3.489,0
CEN	200,0	815,1	534,0	100,8	1.649,9	648,0	918,0	50,8	48,0	5,9	3.320,6
GBA	2.110,0	1.770,7	3.441,7	288,5	7.610,8	-	-	-	-	21,9	7.632,7
BA	1.543,2	2.258,0	1.713,5	288,0	5.802,7	1.107,0	-	-	256,3	-	7.166,0
LIT	217,0	361,8	1.883,7	318,6	2.781,1	-	945,0	-	-	7,7	3.733,8
NEA	-	33,0	-	286,4	319,4	-	2.745,0	-	-	-	3.064,4
PAT	-	271,0	301,1	-	572,1	-	562,8	-	567,5	-	1.702,4
TOTAL SIN	4.451,2	7.091,3	11.206,4	1.808,0	24.556,9	1.755,0	11.288,3	316,7	969,8	35,5	38.922,2
Porcentaje					63,09	4,51	29,01	0,81	2,49	0,09	
DIF. RESPECTO MES ANTERIOR	-	26,2	-	-	26,2	-	-	30,0	64,8	-	121,1
ACUMULADO 2019	-	-145,8	172,0	-	26,2	-	-	126,0	219,5	12,8	384,5

Figura 1.7: Capacidad instalada por regiones y tecnologías en MEM, en MW. Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina – Comisión Nacional de Energía Atómica. Datos a la fecha 04/2019

Si bien, según la ley de energías renovables N° 27.191, se debe clasificar a las hidráulicas de hasta 50 MW como renovables, en el grafico 1.1 se la sigue contabilizando dentro de la categoría de hidráulicas. De la misma forma, los biocombustibles se incluyen dentro de la categoría de generación térmica.

Tomando los valores correspondientes a Solar fotovoltaica (FV), desde mediados del año 2018 hasta abril del año 2019, podremos ver el crecimiento de la potencia instalada en Argentina. Tal como se muestra en la figura 1.8.



Figura 1.8: Potencia FV instalada en Argentina desde mayo del 2018 en MW. Elaboración Propia (Datos Obtenidos de la Comisión Nacional de Energía Atómica)

El incremento de la potencia solar fotovoltaica instalada en Argentina solo en el último año fue de 300.3 MW, pasando de 8.5 MW, en el mes de mayo de 2018, a 308.5 MW en el mes de abril de 2019. Aunque el incremento sea considerable, este valor solo representa un aporte a la matriz energética nacional del 0.81%

El último informe de CMMESA presentado a fines del mes de marzo de 2019 arroja datos de la potencia instalada de las diferentes energías renovables en cada región. Como vemos en la figura 1.8.

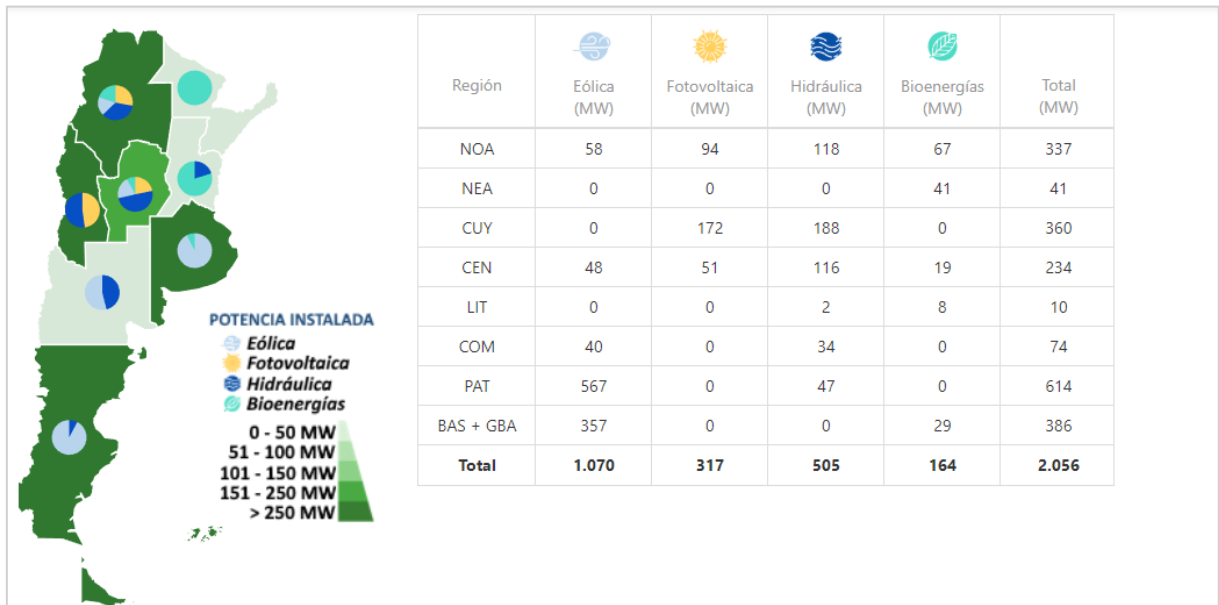


Figura 1.9: Potencia instalada de las diferentes tecnologías renovables en cada región. CAMMESA.

La matriz energética de la republica argentina a la fecha 05/2019 tiene un porcentaje de potencia renovable instalada del 5.5%

CAPITULO 2: DESARROLLO TECNICO

La fuente de energía primaria que utilizan las instalaciones solares fotovoltaicas para generar energía eléctrica es la radiación solar y el componente encargado de transformar dicha radiación en energía eléctrica es la Célula Fotovoltaica.

En este capítulo se realiza un análisis técnico de las instalaciones solares fotovoltaicas abarcando temas como:

- Tipos de configuraciones.
- Geometría de las instalaciones.
- Radiación solar.
- Funcionamiento de los distintos elementos que componen una instalación.

2.1. Configuración de Instalaciones solares fotovoltaicas.

2.1.1. Instalaciones fotovoltaicas

La energía solar es una fuente de energía renovables de gran potencial y se puede aprovechar principalmente de tres formas diferentes:

- Energía solar fotovoltaica: consiste en la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica.
- Energía solar térmica: en este caso el sol calienta un fluido que circula por un dispositivo de captación. Su principal uso es la climatización.
- Energía solar termoeléctrica: la energía del sol calienta un fluido mediante dispositivos de concentración que transforman el agua en estado líquido en vapor, este vapor circula por una turbina que conectada a un generador produce energía eléctrica.

Una *instalación generadora fotovoltaica* consta de un conjunto de dispositivos que transforman la radiación solar en energía eléctrica. Su componente principal es el *módulo fotovoltaico* formado a su vez por *células fotovoltaicas* asociadas eléctricamente.

Existen ciertas *ventajas* e inconvenientes en el uso de este tipo de energía. Entre las ventajas destacamos las siguientes:

- La energía proviene del sol. Es gratuita y está disponible prácticamente en cualquier lugar del planeta
- Disminuye la dependencia de fuentes de energía no renovables.
- Aumenta la seguridad de abastecimiento energético de los países.
- Durante su funcionamiento, las instalaciones fotovoltaicas no producen ruidos ni emiten gases contaminantes.
- Permite generar la energía eléctrica cerca del punto de consumo «Generación distribuida» reduciendo pérdidas de transporte y mejorando la eficiencia del sistema.
- Permite generar energía eléctrica en zonas remotas.
- La energía necesaria para fabricar los paneles se puede recuperar rápidamente (aproximadamente dos años de funcionamiento)
- El mantenimiento requerido por la instalación es mínimo.
- La vida útil de los módulos suele ser de unos treinta años.

Entre los *inconvenientes* de la energía solar fotovoltaica tenemos los siguientes:

- El costo elevado de los componentes, aunque se va reduciendo conforme avanza la tecnología.
- El bajo rendimiento de los módulos fotovoltaicos (alrededor del 17%), aunque va aumentando también a medida que avanza la tecnología.
- La disponibilidad de energía no está siempre asegurada. Por ejemplo, en días nublados o en horarios nocturnos.
- Para poder disponer de la energía en periodos donde no hay radiación solar es necesario almacenarla.

2.1.2. Configuraciones típicas

Existen tres tipos de instalaciones solares fotovoltaicas bien definidas:

- **Sistemas ON-GRID:** es un sistema que permite generar energía a través de paneles fotovoltaico e inyectarla directamente a la red de distribución eléctrica.

Ventaja: al ser equipos que no utilizan bancos de baterías, su costo es considerablemente menor.

Desventaja: el sistema no funciona cuando hay un corte en el suministro de la red.

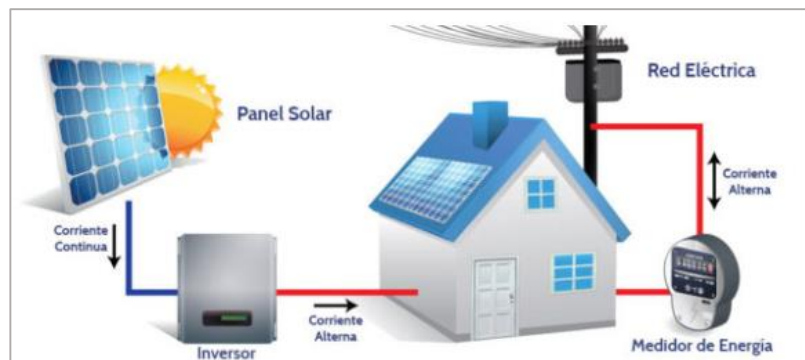


Figura 2.1.1: Esquema de instalación solar ON-GRID. Imagen obtenida de sitio web: <https://ipgquality.com/sistema-on-grid/>

- **Sistema OFF- GRID:** es un sistema que está completamente aislado de la red eléctrica, es totalmente independiente y suele ser utilizado en lugares donde no hay acceso a la red eléctrica.

Al estar completamente aislados, deben acumular energía para poder utilizarla en periodos nocturnos o días nublados.

Ventajas: Provee independencia energética, energía limpia y de largo plazo.

Desventajas: Son sistemas más costosos debido al uso de batería para acumular la energía eléctrica.

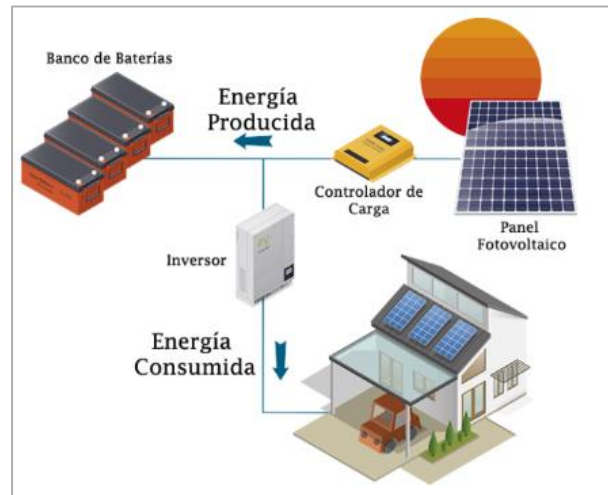


Figura 2.1.2: Esquema de una instalación solar OFF-GRID. Imagen obtenida de sitio web: <https://exin.cl/sistema-aislado-off-grid/>

- **Sistema HIBRIDO:** Es una combinación de los dos anteriores, es decir, el sistema cuenta con baterías pudiendo funcionar como off-Grid pero también está conectado a la red. De esta forma si la energía proveniente de los paneles no es suficiente se puede utilizar la red de respaldo, y, en caso de que la energía generada sea mayor a la consumida, esta será inyectada a la red.

Ventajas: las instalaciones pueden ser más pequeñas que un off-Grid debido al respaldo de la red.

Desventajas: el precio sigue siendo elevado debido a las baterías y la necesidad de un inversor híbrido, el cual es más costoso.

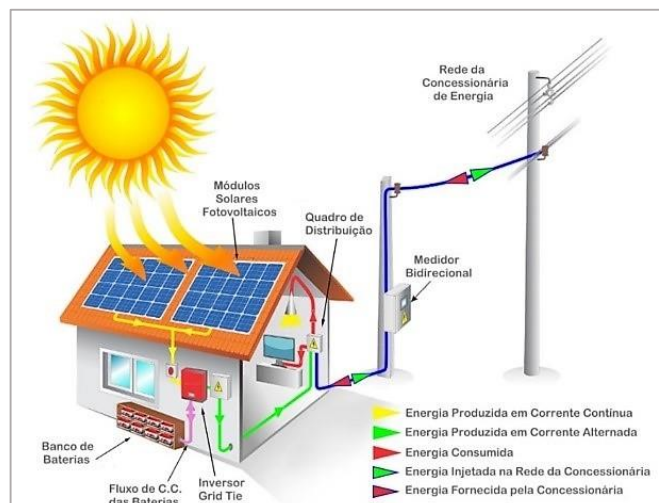


Figura 2.1.3: Esquema de una instalación solar HIBRIDA. Imagen obtenida de sitio web: <http://gridsolaris.com.br/portal/servicos-2/sistema-hibrido/>.

2.2. Geometría y radiación solar

La radiación solar recibida por los módulos fotovoltaicos depende de distintos factores, tales como la ubicación de la instalación sobre la superficie terrestre, la posición de los módulos fotovoltaicos y las posibles sombras proyectadas.

2.2.1. Declinación solar

La radiación solar que se emite desde la superficie del sol es de 63500 kW/m², sin embargo, como consecuencia de la distancia que nos separa, la irradiancia solar que llega a la superficie exterior de la atmosfera terrestre es aproximadamente de 1.37 kW/m².

Prácticamente toda la energía que llega a la tierra proviene del sol. Siendo esta del orden de 1.5×10^{18} kWh anuales. Una pequeñísima parte de esta se utiliza para mantener la vida orgánica, el resto, se disipa en el exterior y no es aprovechada.

El movimiento de la tierra se compone de un movimiento de *traslación* alrededor del sol (sobre un plano elíptico) y de un movimiento de *rotación* sobre sí misma, alrededor de un eje imaginario. Perpendicular a este eje imaginario se encuentra el plano ecuatorial terrestre.

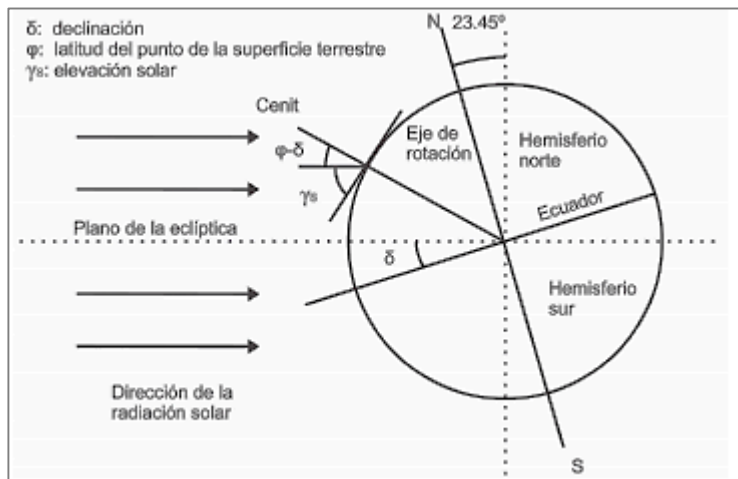


Figura 2.2.1: Posición de la tierra con respecto al sol en solsticio de verano. Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas. Vicente Mascaros Mateo.

El eje polar Norte–Sur forma un Angulo medio casi constante de 23.45° con la normal al plano de la elíptica. Esto hace que en el solsticio de verano los rayos incidan más perpendiculares que en el solsticio de invierno, como puede verse en las figuras 2.2.1 y 2.2.2 (enfocadas en el polo norte).

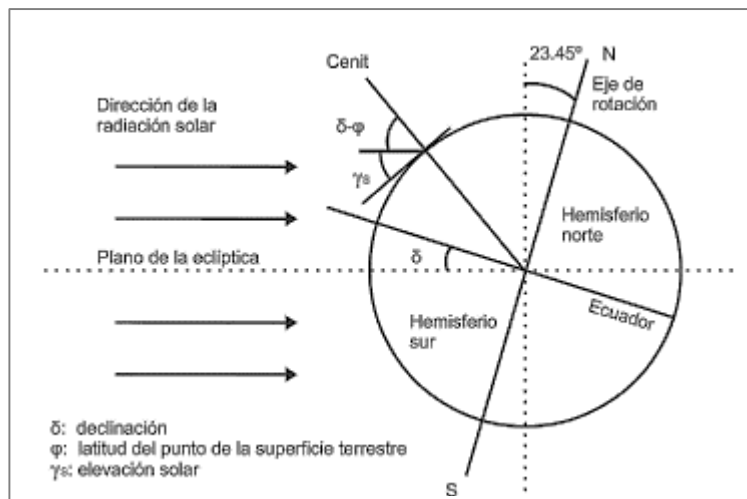


Figura 2.2.2: Posición de la tierra con respecto al sol en solsticio de invierno. Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas, Vicente Mascaros Mateo.

La «declinación solar δ » es el ángulo formado por el plano ecuatorial y el plano de la elíptica, su valor oscila entre -23.45° (21 de diciembre) y 23.45° (21 de junio)

$$\delta = 23.45^\circ \cdot \text{sen} \left(360 \cdot \frac{284 + d}{365} \right)$$

d : día del año ($d = 1$, para el 1 de enero y $d = 365$, para el 31 de diciembre)

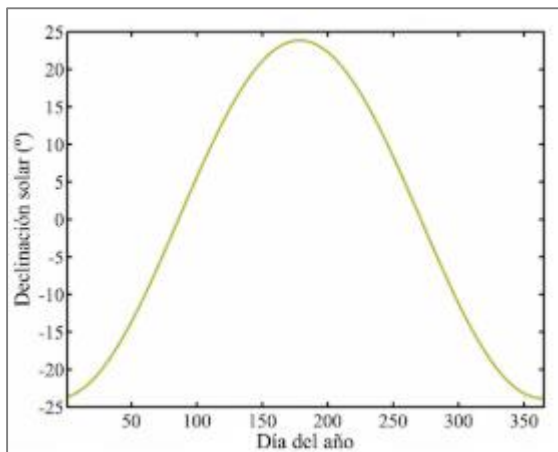


Figura 2.2.3: Variación de la declinación solar a lo largo del año. Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas, Vicente Mascaros Mateo.

2.2.2. Latitud y longitud

La posición de un punto en la superficie terrestre viene determinada por sus coordenadas geográficas: *latitud* y *longitud*.

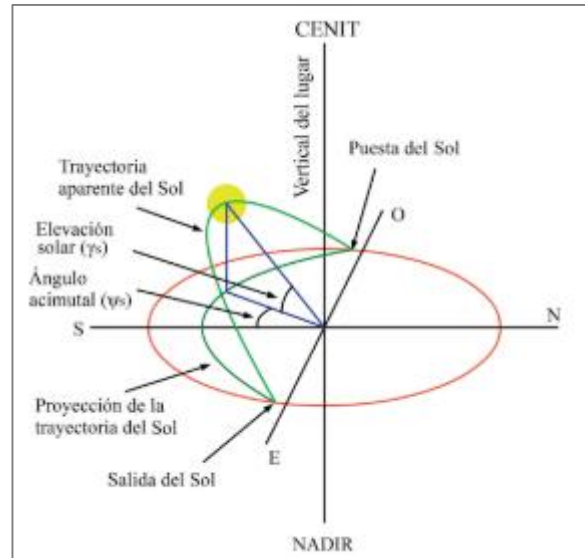
Dichas coordenadas se expresan en grados sexagesimales con respecto al ecuador y al meridiano de Greenwich.

- **Latitud (ϕ):** es la distancia angular medida desde el ecuador hasta el punto de referencia de la superficie terrestre. La misma puede ser latitud norte o latitud sur, según el hemisferio en que se encuentre dicho punto. Su valor va de 0 a 90° .
- **Longitud:** es la distancia angular medida desde el meridiano de Greenwich al meridiano del punto de referencia de la superficie terrestre. Se mide de 0 a 180° y puede ser longitud este u oeste.

2.2.3. Coordenadas polares del sol

La posición del sol respecto a un punto sobre la superficie terrestre puede ser determinada mediante dos coordenadas: el *acimut o ángulo acimutal* (ψ_s) y la *altitud o elevación solar* (γ_s). En este sistema se toma como referencia el plano del horizonte.

- **Acimut o ángulo acimutal (ψ_s):** es el ángulo formado por la proyección del sol sobre el plano horizonte con la dirección norte. Al mediodía el sol está en el norte y por lo tanto este ángulo vale cero. En la figura 2.2.4 podemos verlo gráficamente. (en nuestro caso el sur representaría el norte)



- **Altura o elevación solar (γ_s):** es el ángulo que forman los rayos solares con la superficie horizontal. Mide la altura del

sol con respecto al plano horizontal del observador. Si φ es la latitud del lugar y δ es la declinación, el valor máximo de la altura solar en el solsticio de verano viene dado por la expresión:

$$\alpha = 90^\circ + \varphi - \delta$$

Figura 2.2.4: Trayectoria y posición del sol con respecto a un punto fijo de la superficie terrestre del hemisferio norte. Gestión del montaje de instalaciones solares fotov, Vicente Mascaros Mateo.

2.2.4. Posición óptima de un módulo fotovoltaico

La posición de un módulo fotovoltaico se especifica mediante dos coordenadas. La *orientación o ángulo de acimut*(α) y la *inclinación o ángulo de elevación*(β).

La orientación (α) sur se corresponde con un ángulo de 0° , la orientación oeste vale 90° , la orientación norte vale 180° y la orientación este 270° .

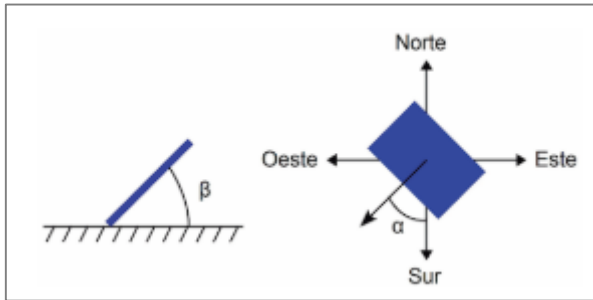


Figura 2.2.5: posición de un módulo fotovoltaico. Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas, Vicente Mascaros Mateo.

Un módulo fotovoltaico recibe la mayor cantidad de energía posible cuando los rayos solares inciden sobre este de forma perpendicular. Generalmente la posición del módulo es fija durante todo el año, aunque en algunas aplicaciones se utilizan seguidores solares haciendo que el ángulo de elevación sea variable.

Entonces. ¿Cuál es la posición óptima de un módulo fotovoltaico en una instalación estática para maximizar la captación anual de energía?

En el hemisferio sur los módulos fotovoltaicos deben estar orientados hacia el norte, su ángulo de acimut óptimo vale 180° .

Para determinar la inclinación óptima que garantiza la máxima captación de energía se utiliza una expresión que resulta del análisis de los cálculos de la radiación solar global para distintas inclinaciones en distintas latitudes:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \cdot |\varphi|$$

β_{opt} : inclinación óptima (en grados sexagesimales)

φ : latitud del lugar (en grados sexagesimales)

Entonces en el caso de Reconquista, cuya latitud es de -29.144 Grados, la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos será de:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \cdot |29.144| \rightarrow \beta_{opt} = 23.8^\circ$$

Sin embargo, la inclinación nunca debe ser menor a 15° , para permitir que la suciedad acumulada sobre la superficie sea retirada por el agua de lluvia.

La NASA Proporciona bases de datos de radiación solar que también indican la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos para conseguir la máxima captación de energía, tanto anual como mensual, en un punto determinado de la superficie terrestre.

2.2.5. Radiación solar

La *constante solar* es la irradiancia o cantidad de energía procedente del sol por unidad de tiempo y área, recibida sobre una superficie perpendicular a los rayos incidentes, situada en la parte exterior de la atmosfera. Se considera que el valor de la constante solar es de 1367 W/m^2 , aunque varía ligeramente a causa de la elipticidad de la órbita terrestre.

Una parte importante de la radiación solar extraterrestre es absorbida por las distintas partículas y moléculas que componen la atmosfera, de tal forma que la radiación que llega a la superficie terrestre es menor que la radiación extraterrestre. La radiación solar recibida sobre un punto en la superficie terrestre depende de factores geográficos, astronómicos y del efecto de la atmosfera.

La atmosfera terrestre es una capa gaseosa que envuelve a la tierra. Antes de llegar a la superficie terrestre, la radiación solar debe atravesarla sometándose a los siguientes factores:

- Reflexión: parte de la radiación es reflejada y devuelta al espacio exterior. Ocurre debido a la presencia de nubes, moléculas de agua, etc.
- Difracción: la radiación solar se descompone en distintos trayectos.
- Dispersión: parte de la radiación no llega a la tierra debido a la presencia en la atmosfera de partículas de polvo, agua en suspensión, etc.
- Absorción: parte de la radiación solar es absorbida por la atmosfera (ozono, vapor de agua, etc.).

La *masa de aire* que los rayos solares deben atravesar en la atmosfera es mínima cuando el ángulo de la altura solar es de 90° (se considera una masa de aire de valor $AM = 1$). Esta masa de aire o factor de masa de aire define cuantas veces mayor es la trayectoria que debe recorrer la radiación solar en la atmosfera respecto a la trayectoria mínima.

$$AM = \frac{1}{\text{Sen}(\gamma_s)} = \frac{1}{\text{Cos}(\theta_{zs})}$$

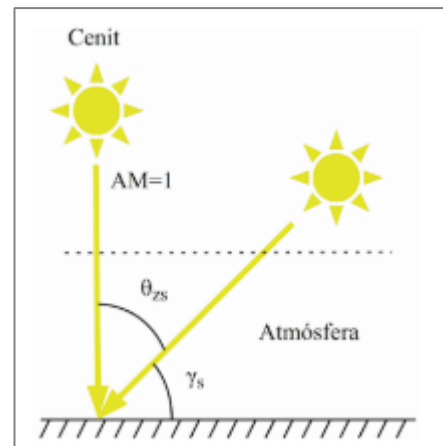


Figura 2.2.6: Masa de aire. Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas, Vicente Mascaros Mateo.

En las condiciones estándar de medida de los módulos fotovoltaicos se considera una masa de aire de 1.5, a la que corresponde un valor de ángulo $\gamma_s = 41,8^\circ$.

La radiación solar recibida sobre un módulo fotovoltaico situado en la superficie terrestre puede ser dividida en tres componentes:

- **Radiación solar directa (B):** Es la radiación percibida directamente desde el sol, sin cambiar de dirección.
- **Radiación solar difusa (D):** Es la radiación procedente de toda la bóveda celeste.
- **Radiación solar reflejada (R):** Es la radiación solar que incide en el módulo fotovoltaico procedente de la reflexión sobre el entorno.

Estas tres radiaciones sumadas dan lugar a la **radiación global (G)**

$$G = B + D + R$$

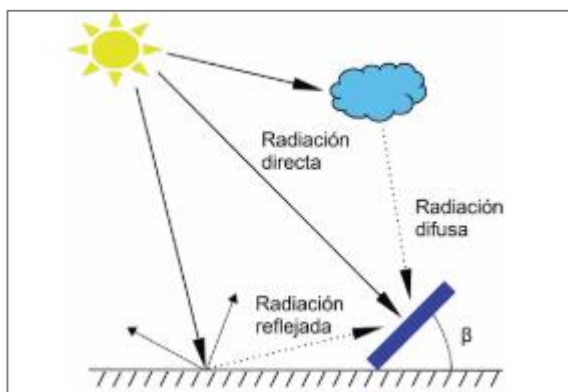


Figura 2.2.7: Componentes de la radiación. Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas. Vicente Mascaros Mateo.

2.2.6. Irradiancia e Irradiación

Para cuantificar la potencia y la energía de la radiación solar se utilizan respectivamente la irradiancia y la irradiación:

- **Irradiancia:** es la potencia de la radiación solar por unidad de superficie se mide en W/m^2 .
- **Irradiación:** es la energía recibida por unidad de superficie durante un tiempo determinado. Se mide en $W \cdot h/m^2$

Existen distintas bases de datos para determinar la radiación solar recibida en distintos lugares del planeta. A continuación, se muestran datos obtenidos de la NASA.

MES INC SUP	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
0°	6,64	5,70	5,01	3,78	3,19	2,60	2,98	3,88	4,85	5,51	6,49	6,89	4,79
14°	6,47	5,73	5,27	4,19	3,77	3,14	3,60	4,49	5,24	5,64	6,37	6,66	5,05
29°	5,98	5,47	5,28	4,42	4,20	3,56	4,06	4,89	5,38	5,49	5,93	6,09	5,06
44°	5,24	4,97	5,02	4,41	4,38	3,78	4,29	5,02	5,23	5,05	5,24	5,29	4,83
90°	1,96	2,21	2,75	3,00	3,41	3,12	3,48	3,70	3,18	2,39	2,03	1,92	2,76
24° (Optimo)	6,27	6,08	5,69	4,79	4,62	3,93	4,45	5,21	5,77	5,92	6,26	6,36	5,45

Figura 2.2.8: irradiación solar sobre superficies con distintas inclinaciones para la ciudad de Reconquista en $KWh/m^2/día$. según datos obtenidos de la NASA.

También podemos obtener tablas de irradiación solar de los datos que nos brinda la Red Solarimetrica de la Provincia de Santa Fe. Si observamos estos datos vemos que hay muy poca diferencia comparados con los valores de NASA.

MES INC SUP	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
0°	6,90	5,51	5,63	4,79	3,14	2,71	3,08	3,43	4,71	4,29	6,10	6,09	4,70

Figura 2.2.9: Irradiación solar sobre una superficie horizontal para la ciudad de Reconquista en $KWh/m^2/día$. Red Solarimetrica de la Provincia de Santa Fe.

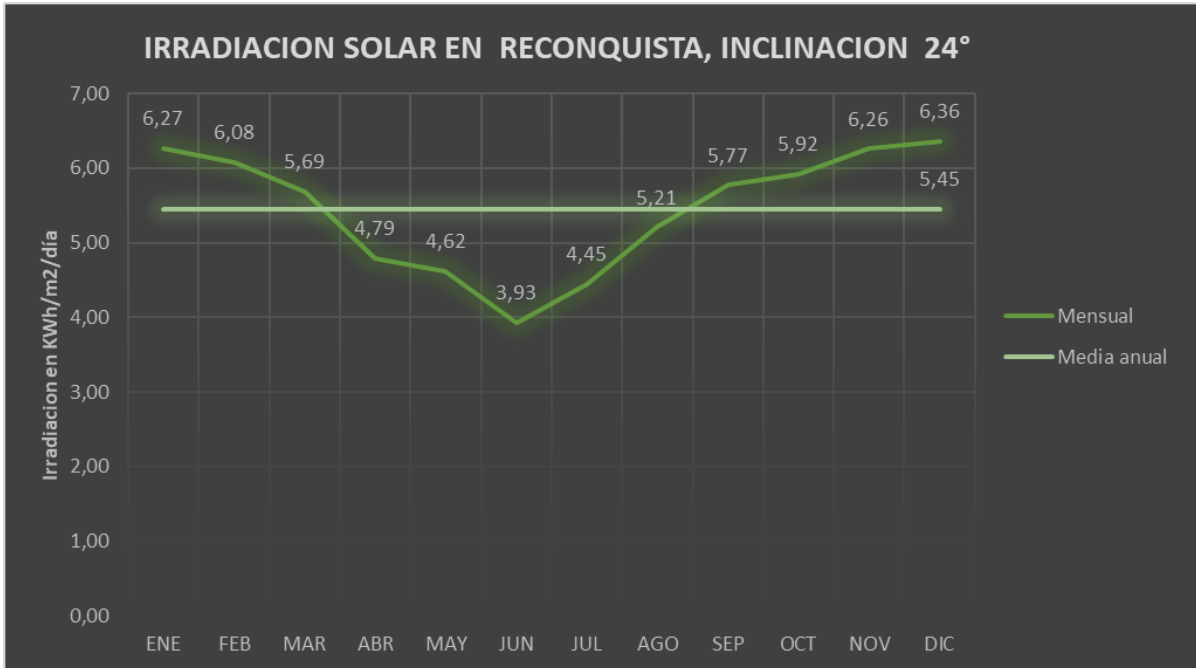


Figura 2.2.10: Representación gráfica de la irradiación para un ángulo de 24° (Angulo Optimo)

2.2.7. Hora solar pico (HSP)

Se define la *hora solar pico*, referido a una superficie con una orientación α y una inclinación β , como el número de horas de un día con una irradiancia ficticia de 1000 W/m^2 , que tendría la misma irradiación total que la irradiación real de ese día.

Para obtener las HSP de un día, se divide la irradiación de dicho día por 1000 W/m^2 .

$$HSP = \frac{G_{dm}}{1000 [W/m^2]}$$

G_{dm} : valor diario medio mensual de la irradiacion global.

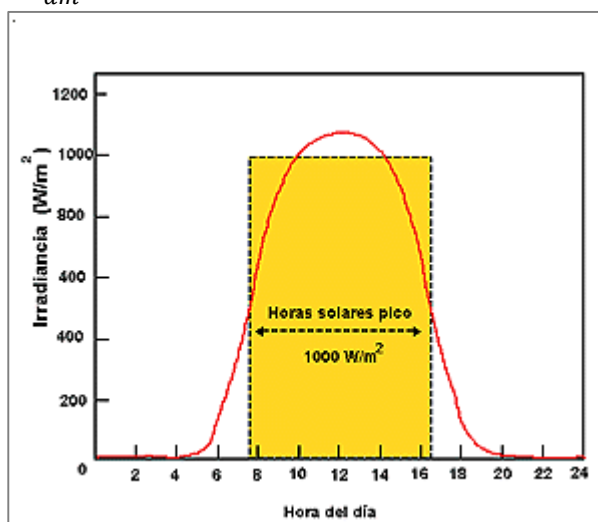


Figura 2.2.11: Hora solar pico (HSP). Gestión del montaje de las instalaciones solares fotovoltaicas, Vicente Mascaros Mateo.

2.2.8. Pérdidas por orientación e inclinación

Si el objetivo es maximizar la captación de energía solar, los módulos fotovoltaicos se deben orientar, en el hemisferio sur hacia el norte ($\alpha = 180^\circ$) con un ángulo de inclinación óptimo β_{opt} . Sin embargo, esto no es siempre posible, ya que pueden influir otros factores como imprevistos físicos, etc.

Para considerar las pérdidas respecto a la posición óptima (P_{OI}) se considera un factor de irradiación (FI).

$$FI = 1 - P_{OI}$$

Para calcular las pérdidas de radiación para una posición (α, β) diferente de la posición óptima utilizamos las siguientes expresiones.

$$P_{OI} = 1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + 3.5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \quad ; \quad \text{para } 15^\circ \leq \beta \leq 90^\circ$$

$$P_{OI} = 1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 \quad ; \quad \text{para } \beta < 15^\circ$$

2.2.9. Pérdidas por sombras

Para considerar las pérdidas de radiación solar por sombras (P_s) se utiliza el factor de sombra (FS). Para obtener dicho valor se utiliza un procedimiento que compara el perfil de obstáculos que afecta al generador fotovoltaico con las trayectorias del sol a lo largo de un día en distintas épocas del año.

$$FS = 1 - P_s$$

Para obtener las pérdidas por sombras (P_s) se utilizan las cartas solares.

2.3. Módulos fotovoltaicos e inversores

2.3.1. El modulo fotovoltaico

En instalaciones solares fotovoltaicas, el componente encargado de transformar la energía solar en energía eléctrica es la célula fotovoltaica. Sin embargo, una sola célula proporciona niveles bajos de tensión, intensidad y potencia. Por lo tanto, para aumentar estos niveles, las células se asocian y dan lugar a los módulos fotovoltaicos. A su vez los módulos fotovoltaicos se suelen agrupar para conseguir mayores potencias, tensiones e intensidades y forman los generadores fotovoltaicos.

Su vida útil, funcionando a máximo rendimiento, es de unos treinta años. Está compuesto por materiales semiconductores que forman una unión PN.

2.3.2. Funcionamiento de las células fotovoltaicas

Efecto fotovoltaico: El efecto fotovoltaico consiste en la emisión de electrones por un material cuando este es expuesto a la luz o, en general, a una radiación electromagnética.

Unión PN: Un fotón al incidir sobre la superficie del semiconductor “arranca” un electrón, normalmente este electrón encuentra rápidamente un “Hueco” y vuelve a recombinarse con el material. El principio de una célula fotovoltaica es obligar a los electrones y a los huecos a avanzar en una dirección.

Para ello se crea un campo eléctrico, a través de una unión PN

- ❖ La capa superior de la celda se compone de silicio dopado tipo N, en esta capa hay más electrones libres que en el silicio puro y para lograrlo se agregan “impurezas” de materiales como el fósforo. El material permanece eléctricamente neutro, pero su red cristalina posee mayor presencia de electrones libres.
- ❖ La capa inferior de la celda se compone de silicio dopado tipo P, esta capa tiene una cantidad de electrones menor que el silicio puro, en este caso las “impurezas” son de materiales como el Boro. Su red cristalina posee entonces más huecos que una red de silicio puro, aunque el material permanezca eléctricamente neutro.

En el momento en que se crea la unión PN, los electrones libres de la capa N pasan instantáneamente a la capa P y se recombinan con los huecos de esa región. La falta de electrones de la capa N hace que dicha capa quede positivamente cargada, y a su vez la falta de huecos en la capa p hace que ésta quede negativamente cargada.

Se crea entonces lo que se denomina “Zona de Carga de Espacio” o “Zona de Barrera” dando lugar a un *Campo Eléctrico* entre las dos, de N hacia P, formando un Diodo que solo permite el flujo de portadores en una dirección, por lo que los electrones solo podrán desplazarse de P hacia N.

2.3.3. Tipos de células fotovoltaicas

Existen diferentes tipos de células fotovoltaicas, entre las más comunes encontramos las siguientes:

- **Módulos de silicio monocristalino:** las células tienen una estructura perfectamente ordenada, compuestas por silicio de alta pureza.

Ventajas:

- Mayor eficiencia, oscilando entre el 15% y el 18%.
- Gran durabilidad, algunos fabricantes ofrecen hasta 20 años de garantía con una pérdida de eficiencia de 15% respecto al valor nominal.
- Mejor funcionamiento ante temperaturas altas.

Desventajas:

- Más costosos.

- **Módulos de silicio Policristalino:** tienen un aspecto azulado, en su superficie se aprecian regiones diferentes compuestas por cristales distintos.

Ventajas:

- Más económicos

Desventajas:

- Menor rendimiento que los módulos monocristalinos, rondando entre un 13% y un 15%.

- **Módulos de capa fina:** se fabrican añadiendo un material semiconductor sobre otro elemento que sirve como soporte físico. El ahorro de material es

considerable, son más flexibles y su apariencia es muy homogénea. Estos módulos pueden ser fabricados con los siguientes materiales:

- Silicio amorfo: los costos de fabricación son menores que los anteriores, pero su eficiencia también es menor, situándose entre un 6% y un 7%.
- Teluro de cadmio (CdTe): su eficiencia se sitúa entre el 10% y 11%.
- Arseniuro de galio(GaAs): la eficiencia de estos módulos es de aproximadamente un 30%, pero su costo de fabricación es muy elevado.

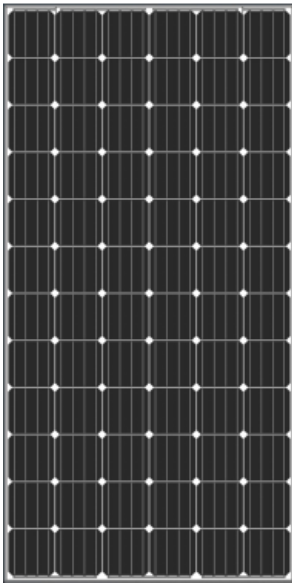


Figura 2.3.1: Modulo fotovoltaico de silicio Monocristalino. RISEN

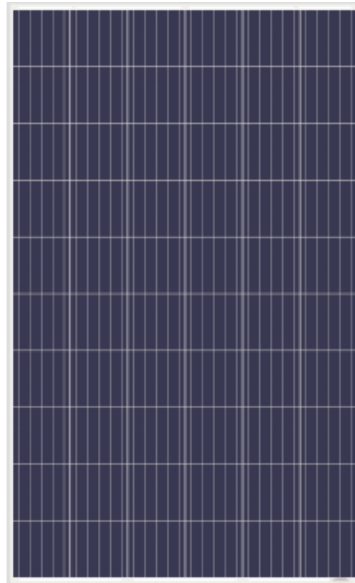


Figura 2.3.2: Modulo fotovoltaico de silicio Policristalino. RISEN

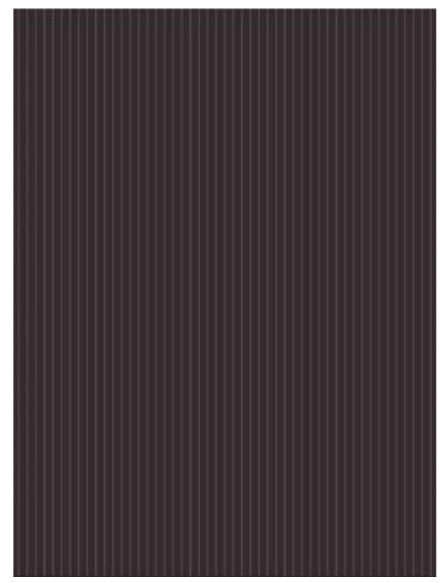


Figura 2.3.3: Modulo fotovoltaico de capa fina. Amerisolar Thin film module.

2.3.4. Partes de un módulo fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células fotovoltaicas, encapsuladas y montadas sobre un soporte para protegerlas de los agentes externos y darle rigidez. Los módulos se componen de las siguientes partes:

- Lamina de vidrio exterior: proporciona protección a las células frente a la acción de agentes externos.
- Encapsulado: aísla eléctricamente a las células, debe presentar buena transmisión a la radiación.
- Células: en las que se produce el efecto fotovoltaico.
- Protección posterior: proporciona rigidez y protege a la célula de los agentes externos.
- Sellado: garantiza estanqueidad.
- Bastidor metálico: normalmente de aluminio, proporciona estanqueidad y rigidez al conjunto.
- Conexiones entre células: mediante contactos soldados a ellas.
- Caja de conexiones: donde se encuentran los bordes terminales para la conexión del módulo.
- Diodos de bypass: normalmente incluidos en la caja de conexiones.

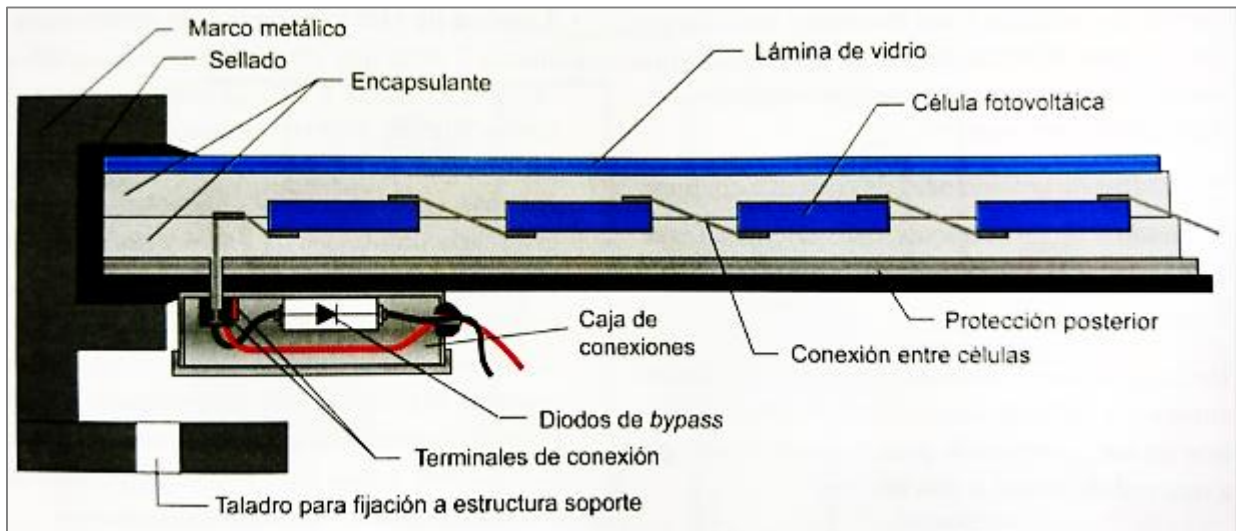


Figura 2.3.4: Sección de un módulo fotovoltaico. Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas, Julián Cantos Serrano.

2.3.5. Características de los módulos solares fotovoltaicos

Las llamadas «condiciones estándar de medida (CEM o STC)» caracterizan el funcionamiento de un módulo fotovoltaico. Estas condiciones son:

- Irradiancia solar: 1000 W/m².
- Incidencia normal.
- Temperatura de la célula de 25 °C.
- Distribución espectral correspondiente a una masa de aire de valor 1.5.

En la figura 2.3.5 podemos ver la curva I – V - P. En esta grafica podemos observar el punto de máxima potencia (P_{MPP}), la intensidad en el punto de máxima potencia (I_{MPP}) y también la tensión en dicho punto (V_{MPP}).

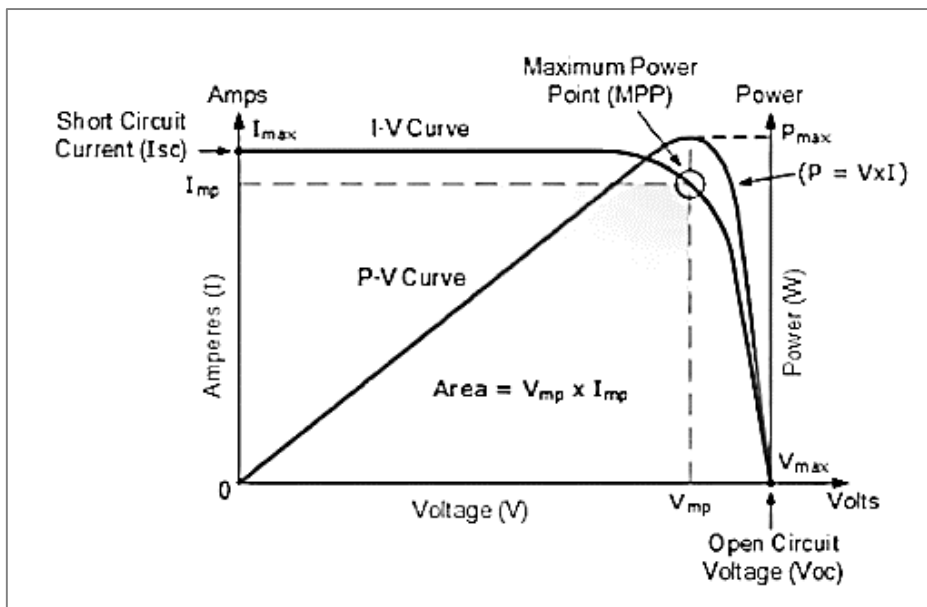


Figura 2.3.5: Curva intensidad – tensión - Potencia.

2.3.6. Influencia de la radiación solar

La potencia eléctrica suministrada por un módulo fotovoltaico depende de la irradiación solar incidente. La máxima potencia que un módulo puede suministrar se aproxima con la siguiente formula:

$$P_{MPP,G} = P_{MPP} \cdot \frac{G}{G_{STC}}$$

$P_{MPP,G}$: Maxima potencia del modulo fotovoltaico con una Irradiacion G.

P_{MPP} : Maxima potencia del modulo en condiciones estandar de medida.

G : Irradiancia recibida en W/m^2

G_{STC} : Irradiancia en condiciones estandar ($1000 W/m^2$)

Cuanto menor es la irradiancia solar incidente, menor es la intensidad en cortocircuito y menor es la potencia eléctrica entregada por el modulo. Los fabricantes de módulos fotovoltaicos suministran tablas una familia de curvas características para distintos valores de irradiancia solar, a una temperatura de trabajo de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$. en las figuras 2.3.6 y 2.3.7 vemos gráficamente su comportamiento.

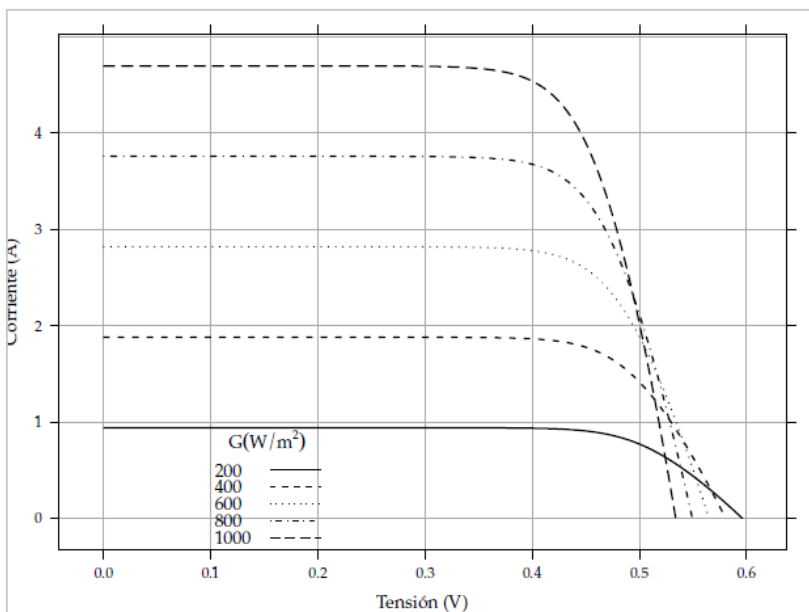


Figura 2.3.6: Efectos de la radiación en la Curva I – V. ESF Oscar Perpiñán Lamigueiro

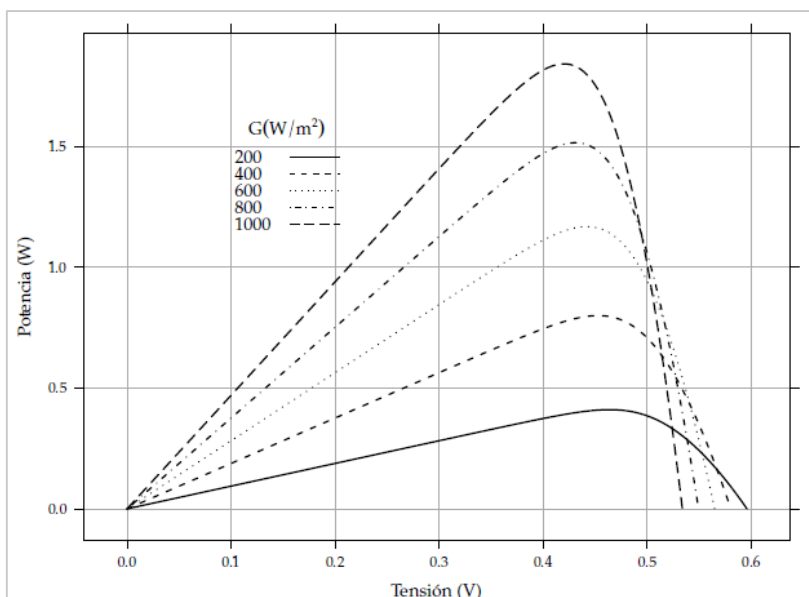


Figura 2.3.7: Efectos de la radiación en la Curva P – V. ESF Oscar Perpiñán Lamigueiro

2.3.7. Influencia de la temperatura

Cuando la temperatura de trabajo de las células aumenta, la tensión de circuito abierto disminuye y la intensidad de cortocircuito aumenta ligeramente.

La siguiente expresión permite calcular la potencia máxima que puede entregar el modulo fotovoltaico a una temperatura T.

$$P_{MPP,T} = P_{MPP} \cdot \left(1 + \frac{\gamma}{100} \cdot (T - T_{STC})\right)$$

$P_{MPP,T}$: Potencia máxima a una temperatura T

P_{MPP} : Potencia máxima en condiciones estándar de medida

γ : Coeficiente de temperatura de la potencia máxima

T : Temperatura de trabajo de las células

T_{STC} : Temperatura de trabajo en condiciones estándar de medida (25 °C)

En las figuras 2.3.8 y 2.3.9 podemos ver el comportamiento de la corriente y de la potencia a las distintas temperaturas.

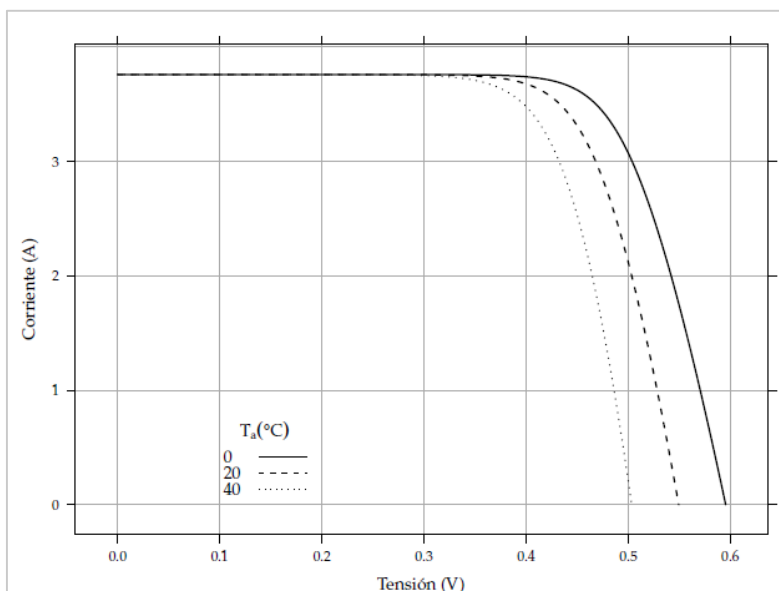


Figura 2.3.8: Curva I – V para distintas temperaturas. ESF Oscar Perpiñán Lamigueiro

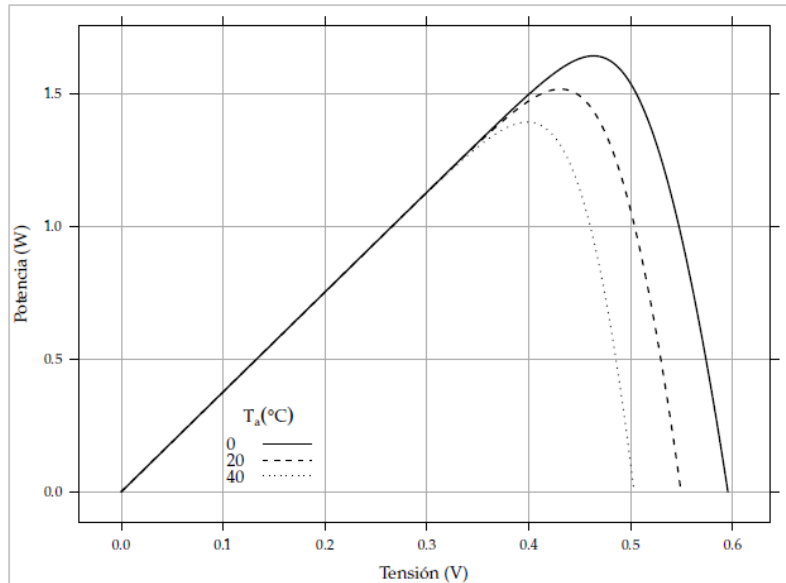


Figura 2.3.9: Curva P – V para distintas temperaturas. ESF Oscar Perpiñán Lamigueiro

Los fabricantes también suministran una familia de curvas características para distintos valores de temperatura de trabajo del módulo, para una irradiancia de 1000 W/m².

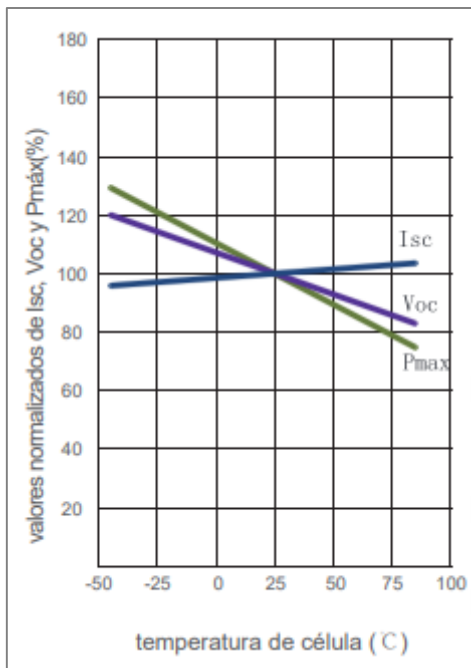


Figura 2.3.10: comportamiento de I_{sc}, Voc y P_{max} en función de la temperatura de la célula. Jimko Solar JKM270PP Modulo Policristalino.

La temperatura de trabajo de las células fotovoltaicas es superior a la temperatura ambiente.

Se denomina «temperatura de operación nominal de célula» (TONC) a la temperatura que alcanzan las células del módulo fotovoltaico cuando la temperatura ambiente es de 20 °C, la irradiancia es de 800 W/m² y la velocidad del viento es de 1 m/s.

El valor TONC es proporcionado por el fabricante y mediante la siguiente expresión podemos calcular de forma aproximada la temperatura de trabajo de las células para otros valores de temperatura ambiente:

$$T = T_A + G \cdot \frac{TONC - 20}{800}$$

T : temperatura de funcionamiento de las células, en grados centígrados.

T_A : temperatura ambiente, en grados centígrados.

G : valor de la irradiación solar en W/m^2 .

2.3.8. El inversor de red

El inversor es el elemento encargado de transformar la corriente continua suministrada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna para ser conectada a la red. El inversor utilizado en las instalaciones conectadas a red se conecta directamente al generador fotovoltaico e inyecta en la red la tensión alterna monofásica o trifásica.

Esta tensión de salida debe cumplir ciertas condiciones de calidad y debe sincronizarse perfectamente a la tensión de la red. Para conseguir una forma de onda lo más senoidal posible utilizan la técnica de modulación por ancho de pulso.

Por otro lado, la potencia eléctrica suministrada por el generador fotovoltaico depende de su punto de funcionamiento. Los inversores de red tienen un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) que permite obtener la máxima potencia del campo fotovoltaico.

Características técnicas:

- Potencia nominal CA de salida.
- Potencia máxima CA de salida.
- Tensión nominal de salida.
- Distorsión armónica (THD).
- Potencia nominal CC de entrada.
- Tensión máxima CC de entrada.
- Intensidad máxima CC de entrada.
- Rango de tensión de búsqueda del punto de máxima potencia.
- Eficiencia.
- Umbral de arranque.
- Grado de protección IP.

Tipos de inversores: se agrupan en tres categorías.

1. Inversor central: un único inversor dedicado a todo el generador. son recomendables para instalaciones de medio o gran tamaño, permiten reducir costes (de adquisición, instalación y mantenimiento) y aumentar fiabilidad y eficiencia.
2. Inversor orientado a rama: un inversor dedicado a toda una rama del generador. Se adaptan mejor a las condiciones de funcionamiento con orientaciones e inclinaciones diversas.
3. Modulo AC: un inversor dedicado a cada módulo fotovoltaico.

Por otra parte, la salida de un inversor puede ser monofásica o trifásica. En general, un inversor monofásico no supera la potencia de 5kW, y son poco comunes los inversores trifásicos de potencia inferior a 10 kW.

Principio de funcionamiento:

El funcionamiento está basado en modulación del ancho de pulso (PWM, Pulse Width Modulation). El caso más común elige una senoide como señal de referencia, adquiriendo la denominación SPWM (modulación del ancho de pulso con señal sinusoidal)

Búsqueda del punto de máxima potencia(MPP)

Una de las funciones que incorpora el sistema de control de un inversor de conexión a red es la localización y seguimiento del MPP del generador. Dado que este punto no es conocido a priori, debe ser localizado mediante un algoritmo de búsqueda.

El MPP depende de las condiciones de radiación y temperatura, y, por tanto, su posición será cambiante con el tiempo. En general, el sistema de control recabará información sobre el funcionamiento del sistema (por ejemplo, tensión y corriente a la salida del convertidor DC/DC) y, en base al algoritmo empleado, dictará ordenes que alteren el punto de trabajo.

Funcionamiento en isla

Dentro de las protecciones que debe incorporar un inversor de conexión a red, se encuentra la protección frente a modo isla. Un sistema fotovoltaico conectado a red puede quedar desconectado de parte de la red mediante algún interruptor de la compañía eléctrica, quedando de esta manera aislado del resto junto con entradas de consumo. Todos los interruptores de consumo y de instalaciones fotovoltaicas permanecen conectados cuando se produce la apertura del interruptor de compañía. Según las normas aplicables, en esta situación el inversor debe desconectarse de su punto de conexión. En caso contrario, el inversor seguiría inyectando energía que alimentaría la demanda del consumo produciéndose una isla.

Los inversores deben evitar este tipo de funcionamiento, por lo tanto, deben garantizar la desconexión del sistema en caso de pérdida de tensión de red.

Las protecciones más comunes con las que cuentan los inversores son las siguientes:

- Protección contra sobretensión tanto en la entrada como en la salida.
- Protección contra sobrecargas y cortocircuito en la salida.
- Protección diferencial en la salida.
- Protección anti isla.
- Aislamiento galvánico.

CAPITULO 3: DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED

En la república argentina, la Ley N° 27.424 establece que los usuarios de la red de distribución puedan generar energía eléctrica de origen renovables, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red. Dicha ley establece también la obligación, por parte de los prestadores del servicio de distribución, de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución.

En la provincia de Santa Fe se establece, según el decreto provincial N°1710, el programa *Prosumidores*. A continuación, lo explicamos detalladamente.

3.1. Programa Prosumidores.

3.1.1. Objetivos del programa

El programa Prosumidores tiene como objetivo incentivar la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables conectada a la red de baja tensión por usuarios de la Empresa Provincia de Energía de Santa Fe (E.P.E.S.F).

El programa facilita el repago de las instalaciones renovables mediante un incentivo monetario a la generación renovables, que permite el recupero del valor de los equipos por parte de los usuarios que se adhieren al programa.

3.1.2. Instalaciones permitidas

Las instalaciones deberán cumplir con el procedimiento técnico aprobado por la resolución N° 442/13 de EPE.

La potencia máxima permitida de las instalaciones está relacionada con el tipo de usuario. Tal como vemos en la figura 3.1.1

TIPO USUARIO	CUADRO TARIFARIO	POTENCIA MÁXIMA
Uso Residencial	Tarifa 1	5 kW
Uso Rural	Tarifa R - RC - R3C	15 kW
Uso Comercial	Tarifa UC o UCL	15 kW
Uso Industrial	Tarifa UI - UPI	15 kW

Figura 3.1.1: Potencia máxima permitida según tipo de usuario. Decreto provincia N° 1710.

Adicionalmente la potencia máxima a instalar por un usuario determinado debe cumplir con la siguiente condición:

$$\text{Generación Renovable Anual (kWh)} \leq 80\% \text{ Consumo Anual (kWh)}$$

Donde el consumo corresponde a los kWh consumidos en los seis bimestres consecutivos previos a la solicitud de adhesión al programa.

3.1.3. Incentivo monetario

El incentivo monetario se mantendrá durante seis años a partir de que el usuario sea dado de alta como Prosumidor.

Dicho incentivo se compone de:

- a) Un aporte de la EPE, equivalente al reconocimiento económico por el costo evitado.
- b) Un aporte de la secretaria de energía, cuyo valor resultara de la diferencia entre el Valor Unitario del Incentivo de Generación (VUIG) y el aporte de EPE.

La figura 3.1.2 muestra los distintos VUIG. Estos datos se encuentran actualizados en el sitio Web: <https://www.santafe.gob.ar/ms/prosumidores/quiero-ser-prosumidor/domiciliarios/>

VALOR UNITARIO DEL INCENTIVO A LA GENERACIÓN (\$/kWh)			
Hasta 2kW	Hasta 5kW	Hasta 10kW	Hasta 15kW
6.5	6	5.5	5

Figura 3.1.2: Valor Unitario del Incentivo de Generación (VUIG). Decreto provincia N° 1710.

3.2. Diseño del sistema

3.2.1. Ubicación Geográfica

La instalación solar está ubicada en la ciudad de Reconquista, Provincia de Santa fe.

Datos geográficos, reconquista, Santa fe

<i>Latitud</i>	<i>-29,144</i>
<i>Longitud</i>	<i>-59,643</i>
<i>Altura SNM (m)</i>	<i>48,5</i>

Figura 3.2.1: Datos geográficos Reconquista. NASA.



Figura 3.2.2: Imagen satelital. Google Maps.

3.2.2. Datos de facturación del cliente

A continuación, en la tabla 3.2.1 se muestra los datos de facturación de los últimos 6 periodos tal y como el decreto 1710 lo especifica.

Información de Facturación		
Nombre	XXXX	
Telefono	XXXX	
E-Mail	XXXX	
Dirección	XXXX	
	Consumo (kWh)	Costo (\$)
Bim 01	1513,00	\$ 13.942,96
Bim 02	1333,00	\$ 12.033,09
Bim 03	973,00	\$ 8.371,92
Bim 04	960,00	\$ 8.244,88
Bim 05	785,00	\$ 6.534,73
Bim 06	1098,00	\$ 9.736,60

Figura 3.2.3: Datos de facturación del cliente. Empresa Provincial de Energía (EPESF)

3.2.3. Angulo de inclinación

El sistema fotovoltaico debe obtener la máxima captación de energía anual, por lo tanto, los módulos fotovoltaicos se orientan hacia el norte, su ángulo de acimut optimo vale 180°.

Para determinar la inclinación optima que garantiza la máxima captación de energía se utiliza la siguiente expresión

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \cdot |\varphi| \rightarrow \varphi : \text{latitud del lugar}$$

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \cdot |29.144| \rightarrow \beta_{opt} = 23.8^\circ$$

$$\beta_{opt} = 24^\circ \rightarrow \text{ANGULO INCLINACION OPTIMO}$$

3.2.4. Recurso solar

La Argentina tiene un gran potencial para el desarrollo de la energía solar. Las regiones andinas y subandinas, desde Jujuy hasta Neuquén, son las más adecuadas para el desarrollo de esta fuente de energía. Como podemos ver en las figuras 3.2.3 y 3.2.4.

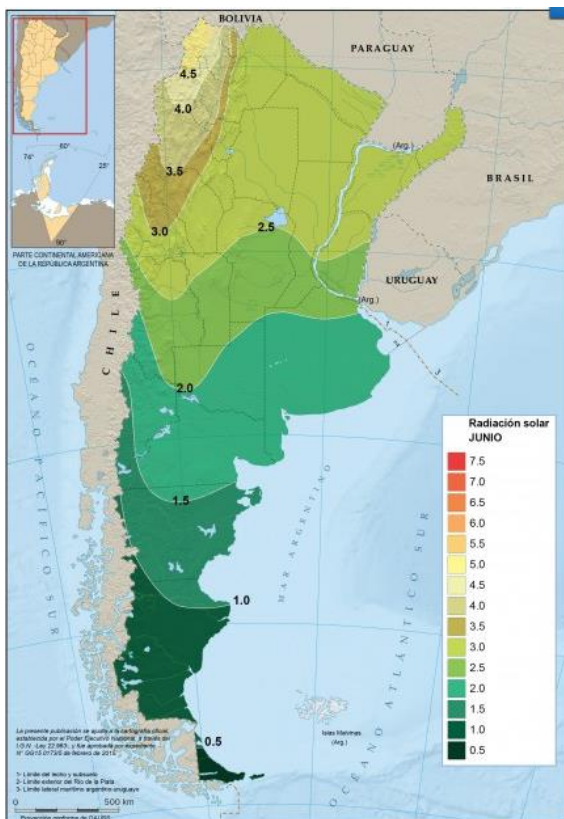


Figura 3.2.4: Mapa de radiación solar, mes de junio.
 Fuente: energiasdemipais.educ.ar

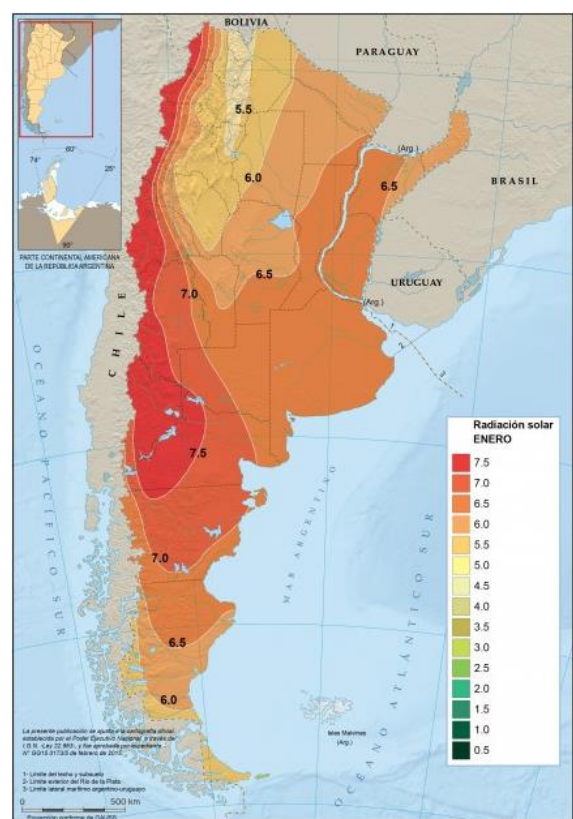


Figura 3.2.5: Mapa de radiación solar, mes de enero.
 Fuente: energiasdemipais.educ.ar

En las figuras 3.2.5 y 3.2.6 podemos ver los datos de irradiación mensuales según los distintos ángulos, estos datos fueron obtenidos de la NASA. Y son más específicos para realizar los cálculos.

MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
0°	6,64	5,70	5,01	3,78	3,19	2,60	2,98	3,88	4,85	5,51	6,49	6,89	4,79
14°	6,47	5,73	5,27	4,19	3,77	3,14	3,60	4,49	5,24	5,64	6,37	6,66	5,05
29°	5,98	5,47	5,28	4,42	4,20	3,56	4,06	4,89	5,38	5,49	5,93	6,09	5,06
44°	5,24	4,97	5,02	4,41	4,38	3,78	4,29	5,02	5,23	5,05	5,24	5,29	4,83
90°	1,96	2,21	2,75	3,00	3,41	3,12	3,48	3,70	3,18	2,39	2,03	1,92	2,76
24° (Optimo)	6,27	6,08	5,69	4,79	4,62	3,93	4,45	5,21	5,77	5,92	6,26	6,36	5,45

Figura 3.2.6: irradiación diaria media mensual sobre superficies con distintas inclinaciones para la ciudad de Reconquista en kWh/m²/día. según datos obtenidos de la NASA.

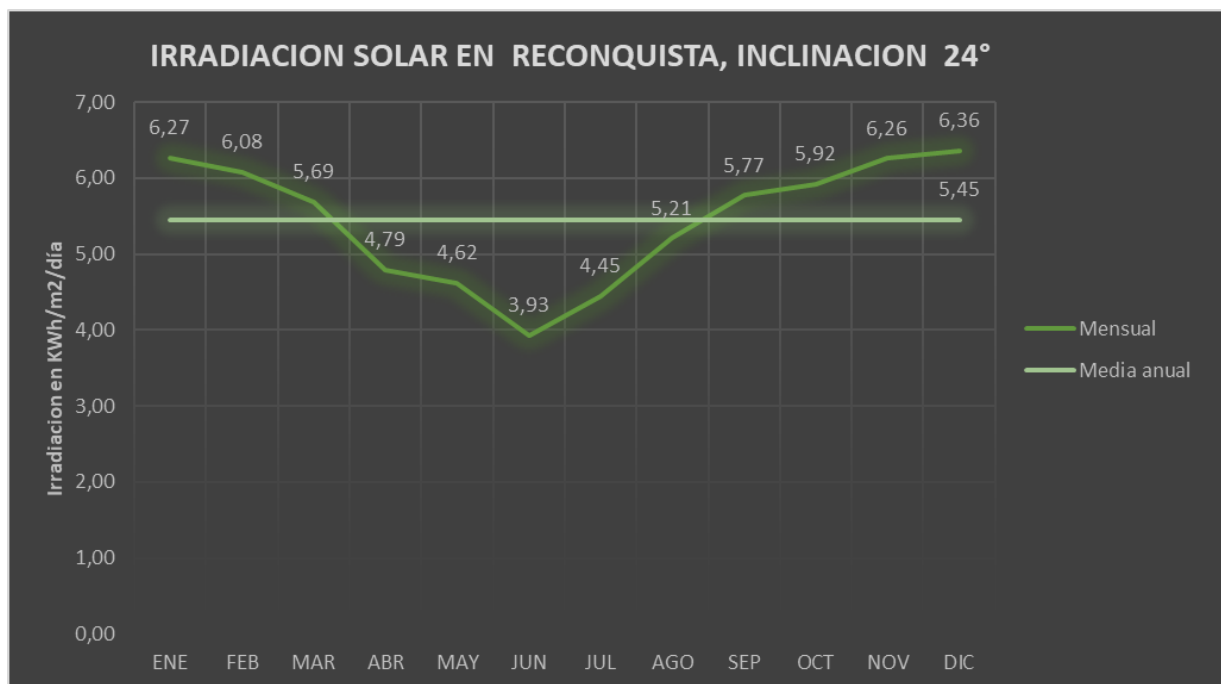


Figura 3.2.7: Representación gráfica de la Irradiación sobre una superficie con 24° de inclinación, Reconquista. Datos NASA.

La hora solar pico es directamente proporcional a la irradiación. Calculamos un valor anual promedio.

$$HSP = \frac{G_{dm}}{1000 [W/m^2]} = \frac{5450 [Wh/m^2/dia]}{1000 [W/m^2]} = 5.45 [h/dia]$$

$$HSP = 5.45 [h/dia]$$

3.2.5. Calculo de potencia a instalar

Un sistema fotovoltaico conectado a red es un generador que está en paralelo a la red eléctrica, por lo tanto, el dimensionamiento del sistema depende de cuanta energía quiera proporcionar a la red.

El decreto provincial 1710 establece que, para ingresar al programa Prosumidores, la generación de energía anual del sistema fotovoltaico debe ser menor o igual al 80 % del consumo anual registrado en los seis bimestres consecutivos previos a la solicitud de adhesión al programa.

Primeramente, obtenemos información de la energía consumida de los seis bimestres anteriores. Luego mediante el Software “PVsyst” estimamos la producción anual de energía del sistema fotovoltaico (en este caso seleccionamos un kit de 3kW).

ENERGIA GENERADA SEGÚN : KIT 3 kW					
GEN. MENSUAL			GEN. S/PERÍODO DE FACTURACION		
Diciembre		483 kwh	Bim 01/17	961,00	kwh
Enero		478 kwh			
Febrero		424 kwh	Bim 02/17	870,00	kwh
Marzo		446 kwh			
Abril		369 kwh	Bim 03/17	742,00	kwh
Mayo		373 kwh			
Junio		308 kwh	Bim 04/17	668,00	kwh
Julio		360 kwh			
Agosto		418 kwh	Bim 05/17	859,00	kwh
Septiembre		441 kwh			
Octubre		460 kwh	Bim 06/17	924,00	kwh
Noviembre		464 kwh			
TOTAL				5.024,00	kwh
Base de datos: NASA – SSE satellite data 1983 – 2005					

Figura 3.2.8: estimado de generación kit de 3kW. Datos obtenidos del software PVsyst.

Los valores de energía de la tabla 3.2.8 se estiman para un kit de 3 kW (2970Wp) de potencia pico, instalado con orientación Norte a un Angulo de 24° (Optimo), sin la intervención de sombras.

La estimación de energía generada por el sistema fotovoltaico puede hallarse también mediante la siguiente formula:

$$E = P_f \cdot \frac{G_a}{G_{stc}} \cdot PR$$

E: Energía producida por la instalación en kWh

P_f : Potencia fotovoltaica en kW

G_a : Irradiación solar anual que incide sobre la superficie del generador

G_{stc} : Irradiancia en condiciones estándar , 1 kW/m²

PR : Índice de rendimiento global de la instalación (0.75 – 0.8)

Tenemos ahora los datos de energía consumida y la estimación de energía generada durante un año. Con estos calculamos, como se muestra en la tabla 3.2.9, el porcentaje de energía generada respecto a la producción anual.

PERÍODO	CONS.	GEN.	GEN/CONS
Bim 01	1513,00	961,00	63,52%
Bim 02	1333,00	870,00	65,27%
Bim 03	973,00	742,00	76,26%
Bim 04	960,00	668,00	69,58%
Bim 05	785,00	859,00	109,43%
Bim 06	1098,00	924,00	84,15%
ANUAL	6662,00	5024,00	75,41%

Figura 3.2.9: Estimación de generación. Elaboración propia. Datos PVsyst.

La relación Generación Vs Consumo nos da 75.41% lo cual cumple con las condiciones establecidas en el decreto provincial 1710.

3.2.6. Equipos a utilizar

En el mercado existen muchas marcas, tanto de inversores como paneles solares. En este caso seleccionaremos equipos que son posibles de conseguir en la zona.

- **Paneles fotovoltaicos:** el kit de 3 kW cuenta con 9 paneles policristalinos de la marca RISEN – RM72, cuya potencia pico es de 330 Wp, lo que da un total

de 2970 Wp. Algunos datos característicos son los siguientes. (La ficha técnica completa se encuentra en el anexo.)

ELECTRICAL DATA(STC)					
Model Number	RSM72-6-320P	RSM72-6-325P	RSM72-6-330P	RSM72-6-335P	RSM72-6-340P
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	320	325	330	335	340
Open Circuit Voltage-Voc(V)	45.7	46.0	46.3	46.5	46.8
Short Circuit Current-Isc(A)	9.15	9.20	9.25	9.30	9.35
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	37.3	37.7	38.1	38.4	38.6
Maximum Power Current-Impp(A)	8.60	8.65	8.70	8.75	8.80
Module Efficiency (%)	16.5	16.8	17.1	17.3	17.5

Figura 3.2.10: Características eléctricas en condiciones estándar. RISEN.

ELECTRICAL DATA(NCOT)					
Model Number	RSM72-6-320P	RSM72-6-325P	RSM72-6-330P	RSM72-6-335P	RSM72-6-340P
Maximum Power-Pmax (Wp)	234.7	238.4	245.9	249.6	253.3
Open Circuit Voltage-Voc (V)	42.2	42.5	43.0	43.3	43.6
Short Circuit Current-Isc (A)	7.36	7.40	7.49	7.53	7.57
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	33.8	34.0	34.5	34.7	34.9
Maximum Power Current-Impp (A)	6.95	7.01	7.13	7.19	7.26

Figura 3.2.11: Características eléctricas en condiciones NCOT. RISEN.

- **Inversor:** en la instalación proyectada se utiliza un inversor de la marca GROWATT, modelo 3000 – S, cuya potencia nominal es de 3 kW. En la siguiente tabla se muestran los principales parámetros. (la ficha técnica completa se encuentra en el anexo)

Datasheet		Growatt 3000-S	
Input data (DC)		Output (AC)	
Max. recommended PV power (for module STC)	3400W	Rated AC output power	3000W
Max. DC voltage	500V	Max. AC power	3000W
Start voltage	80V	Max. output current	14.3A
PV voltage range	70V-500V	AC nominal voltage; range	220,230,240V; 180Vac-280Vac
MPP work voltage range/ nominal voltage	70V-500V/250V	AC grid frequency; range	50,60 Hz;±5 Hz
Full load dc voltage range	250V-400V	Power factor	
Max. input current	13A	THDI	<3%
Max. input current per string	13A	AC connection	Single phase
Number of independent MPP trackers /strings per MPP tracker	1/1		

Figura 3.2.12: Hoja de datos inversor Growatt 3000 – S.

- **Estructuras soporte:** los paneles solares estarán fijados a una estructura de soporte de aluminio. La estructura estará fijada a un techo plano, orientada al norte, siendo esta estructura la que da, al módulo, la inclinación óptima. Los planos de la misma se encuentran en el anexo.
- **Cables:** se utilizan cables solares de la marca EXZHELLENT SOLAR. El catálogo completo del mismo se encuentra en el anexo.
- **Conectores:** Utilizamos conectores solares MC4 de la marca HELUKABEL. Cuyos datos técnicos se encuentran en el anexo

3.2.7. Desarrollo técnico

- **Conexión de los módulos:** Los módulos fotovoltaicos serán conectados en serie, cada conjunto en serie se denomina “Rama” o “String”. La tensión del generador fotovoltaico (V_{GF}) será el producto de la tensión de cada módulo (V_{MF}) por el número de módulos (N_F). Mientras que la corriente del generador (I_{GF}) será igual a la corriente del módulo (I_{MF}).

$$V_{GF} = V_{MF} \cdot N_F = 46.3[V] \cdot 9 = 416.7 [V]$$

Verificamos que la tensión del generador sea menor a la admisible por el inversor. Para ello debemos tener en cuenta que la tensión aumenta con la temperatura, calculamos entonces la peor condición:

- La temperatura mínima en Reconquista puede llegar a 0°C . Por lo que este será el valor de cálculo.
- La variación de tensión respecto a la temperatura de los módulos fotovoltaicos RISEN es de 0.32% por cada $^{\circ}\text{C}$.

$$\Delta V = 0.32 \cdot \Delta T = 0.32 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \cdot 25^{\circ}\text{C} = 8\%$$

ΔT : diferencia de temperatura entre STC y 0°C

ΔV : Incremento de tensión en cada célula Fotovoltaica

Como los paneles están conectados en serie podemos calcular directamente el incremento total de tensión del generador de la siguiente forma:

$$V_{MAX} = V_{GF} \cdot \Delta V = 416.7 [V] \cdot 1.08 = 450.04 [V]$$

$$V_{MAX} < V_{Adm\ Inv} \rightarrow V_{MAX} < 500 [V] \rightarrow \text{Verifica}$$

- **Diagrama unifilar de la instalación**

El diagrama unifilar de la instalación se encuentra en el Anexo Planos.

- **Protección de sobrecarga y cortocircuito**

Por seguridad debemos proteger el circuito de corriente continua desde el panel hasta el inversor mediante un Fusible.

- Protección del circuito de corriente continua:

- Cartucho fusible BUSMANN PVM-15 ($I_n = 15 \text{ A}$ / Tensión = 600 V) *

El inversor cuenta con protección termomagnética y diferencial para el circuito aguas abajo (Circuito de Corriente alterna). Aun así, se agrega una protección adicional.

- Protección del circuito de corriente alterna:

- Interruptor diferencial Schneider Electric IDa - 16201 ($\Delta I = 30 \text{ mA}$ – $I_n = 25 \text{ A}$)
- Interruptor termomagnético Schneider Electric K60 – 21176 ($I_n = 20 \text{ A}$ – 4.5 kA)

- **Sección de conductores**

Se determina la sección de los conductores según la según las tablas 771-H.VII (pág. 230) correspondiente a la Reglamentación AEA 90364 – Parte 7 – Sección 771

* El cálculo de selección de fusibles se encuentra en el anexo Cálculos

Paso	Dato Origen	Cálculo	Resultado	Obs.
Determinación de la corriente de proyecto I_B	DPMS (VA) (del circuito considerado)	$DPMS/220$ $DPMS/\sqrt{3 \times 380}$	I_B I_B	Circuito monofásico Circuito trifásico
Elección del conductor a partir de su corriente máxima I_Z	I_B	$I_Z \geq I_B$	S I_Z	Tener en cuenta las condiciones de instalación.
Elección de la corriente asignada del dispositivo I_n	I_B I_Z	$I_B \leq I_n \leq I_Z$	I_n	Tener en cuenta I_n en aparatos regulables
Verificación de la actuación de la protección por sobrecarga	I_Z	$I_Z \leq 1,45 I_Z$	S1	Si no verifica cambiar la sección o aislación
Determinación de la corriente de cortocircuito máxima I''_k	Empresa distribuidora o potencia del transformador	Calcular o utilizar tablas según se indica en <u>771.H.2.2</u>	I''_k	
Verificación por máxima exigencia térmica	I''_k, I''_t t, S, k	$k^2 S^2 \geq I''_t$ o $S \geq \frac{I''_t \sqrt{t}}{k}$	S2	Si $S_2 > S_1$ Entonces $S = S_2$
Verificación de la actuación de la protección por corriente mínima de cortocircuito I_{kmin}	I''_k, S, I_n Curvas fijas Regulaciones Instantáneas	Calcular o utilizar tablas <u>771-H.VII</u> <u>771-H.VIII</u>	S3	Si $S_3 > S$ $S = S_3$
Verificación caída de Tensión en el extremo del circuito	I_B	<u>771.9</u> Consideraciones de proyecto	S4	Si $S_4 > S$ $S = S_4$

Figura 3.2.13: Sección de conductor. AEA 90364 - parte 7 - seccion771

Conductor CC (Paneles - Inversor)

- Corriente de proyecto I_B :

$$I_{MP} = I_B = 8.7 A$$

$$I_{MP} = 8.7 A \rightarrow \text{Corriente nominal del sistema}$$

- Selección del conductor

Utilizamos un conductor solar de cobre de 4mm² de la marca EXZHELLENT SOLAR cuya hoja de datos se encuentra en el Anexo II.

$$I_Z = 55 A \rightarrow \text{Corriente admisible del conductor}$$

$$I_B < I_Z \rightarrow \text{VERIFICA}$$

- Interruptor Fusible

$I_n = 15 \text{ A} \rightarrow$ Corriente nominal del interruptor

$$I_B < I_n < I_Z \rightarrow \text{VERIFICA}$$

$$I_2 < 1.45 I_Z \rightarrow \text{VERIFICA}$$

- Caída de tensión:

La resistencia del conductor es de $5.09 \Omega/\text{Km}$ a 20°C . Como nuestro conductor trabaja en el sol vamos a estimar una temperatura de trabajo de 60°C para realizar la corrección.

$$R_{60^\circ} = R_{20^\circ}(1 + \alpha \cdot \Delta T)$$

$\alpha = 3.9 \times 10^{-3} \rightarrow$ Coeficiente de temperatura del cobre

$\Delta T = 40^\circ\text{C} \rightarrow$ diferencia de temperatura

$$R_{60^\circ} = 5.09 (1 + 0.0039 \cdot 40) = 5.88 \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

La caída de tensión será entonces

$$\Delta V = 2 \cdot R \cdot I \cdot L = 2 \cdot 5.88 \frac{\Omega}{\text{Km}} \cdot 8.7 \cdot 0.030 \text{ km} = 3.06 \text{ V}$$

I : Corriente nominal

L : Longitud del conductor

R : Resistencia del conductor

$$\Delta V\% = \frac{3.06 \text{ V}}{416.7 \text{ V}} = 0.75\%$$

La caída de tensión desde los paneles solares hasta el inversor es, en valores porcentuales, de 0.75%. un valor aceptable.

- **Protección contra sobretensiones**

Las sobretensiones producen daños que representan grandes costos en la reparación de los equipos. Es por ello que se deben proteger.

Se protegerán ambos circuitos, tanto el AC como el DC, mediante Dispositivos de Protección Contra Sobretensiones (DPS) del fabricante Weidmüller.

Circuito DC:

- Dispositivo de protección contra sobretensión PU II 2+1 1000VDC/40kA

Circuito AC:

- Dispositivo de protección contra sobretensión PU II 1+1 280V/40kA

En la siguiente figura se muestran los detalles de conexión.

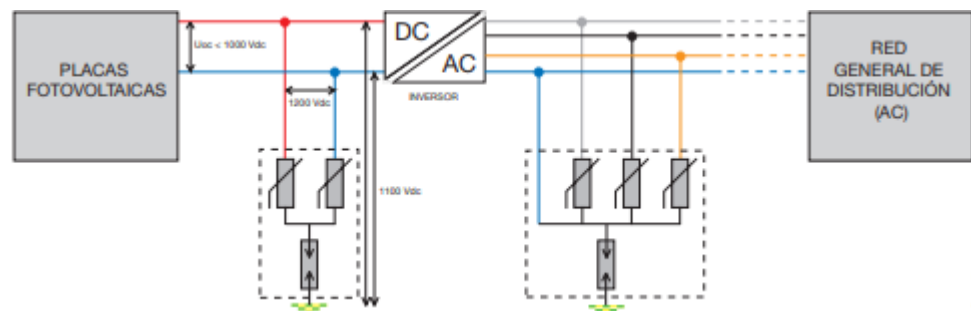


Figura 3.2.14: Detalle de conexión DPS. Protección contra instalaciones Fotovoltaicas. Weidmuller.

CAPITULO 4: CALCULO Y ANALISIS DE RENTABILIDAD

Existe cierta dificultad en el análisis económico de un proyecto ya que no es posible pronosticar con exactitud el comportamiento de todas las variables que intervienen en su resultado. Por lo que generalmente se evalúa uno, quizá el más probable, de los escenarios posibles.

En este capítulo calculamos y analizamos la rentabilidad de una instalación solar fotovoltaica adquirida por un usuario residencial, con aporte de capital propio y estando adherido al plan PROSUMIDORES.

4.1. Criterios de Evaluación

La rentabilidad de un proyecto puede ser medida de muchas formas distintas, en unidades monetarias, en porcentaje o en el tiempo que lleva la recuperación de la inversión, entre otras.

Los principales indicadores que utilizaremos para averiguar la rentabilidad de nuestros proyectos serán:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Periodo de Recupero de la Inversión (PRI)
- Costo del Capital

4.1.1. Valor Actual Neto

El Valor Actual Neto (VAN) es el método más conocido, mejor y más generalmente aceptado. Mide el excedente resultante después de haber obtenido la rentabilidad deseada y después de haber recuperado toda la inversión.

Es decir, el VAN mide el valor que tendrían todos los ingresos y costes en el momento actual. lo más común es hacer una tabla de datos en Excel y obtener el VAN directamente de las funciones de Excel, de todos modos, la formula empírica es la siguiente.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1 - k)^t}$$

I_0 : Valor del desembolso inicial de la inversion.

Q_t : Flijo de caja de cada año t .

k : Tasa de descuento o tipo de interes.

n : Numero de años que se consideran

Si el resultado es mayor que cero, mostrara cuanto se gana con el proyecto, después de recuperar la inversión, por sobre la tasa de retorno que se exigía al proyecto; si el resultado

es igual a cero, indica que el proyecto reporta exactamente la tasa que se quería obtener después de recuperar el capital invertido. Cuando el VAN es negativo, el proyecto puede tener alta rentabilidad, pero será inferior a la exigida.

4.1.2. Tasa Interna de Retoro

Este criterio mide la rentabilidad como porcentaje. El TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea cero. Por lo tanto, la expresión del TIR que incluye los mismos parámetros que el cálculo del VAN, es la siguiente:

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1 - TIR)^t}$$

La TIR se define como la sensibilización de la tasa de descuento del proyecto, ya que mide el máximo costo que se podría pagar por el capital.

4.1.3. Periodo de recuperación de la inversión

Este criterio es muy utilizado para la evaluación de un proyecto y tiene por objeto medir en cuanto tiempo se recupera la inversión. La expresión que permite obtener el PRI es la siguiente:

$$PRI = \frac{I_0}{B_a}$$

I_0 : *Inversión Inicial*

B_a : *Beneficio anual estimado*

4.1.4. Costo del capital

El costo del capital representa la tasa de retorno exigida a la inversión realizada en un proyecto, para compensar el costo de oportunidad de los recursos destinados a él.

Al ser un proyecto orientado a usuarios residenciales, el costo del capital será el porcentaje de retorno obtenido mediante un instrumento libre de riesgo y de fácil acceso, como ser un plazo fijo en dólares cuya tasa del Banco Nación es de 2.75%. *

* Dato obtenido del sitio Web: <http://www.bna.com.ar/SimuladorPlazoFijo> ; a la fecha 05/2019

4.2. Análisis de Rentabilidad

4.2.1. Análisis con el plan PROSUMIDORES a diez años de Proyección

Para realizar el cálculo del ahorro anual se debe tener en cuenta que, por cada kWh de energía inyectado a la red, tendremos una retribución (VUIG) compuesta por un aporte de EPESF y otro de la Secretaría de Energía. Cuyos aportes se aplican en instancias distintas de la facturación.

- El aporte de EPESF corresponde al valor del kWh en el mercado mayorista y es aplicado antes de Impuestos.
- El aporte de la SEE es la diferencia entre el aporte de EPESF y el total, este se aplica luego de haber aplicado la carga impositiva.

La retribución económica está compuesta por los siguientes precios:

$$\text{Valor Unitario al Incentivo de generacion (VUIG)} = 10.52 \frac{\$}{\text{Kwh}}^1$$

$$\text{Aporte EPESF} = 2.5214 \frac{\$}{\text{Kwh}}^2$$

$$\text{Aporte SEE} = 7.9986 \frac{\$}{\text{Kwh}}$$

En la siguiente Figura se muestra el ahorro anual del usuario. Los cálculos detallados se encuentran en el Anexo III.

PERÍODO	CONS.	GEN.	GEN/CONS	SIN GEN	CON GEN	AHORRO
Bim 01	1513,00	961,00	63,52%	\$ 13.942,96	\$ 3.143,05	\$ 10.799,91
Bim 02	1333,00	870,00	65,27%	\$ 12.033,09	\$ 2.255,85	\$ 9.777,23
Bim 03	973,00	742,00	76,26%	\$ 8.371,92	\$ 33,17	\$ 8.338,74
Bim 04	960,00	668,00	69,58%	\$ 8.244,88	\$ 737,76	\$ 7.507,12
Bim 05	785,00	859,00	109,43%	\$ 6.534,73	-\$ 3.118,89	\$ 9.653,61
Bim 06	1098,00	924,00	84,15%	\$ 9.736,60	-\$ 647,50	\$ 10.384,10
ANUAL	6662,00	5024,00	75,41%	\$ 58.864,17	\$ 2.403,45	\$ 56.460,72

Figura 4.2.1: Ahorro Anual Estimado para una potencia instalada de 3kWp. Elaboración Propia

¹ Dato obtenido del sitio web: <https://www.santafe.gob.ar/ms/prosumidores/>. A la fecha 06/2019

² Dato obtenido de EPESF a la fecha 06/2019

En la figura 4.2.2 vemos gráficamente la facturación de un año completo sin generación y la estimación de la factura con generación.

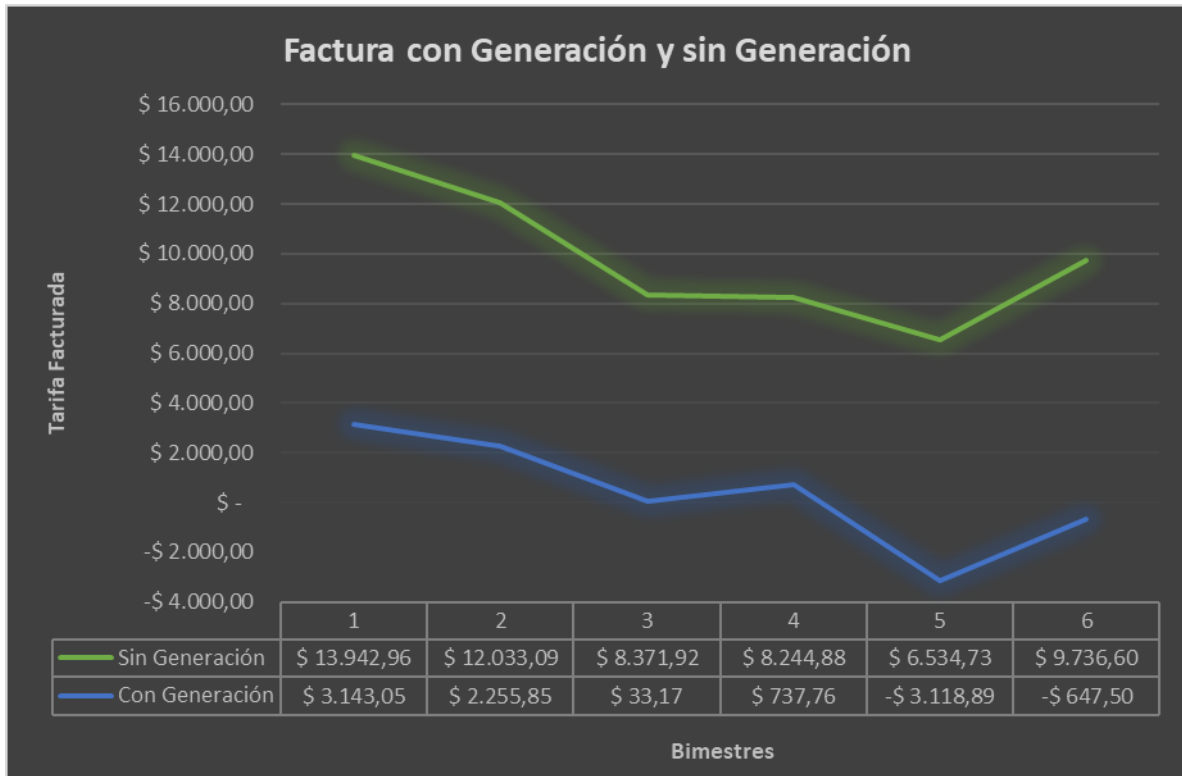


Figura 4.2.2: factura con generación y sin generación. Elaboración Propia

Tasa Interna de Retorno (TIR)

Como se dijo anteriormente, la Tasa interna de retorno mide la rentabilidad como un porcentaje. Para calcularla utilizamos un flujo de fondos con un horizonte a diez años.

La moneda a utilizar en el análisis será el Dólar Estadounidense cuya cotización corresponde a la establecida por el Banco de la Nación Argentina. *

En la Figura 4.2.3 se presentan los valores detallados del flujo de fondos y además el valor de la TIR.

$$TIR = 10.25 \% \rightarrow TASA INTERNA DE RETORNO$$

* Se toma un dólar a \$ 46 correspondiente a la cotización del Banco Nación, a la fecha 05/06/2019

Calculo TIR Y VAN	
AÑOS	FLUJOS DE FONDOS
0 (INV)	-USD 5.677,00
1	USD 1.227,39
2	USD 1.218,18
3	USD 1.209,05
4	USD 1.199,98
5	USD 1.190,98
6	USD 1.182,05
7	USD 263,23
8	USD 261,26
9	USD 259,30
10	USD 257,35
TIR	10,25%
VAN	USD 2.591,77
VAN(2,75%)	USD 1.734,23

Figura 4.2.3: TIR Y VAN a 10 Años. Elaboración Propia

Definimos Ahora la llamada “Tasa libre de Riesgo” como la tasa anual que ofrece un instrumento financiero que se considera como libre de riesgo (Plazo fijo en dólares). Según datos oficiales del Banco Nación la tasa anual es de 2.75%. (Datos obtenidos a la fecha 6/2019 del sitio web: <http://www.bna.com.ar/SimuladorPlazoFijo>).

Al comparar esta tasa con la TIR vemos que:

$$TIR > \text{Tasa Libre de Riesgo}$$

Una TIR mayor que la tasa libre de riesgo indica, teóricamente, que la inversión es rentable. En este caso decimos que ES RENTABLE frente a un instrumento libre de riesgo (Plazo fijo en dólares).

Valor Actual Neto (VAN)

Un VAN positivo me indica, teóricamente, que la inversión es económicamente rentable. Aunque esto es relativo, ya que debemos compararlo con siempre con otra alternativa.

Desde otro punto de vista, el VAN, me indica también cuantos dólares habrá en caja al finalizar los diez años de proyección de la inversión. Pudiendo calcular dicho VAN con una exigencia de rentabilidad.

Entonces, en el primer caso calculamos el VAN sin ninguna exigencia, ósea con una tasa de descuento de 0%.

$$VAN = USD 2591.77$$

El resultado es que en 10 años habré ganado USD 2591.77 por encima de los USD 5677 invertidos.

Este resultado es muy simple de comprender, pero existe un problema con él: No se está teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Así que para contemplar este echo tendremos que calcular el VAN con una tasa de descuento que traiga al presente los valores de los diez años de proyección. Esta tasa será del 2.75% anual (Tasa libre de riesgo).

Es por ello que se calcula también el VAN (2.75%), el cual exige al capital invertido una rentabilidad anual igual a la tasa libre de riesgo, que es el mínimo valor de rentabilidad que podríamos exigir.

$$VAN(2.75\%) = USD 1734.23$$

El valor resultante dice que invirtiendo en energía solar obtenemos, luego de 10 años, USD 1734.23 MAS de lo que obtendríamos si nuestro dinero lo invertimos en un instrumento libre de riesgo.

En la siguiente figura observamos el Valor Actual Neto con distintas exigencias.

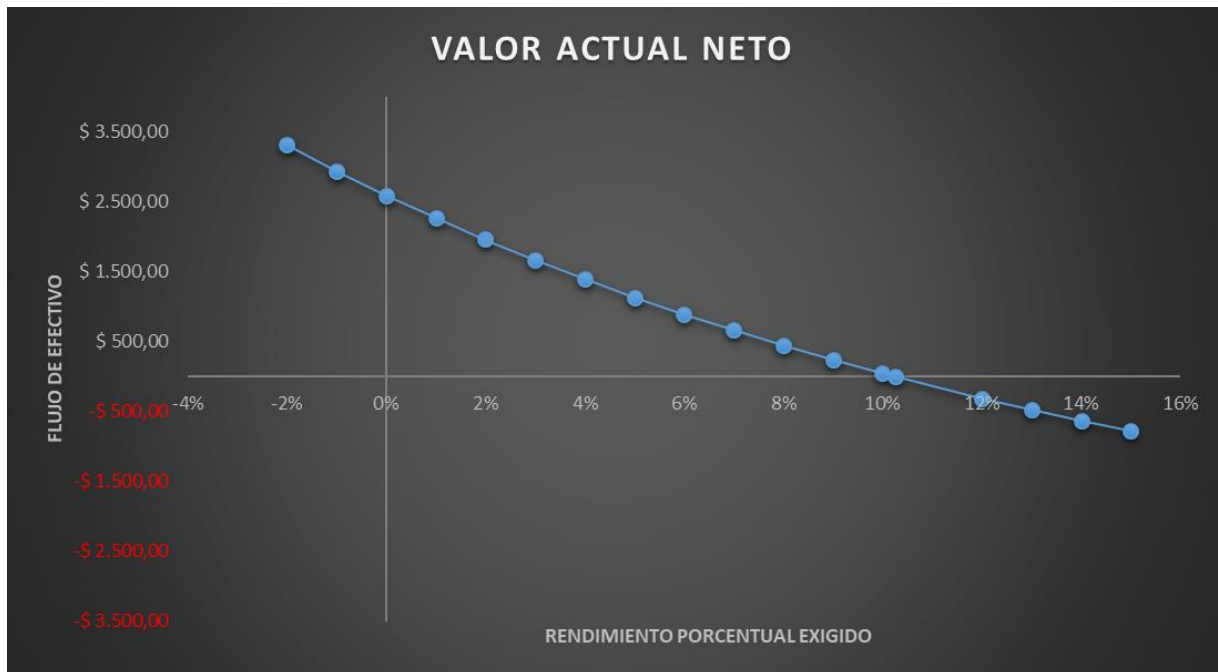


Figura 4.2.4: Valor Actual Neto expresado gráficamente. Elaboración Propia.

Periodo de Recupero de la Inversión (PRI -Contable)

El Periodo de Recupero de la inversión es otro indicador importante que nos dice el tiempo que tardamos en recuperar el capital invertido. Calculamos primero el PRI contable, el cual no tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo.

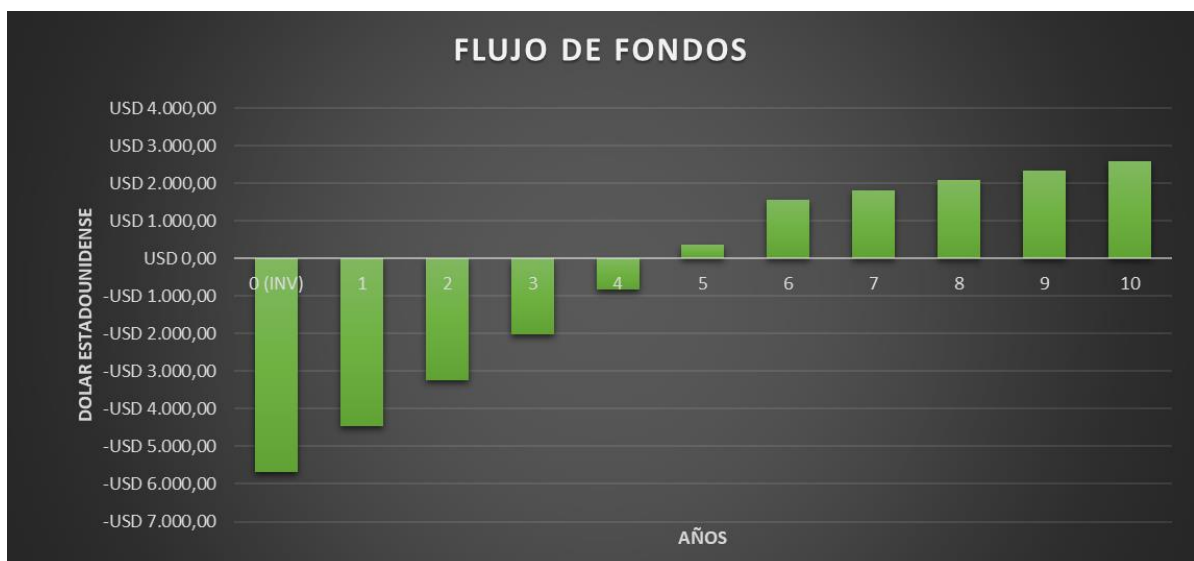


Figura 4.2.5: Flujo de fondos Contable. Elaboración Propia.

La figura 4.2.6 muestra el flujo de fondos y el acumulado de los diez años de proyección. Datos que utilizaremos a continuación para realizar el cálculo del PRI.

AÑOS	FLUJOS DE FONDOS	ACUMULADO
0 (INV)	-USD 5.677,00	-USD 5.677,00
1	USD 1.227,39	-USD 4.449,61
2	USD 1.218,18	-USD 3.231,43
3	USD 1.209,05	-USD 2.022,38
4	USD 1.199,98	-USD 822,40
5	USD 1.190,98	USD 368,58
6	USD 1.182,05	USD 1.550,63
7	USD 263,23	USD 1.813,86
8	USD 261,26	USD 2.075,12
9	USD 259,30	USD 2.334,41
10	USD 257,35	USD 2.591,77
PRI1		4,69

Figura 4.2.6: Flujo de Fondos y acumulado a diez años de proyección. Elaboración propia.

Como el flujo de fondos es diferente cada periodo, calculamos el PRI con la siguiente formula:

$$PRI = A + \frac{I_0 - B_A}{B} = 4 + \frac{USD 5677 - USD 4854.60}{USD 1190.98} = 4.69 \text{ Años}$$

A: N° de periodos que precede inmediatamente al de recuperero

I₀: Inversion inicial

B_A: suma de los flujos de caja hasta el año A

B: Valor del flujo de caja en el año de recuperero

El Periodo de Recuperero de la Inversión es de 4 Años y 8 meses

Periodo de Recuperero de la Inversión (PRI -Descontado)

Ahora calculamos el Periodo de Recuperero de la Inversión teniendo en cuenta el valor de dinero en el tiempo. Para ello tomamos una tasa de descuento del 2.75% (Tasa libre de riesgo).

En la siguiente figura observamos el flujo de fondos Descontado

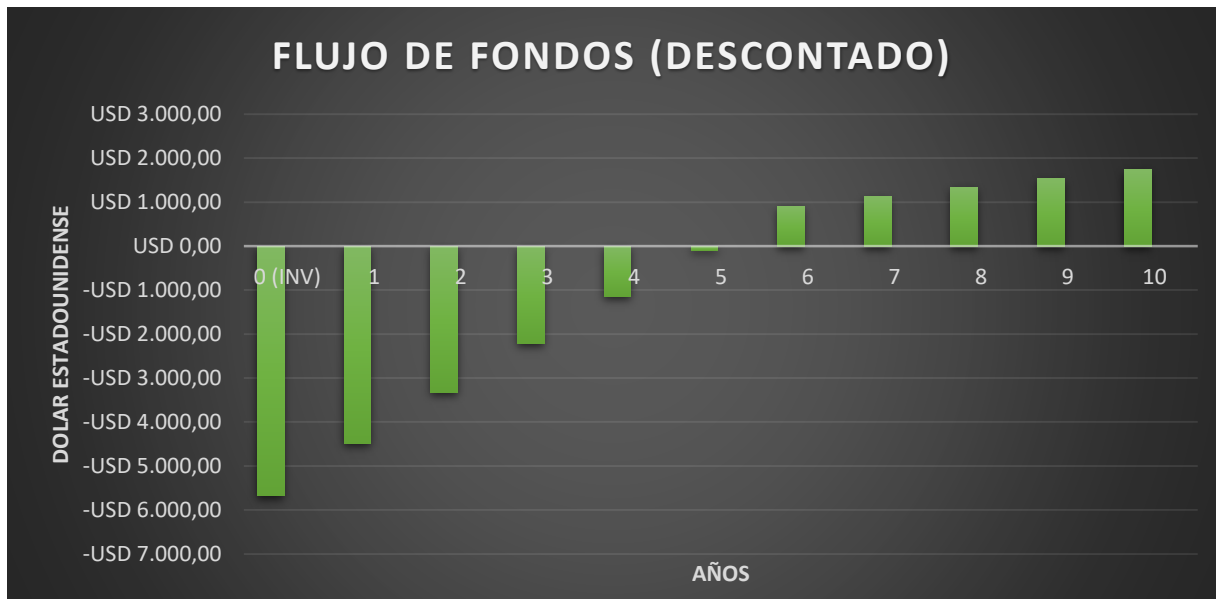


Figura 4.2.7: Flujo de Fondos DESCONTADO a diez años de proyección. Elaboración propia.

Para realizar el flujo de fondos descontado se utiliza el “Valor Actual”. Que representa la medida del valor al día de hoy (Año cero) de los costos y beneficios a incurrir en el futuro. Para el cálculo utilizamos la siguiente formula:

$$P = F_n \times \frac{1}{(1 + i)^n} \quad *$$

$P =$ Valor Actual

$F_n =$ Movimiento de caja n años en el futuro

$n =$ Años en el futuro

$i =$ Tasa de descuento

* Fuente: <http://www.edutecne.utn.edu.ar/eli-iluminacion/cap13.pdf>

El flujo de fondos contable, el flujo descontado y el acumulado se observan en la figura siguiente.

AÑO	FLUJO DE FONDOS	DESCUENTO	ACUMULADO
0 (INV)	-USD 5.677,00	-USD 5.677,00	-USD 5.677,00
1	USD 1.227,39	\$ 1.194,54	-USD 4.482,46
2	USD 1.218,18	\$ 1.153,85	-USD 3.328,61
3	USD 1.209,05	\$ 1.114,55	-USD 2.214,06
4	USD 1.199,98	\$ 1.076,58	-USD 1.137,48
5	USD 1.190,98	\$ 1.039,91	-USD 97,57
6	USD 1.182,05	\$ 1.004,49	USD 906,91
7	USD 263,23	\$ 217,70	USD 1.124,62
8	USD 261,26	\$ 210,29	USD 1.334,90
9	USD 259,30	\$ 203,12	USD 1.538,03
10	USD 257,35	\$ 196,20	USD 1.734,23
		PRI	5,10

Figura 4.2.8: Flujo de Fondos, Flujo descontado y Acumulado durante los diez años de proyección. Tasa de descuento 2.75%. Elaboración Propia.

Como podemos observar en la figura 4.2.8 el flujo acumulado se calcula tomando los valores del flujo descontado. Este descuento se debe al valor del dinero en el tiempo, cuya tasa es igual a la tasa libre de riesgo (2.75%).

Calculamos el periodo de recupero de la inversión descontado de manera similar al caso anterior.

$$PRI = A + \frac{I_0 - B_A}{B} = 5 + \frac{USD\ 5677 - USD\ 5579.43}{USD\ 1004.49} = 5.097\ \text{Años}$$

El Periodo de Recupero de la Inversión DESCONTADO es de 5 Años y 1 mes

4.2.2. Análisis con el plan PROSUMIDORES a Veinte años de Proyección

Tanto los paneles solares, como la mayoría de los equipos utilizados en la instalación fotovoltaica (salvo el inversor), tienen una vida útil que va desde los 25 a los 30 años.

De este modo la mayoría de los equipos de la instalación pueden seguir funcionando perfectamente luego de los diez años produciendo un flujo de caja positivo por un largo tiempo.

Es por ello que realizamos un análisis con un horizonte de tiempo mayor, 20 años.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

Al igual que en el análisis anterior, la moneda a utilizar será el Dólar Estadounidense cuya cotización corresponde a la establecida por el Banco de la Nación Argentina. *

La Tasa Interna de Retorno tendrá ahora el siguiente valor:

$$TIR = 10.94 \% \rightarrow TASA INTERNA DE RETORNO$$

Tal como lo podemos observar en la figura 4.2.9 junto con el flujo de fondos en los veinte años de proyección

* Se toma un dólar a \$ 46 correspondiente a la cotización del Banco Nación, a la fecha 05/06/2019

Calculo TIR Y VAN	
AÑOS	FLUJOS DE FONDOS
0 (INV)	-USD 5.677,00
1	USD 1.227,39
2	USD 1.218,18
3	USD 1.209,05
4	USD 1.199,98
5	USD 1.190,98
6	USD 1.182,05
7	USD 263,23
8	USD 261,26
9	USD 259,30
10	USD 257,35
11	-USD 979,58
12	USD 253,50
13	USD 251,60
14	USD 249,72
15	USD 247,84
16	USD 245,98
17	USD 244,14
18	USD 242,31
19	USD 240,49
20	USD 238,69
TIR	10,94%
VAN	USD 3.826,46
VAN(2,75%)	USD 2.447,44

Figura 4.2.9: TIR Y VAN a 20 Años. Elaboración Propia

En este caso si comparamos la Tasa Interna de Retorno con la Tasa Libre de Riesgo (2.75%) vemos que:

$$TIR > Tasa Libre de Riesgo$$

Una TIR Mayor que la tasa libre de riesgo indica, teóricamente, que la inversión ES RENTABLE frente a esta alternativa.

Valor Actual Neto (VAN)

Tal como en el caso anterior calculamos primero el VAN sin ninguna exigencia y aunque Su valor sea positivo hay que analizarlo más detalladamente para poder concluir si la inversión es rentable.

$$VAN = USD 3826.46$$

El resultado es que en 20 años habré ganado USD 3826.46 por encima de los USD 5677 invertidos.

Como en este caso no estamos teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo se calcula también el VAN (2.75%), el cual exige al capital invertido una rentabilidad anual igual a la Tasa Libre de Riesgo.

$$VAN(2.75\%) = USD 2447.44$$

El valor resultante dice que invirtiendo en energía solar obtenemos, luego de 20 años, USD 2447.44 Excedentes. Dicho de otro modo, tendremos USD 2447.44 por encima del rendimiento exigido y recuperando la inversión realizada.

En la siguiente figura podemos observar más detalladamente los valores TIR y VAN.

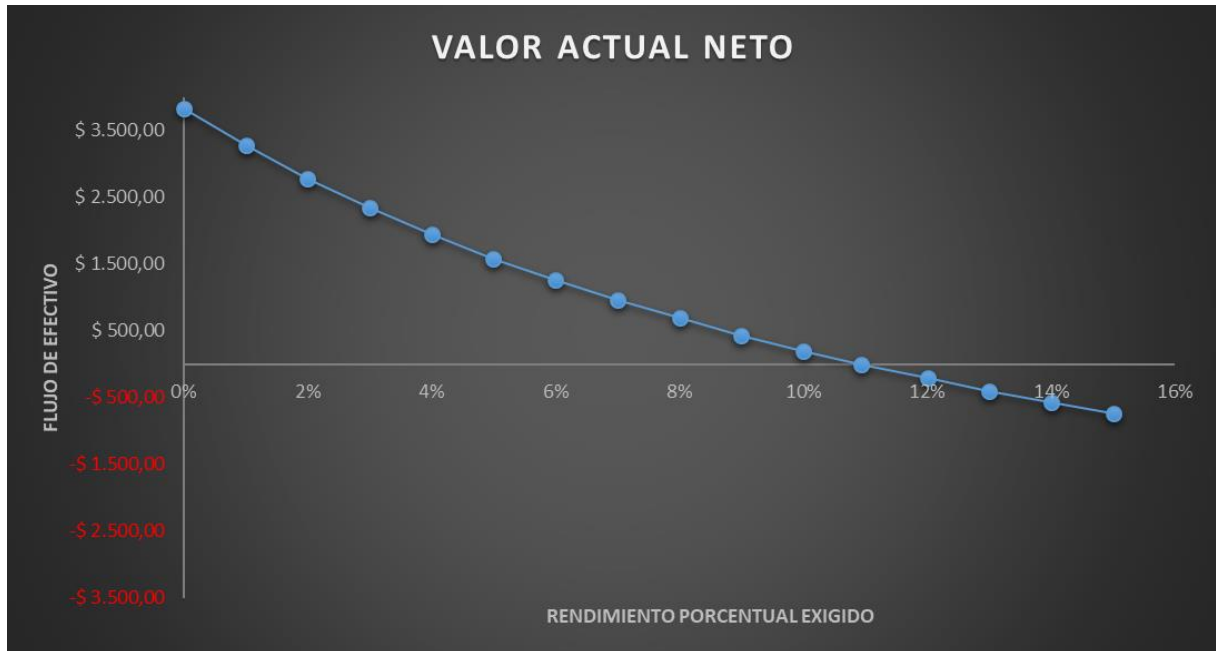


Figura 4.2.10: Valores TIR Y VAN expresados gráficamente. Proyección a 20 años. Elaboración Propia.

Periodo de Recupero de la Inversión (PRI -Contable)

En el primer caso calcularemos el Periodo de recupero de la inversión Contable. Esto quiere decir que no tendremos en cuenta el valor del dinero en el tiempo.

En la siguiente grafica vemos el flujo de fondos, donde se aprecia también el PRI.

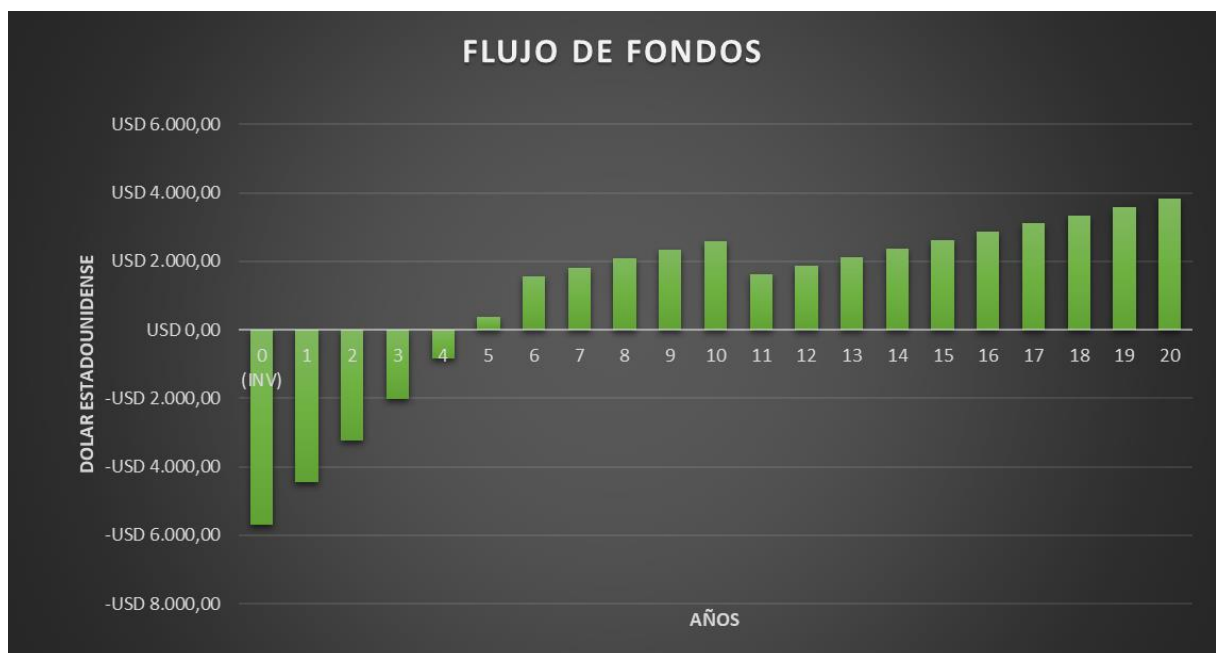


Figura 4.2.11: Flujo de fondos Contable. Elaboración Propia.

La figura 4.2.12 muestra el flujo de caja y el acumulado de los veinte años de proyección. Con estos datos luego calcularemos el PRI.

AÑOS	FLUJOS DE FONDOS	ACUMULADO
0 (INV)	-USD 5.677,00	-USD 5.677,00
1	USD 1.227,39	-USD 4.449,61
2	USD 1.218,18	-USD 3.231,43
3	USD 1.209,05	-USD 2.022,38
4	USD 1.199,98	-USD 822,40
5	USD 1.190,98	USD 368,58
6	USD 1.182,05	USD 1.550,63
7	USD 263,23	USD 1.813,86
8	USD 261,26	USD 2.075,12
9	USD 259,30	USD 2.334,41
10	USD 257,35	USD 2.591,77
11	-USD 979,58	USD 1.612,19
12	USD 253,50	USD 1.865,69
13	USD 251,60	USD 2.117,29
14	USD 249,72	USD 2.367,01
15	USD 247,84	USD 2.614,85
16	USD 245,98	USD 2.860,84
17	USD 244,14	USD 3.104,98
18	USD 242,31	USD 3.347,29
19	USD 240,49	USD 3.587,78
20	USD 238,69	USD 3.826,46
PRI1		4,69

Figura 4.2.12: Flujo de Fondos y Acumulado durante los veinte años de proyección. Elaboración Propia.

Podemos observar, tanto en la figura 4.2.11 como en la figura 4.2.12, que existe una nueva inversión en el año 11, su valor es de 1235 USD. Esto se debe a que la vida útil del Inversor de Corriente (Growatt 3000-s) es de aproximadamente diez años, de modo que superando ese plazo es muy probable que debamos remplazarlo.

Como el flujo de fondos es diferente cada periodo, calculamos el PRI con la siguiente formula:

$$PRI = A + \frac{I_0 - B_A}{B} = 4 + \frac{USD 5677 - USD 4856.6}{USD 1190.98} = 4.69 \text{ Años}$$

A: N° de periodos que precede inmediatamente al de recuperacion

I₀: Inversion inicial

B_A: suma de los flujos de caja hasta el año A

B: Valor del flujo de caja en el año de recuperacion

El Periodo de Recupero de la Inversión es de 4 Años y 8 meses

Periodo de Recupero de la Inversión (PRI -Descontado)

Calculamos, de la misma forma como lo hicimos en el análisis a diez años, el Periodo de Recupero de la Inversión teniendo en cuenta el valor de dinero en el tiempo. Para ello tomamos una tasa de descuento del 2.75% (Tasa libre de riesgo).

El flujo de fondos se puede observar en la siguiente Figura.

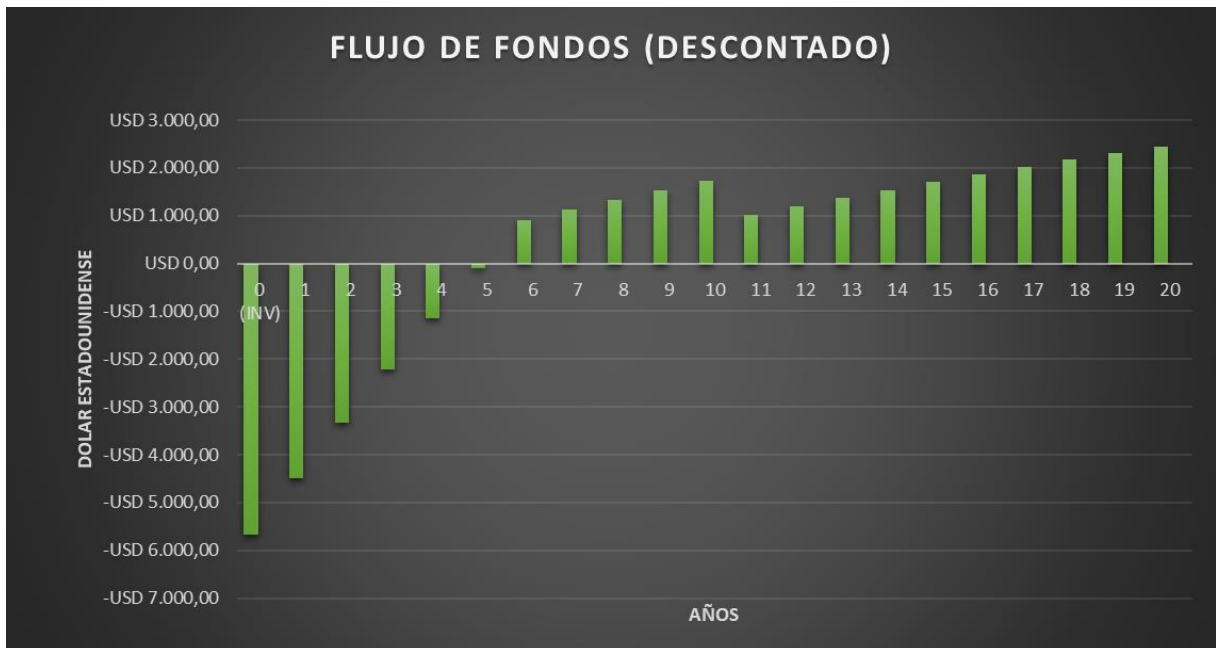


Figura 4.2.13: Flujo de Fondos descontado. Tasa de descuento 2.75%. Elaboración Propia.

El cálculo del flujo de fondos descontado, al igual que en el análisis a diez años se realiza con la siguiente formula.

$$P = F_n \times \frac{1}{(1 + i)^n} \quad *$$

$P =$ Valor Actual

$F_n =$ Movimiento de caja n años en el futuro

$n =$ Años en el futuro

$i =$ Tasa de descuento

* Fuente: <http://www.edutecne.utn.edu.ar/eli-iluminacion/cap13.pdf>

En la siguiente figura tenemos una tabla donde podemos observar el flujo de fondos contable, el flujo de fondos descontado y el acumulado.

AÑO	FLUJO DE FONDOS	DESCUENTO	ACUMULADO
0 (INV)	-USD 5.677,00	-USD 5.677,00	-USD 5.677,00
1	USD 1.227,39	\$ 1.194,54	-USD 4.482,46
2	USD 1.218,18	\$ 1.153,85	-USD 3.328,61
3	USD 1.209,05	\$ 1.114,55	-USD 2.214,06
4	USD 1.199,98	\$ 1.076,58	-USD 1.137,48
5	USD 1.190,98	\$ 1.039,91	-USD 97,57
6	USD 1.182,05	\$ 1.004,49	USD 906,91
7	USD 263,23	\$ 217,70	USD 1.124,62
8	USD 261,26	\$ 210,29	USD 1.334,90
9	USD 259,30	\$ 203,12	USD 1.538,03
10	USD 257,35	\$ 196,20	USD 1.734,23
11	-USD 979,58	-\$ 726,84	USD 1.007,39
12	USD 253,50	\$ 183,06	USD 1.190,45
13	USD 251,60	\$ 176,83	USD 1.367,28
14	USD 249,72	\$ 170,81	USD 1.538,09
15	USD 247,84	\$ 164,99	USD 1.703,07
16	USD 245,98	\$ 159,37	USD 1.862,44
17	USD 244,14	\$ 153,94	USD 2.016,38
18	USD 242,31	\$ 148,69	USD 2.165,07
19	USD 240,49	\$ 143,63	USD 2.308,70
20	USD 238,69	\$ 138,74	USD 2.447,44
		PRI	5,10

Figura 4.2.14 Flujo de Fondos contable, Flujo descontado y Acumulado durante los veinte años de proyección. Tasa de descuento 2.75%. Elaboración Propia.

Calculamos el periodo de recupero de la inversión descontado de manera similar al caso anterior.

$$PRI = A + \frac{I_0 - B_A}{B} = 5 + \frac{USD 5677 - USD 5579.43}{USD 1182.05} = 5.1 \text{ Años}$$

El Periodo de Recupero de la Inversión DESCONTADO es de 5 Años y 1 meses

4.3. Rentabilidad social

La rentabilidad social es el valor que un proyecto aporta a la sociedad, independientemente de si su rentabilidad económica es positiva o no.

Un proyecto se realiza básicamente por dos cuestiones, porque ofrece una rentabilidad económica para el inversor o bien existe cierta rentabilidad o beneficio social por hacer dicho proyecto.

En el caso del presente proyecto existen ambas cuestiones ya que como vimos anteriormente es rentable económicamente (Aunque su rentabilidad sea baja) y también es beneficioso para la sociedad. A continuación, veremos porque:

4.3.1. **Beneficio Ambiental**

Como vimos al comienzo de este proyecto, la generación de energía en la Argentina está basada en combustibles fósiles y fuentes no renovables, de hecho aproximadamente un 95 % de la energía que consumimos proviene de fuentes que de una forma u otra producen un impacto negativo al medio ambiente. Ya sea emitiendo grandes cantidades de CO₂ a la atmósfera lo cual agrava el calentamiento global, o bien inundando gran parte del territorio con embalses artificiales, destruyendo así toda la vida silvestre y cultural existente en la zona.

Los principales beneficios ambientales de la energía solar fotovoltaica se muestran a continuación.

- **Reducción de las emisiones de CO₂:**

Las energías renovables no están exentas en cuanto a la liberación de CO₂ a la atmósfera, ya que, para fabricar un panel fotovoltaico, por ejemplo, se necesita una cierta cantidad de energía, la cual puede provenir de una fuente tanto renovable como no renovable.

Surge entonces lo que se denomina “Tasa de Retorno Energético (TRE), que es el cociente entre la energía que se obtiene libre para un fin y la que se emplea para obtener dicha energía.

$$TRE = \frac{\text{Energía entregada}}{\text{Energía Invertida}}$$

Un coeficiente menor a la unidad indica que la energía invertida es mayor a la entregada. Por el contrario, un valor mayor a la unidad dice que la energía entregada es mayor a la invertida, dando un saldo neto positivo.

Una fuente de energía será tanto mejor cuanto mayor sea su TRE.

La TRE para el caso de la energía fotovoltaica tiene un entre 7 y 20.

En cuanto a las emisiones de CO2 existe lo que se denomina “Factor de emisión” que es la cantidad de CO2 liberado a la atmosfera en la producción de 1 kWh de energía. En Argentina, según los datos de la secretaria de energía* el factor de emisión es de 480 grCO2/kWh, (Factor de Emisión - Fecha de los datos: 05/2019).

En el caso de los módulos fotovoltaicos el factor de emisión va desde 25 a 75 grCO2/kWh, con una media de 50 grCO2/kWh. Cuyo valor utilizaremos para el cálculo. (datos extraídos de sitio web: https://www.ies.upm.es/sfs/IES/IES-UPM/Portada/2017_01_17%20datos%20fotovoltaica%20en%20Espa%C3%B1a.pdf)

Entonces tenemos:

$$\text{Energía anual generada sist Fotovoltaico} \rightarrow 5024 \text{ kWh}$$

$$E = 5024 \text{ kWh} \cdot 0.05 \frac{\text{KgCO}_2}{\text{kWh}} = 251,2 \text{ KgCO}_2$$

E = Equivalente de CO2 liberado a la atmosfera en un año por lo Paneles.

*<http://datos.minem.gob.ar/dataset/calculo-del-factor-de-emision-de-co2-de-la-red-argentina-de-energia-electrica>

Entonces, para generar 5024 kWh de energía mediante paneles fotovoltaicos estaría liberando a la atmosfera 251 Kg de CO₂, esto es un valor anual. Por lo que en veinte años tenemos:

$$E_{20} = 251 \frac{KgCO_2}{año} \cdot 20 \text{ año} = 5020 KgCO_2$$

E_{20} = Equivalente de CO₂ liberado a la atmosfera en 20 años por lo Paneles.

En veinte años de uso, este sistema fotovoltaico emitirá a la atmosfera aproximadamente 5 Toneladas de CO₂.

Comparemos ahora cuanto CO₂ liberaríamos si producimos esta energía mediante combustibles fósiles.

$$E_{fossil} = 5024 kWh \cdot 0.480 \frac{KgCO_2}{kWh} = 2411 KgCO_2$$

E_{fossil} = CO₂ liberado a la atmosfera en un año por combustibles fosiles.

Si generamos esta misma cantidad de energía mediante combustibles fósiles estaríamos emitiendo 2411 KgCO₂ anuales a la atmosfera. En veinte años tendríamos:

$$E_{fossil\ 20} = 2411 \frac{KgCO_2}{año} \cdot 20 \text{ año} = 48220 KgCO_2$$

$E_{fossil\ 20}$ = CO₂ liberado a la atmosfera en 20 años por combustibles fosiles.

Esto nos da un valor de 48 Toneladas de CO₂.

**Mediante el sistema fotovoltaico planteado nos ahorramos de emitir 43
Toneladas de Co2 a la Atmosfera**

Si tenemos en cuenta que un auto promedio emite 120 grCo₂/Km según datos obtenidos del sitio web: <http://coches.idae.es/base-datos/marca-y-modelo>
 Considerando un recorrido anual de 15000 km (datos del sitio web: <https://www.autofact.cl/historial-vehiculo/kilometraje>) tenemos:

$$Emision = 15000 \text{ Km} \times 0.120 \frac{\text{Kg}}{\text{Km}} = 1800 \text{ Kg}$$

Nuestro automóvil emite cada año 1800 Kg de Co₂. Los que en 20 años nos da un aproximado de 36000 Kg de Co₂. Entonces:

$$Autos \text{ equivalentes} = \frac{43000 \text{ KgCo}_2}{36000 \text{ KgCo}_2} = 1.2$$

La reducción de las emisiones equivale a quitar UN AUTOMOVIL de circulación.

- **Generación distribuida:** Cuando se transmite energía eléctrica desde las centrales de generación a los usuarios a través de las redes de transmisión y distribución, se producen pérdidas de energía y potencia. Estas pérdidas son inherentes a la conducción de la energía eléctrica a través de medios físicos y no pueden evitarse del todo.

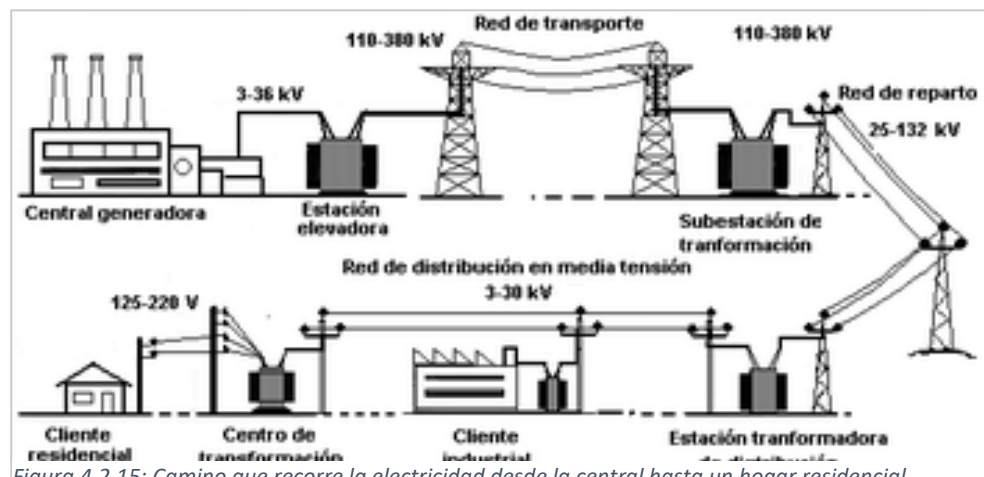


Figura 4.2.15: Camino que recorre la electricidad desde la central hasta un hogar residencial.
https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_suministro_el%C3%A9ctrico

La sanción de la Ley 27.424, en el año 2017 permite a los usuarios de la red de distribución, generar energía a partir de fuentes renovables para auto consumo con eventual inyección de excedentes a la red. Fomentando el desarrollo de la generación distribuida, disminuyendo así las pérdidas en la transmisión, las cuales se consideran aproximadamente del 10%.

- **Fomenta el crecimiento del mercado de energías renovables en argentina:** el precio de los componentes para realizar la instalación planteada en el proyecto, todavía es un poco elevado, tal que, si no existiera el plan PROSUMIDORES, no sería económicamente rentable la instalación de dicho generador fotovoltaico.

Por lo que, tanto el subsidio del gobierno como el compromiso del usuario a ser parte del programa, hace que el crezca el mercado interno y que bajen los costos de los equipos.

CONCLUSION

Hemos recorrido varios aspectos a lo largo del desarrollo de este proyecto y cada uno de los capítulos va reforzando la idea de que la transición hacia la generación renovable ya es una realidad en el mundo.

Como hemos visto, la energía solar fotovoltaica cumple un rol fundamental en esta transición energética, su potencia instalada crece a un nivel exponencial, las tecnologías y técnicas de fabricación mejoran continuamente, y los precios cada vez son más bajos.

En la República argentina, este cambio recién comienza, pero el recurso solar disponibles dentro del territorio nacional es gigantesco.

Si a esto le sumamos las medidas gubernamentales tomadas en los últimos años, las cuales fomentan el desarrollo de la generación renovable, se genera un escenario en el cual la generación solar fotovoltaica tiene enormes posibilidades de desarrollo.

Corresponde también hacer un análisis en cuanto al beneficio ambiental que se produce al realizar estas instalaciones, de echo una instalación fotovoltaica como la que planteamos en este proyecto evita la emisión a la atmosfera de 43 toneladas de CO₂, las cuales seria liberadas en caso de generar energía mediante una fuente no renovable.

Como conclusión final podemos decir que:

- La rentabilidad que ofrece un sistema fotovoltaico adherido al plan PROSUMIDORES es mayor a la que se obtendría mediante un plazo fijo en dólares.
- Además de que exista rentabilidad económica, existe también un beneficio ambiental considerable, evitando la emisión de 43 toneladas de Co₂ a la atmosfera.

BIBLIOGRAFIA

- Renewable Power Generation Costs in 2017, IRENA (International Renewable Energy Agency)
- REN 21 – Renewables 2018, Global status report
- Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas. Vicente Mascaros Mateo.
- Configuración de las instalaciones solares fotovoltaicas. Julián Cantos Serrano.
- Energía Solar Fotovoltaica, Oscar Perpiñán Lamigueiro.
- Proyectos de Inversión, 2da Edición – Nassir Sapag Chaín
- Decreto provincial N° 1710.
- Ley N° 27.424
- Ley N° 27191/2015
- Reglamentación AEA 90364 – Parte 7 – Sección 771. Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles.
- Reglamentación AEA 90364 – Parte 7 – Sección 712. Sistemas de suministro de energía mediante paneles solares fotovoltaicos.
- Resolución N° 442/13 de EPE. Procedimiento Técnico Para la Conexión de Grupos Generadores en Isla o En Paralelo con la Red de E.P.E.S.F.
- Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina, Comisión Nacional de Energía Atómica.
- Programa Prosumidores. Recuperado en junio de 2019 del sitio web <https://www.santafe.gob.ar/ms/prosumidores/quiero-ser-prosumidor/domiciliarios/>
- Célula Fotoeléctrica. Recuperado en junio de 2019 del sitio web https://es.wikipedia.org/wiki/Celula_fotoelectrica

- Irradiación Solar. Recuperado en Junio de 2019 del sitio web <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- Irradiación Solar. Recuperado en Junio de 2019 del sitio web <http://energiasdemipais.educ.ar/fuentes-de-energia-potencial/mapa-de-radiacion-solar/>
- Sistemas fotovoltaicos. Recuperado en junio de 2019 del sitio web <http://moenergy.cl/diferencia-entre-sistemas-fotovoltaicos-on-grid-off-grid-e-hibridos/>
- Datos climáticos Reconquista. Recuperado en Junio de 2019 del sitio web <https://es.weatherspark.com/y/28886/Clima-promedio-en-Reconquista-Argentina-durante-todo-el-año>
- Risen. Data Sheet, Polycrystalline Module RSM72-6-320P-340P/4BB.
- Data sheet Growatt 1000-S/1500-S/2000-S/3000-S
- Data sheet Exshellent Solar. Cables de corriente continua.
- Potencia Instalada. Recuperado en Junio de 2019 del sitio web <https://despachorenovables.cammesa.com/potencia-instalada/>
- Análisis económico de la iluminación Eficiente. Recuperado en junio de 2019 del sitio web <http://www.edutecne.utn.edu.ar/eli-iluminacion/cap13.pdf>
- Instituto para la Diversificación y el ahorro de la Energía. Gobierno de España. Recuperado en junio de 2019 del sitio web <http://coches.idae.es/base-datos/marca-y-modelo>
- Technical Data. Recuperado en junio de 2019 del sitio web <http://www.ginverter.com/en/Products/Inverters/String-inverters/Growatt-750-3000-S>
- Software “PVSyst V6.78”. Base de Datos “NASA – SSE satellite data 1983 – 2005”



ANEXO I

CALCULOS

Estimación de facturación

COMPARACION DE FACTURA CON Y SIN GENERACION RENOVABLE			
Prosumidor			
Direccion			
Aporte EPE (\$/kWh)	2,52	10,52	
Aporte Sec.Ener.(\$/kWh)	8		
Tarifa EPE (1401) Bim 01			
Servicio		\$	155,74
Primeros 75 kWh/mes		\$	3,79
Segundos 75 kWh/mes		\$	4,24
Siguientes 150 kWh/mes		\$	6,14
Exedente 300 kWh/mes		\$	7,60
Consumos reales		Costos	
TOTAL CONSUMIDO	1513 kWh		
Primeros 75 kWh/mes	150 kWh	\$	568,73
Segundos 75 kWh/mes	150 kWh	\$	636,60
Siguientes 150 kWh/mes	300 kWh	\$	1.843,26
Exedente 300 kWh/mes	913 kWh	\$	6.943,27
Generacion	961,00 kWh		
		Sin generacion	Con generacion
Sub Total Básico		\$ 10.147,59	
Aporte EPE			\$ 2.421,72
Importe Básico		\$ 10.147,59	\$ 7.725,87
Ley 6604-FER	1,50%	\$ 152,21	\$ 115,89
Ley 23681	0,00%		
Ley 7797	6,00%	\$ 608,86	\$ 463,55
Cuota alumbrado público		\$ 741,64	\$ 741,64
IVA 21% s/básico mas C.A	21,00%	\$ 2.286,74	\$ 1.778,18
Ley 12692 Energías Renovables		\$ 5,92	\$ 5,92
TOTAL SIN GENERACION		\$ 13.942,96	
Aporte Secretaria de energia			\$ 7.688,00
TOTAL CON GENERACION			\$ 3.143,05
AHORRO			\$ 10.799,91

Tarifa EPE (1401) Bim 02			
Servicio		\$	155,74
Primeros 75 kWh/mes		\$	3,79
Segundos 75 kWh/mes		\$	4,24
Siguientes 150 kWh/mes		\$	6,14
Exedente 300 kWh/mes		\$	7,60
Consumos reales		Costos	
TOTAL CONSUMIDO	1333 kWh		
Primeros 75 kWh/mes	150 kWh	\$	568,73
Segundos 75 kWh/mes	150 kWh	\$	636,60
Siguientes 150 kWh/mes	300 kWh	\$	1.843,26
Exedente 300 kWh/mes	733 kWh	\$	5.574,39
Generacion		870,00 kWh	
		Sin generacion	Con generacion
Sub Total Básico		\$ 8.778,71	
Aporte EPE			\$ 2.192,40
Importe Básico		\$ 8.778,71	\$ 6.586,31
Ley 6604-FER	1,50%	\$ 131,68	\$ 98,79
Ley 23681	0,00%		
Ley 7797	6,00%	\$ 526,72	\$ 395,18
Cuota alumbrado público		\$ 616,96	\$ 616,96
IVA 21% s/básico mas C.A	21,00%	\$ 1.973,09	\$ 1.512,69
Ley 12692 Energías Renovables		\$ 5,92	\$ 5,92
TOTAL SIN GENERACION		\$ 12.033,09	
Aporte Secretaria de energia			\$ 6.960,00
TOTAL CON GENERACION			\$ 2.255,85
AHORRO			\$ 9.777,23

Tarifa EPE (1401) Bim 03			
Servicio		\$	155,74
Primeros 75 kWh/mes		\$	3,79
Segundos 75 kWh/mes		\$	4,24
Siguientes 150 kWh/mes		\$	6,14
Exedente 300 kWh/mes		\$	7,60
Consumos reales		Costos	
TOTAL CONSUMIDO	973 kWh		
Primeros 75 kWh/mes	150 kWh	\$	568,73
Segundos 75 kWh/mes	150 kWh	\$	636,60
Siguientes 150 kWh/mes	300 kWh	\$	1.843,26
Exedente 300 kWh/mes	373 kWh	\$	2.836,63
Generacion	742,00 kWh		
		Sin generacion	Con generacion
Sub Total Básico		\$ 6.040,95	
Aporte EPE			\$ 1.869,84
Importe Básico		\$ 6.040,95	\$ 4.171,11
Ley 6604-FER	1,50%	\$ 90,61	\$ 62,57
Ley 23681	0,00%		
Ley 7797	6,00%	\$ 362,46	\$ 250,27
Cuota alumbrado público		\$ 498,66	\$ 498,66
IVA 21% s/básico mas C.A	21,00%	\$ 1.373,32	\$ 980,65
Ley 12692 Energías Renov		\$ 5,92	\$ 5,92
TOTAL SIN GENERACION		\$ 8.371,92	
Aporte Secretaria de energia			\$ 5.936,00
TOTAL CON GENERACION			\$ 33,17
AHORRO			\$ 8.338,74

Tarifa EPE (1401) Bim 04			
Servicio		\$	155,74
Primeros 75 kWh/mes		\$	3,79
Segundos 75 kWh/mes		\$	4,24
Siguientes 150 kWh/mes		\$	6,14
Exedente 300 kWh/mes		\$	7,60
Consumos reales		Costos	
TOTAL CONSUMIDO	960 kWh		
Primeros 75 kWh/mes	150 kWh	\$	568,73
Segundos 75 kWh/mes	150 kWh	\$	636,60
Siguientes 150 kWh/mes	300 kWh	\$	1.843,26
Exedente 300 kWh/mes	360 kWh	\$	2.737,76
Generacion	668,00 kWh		
		Sin generacion	Con generacion
Sub Total Básico		\$ 5.942,09	
Aporte EPE			\$ 1.683,36
Importe Básico		\$ 5.942,09	\$ 4.258,73
Ley 6604-FER	1,50%	\$ 89,13	\$ 63,88
Ley 23681	0,00%		
Ley 7797	6,00%	\$ 356,53	\$ 255,52
Cuota alumbrado público		\$ 498,66	\$ 498,66
IVA 21% s/básico mas C.A	21,00%	\$ 1.352,56	\$ 999,05
Ley 12692 Energías Renov		\$ 5,92	\$ 5,92
TOTAL SIN GENERACION		\$ 8.244,88	
Aporte Secretaria de energia			\$ 5.344,00
TOTAL CON GENERACION			\$ 737,76
AHORRO			\$ 7.507,12

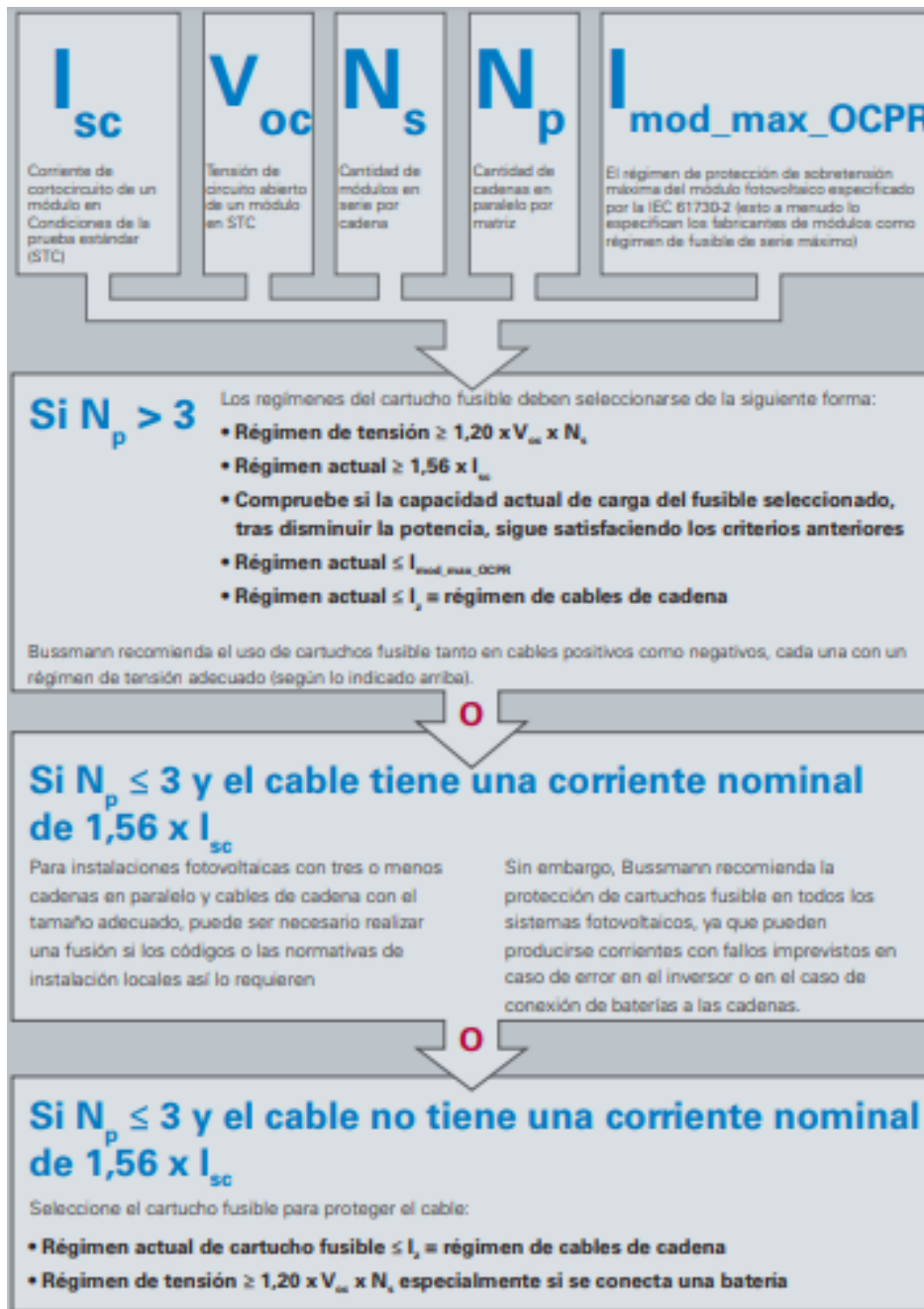
Tarifa EPE (1401) Bim 05				
Servicio		\$		155,74
Primeros 75 kWh/mes		\$		3,79
Segundos 75 kWh/mes		\$		4,24
Siguientes 150 kWh/mes		\$		6,14
Exedente 300 kWh/mes		\$		7,60
Consumos reales		Costos		
TOTAL CONSUMIDO	785 kWh			
Primeros 75 kWh/mes	150 kWh	\$		568,73
Segundos 75 kWh/mes	150 kWh	\$		636,60
Siguientes 150 kWh/mes	300 kWh	\$		1.843,26
Exedente 300 kWh/mes	185 kWh	\$		1.406,91
Generacion		859,00 kWh		
		Sin generacion		Con generacion
Sub Total Básico		\$	4.611,23	
Aporte EPE				\$ 2.164,68
Importe Básico		\$	4.611,23	\$ 2.446,55
Ley 6604-FER	1,50%	\$	69,17	\$ 36,70
Ley 23681	0,00%			
Ley 7797	6,00%	\$	276,67	\$ 146,79
Cuota alumbrado público		\$	498,66	\$ 498,66
IVA 21% s/básico mas C.A	21,00%	\$	1.073,08	\$ 618,49
Ley 12692 Energías Renov		\$	5,92	\$ 5,92
TOTAL SIN GENERACION		\$	6.534,73	
Aporte Secretaria de energia				\$ 6.872,00
TOTAL CON GENERACION				-\$ 3.118,89
AHORRO				\$ 9.653,61

Tarifa EPE (1401) Bim 06			
Servicio		\$	155,74
Primeros 75 kWh/mes		\$	3,79
Segundos 75 kWh/mes		\$	4,24
Siguientes 150 kWh/mes		\$	6,14
Exedente 300 kWh/mes		\$	7,60
Consumos reales		Costos	
TOTAL CONSUMIDO	1098 kWh		
Primeros 75 kWh/mes	150 kWh	\$	568,73
Segundos 75 kWh/mes	150 kWh	\$	636,60
Siguientes 150 kWh/mes	300 kWh	\$	1.843,26
Exedente 300 kWh/mes	498 kWh	\$	3.787,24
Generacion		924,00 kWh	
		Sin generacion	Con generacion
Sub Total Básico		\$ 6.991,56	
Aporte EPE			\$ 2.328,48
Importe Básico		\$ 6.991,56	\$ 4.663,08
Ley 6604-FER	1,50%	\$ 104,87	\$ 69,95
Ley 23681	0,00%		
Ley 7797	6,00%	\$ 419,49	\$ 279,78
Cuota alumbrado público		\$ 616,96	\$ 616,96
IVA 21% s/básico mas C.A	21,00%	\$ 1.597,79	\$ 1.108,81
Ley 12692 Energías Renovables		\$ 5,92	\$ 5,92
TOTAL SIN GENERACION		\$ 9.736,60	
Aporte Secretaria de energia			\$ 7.392,00
TOTAL CON GENERACION			-\$ 647,50
AHORRO			\$ 10.384,10

Selección de fusible

Los sistemas con menos de tres cadenas no generan suficiente corriente como para dañar los módulos en caso de fallo. de todas maneras, es recomendable la protección mediante cartuchos fusibles. Esto asegura la protección de los paneles solares en caso de errores en el inversor.

Para realizar la selección de los cartuchos fusibles adecuados, seguimos los pasos que especifica el fabricante BUSMANN.



Datos de nuestro sistema fotovoltaico:

$$N_C = 1 \text{ (Cadena- String)}$$

$$N_F = 9 \text{ (Módulos)}$$

$$V_{MF} = 46.3 \text{ (V)}$$

$$V_{GF} = 416.7 \text{ (V)}$$

$$I_{SC} = 9.25 \text{ (A)}$$

$$I_{mod-max} = 15 \text{ (A)}$$

Debemos cumplir los siguientes parámetros:

$$\text{Regimen de tension} \geq 1.2 \times V_{MF} \times N_F \rightarrow \text{Reg.Tension} \geq 500.04$$

$$\text{Regimen Actual} \geq 1.56 \times I_{SC} \rightarrow \text{Reg.Actual} \geq 14.4$$

A su vez:

$$\text{Regimen Actual} \leq I_Z \rightarrow \text{Corriente admisible del conductor}$$

$$\text{Regimen Actual} \leq I_{mod-max} \rightarrow \text{Regimen de fusibe de serie max (15 A)}$$

El cartucho fusible seleccionado debe tener una corriente nominal entre 14.5 – 15 A y debe soportar una tensión mayor a 500 V.

Seleccionamos entonces del catálogo BUSMANN pág.14:

- **Cartucho fusible PVM-15 (In = 15 A / Tensión = 600 V)**



ANEXO II

REQUISITOS DE ADHESION AL PLAN PROSUMIDORES



EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1.8 kV DC - 0.6/1 kV AC

Conductor : Conductor estañado clase 5 para servicio móvil (-F)
 Aislación : Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
 Cubierta : Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)
 Norma Constructiva : AENOR EA 0038
TÜV 2 Pfg 1169/08.2007 cables para paneles solares.

Norma Nac / Europea : UNE-EN 60332-1-2
 UNE-EN 50226-2-4
 UNE-EN 50267
 UNE EN 61034-2

Internacional : IEC 60332-1-2
 IEC 60332-3-24
 IEC 60754
 IEC 61034-2



La serie de cables EXZHELLENT SOLAR (AS), está constituida por cables flexibles monoconductores de tensión 1,8 kV en corriente continua (cc)

Son cables específicos para instalaciones solares fotovoltaicas (pV), capaces de soportar las extremas condiciones ambientales que se producen en este tipo de instalaciones.

Sus características principales son:

- :: Servicio móvil.
- :: Alta seguridad. **Especialmente diseñado para no dañar los paneles solares.**
- :: Resistencia a la intemperie.
- :: Trabajo a muy baja temperatura (-40°C)
- :: Resistencia a la abrasión, el desgarro y los aceites y grasas industriales.
- :: Endurecimiento térmico de los materiales para garantizar una vida útil de 30 años.

La temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90°C, pudiendo soportar temperaturas de 120°C durante 20.000 horas



EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1.8 kV DC - 0.6/1 kV AC					
SECCIÓN	DIÁMETRO EXTERIOR	PESO	RADIO MÍNIMO CURVATURA	RESISTENCIA MAX DEL CONDUCTOR	INTENSIDAD AL AIRE / 40°C
mm ²	mm	kg/Km	mm	Ohm/km	A
1x2,5	5,0	50	20	8,21	41
1x4	5,6	65	23	5,09	55
1x6	6,8	85	26	3,39	70
1x10	7,9	140	32	1,95	96
1x16	8,8	200	35	1,24	132

OTROS CALIBRES, REALIZAR CONSULTA A NUESTRO EQUIPO

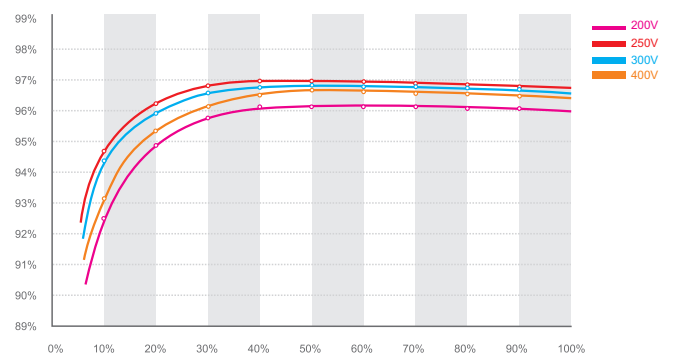
Growatt 1000-S/1500-S/2000-S/3000-S



Leading - edge Technology

- ▶ Maximum efficiency of 97% and wide input voltage range
- ▶ Internal DC switch
- ▶ Transformerless GT topology
- ▶ Compact design
- ▶ Ethernet / RF technology / Wi-Fi
- ▶ Sound control
- ▶ Easy installation
- ▶ Comprehensive Growatt warranty program

Growatt 1500S efficiency



GROWATT NEW ENERGY TECHNOLOGY Co.,LTD

A: No.28 Guanghui Road, Longteng Community, Shiyan, Baoan District, Shenzhen, P.R.China.

T: + 86 755 2747 1900

F: + 86 755 2749 1460

E: info@ginverter.com

Datasheet	Growatt 1000-S	Growatt 1500-S	Growatt 2000-S	Growatt 3000-S
Input data (DC)				
Max. recommended PV power (for module STC)	1300W	1900W	2300W	3400W
Max. DC voltage	450V	450V	450V	500V
Start voltage	80V	80V	80V	80V
PV voltage range	70V-450V	70V-450V	70V-450V	70V-500V
MPP work voltage range/ nominal voltage	70V-450V/180V	70V-450V/250V	70V-450V/250V	70V-500V/250V
Full load dc voltage range	110V-400V	175V-400V	200V-400V	250V-400V
Max. input current	10A	10A	10A	13A
Max. input current per string	10A	10A	10A	13A
Number of independent MPP trackers /strings per MPP tracker	1/1	1/1	1/1	1/1
Output (AC)				
Rated AC output power	1000W	1600W	2000W	3000W
Max. AC power	1000W	1650W	2000W	3000W
Max. output current	4.7A	7.8A	9.5A	14.3A
AC nominal voltage; range	220,230,240V; 180Vac-280Vac	220,230,240V; 180Vac-280Vac	220,230,240V; 180Vac-280Vac	220,230,240V; 180Vac-280Vac
AC grid frequency; range	50,60 Hz;±5 Hz	50,60 Hz;±5 Hz	50,60 Hz;±5 Hz	50,60 Hz;±5 Hz
Power factor	1	1	1	1
THDI	<3%	<3%	<3%	<3%
AC connection	Single phase	Single phase	Single phase	Single phase
Efficiency				
Max. efficiency	97%	97%	97%	97%
Euro weighted efficiency	95.5%	96.5%	96.5%	96.5%
MPPT efficiency	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%
Protection Devices				
DC reverse polarity protection	yes	yes	yes	yes
DC switch rating for each MPPT	yes	yes	yes	yes
Output over current protection	yes	yes	yes	yes
Output over voltage protection -varistor	yes	yes	yes	yes
Ground fault monitoring	yes	yes	yes	yes
Grid monitoring	yes	yes	yes	yes
Integrated all - pole sensitive leakage current monitoring unit	yes	yes	yes	yes
General Data				
Dimensions (W / H / D) in mm	271*267*127	271*267*127	271*267*127	320*261*142
Weight	5KG	5KG	5.5KG	6.6KG
Operating temperature range	- 25°C ... +60°C with derating above 45°C	- 25°C ... +60°C with derating above 45°C	- 25°C ... +60°C with derating above 45°C	- 25°C ... +60°C with derating above 45°C
Noise emission (typical)	≤25 dB(A)	≤25 dB(A)	≤25 dB(A)	≤25 dB(A)
Altitude	2000m(6560ft) without derating	2000m(6560ft) without derating	2000m(6560ft) without derating	2000m(6560ft) without derating
Self-Consumption night	<0.5 W	<0.5 W	<0.5 W	<0.5 W
Topology	Transformerless	Transformerless	Transformerless	Transformerless
Cooling concept	Natural	Natural	Natural	Natural
Environmental Protection Rating	IP 65	IP 65	IP 65	IP 65
Relative humidity	100%	100%	100%	100%
Features				
DC connection	H4	H4	H4	H4
AC connection	Connector	Connector	Connector	Connector
Display	LCD	LCD	LCD	LCD
Interfaces: RS232/ RF/ Wi-Fi/ Ethernet	yes /opt/opt/opt	yes /opt/opt/opt	yes /opt/opt/opt	yes /opt/opt/opt
Warranty: 5 years / 10 years	yes /opt	yes /opt	yes /opt	yes /opt
Certificates and Approvals				

HIGH PERFORMANCE POLYCRYSTALLINE MODULE

RSM72-6-320P-340P/4BB

72 CELL POLYCRYSTALLINE MODULE

320-340Wp POWER OUTPUT RANGE

17.5% MAXIMUM EFFICIENCY



About Risen Energy

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 2002, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.



KEY SALIENT FEATURES

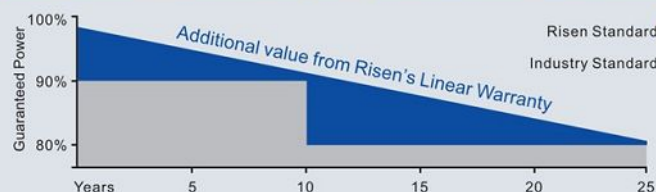
- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- Photon Independent field testing - Ranked in the top 2 of 176 international suppliers
- Industry leading lowest thermal co-efficient of Power
- Industry leading 12 years product warranty
- Excellent low irradiance performance
- Excellent PID resistance
- Positive tight power tolerance of 3%
- Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
- Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
- Warranted reliability and stringent quality assurances' well beyond certified requirements
- Certified to withstand severe environmental conditions
 - ♦ Anti-reflective & anti-soiling surface minimise power loss from dirt and dust
 - ♦ Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments
 - ♦ Excellent mechanical load 2400Pa & snow load 5400Pa resistance



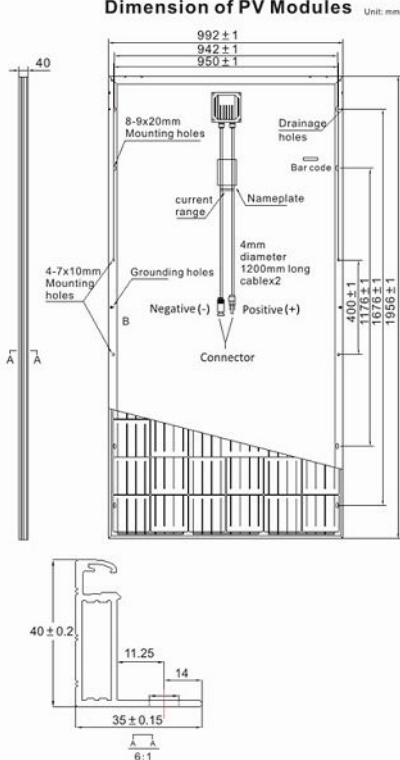
RISEN ENERGY CO., LTD.
Tashan Industry Zone, Meilin,
Ninghai 315609, Ningbo | PRC
Tel: +86-574-59953239
Fax: +86-574-59953599
E-mail: marketing@risenenergy.com
Website: www.risenenergy.com

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



Dimension of PV Modules



ELECTRICAL DATA(STC)

Model Number	RSM72-6-320P	RSM72-6-325P	RSM72-6-330P	RSM72-6-335P	RSM72-6-340P
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	320	325	330	335	340
Open Circuit Voltage-Voc(V)	45.7	46.0	46.3	46.5	46.8
Short Circuit Current-Isc(A)	9.15	9.20	9.25	9.30	9.35
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	37.3	37.7	38.1	38.4	38.6
Maximum Power Current-Impp(A)	8.60	8.65	8.70	8.75	8.80
Module Efficiency (%)	16.5	16.8	17.1	17.3	17.5

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

ELECTRICAL DATA(NOCT)

Model Number	RSM72-6-320P	RSM72-6-325P	RSM72-6-330P	RSM72-6-335P	RSM72-6-340P
Maximum Power-Pmax (Wp)	234.7	238.4	245.9	249.6	253.3
Open Circuit Voltage-Voc (V)	42.2	42.5	43.0	43.3	43.6
Short Circuit Current-Isc (A)	7.36	7.40	7.49	7.53	7.57
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	33.8	34.0	34.5	34.7	34.9
Maximum Power Current-Impp (A)	6.95	7.01	7.13	7.19	7.26

NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Polycrystalline 156×156 mm
Cell configuration	72 cells (6×12)
Module dimensions	1956×992×40mm
Weight	24kg
Superstrate	4.0 mm, High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Backsheet
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy type 6063T5, Silver Color
J-Box	Potted, IP67, 1000VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), 1200mm length
Connector	IP67 MC4 Compatible

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.05%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.39%/°C
Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000VDC
Max Series Fuse Rating	15A
Limiting Reverse Current	15A

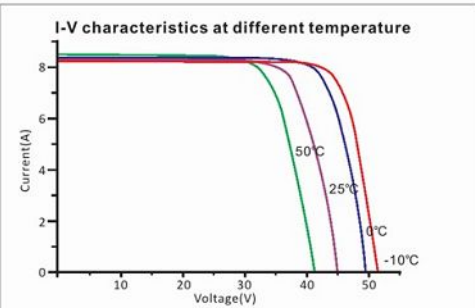
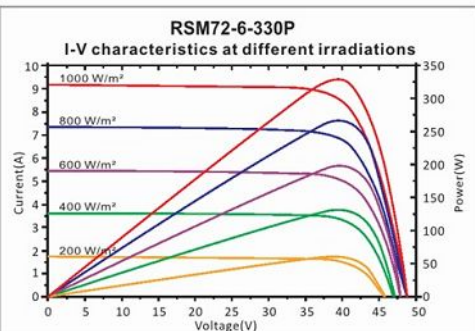
PACKAGING CONFIGURATION

	40ft	20ft
Number of modules per container	624	260
Number of modules per pallet	26	26
Number of pallets per container	24	10
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1980×1100×1135	1980×1100×1135
Box gross weight[kg]	680	680

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

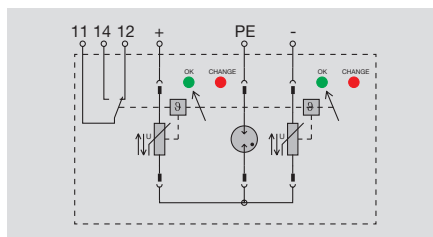
©2017 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Our Partners:

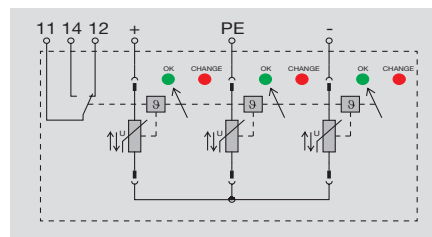


Protectores contra sobretensiones entre las placas fotovoltaicas y el ondulador (DC)

PU II 2+1/R 1000 V / 40 kA



PU II 3/R 1000 V / 40 kA



Datos técnicos

Tensión nominal sistema fotovoltaico U_{oc} (+,-) según IEC 60364-7-712
 Máxima tensión (DC) permanente (+/-)
 Máxima tensión (DC) permanente (+/PE) / (-/PE)
 Tipo según IEC 61643-1
 Corriente descarga nominal, por polo I_n (8/20 μ s)
 Corriente descarga máxima, por polo I_{max} (8/20 μ s)
 Corriente descarga máxima, total I_{total} (8/20 μ s)
 Tiempo de respuesta
 Intensidad máx. del equipo a proteger
 Nivel de protección con I_n Up (+,-) típico
 Indicación óptica de funcionamiento
 Contacto de aviso (en versiones con aviso remoto)
 Diseño
 Color
 Temperatura de servicio
 Temperatura almacenamiento
 Homologaciones

≤ 1000 VDC
 1200 VDC
 1100 VDC
 Tipo 2
 20kA
 40kA
 40kA
 ≤ 25 ns
 125 A gl
 4000 V
 verde = ok, rojo = descargador defectuoso, cambiar
 250 V 1A 1CO
 3 TE ; Módulos insertables a TS 35
 base negro, descargador rojo / azul
 -40°C ... 70°C
 -40°C ... 70°C
 CE, ÖVE, cURus disponible en breve

≤ 1000 VDC
 1200 VDC
 1200 VDC
 Tipo 2
 20kA
 40kA
 40kA
 ≤ 25 ns
 125 A gl
 5300 V
 verde = ok, rojo = descargador defectuoso, cambiar
 250 V 1A 1CO
 3 TE ; Módulos insertables a TS 35
 base negro, descargador rojo / azul
 -40°C ... 70°C
 -40°C ... 70°C
 CE, ÖVE, cURus disponible en breve

Dimensiones

Sección embornada (nom. / min. / máx.) mm2
 Longitud / Anchura / Altura mm

Sin contacto	Con contacto
25 / 4 / 25	25 / 4 / 25
97 / 54 / 64	99 / 54 / 58

Sin contacto	Con contacto
25 / 4 / 25	25 / 4 / 25
90 / 54 / 64	97 / 54 / 64

Indicaciones

Este producto también cumple los requisitos de tipo 3 con U_{oc} 6kV

Este producto también cumple los requisitos de tipo 3 con U_{oc} 6kV

Datos para pedido

Sin contacto de aviso remoto
 Con contacto de aviso remoto

Tipo	Código
PU II 2+1 1000VDC/40kA	8882340001
PU II 2+1R 1000VDC/40kA	8882350001

Tipo	Código
PU II 3 PH 1000VDC/40kA	8860080001
PU II 3 PH R 1000VDC/40kA	8860090001

Accesorios

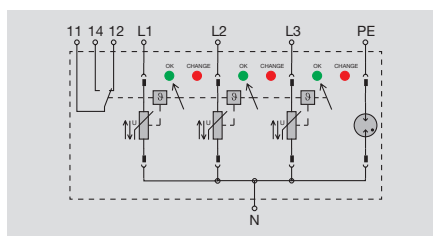
Descargador de repuesto insertable

Tipo	Código
PU II 0 550V/40kA	8860120000
PU II 0 N-PE 280V/40kA	8871940000

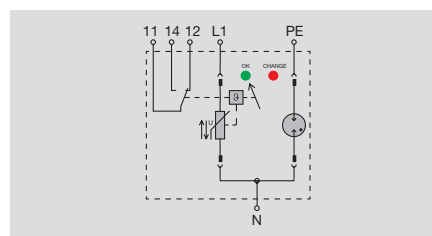
Tipo	Código
PU II 0 550V/40kA	8860120000

Protectores contra sobretensiones entre el ondulator y la red general de distribución (AC)

PU II 3+1/R 280 V / 40kA



PU II 1+1/R 280 V / 40kA



Datos técnicos

Tensión nominal, Un (AC)
 Máxima tensión permanente, Uc (AC)
 Tipo según IEC 61643-1
 Corriente descarga nominal, por polo In (8/20 μs)
 Corriente descarga máxima, por polo Imax (8/20 μs)
 Corriente descarga máxima, total Ittotal (8/20 μs)
 Tiempo de respuesta
 Intensidad máx. del equipo a proteger
 Máxima tensión permanente, Uc (N-PE)
 Máxima corriente de descarga por circuito 8/20 μs (N-PE)
 Nivel de protección con In (Up) (L-N) / (N-PE)
 Indicación óptica de funcionamiento ctooso, cambiar
 Contacto de aviso PU II 1+1 R
 Diseño Módulos insertables a TS 35
 Color negro, descargador rojo / azul
 Temperatura de servicio
 Temperatura almacenamiento
 Homologaciones

230 V / 400 V
 280 V
 Tipo 2 *
 20 kA
 40 kA
 150 kA
 ≤ 25 ns
 125 A gl
 260 V
 40 kA
 < 1450 V / < 1350 V
 verde = ok, rojo = descargador defectuoso, cambiar
 250 V 1A 1CO en PU II 3+1 R R
 4 TE ; Módulos insertables a TS 35
 base negro, descargador rojo / azul
 -40°C ... 70°C
 -40°C ... 70°C
 CE, ÖVE, cURus disponible en breve

230 V
 280 V
 Tipo 2 *
 20 kA
 40 kA
 75 kA
 ≤ 25 ns
 125 A gl
 260 V
 40 kA
 < 1450 V / < 1350 V
 verde = ok, rojo = descargador defectuoso, cambiar
 250 V 1A 1CO en PU II 1+1 R
 2 TE ; Módulos insertables a TS 35
 base negro, descargador rojo / azul
 -40°C ... 70°C
 -40°C ... 70°C
 CE, ÖVE, cURus disponible en breve

Dimensiones	
Sección embornada (nom. / min. / máx.)	mm2
Longitud / Anchura / Altura	mm

Sin contacto	Con contacto
25 / 4 / 25	25 / 4 / 25
90 / 72 / 64	97 / 72 / 64

Sin contacto	Con contacto
25 / 4 / 25	25 / 4 / 25
90 x 36 x 64	97 / 36 / 64

Indicaciones

* Comprobado para Tipo 3

* Comprobado para Tipo 3

Datos para pedido

Sin contacto de aviso remoto
 Con contacto de aviso remoto

Tipo	Código
PU II 3+1 280V/40kA	8859710000
PU II 3+1R 280V/40kA	8859720000

Tipo	Código
PU II 1+1 280V/40kA	8859730000
PU II 1+1R 280V/40kA	8859740000

Accesorios

Descargador de repuesto insertable

Tipo	Código
PU II 0 280V/40kA	8859750000
PU II 0 N-PE 280V/40kA	8871940000

Tipo	Código
PU II 0 280V/40kA	8859750000
PU II 0 N-PE 280V/40kA	8871940000

Especificaciones de la oferta de cartuchos fusible fotovoltaicos solares

Tipo de cuerpo	Tamaño del cuerpo	Tipo de fusible	Símbolo del catálogo	Corriente (amperios)	Tensión (V CC)	Normas				Número de ficha de producto	Número de página
						gPV ¹	UL	CCC	CSA		
Cilíndrico	10x38 mm	Férula	PVM-(amperios)	4 -10, 12, 15, 20, 25, 30 A	600	✓		✓		2153	15
		Férula	PV-(amperios)A10F								
		Fijación con perno	PV-(amperios)A10-T	1-3, 3,5, 4-6, 8, 10, 12,15, 20, 25 ⁵ A	1000	✓	✓	✓ ²	✓	720110	16-17
		PCB (un pasador)	PV-(amperios)A10-1P								
		PCB (dos pasadores)	PV-(amperios)A10-2P								
	14x51 mm	Férula	PV-(amperios)A14F	15, 20 / 25, 32 A	1100 / 1000	✓	✓	✓ ³	✓ ³	720132	18
	14x65 mm	Férula	PV-(amperios)A14LF								
		Con etiquetas	PV-(amperios)A14L-T	15, 20 / 25, 32 A	1500 / 1300	✓	✓	✓ ³	✓ ³	720139	19 - 20
		Con fijaciones de 10 mm	PV-(amperios)A14LF10F								
NH	NH1	NH	PV-(amperios)ANH1	32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200 A	1000	✓	✓	✓ ³	✓	720133	21 - 23
	NH2		PV-(amperios)ANH2	250 A							
	NH3		PV-(amperios)ANH3	300, 315, 350, 355, 400 A							
Cuerpo cuadrado	01XL	Con hoja	PV-(amperios)A-01XL	63, 80, 100, 125, 160 A	1000	✓	✓	✓ ³	✓ ³	10201	24 - 29
		Con pernos	PV-(amperios)A-01XL-B								
		Con hoja	PV-(amperios)A-01XL-15	50, 63, 80, 100, 125, 160 ⁴ A	1500	✓	✓	✓ ³	✓ ³		
		Con pernos	PV-(amperios)A-01XL-B-15								
	1XL	Con hoja	PV-(amperios)A-1XL	200 A	1000	✓	✓	✓ ³	✓ ³		
		Con pernos	PV-(amperios)A-1XL-B								
	1XL	Con hoja	PV-(amperios)A-1XL-15	100, 125, 160, 200 A	1500	✓	✓	✓ ³	✓ ³		
		Con pernos	PV-(amperios)A-1XL-B-15								
	2XL	Con hoja	PV-(amperios)A-2XL	160, 200, 250, 315, 355 A	1000	✓	✓	✓ ³	✓ ³		
		Con pernos	PV-(amperios)A-2XL-B								
		Con hoja	PV-(amperios)A-2XL-15	125, 160, 200, 250 A	1500	✓	✓	✓ ³	✓ ³		
		Con pernos	PV-(amperios)A-2XL-B-15								
	3L	Con hoja	PV-(amperios)A-3L	350, 400, 500, 600 A	1000	✓	✓	✓ ³	✓ ³		
		Con pernos	PV-(amperios)A-3L-B								
		Con hoja	PV-(amperios)A-3L-15	250, 315, 355, 400 A	1500	✓	✓	✓ ³	✓ ³		
Con pernos		PV-(amperios)A-3L-B-15									
Extremo empotrable	2	Extremo empotrable	PV-(amperios)AF2	160, 200, 250 A	1000	✓	✓	✓ ³	✓ ³	5785583	30 - 31
	3		PV-(amperios)AF3	315, 355, 400 A						5785584	

¹ IEC 60269-6, solo ² 1 a 15 A, ³ Pendiente, ⁴ 160 A con una corriente nominal de 1200 V CC, ⁵ Número de referencia PV10M-25

Portafusibles y bloques

Tamaño de fusible	Serie de soportes/bloques	Número de referencia	Polos	Tensión nominal (V CC)	Descripción	Número de ficha de producto
10x38 mm	CHPV	CHPV1U	1	600 / 1000	Soporte con protección segura para los dedos IP20	720147
		CHPV1IU	1		Soporte con protección segura para los dedos IP20 con indicación	
		CHPV2U	2		Soporte con protección segura para los dedos IP20	
		CHPV2IU	2		Soporte con protección segura para los dedos IP20 con indicación	
	BM	BM6031 (tipo de terminal)	1		Bloques de fusibles abiertos	1104
		BM6032 (tipo de terminal)	2			
		BM6033 (tipo de terminal)	3			
	HPV	HEB (terminal de carga lateral y carga lineal)	N/A		Portafusibles en línea	2157
14x51 mm	CH14	CHPV141U / CHPV141IU	1	1000 ¹	Soporte con protección segura para los dedos IP20	2053
NH1	SD-D	SD1-D-PV	1	1500 ¹	Soporte con protección segura para los dedos IP20 ²	720149
NH2		SD2-D-PV	1			
NH3		SD3-D-PV	1			
01XL	SD	SB1XL-S	1	1500	Bloque	720146
1XL		SB1XL-S	1			
2XL		SB2XL-S	1			
3L		SB3L-S	1			

¹ Certificación propia.

² Necesita una serie de accesorios de protección.

Referencias



21195

tipo	In (A)	referencia curva		ancho en pasos de 9 mm
		B	C	
1P 	10	21194	21166	2
	16	21195	21167	
	20	21196	21168	
	25	21197	21169	
	32	21198	21170	
	40	21199	21171	
	50	21260	21171	
	63	21261	21173	

1 polo protegido



21263

tipo	In (A)	referencia curva		ancho en pasos de 9 mm
		B	C	
2P 	10	21262	21174	4
	16	21263	21175	
	20	21264	21176	
	25	21265	21177	
	32	21311	21178	
	40	21199	21179	
	50	21313	21184	
	63	21314	21185	

2 polos protegidos



21263

tipo	In (A)	referencia curva		ancho en pasos de 9 mm
		B	C	
3P 	10	21315	21186	6
	16	21316	21187	
	20	21317	21188	
	25	21318	21189	
	32	31319	21190	
	40	21515	21191	
	50	21516	21192	
	63	21517	21193	

3 polos protegidos

Funciones

Principales aplicaciones

Mando y protección contra las sobrecargas y cortocircuitos en:

- Instalaciones domésticas.
- Distribución terminal, pequeño terciario y pequeño industrial.

Descripción

Características

- Calibre In: 10 a 63 A
- Temperatura de referencia: 30°C.
- Tensión de empleo: 230/400 VCA
- Tensión de aislamiento Ui: 420 VCA
- Poder de corte: según IEC 60898:

tipo	tensión (V) CA	PdC (Icn) (A)
1P	230	4500
2,3P	400	4500

- Poder de corte: según IEC 60947-2:

tipo	tensión (V) CA	PdC (Icu) (kA)
1P	110/127	10
1P	220/230	5
2,3P	220/230	10
2,3P	415	5

Ics= 50% de Icu

- Cierre rápido: Capacidad de los contactos de cerrarse de forma veloz y simultánea sin importar la velocidad de maniobra del operador. Permite resistir mejor la operación frente a corrientes elevadas.
- Maniobras (A-C): 20000
- Curvas de disparo:

□ Curva B : el disparo magnético actúa entre 3 y 5 In.

Protección de generadores de baja potencia, cables de gran longitud, y/o cargas con picos de corriente menor o igual a 3 In.

□ Curva C : el disparo magnético actúa entre 5 y 10 In.

Protección de circuitos de iluminación, tomacorrientes. Aplicaciones generales.

- Tropicalización: ejecución 2 (humedad relativa 95% a 55°C)

Peso (gr)

tipo	1P	2P	3P
K60	110	220	340

- Instalación: compatible con toda la gama Multi 9

Conexión

- Bornes para cables rígidos de hasta 25 mm² (≤25A) y 35mm² (>25A)

Funciones

Principales aplicaciones

Interrumpen automáticamente un circuito en caso de defecto de aislamiento entre conductores activos y tierra, igual o superior a 10, 30 o 300 mA.

Los interruptores diferenciales **IDa** se utilizan en el sector doméstico y la gama **ID** en el sector terciario e industrial.

Descripción



El interruptor diferencial es de tipo electromecánico, sin fuente auxiliar.

Características generales

- Tensión de empleo: 230 / 415 V CA +10%, -20%
- Poder de corte: Reforzado mediante interruptores automáticos Multi 9, sólo para gamas ID e ID^{si}.
- Sensibilidades recomendadas para:
 - Protección de personas: **30 mA**
 - Evitar riesgos de incendio: **300mA**

Peso (gr)

tipo	2P	4P
IDa /ID/IDsi	230	450
■ Conexionado: bornes de caja para cable flexible de hasta 35 mm ² o rígido de hasta 50 mm ² .		

Características particulares

Interruptor diferencial IDa, 30mA Clase AC

- Para uso en el sector doméstico.
- No admite auxiliares.
- Conforme con la norma internacional IEC 61008-1
- A ser instalados con interruptores termomagnéticos K60.

Interruptor diferencial ID, clase AC

- Para uso en el sector terciario e industrial
- Visualización de defecto diferencial: en cara frontal por indicador mecánico rojo.
- Adaptación de auxiliares: requiere de contacto obligatorio OFS previo al acoplamiento de los mismos auxiliares eléctricos de las gamas C60-C120.
- A ser instalados con interruptores termomagnéticos C60.

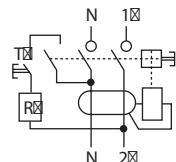


16942

N° de polos	tensión V	sensibilidad (mA)	calibre (A)	referencias IDa clase AC
-------------	-----------	-------------------	-------------	--------------------------

instantáneos

2 polos	230	30	25	16942
		30	40	16945

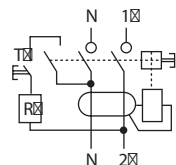


16201

N° de polos	tensión V	sensibilidad (mA)	calibre (A)	referencias ID clase AC
-------------	-----------	-------------------	-------------	-------------------------

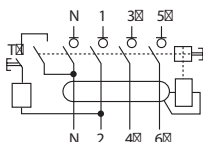
instantáneos

2 polos	230	10	25	16200
		30	25	16201
		30	40	16204
		30	63	16208
		30	80	16212
		300	25	16202
		300	40	16206
		300	63	16210
		300	80	16214
		300	100	23034



16256

4 polos	415	30	25	16251
		30	40	16254
		30	63	16258
		300	25	16252
		300	40	16256
		300	63	16260
		300	80	16263
		300	100	23056



Nota: Interruptores diferenciales de tipo selectivo favor consultarnos.

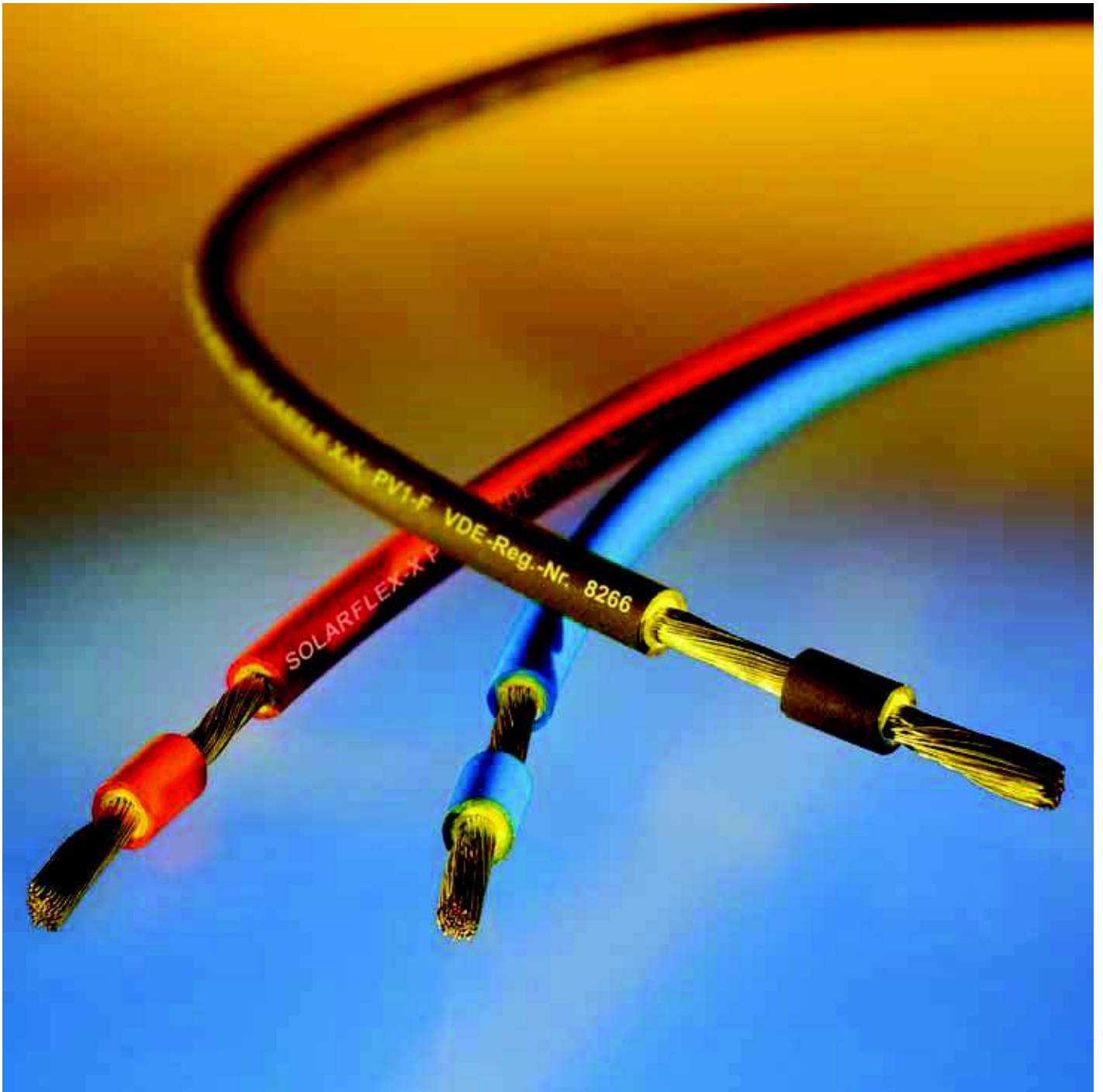


Photo: HELUKABEL®

Photovoltaic cables



RoHS

Technical Data

- **Temperature range**
-40 °C to +90 °C
Max. temp. at conductor +120 °C
- **Nominal voltage**
According to VDE U₀/U 600/1000 V AC
1800 V DC conductor/conductor
- **AC test voltage**
10000 V
- **Minimum bending radius**
fixed installation approx. 4 x outer diameters
flexing 10 x cable diameter

Cable structure

- Bare copper, tinned, finely stranded according to DIN VDE 0295 class 5 and IEC 60228 cl. 5
- Double-insulated
- Insulation cross-linked Polyolefin
- Outer sheath cross-linked Polyolefin
- Sheath colour black, red or blue

Approvals

- According to PV1-F requirement profile for PV cables DKE/VDE AK 411.2.3
- VDE (Reg. 8266)
- TÜV (2 PfG 1169/08.2007, R60025298)
- RoHS and CE compliant

Properties

- Ozone resistant acc. to EN 50396
- Weather and UV resistant acc. to HD 605/A1
- Halogen-free acc. to EN 50267-2-1, EN 60684-2
- Resistant to acid and bases acc. to EN 60811-2-1
- Flame-resistant acc. to VDE 0482-332-1-2, DIN EN 60332-1-2, IEC 60332-1
- Very robust and abrasion-resistant sheath acc. to DIN EN 53516
- Resistant to short-circuits up to 200°C thanks to their double insulation; short-circuits temperature 200°C/ 5 sec.
- Anticipated service life - 25 years
- Hydrolysis and ammoniac resistant

Application

The SOLARFLEX®-X PV1-F is used for cabling solar modules.

Notes

- Version with rodent protection available
- UL version on request
- All types with metre marking

Part No.	No. cores x cross-sec. mm ²	Outer Ø app. mm	Cop. weight kg / km	Weight app. kg / km	Current-carrying capacity [A] at 60°C	Conductor resistance Ω / km at 20°C	Core / jacket colour
704225	1 x 2,5	4,5	24,0	42	41	8,210	natural/black
705891	1 x 2,5	4,5	24,0	42	41	8,210	natural/red
705892	1 x 2,5	4,5	24,0	42	41	8,210	natural/blue
704226	1 x 4	5,2	38,4	60	55	5,090	natural/black
705775	1 x 4	5,2	38,4	60	55	5,090	natural/red
705776	1 x 4	5,2	38,5	60	55	5,090	natural/blue
704227	1 x 6	5,9	57,6	82	70	3,390	natural/black
705777	1 x 6	5,9	57,6	82	70	3,390	natural/red
705778	1 x 6	5,9	57,6	82	70	3,390	natural/blue
704228	1 x 10	6,9	96,0	123	98	1,950	natural/black
705893	1 x 10	6,9	96,0	123	98	1,950	natural/red
705894	1 x 10	6,9	96,0	123	98	1,950	natural/blue
704229	1 x 16	8,3	153,6	190	132	1,240	natural/black
706839	1 x 16	8,3	153,6	190	132	1,240	natural/red
706840	1 x 16	8,3	153,6	190	132	1,240	natural/blue
704230	1 x 25	10,0	240,0	285	176	0,795	natural/black
704231	1 x 35	11,0	336,0	376	218	0,565	natural/black
704232	1 x 50	13,0	480,0	530	276	0,393	natural/black
704233	1 x 70	15,3	672,0	745	347	0,277	natural/black
704234	1 x 95	17,0	912,0	960	416	0,210	natural/black
705738	1 x 120	19,1	1152	1220	488	0,164	natural/black
705739	1 x 150	22,7	1440	1550	566	0,132	natural/black
706288	1 x 185	25,5	1776	1930	644	0,108	natural/black
706289	1 x 240	28,3	2304	2550	775	0,0817	natural/black

Dimensions and specifications may be changed without prior notice.

PV MC4 male coupling connector



RoHS

Part No.	Designation	Core cross section mm ²	Cable Ø mm	Unit Pcs.
905206	PV MC4 male connector 2.5/3-6	2.5	3 - 6	50
905208	PV MC4 male connector 2.5/5.5-9	2.5	5.5 - 9	50
905210	PV MC4 male connector 4-6/3-6	4 - 6	3 - 6	50
904963	PV MC4 male connector 4-6/5.5-9	4 - 6	5.5 - 9	50
905863	PV MC4 male connector 10/5.5-9	10	5.5 - 9	50

Technical Data

- Protection classification: IP 67
- Temperature range: -40°C up to +90°C
- Protection type: II
- Rated voltage: 1000 V (IEC)
- Rated current: 22A (2.5 mm²), 30A (4 mm² u. 6 mm²)
- Contact resistance: <0.5 mΩ
- Contact system: MC contact fins
- Contact material: Copper, tinned, cross-linked

PV MC4 female coupling connector



RoHS

Part No.	Designation	Core cross section mm ²	Cable Ø mm	Unit Pcs.
905207	PV MC4 female connector 2.5/3-6	2.5	3 - 6	50
905209	PV MC4 female connector 2.5/5.5-9	2.5	5.5 - 9	50
905211	PV MC4 female connector 4-6/3-6	4 - 6	3 - 6	50
904964	PV MC4 female connector 4-6/5.5-9	4 - 6	5.5 - 9	50
905864	PV MC4 female connector 10/5.5-9	10	5.5 - 9	50


Technical Data

- Protection classification: IP 67
- Temperature range: -40°C up to +90°C
- Protection type: II
- Rated voltage: 1000 V (IEC)
- Rated current: 22A (2.5 mm²), 30A (4 mm² u. 6 mm²)
- Contact resistance: <0.5 mΩ
- Contact system: MC contact fins
- Contact material: Copper, tinned, cross-linked



**BUREAU
VERITAS**

Certificate of Conformity

Certificate No.: 1888AP0903N022002
Equipment: Grid-tied photovoltaic inverter
Brand Name:  **Growatt**
Test Model No.: Growatt 750-S, Growatt 1000-S, Growatt 1500-S,
Growatt 2000-S, Growatt 2500-S, Growatt 3000-S
Applicant: Shenzhen Growatt New Energy Technology Co., Ltd
1st East & 3rd Floor of Building A, Building B, Jiayu Industrial Park, #28,
GuangHui Road, LongTeng Community, Shiyan Street, Baoan District,
Shenzhen, P.R.China
Report No.: PV151112N006-R1

Use in accordance with regulations:

Automatic disconnection device with single-phase mains surveillance in accordance with EN 50438:2013 for photovoltaic systems with a single-phase parallel coupling via an inverter in the public mains supply. The automatic disconnection device is an integral part of the aforementioned inverter.

Applied rules and standards

EN 50438:2013

Requirements for microgenerating plants to be connected in parallel with public low-voltage distribution networks

DIN V VDE V 0126-1-1:2006-02 (Functional safety)

Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid

The following deviations for Sweden according to EN 50438:2013 were applied:

Under Voltage limit: 195,5V; Upper voltage limit (Stage 1): 255,3V, Upper voltage limit (Stage 2): 264,5V

Under frequency limit: 47,0Hz, Upper frequency limit: 51,00Hz

At the time of issue of this certificate the safety concept of an aforementioned representative product corresponds to the valid safety specifications for the specified use in accordance with regulations.

Name: Ted Wu
Senior Manager/ PV Inverter Team
Date: 2018-10-25

This document shall not be reproduced, except in full, without the written approval of Bureau Veritas Shenzhen Co., Ltd. Dongguan Branch.
Information given in this document is related to the tested specimen of the described electrical sample.

C E R T I F I C A T E
of Conformity



Registration No.: AK 50424173 0001

Report No.: 50203345 001

Holder: Shenzhen Growatt New Energy
Technology Co., Ltd
1st East & 3rd Floor of Building A,
Building B, Jiayu Industrial Park,
#28, GuangHui Road, LongTeng Community,
Shiyan Street, Baoan District, Shenzhen 518000
P. R. China

Product: PV-Inverter
(Grid-connected PV Inverter)

Identification:

Type Designation	: Growatt 750-S ; Growatt 1000-S Growatt 1500-S ; Growatt 2000-S Growatt 2500-S ; Growatt 3000-S
Serial Number	: EIC1804389
Remark	: Refer to test report 50203345 001 for details.

Tested acc. to: IEC 61727:2004
IEC 62116:2014

The certificate of conformity refers to the above mentioned product. This is to certify that the specimen is in conformity with the assessment requirement mentioned above. This certificate does not imply assessment of the production of the product and does not permit the use of a TÜV Rheinland mark of conformity.

Date 30.11.2018



Weichun Li

TÜV Rheinland LGA Products GmbH - Tillystraße 2 - 90431 Nürnberg

Konformitätsnachweis NA-Schutz

Zertifikatsnummer: 180905099GZU-001

Basierend auf den durchgeführten Prüfungen wurde festgestellt, dass das Muster / die Muster der nachfolgenden Produkte die Anforderungen der referenzierten Spezifikation zu dem Zeitpunkt der Durchführung der Prüfungen erfüllt haben. Dieser Nachweis ist der Teil des vollständigen Prüfberichtes/der vollständigen Prüfberichte und sollte in Zusammenhang mit diesen gelesen werden.

Name & Adresse des Antragstellers:

SHENZHEN GROWATT NEW ENERGY TECHNOLOGY CO., LTD
1st East & 3rd Floor of Building A, Building B, Jiayu Industrial Park, #28, GuangHui Road, LongTeng Community, Shiyan Street, Baoan District, Shenzhen, P.R.China

**Typ NA-Schutz:
Zugeordnet zu Erzeugungseinheit Typ:**

Integrierter NA-Schutz
**Growatt 3000-S, Growatt 2500-S, Growatt 2000-S, Growatt 1500-S,
Growatt 1000-S, Growatt 750-S**

Firmwareversion:

G.1.8

Markenname:

GROWATT (logo)

Entsprechende Normen:

**VDE-AR-N 4105:2011 in Verbindung mit E DIN V VDE V 0124-100:2013
Erzeugungseinheiten zum Anschluss an das Niederspannungsnetz**

Der oben bezeichnete NA-Schutz wurde nach der Prüfrichtlinie VDE 0124-100 geprüft und zertifiziert. Die in der Netzanschlussregel geforderten elektrischen Eigenschaften werden erfüllt:

- Einstellwerte und die Abschaltzeiten
- Funktionstüchtige Wirkungskette "NA-Schutz-Kuppelschalter"
- Technische Anforderungen der Schalteinrichtung
- Aktive Inselnetzerkennung
- Einfehlersicherheit

Das Zertifikat beinhaltet folgende Angaben: Technische Daten des NA-Schutz und zugehörige EZE Typen, Einstellwerte der Schutzfunktionen, Auslösewerte der Schutzfunktionen

Den Nachweis ausstellendes Büro:

Intertek Testing Services Shenzhen Ltd. Guangzhou Branch
Block E, No.7-2 Guang Dong Software Science Park, Caipin Road, Guangzhou Science City, GETDD, Guangzhou, China

Datum der Prüfungen:

2018-9-05 bis 2018-9-10

Prüfberichtsnummer(n):

160510125GZU-001 dated 04 Jun., 2016 & Revision 1: 11 Sep., 2018

Zusätzliche Informationen im Anhang.



Signature

Name: Grady Ye

Position: Manager

Date: 12 Sep 2018



Dieser Nachweis ist für die ausschließliche Verwendung durch den Kunden von Intertek und wird gemäß der Vereinbarung zwischen Intertek und seinem Kunden zur Verfügung gestellt. Verantwortung und Haftung von Intertek sind begrenzt auf die Bedingungen der Vereinbarung. Intertek haftet gegenüber keiner Partei als ausschließlich gegenüber dem Kunden in Übereinstimmung mit der Vereinbarung für jegliche Verluste, Ausgaben oder Schäden verursacht durch die Nutzung dieses Nachweises. Lediglich der Kunde ist autorisiert, das Kopieren oder Verteilen dieses Nachweises zu gestatten. Jeglicher Gebrauch des Namens von Intertek oder einer seiner Marken für den Verkauf oder die Werbung des geprüften Materials, Produktes oder Dienstleistung muss zuerst schriftlich durch Intertek genehmigt werden. Die Beobachtungen und Test-/Prüfresultate, auf die in diesem Nachweis Bezug genommen werden, sind ausschließlich auf das getestete/geprüfte Muster zutreffend.

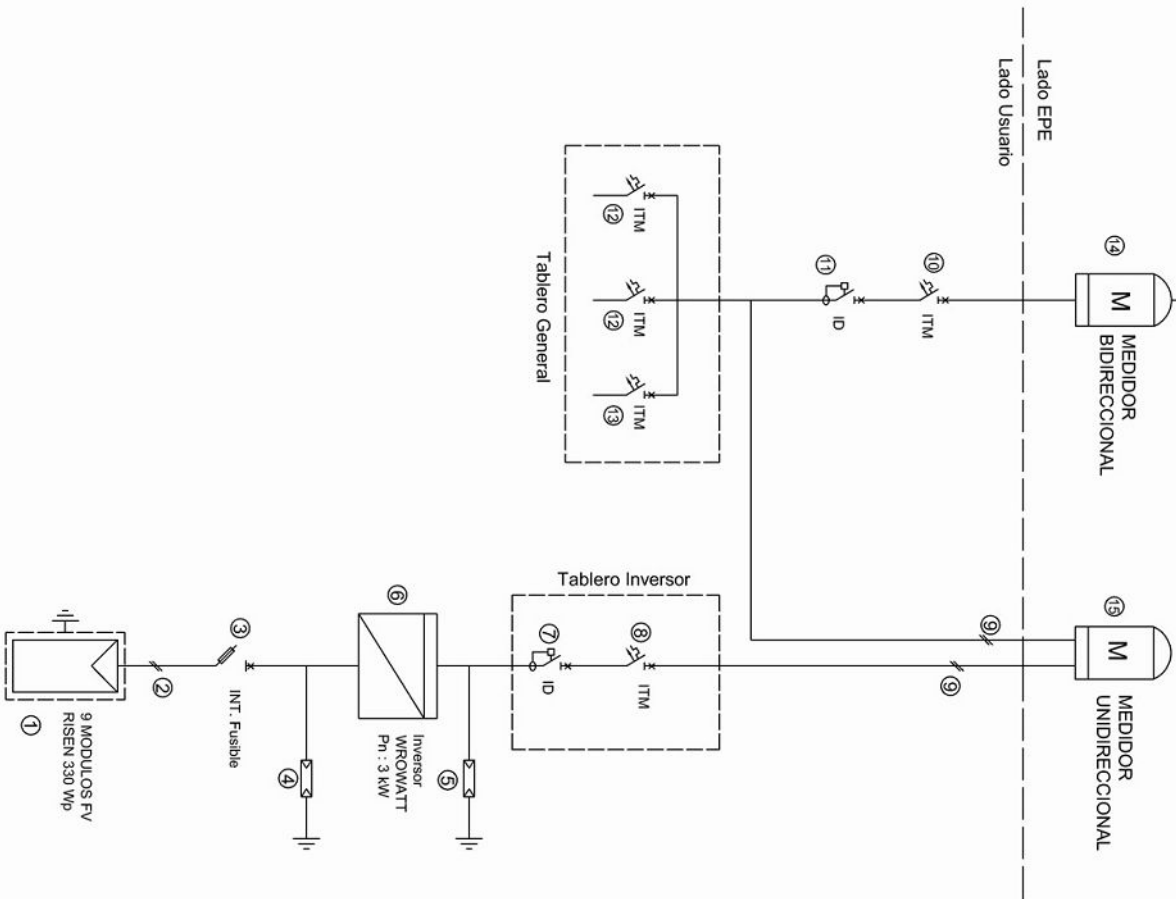
Anhang zum Konformitätsnachweis NA-Schutz

Anhang zum Konformitätsnachweis NA-Schutz mit Nachweis-/ Zertifikatsnummer (n): 180905099GZU-001

F.4 Anforderungen an den Prüfbericht zum NA-Schutz																														
Auszug aus dem Prüfbericht für den NA-Schutz: 160510125GZU-001 Revision 1: 11 Sep 2018																														
NA-Schutz als integrierter NA-Schutz																														
Hersteller / Antragsteller:	SHENZHEN GROWATT NEW ENERGY TECHNOLOGY CO., LTD 1st East & 3rd Floor of Building A, Building B, Jiayu Industrial Park, #28, GuangHui Road, LongTeng Community, Shiyan Street, Baoan District, Shenzhen, P.R.China																													
Typ NA-Schutz:	Integrierter NA-Schutz																													
Zugeordnet zu Erzeugungseinheit Typ:	Growatt 3000-S	Growatt 2500-S	Growatt 2000-S	Growatt 1500-S	Growatt 1000-S	Growatt 750-S																								
Firmware Version:	G.1.8																													
Integrierter Kuppelschalter:	Hongfa RYHF140FF/012-2HSW (250V, 16A)																													
Messzeitraum:	2018-9-05 bis 2018-9-10																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Schutzfunktion</th> <th>Einstellwert</th> <th>Auslösewert</th> <th>Abschaltzeit^a</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Spannungsrückgangsschutz U <</td> <td>177.1 V</td> <td>176.1 V</td> <td>65.4 ms</td> </tr> <tr> <td>Spannungssteigerungsschutz U></td> <td>253.0 V</td> <td>253.0 V</td> <td>541 S^b</td> </tr> <tr> <td>Spannungssteigerungsschutz U>></td> <td>271.4 V</td> <td>271.4 V</td> <td>53.7 ms</td> </tr> <tr> <td>Frequenzrückgangsschutz f<</td> <td>47.50 Hz</td> <td>47.50 Hz</td> <td>97.0 ms</td> </tr> <tr> <td>Frequenzsteigerungsschutz f></td> <td>51.50 Hz</td> <td>51.51 Hz</td> <td>117.2 ms</td> </tr> </tbody> </table>							Schutzfunktion	Einstellwert	Auslösewert	Abschaltzeit ^a	Spannungsrückgangsschutz U <	177.1 V	176.1 V	65.4 ms	Spannungssteigerungsschutz U>	253.0 V	253.0 V	541 S ^b	Spannungssteigerungsschutz U>>	271.4 V	271.4 V	53.7 ms	Frequenzrückgangsschutz f<	47.50 Hz	47.50 Hz	97.0 ms	Frequenzsteigerungsschutz f>	51.50 Hz	51.51 Hz	117.2 ms
Schutzfunktion	Einstellwert	Auslösewert	Abschaltzeit ^a																											
Spannungsrückgangsschutz U <	177.1 V	176.1 V	65.4 ms																											
Spannungssteigerungsschutz U>	253.0 V	253.0 V	541 S ^b																											
Spannungssteigerungsschutz U>>	271.4 V	271.4 V	53.7 ms																											
Frequenzrückgangsschutz f<	47.50 Hz	47.50 Hz	97.0 ms																											
Frequenzsteigerungsschutz f>	51.50 Hz	51.51 Hz	117.2 ms																											
<p>a davon Eigenzeit des Kuppelschalters 20 ms</p> <p>b längste Abschaltung des Spannungssteigerungsschutz als gleitender 10-min-Mittelwert, geprüft gemäß Punkt 5.4.5.3.3 Messung a) der VDE 0124-100</p> <p>Die Abschaltzeit (Summe der Auslösezeit NA-Schutz zzgl. Eigenzeit des Kuppelschalters) darf 200 ms nicht überschreiten.</p> <p>Die Überprüfung der Gesamtwirkungskette "NA-Schutz – Kuppelschalter" führte zu einer erfolgreichen Abschaltung.</p> <p>Der oben genannte NA-Schutz hat mit den zugeordneten Erzeugungseinheiten die Anforderungen zur Inselnetzerkennung mit Hilfe aktiven Verfahrens (Schwingkreistest) erfüllt.</p> <p>Der oben genannte NA-Schutz erfüllt die Anforderungen zur Synchronisation.</p>																														

Dieser Nachweis ist für die ausschließliche Verwendung durch den Kunden von Intertek und wird gemäß der Vereinbarung zwischen Intertek und seinem Kunden zur Verfügung gestellt. Verantwortung und Haftung von Intertek sind begrenzt auf die Bedingungen der Vereinbarung. Intertek haftet gegenüber keiner Partei als ausschließlich gegenüber dem Kunden in Übereinstimmung mit der Vereinbarung für jegliche Verluste, Ausgaben oder Schäden verursacht durch die Nutzung dieses Nachweises. Lediglich der Kunde ist autorisiert, das Kopieren oder Verteilen dieses Nachweises zu gestatten. Jeglicher Gebrauch des Namens von Intertek oder einer seiner Marken für den Verkauf oder die Werbung des geprüften Materials, Produktes oder Dienstleistung muss zuerst schriftlich durch Intertek genehmigt werden. Die Beobachtungen und Test-/Prüfresultate, auf die in diesem Nachweis Bezug genommen werden, sind ausschließlich auf das getestete/geprüfte Muster zutreffend.

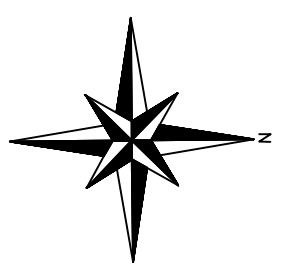
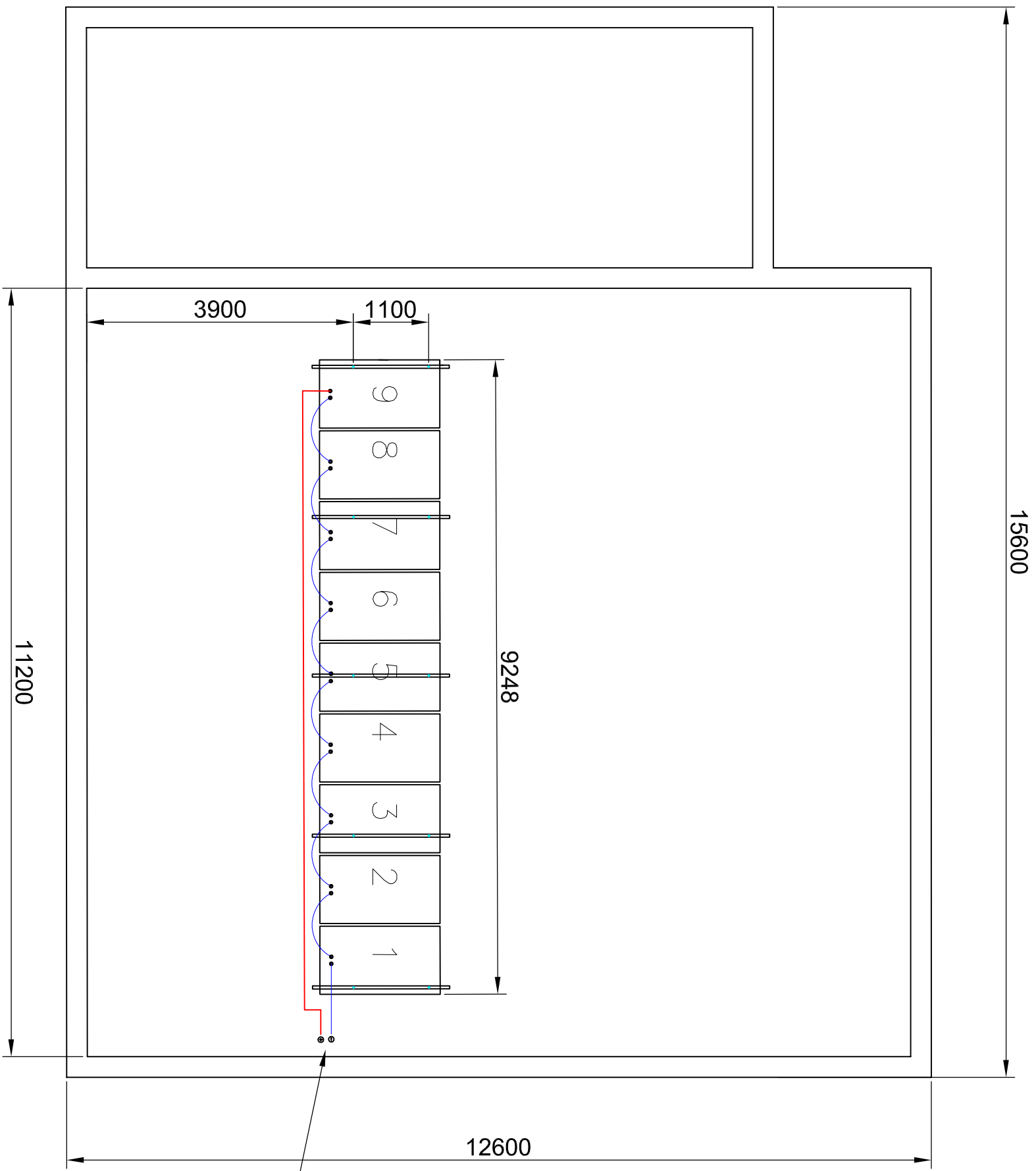
RED B.T.EPE




REFERENCIAS

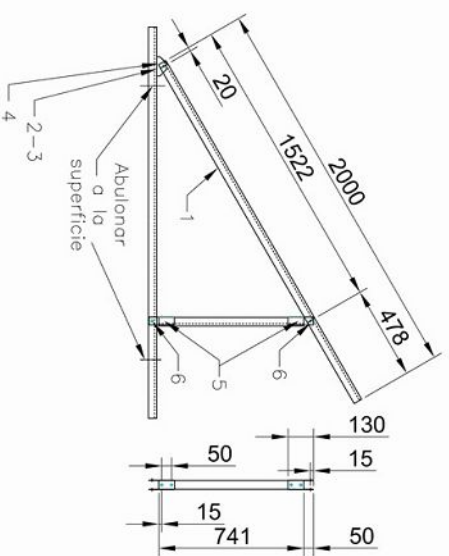
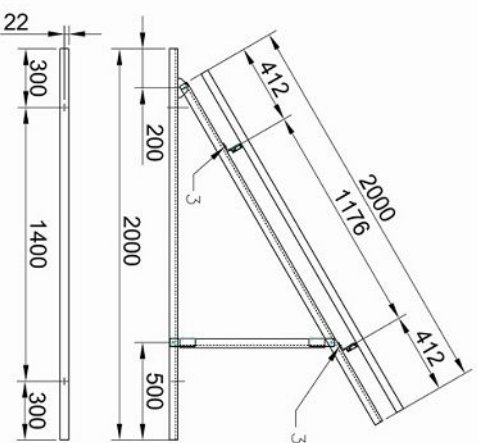
- 1 - Modulos Fotovoltaicos Amerisolar AS-6P 9 x 330Wp.
- 2 - Cable solar Cu 2(1 x 4mm2)
- 3 - Cartucho Fusible BUSMANN PVM - 15
- 4 - DPS PU II 2+1 1000 VDC / 40 KA
- 5 - DPS PU II 1+1 280 V / 4KA
- 6 - Inversor Wrowatt 3000 - S Potencia Nominal: 3 kW
- 7 - Interruptor Diferencial 2x 25 - In: 30 mA
- 8 - Interruptor Termomagnetico tipo C 2x 20 - 3KA
- 9 - Cable Cu 2(1x4mm2)
- 10 - Interruptor Termomagnetico Tipo C 2x40 - 3 KA
- 11 - Interruptor Diferencial 2x 40 - In: 30 mA
- 12 - Interruptor Termomagnetico Tipo C 2x 20 - 3KA
- 13 - Interruptor Termomagnetico Tipo C 2x32 - 3KA
- 14 - Medidor Bidireccional (EPE)
- 15 - Medidor Unidireccional (EPE)

Fecha	Nombre	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA
24/05/19	ORZAN WILLIAMS	
Dibujo	PROYECTO FINAL	
Reviso		PLANO N° 1
Aprobó		
Diagrama Unifila		
Tol.		
Rug.		

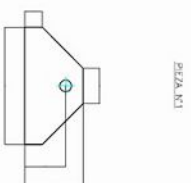
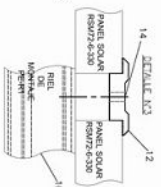
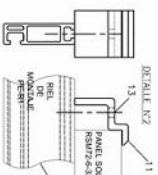
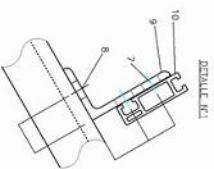
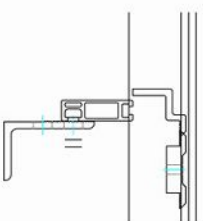


Continua Hacia Caja de fusibles - Luego hacia el inversor

Fecha		Nombre		PROYECTO FINAL	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA	
Dibujo	6/05/19	ORZANI WILLIAMS				
Reviso						
Aprobó						
Distribucion				PLANO N° 2		
Tol.						
Rug.						



DETALLE PIEZAS



REFERENCIAS

- 1 - Perfil "C".
- 2 - Tuerca Caramelo
- 3 - Bulon 3/8 " x 1 " Con arandela grower plana
- 4 - Pieza 1
- 5 - Pieza 2
- 6 - Bulones 5/16 " x 3/4 " Completocon arandela y tuerca
- 7 - Bulones 5/16 " x 1 " con arandela y tuerca
- 8 - Bulones 3/8 " x 1 " con tuerca caramelo
- 9 - Soporte "L" PE - L1
- 10 - Riel de montaje PE - R1
- 11 - Fijacion lateral PE - FL
- 12 - Separador PE - S1
- 13 - Bulones 1/4 " x 2 " con arandela y tuerca
- 14 - Bulones 1/2 " x 2 1/2 " con tuerca

Fecha		Nombre	
Dibujo		PROYECTO FINAL	
Revisio		FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA	
Aprobado		U.T.N.	
Tol.		Soportes	
Rugs.		PLANO N° 3	





ANEXO III

DECRETO PROVINCIAL N° 1710 “PROSUMIDORES”



Provincia de Santa Fe
Poder Ejecutivo

Dra. MONICA GATTI
Dirección General de
Asuntos Jurídicos y Despacho
Secretaría de Estado de la Energía

DECRETO N° 1710

SANTA FE, "Cuna de la Constitución Nacional", 27 JUN 2018

VISTO:

El Expediente N° 02401-0003555-3 del Registro del Sistema de Información de Expedientes, por el cual se propicia en el ámbito de la Secretaría de Estado de la Energía, la aprobación de una nueva versión del programa "PROSUMIDORES" y

CONSIDERANDO:

Que por Decreto N° 1565 de fecha 30 de junio 2016 se creó el programa PROSUMIDORES cuyo objetivo consistió en fomentar la adquisición de equipos de energía renovable con las prestaciones técnicas que cumplan con el procedimiento de interconexión de la Empresa Provincial de la Energía (EPE)- aprobado por Resolución 442/13;

Que para incentivar esas instalaciones, se aplicó un incentivo monetario sobre la tarifa de la Empresa Provincial de la Energía con el fin de facilitar el repago de los sistemas con una duración de ocho años a partir del ingreso a dicho programa;

Que, se propone una nueva versión, en la que se contempla mayor cantidad de beneficiarios, ampliación de potencias instaladas y la actualización en el tiempo del incentivo monetario con una vigencia de seis años (punto 3- programa agregado de fs. 3/6);

Que, respecto de quienes hayan adherido al programa Prosumidores aprobado por Decreto 1556/16, tendrán la posibilidad de adherirse a la nueva versión, respetándosele el plazo de vigencia previsto en aquel. Dicha voluntad, deberá ser puesto formalmente en conocimiento de la Secretaría de Estado de la Energía- punto 9 (programa);

Que, la gestión - ampliatoria y complementaria del procedimiento establecido por Resolución N 442/13 de la Empresa Provincial de la Energía, contribuye a cumplir con los objetivos previstos por leyes nacionales y provinciales.

Que, por Ley Nacional N° 27.191 se establece que para el año 2017, el 8% de la matriz nacional de energía eléctrica sea aportada por fuentes de energías renovables y alcanzar el 20% en el año 2025;

Que en el mismo sentido, la Ley Provincial N° 12.503, declara de interés provincial la generación y el uso de energías alternativas o blandas a partir





Provincia de Santa Fe

Poder Ejecutivo

Dra. MONICA GATTI
Dirección General de
Asuntos Jurídicos y Despacho
Secretaría de Estado de la Energía

de la aplicación de las fuentes renovables en todo el territorio de la Provincia de Santa Fe, entendiéndose por "energías renovables, alternativas o blandas" a todas aquellas que se producen naturalmente, en forma inagotable y sin ocasionar perjuicio al equilibrio ambiental;

Que, el presupuesto para el primer año de funcionamiento es de \$8.713.914,00 (PESOS OCHO MILLONES SETECIENTOS TRECE MIL NOVECIENTOS CATORCE CON 00/100), importe que se atenderá con los fondos provenientes del cargo creado por el art. 11º de la Ley N° 12.692;

Que, presta conformidad la Sra. Secretaria de Estado de la Energía;

Que, la Dirección General de Administración informa que no corresponde imputación presupuestaria del gasto debido a que el importe que demande la promoción del Programa se deducirá del monto que transfiere la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe en concepto del cargo Ley 12.692;

Que se ha expedido la Dirección General de Asuntos Jurídicos de la Secretaría de Estado de la Energía mediante Dictamen N° 444/18;

Que ha tomado intervención la Gerencia Comercial de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe, haciendo lo propio el Sr. Gerente General y Gerente de Asuntos Jurídicos de la citada empresa;

POR ELLO:

EL GOBERNADOR DE LA PROVINCIA

DECRETA:

ARTICULO N° 1: Apruébase la nueva versión de "PROSUMIDORES" cuyos objetivos, beneficiarios y condiciones específicas constan en el Programa que como "Anexo I" forma parte integrante del presente.

ARTICULO N° 2: Modifícase en todos sus términos el Programa Prosumidores aprobado por Decreto 1556/16, sin perjuicio de los derechos de quienes hayan adherido a dicho régimen, para quienes mantendrá su vigencia en todos sus términos.

ARTICULO N° 3: El presente Decreto será refrendado por el señor Ministro de Gobierno y Reforma del Estado, en el marco de las atribuciones emanadas del Decreto N° 3184/12.

ARTICULO N° 4: Regístrese, comuníquese y archívese.

ES COPIA

Ing. ROBERTO MIGUEL LIFSCHITZ
Dr. PABLO GUSTAVO FARIAS



Prof. SANDRA VIVIANA VILLALLÓN
SUBDIRECTORA GENERAL
DE DESPACHO
Ministerio de Gobierno y
Reforma del Estado

PROGRAMA PROSUMIDORES

GENERACIÓN RENOVABLE DISTRIBUIDA EN BAJA TENSIÓN - INCENTIVO MONETARIO

OBJETIVOS:

El programa PROSUMIDORES tiene como objetivo incentivar la generación de energía eléctrica distribuida a partir de fuentes renovables conectada a la red de baja tensión por usuarios de la EPE bajo condiciones técnicas y administrativas específicas.

El programa facilita el repago de las instalaciones renovables, a través de un incentivo monetario a la generación renovable, que permite el recupero del valor de los equipos por parte de los usuarios que se adhieran al programa en un período de tiempo determinado.

Las cooperativas eléctricas de la provincia podrán adherirse al Programa en una segunda instancia en las condiciones que serán reglamentadas por la Secretaría de Estado de la Energía.

1. BENEFICIARIOS

El programa está destinado a usuarios de pequeñas demandas de la EPE.

Los usuarios que accedan a este programa serán llamados "PROSUMIDORES", esto significa usuarios que están conectados a la red de distribución eléctrica y producen parte de la energía eléctrica que consumen.

No podrán gozar de este beneficio aquellos usuarios que hayan adquirido los equipos de energías renovables a partir de un subsidio o aporte no reintegrable otorgado por la provincia de Santa Fe, con la salvedad de los que hayan sido adquiridos mediante créditos tomados con tasas subsidiadas.

Quedan excluidos del beneficio todos aquellos organismos y dependencias oficiales excepto aquellos que ya cuenten con equipos generadores al momento de la solicitud. Las solicitudes presentadas que reúnan estas características se encontrarán sujetas a una evaluación y aprobación previa de la Secretaría de Estado de la Energía.

2. INSTALACIONES PERMITIDAS - PEQUEÑOS CLIENTES

Las instalaciones deberán cumplir con el procedimiento técnico aprobado por Resolución N.º 442/13 de EPE o el que lo sustituya en el futuro.

La potencia máxima de las instalaciones permitidas para el programa, está relacionada con cada tipo de usuario y su cuadro tarifario asociado (según cuadro tarifario EPE vigente marzo 2018):

TIPO USUARIO	CUADRO TARIFARIO	POTENCIA MÁXIMA
Uso Residencial	Tarifa 1	5 kW
Uso Rural	Tarifa R - RC - R3C	15 kW
Uso Comercial	Tarifa UC o UCL	15 kW
Uso Industrial	Tarifa UI - UPI	15 kW



Asociaciones Civiles, Organizaciones sin fines de lucro y Entidades de Rehabilitación	Tarifa 4	15 kW
---	----------	-------

Adicionalmente, la potencia máxima a instalar por un usuario está delimitada por la relación entre el potencial de generación renovable de la instalación y el consumo energético:

$$\text{Generación Renovable Anual (kWh)} \leq 80\% \text{ Consumo Anual (kWh)}$$

El consumo anual corresponde a los kWh consumidos en los 6 bimestres consecutivos previos a la solicitud de adhesión al programa.

En todos los casos, se le solicitará el historial de consumo para verificar la relación con la potencia solicitada. En el caso de nuevos usuarios del servicio eléctrico, la evaluación se realizará a partir de estudios de carga. La generación renovable anual será calculada y verificada por la Subsecretaría de Energías Renovables.

Aquellas instalaciones que no cumplan con este requerimiento y se excedan con la potencia instalada quedarán sin el beneficio del Aporte de Secretaría de Estado de la Energía.

3. INCENTIVO MONETARIO A LA GENERACIÓN (IMG)

El Incentivo Monetario a la Generación del programa PROSUMIDORES se compone de:

- Un aporte de la EPE (Aporte EPE) equivalente al reconocimiento económico por el costo evitado, calculado como la energía generada valorizada al precio de compra en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de la categoría tarifaria del prosumidor, que se implementará según los términos establecidos en el Procedimiento para el Tratamiento de Solicitudes de Generación en Isla o Paralelo con la red de EPE aprobado por Resolución N° 442/13 (Procedimiento EPE) o el que lo sustituya en el futuro;
- Un aporte de la Secretaría de Estado de la Energía (Aporte SEE), cuyo valor resultará de la diferencia entre la valorización de la energía generada con el Valor Unitario del Incentivo a la Generación (VUIG) y el aporte EPE antes citado. El VUIG se actualizará con la variación del cargo definido en el Art. 11° Ley N° 12.692 (Energías Renovables), el cual se actualiza semestralmente (meses de mayo y noviembre).

A continuación se detalla el VUIG para cada tipo de usuario:

VALOR UNITARIO DEL INCENTIVO A LA GENERACIÓN (\$/kWh)			
Hasta 2kW	Hasta 5kW	Hasta 10kW	Hasta 15kW
6.5	6	5.5	5



El IMG se mantendrá durante 6 años a partir de que el usuario sea dado de alta como PROSUMIDOR. Se aceptarán ingresos de solicitudes para el programa hasta el 31 de diciembre de 2019 o hasta agotar cupo disponible, lo que suceda primero.

4. CUPO

El programa establece un cupo total de potencia máxima a instalar de 1MW, distribuido por tipo de usuarios.

TIPO USUARIO	POTENCIAS (kW)
Residencial	500
Rural	100
Uso Comercial, Uso Industrial, Asociaciones Civiles y Organizaciones sin fines de lucro y Entidades de Rehabilitación	400
TOTAL	1000

Ante un agotamiento del cupo en una categoría de usuario, la Secretaría de Estado de la Energía establecerá la metodología para la distribución del cupo restante.

5. FACTURACIÓN

El reconomiento en concepto de IMG estará limitado al monto que resulte de aplicar el VUIG a la energía consumida en cada periodo. En caso de que hubiese un excedente de generación de energía renovable por sobre el consumo, el mismo se valorizará al momento de la generación y constituirá un derecho a reintegro monetario, de 12 meses de duración, que podrá ser aplicado total o parcialmente en los periodos siguientes en los que el consumo del prosumidor supere a la generación.

Se entiende por consumo a toda la energía eléctrica utilizada por el usuario independientemente de que la misma provenga de la red eléctrica o del generador renovable.

6. PROCEDIMIENTO DE ADHESIÓN AL PROGRAMA - INSCRIPCIÓN

Los usuarios que quieran ingresar al programa Prosumidores, deberán realizarlo exclusivamente vía web en www.santafe.gov.ar/prosumidores. Por consultas comunicarse con la Subsecretaría de Energías Renovables al mail: prosumidores@santafe.gov.ar o en el teléfono 0341-4772558.

7. FONDOS PARA EL PROGRAMA

Los aportes de la SEE resultantes de la aplicación del Programa Prosumidores, serán solventados con lo recaudado mediante el cargo creado por el Art. 11º Ley 12.692 Energías Renovables. Por ello, el reconocimiento y pago a favor del usuario por parte de la EPE, será deducido del monto mensual que por dicho concepto se recaude.



8. BAJA DEL PROGRAMA

En caso que el servicio eléctrico prestado por EPE al Prosumidor fuere dado de baja, éste quedará automáticamente fuera del Programa y perderá todo derecho a reintegro derivado del mismo.

9. TRASPASO DEL PROGRAMA PROSUMIDORES (Dec. 1565/16) A PROSUMIDORES

Desde la entrada en vigencia del nuevo programa PROSUMIDORES y por el lapso de 60 días hábiles administrativos, los que podrán ser prorrogados por resolución fundada por un plazo igual, todos aquellos usuarios que se encuentren dentro del programa PROSUMIDORES (Dec. 1565/16) y deseen ingresar a PROSUMIDORES aprobado por este nuevo decreto, deberán notificarlo por escrito presentado en Mesa de entradas de la Secretaría de Estado de la Energía sita en calle Francisco Miguens 260 - Torre Corporativa- Piso 4 de la ciudad de Santa Fe. Se adherirá de forma completa a las condiciones del nuevo programa, respetándoseles el plazo de vigencia previsto en el programa PROSUMIDORES (Dec. 1565/16) (8 - ocho- años desde la conexión) para todos aquellos que realicen esta opción.

10. CIRCUITO ADMINISTRATIVO

La EPE deberá elaborar y presentar a la Secretaría de Estado de la Energía, un informe mensual firmado por autoridad competente, con la siguiente información:

- cantidad de usuarios;
- monto recaudado por Ley N.º 12.692;
- MENOS: costos impositivos;
- MENOS: monto reconocido por aplicación del programa PROSUMIDORES (1);
- Monto transferido

(1) Deberá discriminarse:

- usuario PROSUMIDOR;
- cantidad de energía generada por usuario PROSUMIDOR;
- cantidad de energía consumida por usuario PROSUMIDOR;
- aporte EPE y aporte Secretaría de Estado de la Energía.





ANEXO IV

RESOLUCION 442/13 E.P.E.S.F

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

ANEXO 1

PROCEDIMIENTO TÉCNICO PARA LA CONEXIÓN DE GRUPOS GENERADORES EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

A1.1) OBJETIVO

A1.2) OPERACIÓN EN ISLA

A1.3) OPERACIÓN EN PARALELO CON LA RED

A1.3.1 CONSIDERACIONES GENERALES

A1.3.2 OPERACIÓN BAJO CONTINGENCIA DE LA RED

A1.3.3 CLIENTES CON SUMINISTRO EN BAJA TENSIÓN

A1.3.3.1 REQUISITOS APLICABLES A TODOS LOS GENERADORES

A1.3.3.1.1 CONDICIONES DE CONEXIÓN

A1.3.3.1.2 CONDICIONES DE PUESTA A TIERRA Y SEPARACIÓN GALVÁNICA DE LAS INSTALACIONES

A1.3.3.1.3 CONDICIONES PARA EL ACCESO DE LAS INSTALACIONES A LA RED DE LA EPESF

A1.3.3.1.4 DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA MÁXIMA DISPONIBLE EN EL PUNTO DE CONEXIÓN

A1.3.3.1.5 ELEMENTOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN - ACCESIBILIDAD

A1.3.3.2 CONDICIONES PARTICULARES PARA GG DE HASTA 15 kW

A1.3.3.3 CONDICIONES PARTICULARES PARA GG DE MÁS DE 15 kW

A1.3.4 CLIENTES CON SUMINISTRO EN MEDIA TENSIÓN o ALTA TENSIÓN

A1.3.4.1 CONDICIONES GENERALES

A1.3.4.2 REQUISITOS TÉCNICOS

A1.3.4.3 CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO

ANEXO I: ESPECIFICACIÓN TÉCNICA EQUIPOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN

ANEXO II: ESQUEMAS UNIFILARES

ANEXO III: CONSIDERACIONES GENERALES DE EQUIPAMIENTOS PARA TELESUPERVISAR

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

PROCEDIMIENTO TÉCNICO PARA LA CONEXIÓN DE GRUPOS GENERADORES EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

A1.1 OBJETIVO

Establecer los requerimientos técnicos a cumplimentar por los Clientes para operar Grupos de Generación (GG) en isla o en paralelo con la red de la EPESF, abasteciendo total o parcialmente el módulo correspondiente a su demanda.

A1.2 OPERACIÓN EN ISLA

Se entiende por Operación en Isla de los GG al estado operativo en el cual en ningún momento y por ninguna circunstancia dichos grupos estarán vinculados en forma directa o a través de transformadores a la red de EPESF.

Previo a la conexión de los GG se deberá desvincular de la red de EPESF la carga perteneciente al Cliente que será abastecida por dichos grupos.

El Cliente deberá poseer un equipo o sistema de maniobra bajo carga, con enclavamiento electromecánico con cada interruptor de cada GG, evitando de esta manera cualquier posibilidad de conexión accidental entre ambos sistemas.

A1.3 OPERACIÓN EN PARALELO

A1.3.1 CONSIDERACIONES GENERALES

En las condiciones del presente Procedimiento, se permitirá la operación en paralelo a los Clientes abastecidos desde la red de EPESF en Baja Tensión solamente con GG de fuentes de energías renovables, y en Media y Alta Tensión con cualquier tipo de GG.

Para el acoplamiento en paralelo, el GG deberá contar con un sistema de sincronismo automático y, para acoplarse o desacoplarse de la red, durante el proceso de sincronización la variación transitoria de tensión en la red de EPESF deberá ser inferior al 5% del valor pre-existente.

Durante la marcha en paralelo, el GG no debe regular tensión ni frecuencia en el punto de conexión, ni debe causar un apartamiento del rango de valores admisibles de dichas variables.

El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la EPESF debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando el GG trabaje a potencias superiores al 25 % de su potencia nominal.

El esquema de puesta a tierra de los GG no deberá provocar sobretensiones que excedan el rango admisible del equipamiento conectado a la red de la EPESF, a fin de evitar algún grado de afectación en el proceso de coordinación de la aislación. Asimismo, no deberá afectar la coordinación de la protección de sobrecorriente de tierra dentro del sistema de la EPESF.

Durante la marcha en paralelo, la capacidad de las instalaciones de la EPESF no deberá ser superada como consecuencia de la incorporación de los GG, tanto en condiciones normales como transitorias y/o temporarias (de cortocircuito).

El funcionamiento de los GG no deberá provocar averías en la red, disminuciones de las condiciones de

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de los GG no deberá originar condiciones peligrosas de trabajo para el personal propio ni de terceros.

En el circuito de generación, hasta el equipo de medición, no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del de la instalación autorizada, ni tampoco elementos de acumulación.

El sistema de interconexión EPESF - Cliente deberá tener la capacidad de resistir la interferencia electromagnética (EMI) del ambiente, de acuerdo a la Norma IEEE C37.90.2-1995. La influencia de la EMI no deberá provocar cambios de estado u operación incorrecta del sistema de interconexión.

La EPESF establecerá al Cliente las protecciones necesarias, como así también los valores de regulación y ajuste de las protecciones a partir de los cuales deberá producirse la desconexión del generador con la red.

La calidad de la potencia inyectada por el generador deberá responder a la normativa vigente en cuanto a la limitación de la inyección de componente de corriente continua, flicker y armónicos.

Se deberá colocar una señal identificatoria y de advertencia, en un lugar visible para toda persona que pueda acceder a las partes activas, indicando la existencia de una generación local que inyecta energía a la red.

En caso que una instalación no supere una verificación, los costos de la verificación y de la subsanación de las deficiencias quedarán a cargo del titular del suministro.

En caso que una instalación perturbe el funcionamiento de la red de distribución, incumpliendo los límites de compatibilidad electromagnética, o de calidad de servicio o de cualquier otro aspecto establecido en la normativa aplicable, la EPESF podrá, de acuerdo a la gravedad de la perturbación, desconectar la instalación o exigir la eliminación de las causas en forma inmediata.

En caso que se evidencie que la instalación pueda generar un riesgo inminente para las personas o causar daños o impedir el funcionamiento de equipos de terceros, la EPESF podrá desconectar inmediatamente dicha instalación.

El titular de la instalación deberá disponer de un medio de comunicación que permita a la Guardia Operativa de la EPESF comunicarse con los responsables del funcionamiento de las instalaciones.

A1.3.2 OPERACIÓN BAJO CONTINGENCIA DE LA RED

En caso de falta de una o más fases en el punto de conexión con la red de la EPESF, el interruptor del GG deberá desconectar en un tiempo que fijará la EPESF.

El sistema de interconexión EPESF-GG deberá tener la capacidad de resistir la interferencia electromagnética (EMI) del ambiente, de acuerdo a la Norma IEEE C37.90.2-1995. La influencia de la EMI no deberá provocar cambios de estado u operación incorrecta del sistema de interconexión.

En caso que el alimentador desde el que se abastece el GG esté provisto de recierre automático, y ante la ocurrencia de fallas en la red de la EPESF, el interruptor del GG deberá desconectarse en un tiempo tal que no comprometa la maniobra del equipamiento asociado al mencionado alimentador. Dicho tiempo será suministrado por la EPESF.

La EPESF establecerá los valores de subtensión y sobretensión y de subfrecuencia y sobrefrecuencia a

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

partir de los cuales deberá producirse la desconexión del generador.

En caso que, por actuación de cualquiera de las protecciones, el GG se desacoplara de la red, éste podrá volver a conectarse solamente cuando el servicio eléctrico de la EPESF, en el punto de conexión, esté normalizado. La reconexión solamente podrá realizarse con la autorización explícita del CCO o CCD (esto último para GG con potencia > 50 kW).

A1.3.3 CLIENTES CON SUMINISTRO EN BAJA TENSIÓN

A1.3.3.1 REQUISITOS APLICABLES A TODOS LOS GENERADORES

A1.3.3.1.1 CONDICIONES DE CONEXIÓN

Los clientes con suministro en Baja Tensión no podrán conectar generadores con potencia nominal mayor que 300 kW.

Si la potencia nominal del generador es mayor que 5 kW, la conexión de la instalación a la red debe ser trifásica y el desequilibrio entre fases debe ser menor que 5 kW.

La contribución del o los generadores al incremento o la caída de tensión en la línea de distribución de BT, entre el centro de transformación (o la subestación de origen donde se efectúe la regulación de la tensión) y el punto de conexión, en el escenario más desfavorable para la red, no debe ser superior al 2,5 % de la tensión nominal de la red de BT. Complementariamente, en ningún caso y en punto de la red a la que esté conectado el GG, la tensión podrá superar el 10% de la tensión nominal de la red.

A1.3.3.1.2 CONDICIONES DE PUESTA A TIERRA Y SEPARACIÓN GALVÁNICA DE LAS INSTALACIONES

La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la EPESF, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

Las masas de la instalación de generación deberán estar conectadas a una tierra independiente del neutro y de la tierra de la EPESF y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y los GG por medio de un transformador de aislación o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, de acuerdo con las normas y reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable, debidamente acreditado mediante certificado emitido por Laboratorio Oficial Independiente. En el certificado deberá constar, de forma inequívoca, que el medio utilizado cumple con el requisito indicado.

A1.3.3.1.3 CONDICIONES PARA EL ACCESO DE LAS INSTALACIONES A LA RED DE LA EPESF

Para conceder acceso a la red de distribución, entendido como derecho de uso de la red, se deberá disponer de un punto de conexión con la capacidad necesaria, teniendo en cuenta las instalaciones existentes y las ya comprometidas.

Si la potencia máxima disponible de la red de la EPESF en el punto de conexión, definida y calculada de acuerdo con los criterios establecidos en el punto 3.3.1.4, fuera

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

menor que la potencia del GG, la EPESF podrá denegar la solicitud de conexión y determinará los elementos concretos de la red que es necesario modificar o indicará la potencia máxima disponible sin modificación de la red.

El acceso de la instalación de generación a la red de distribución también podrá ser denegado atendiendo a criterios de seguridad y continuidad del suministro.

A1.3.3.1.4 DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA MÁXIMA DISPONIBLE EN EL PUNTO DE CONEXIÓN

La potencia máxima disponible se determinará en la forma que sigue, según que el punto de conexión se encuentre en una línea de distribución o en un centro de transformación:

a) Punto de conexión en una línea de distribución: la potencia máxima disponible en el punto de conexión de una línea es la mitad de la capacidad de transporte de la línea en dicho punto, definida como capacidad térmica de diseño de la línea en el punto, menos la suma de las potencias de las instalaciones de generación conectadas o con punto de conexión vigente en dicha línea.

b) Punto de conexión en un centro de transformación: la potencia máxima disponible en dicho punto es la mitad de la capacidad de transformación instalada, menos la suma de las potencias de las instalaciones de generación conectadas o con punto de conexión vigente en ese centro.

A1.3.3.1.5 ELEMENTOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN - ACCESIBILIDAD

El sistema deberá contemplar los siguientes componentes:

- a) Un Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra;
- b) Un Interruptor automático o contactor, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o de frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento;
- c) Una protección termomagnética para sobrecargas y cortocircuitos de fase y tierra (50/51), ajustada a la potencia de la instalación de generación;
- d) Un relé de máxima y mínima frecuencia (ANSI 81m-M);
- e) Un relé de máxima y mínima tensión (ANSI 59 y 27);
- f) Una protección anti-isla (ANSI 78), de manera que, ante la falta de tensión, transitoria o no, en una o más fases de la red de BT de la EPESF, el generador deje de energizar y aportar a la red;
- g) Un relé de potencia activa/reactiva inversa (32), con regulación mayor que la establecida por contrato (para GG de más de 15 kW);
- h) Un sistema de sincronización (ANSI 25) para puesta en paralelo automático;
- i) Un relé de enclavamiento que debe permitir el cierre del interruptor o contactor de desconexión-conexión automática solamente cuando se hayan detectado condiciones de normalidad de la tensión y la frecuencia durante 3 minutos consecutivos (para GG de más de 15 kW).

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

Estas protecciones deberán censar cada fase del sistema y deberán estar ajustadas según la Tabla 1 siguiente.

La tensión para la medición de estas magnitudes se deberá tomar en el lado de red de los interruptores principales de los generadores.

Tabla 1

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo máximo de actuación
Sobretensión – nivel 1	Un + 10%	1,5 s
Sobretensión – nivel 2	Un + 15%	0,2 s
Tensión mínima	Un - 15%	1,5 s
Frecuencia máxima	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima	48 Hz	3 s
Protección anti-isla		200 ms

Adicionalmente a la normativa que sea de aplicación (la del país de origen del fabricante), los generadores conectados a la red mediante inversores electrónicos deberán cumplir con los requisitos indicados en los documentos publicados por AENOR, en particular con los Informes UNE 206006 IN (detección de funcionamiento en isla) y UNE 206007 IN (requisitos para inversores).

A1.3.3.2 CONDICIONES PARTICULARES PARA GG DE HASTA 15 kW

Se admitirá que los componentes de protección, maniobra y separación galvánica estén integrados en un mismo equipo, debiendo estar el punto de conexión aguas abajo de la llave termomagnética y el disyuntor diferencial reglamentario.

A1.3.3.3 CONDICIONES PARTICULARES PARA GG DE MÁS DE 15 kW

Los elementos de protección y maniobra deberán ser externos al equipo.

Las protecciones deberán ser precintadas por la EPESF luego de verificar el correcto funcionamiento del sistema de conmutación y protección sobre el equipo generador.

Todos los equipos de medición, protección y control asociados al punto de conexión, se deberán ubicar aguas abajo de la medición, en un tablero o gabinete independiente instalado en un lugar con acceso para la EPESF permanente e irrestricto desde la vía pública.

Adicionalmente, para **GG DE MÁS DE 50 kW**, la protección deberá responder al ANEXO I y, a criterio de la EPESF, se podrá exigir el monitoreo del GG con comunicaciones de acuerdo al Anexo III.

A1.3.4 CLIENTES CON SUMINISTRO EN MEDIA TENSIÓN o ALTA TENSIÓN

A1.3.4.1 CONDICIONES GENERALES

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

El Cliente deberá presentar ante la EPESF los estudios eléctricos que permitan verificar que el ingreso no producirá efectos adversos sobre la red eléctrica existente. Estos estudios serán analizados para su aprobación por las Áreas Planificación, Mantenimiento (Protecciones) y Operaciones, pudiendo solicitar ampliaciones o modificaciones de tales estudios.

Los estudios a presentar contendrán, como mínimo,:

- Flujos de cargas;
- Cortocircuito;
- Estabilidad Transitoria, con modelos estándar para los equipos a instalar;
- Coordinación y Ajuste de Protecciones. Automatismos;
- Requerimientos del Transporte (Distribuidores, Alimentadores, Estaciones Transformadoras y/o Líneas ó Cables de AT).

Los estudios indicados se corresponden con los requerimientos de Etapa 1 – Acceso a la capacidad de Transporte y Ampliaciones – Procedimiento Técnico N° 1 – CAMMESA. De acuerdo a los resultados y características de los GG, se podrá requerir al Cliente los estudios mencionados en Etapa 2 y Etapa 3 de dicho Procedimiento Técnico.

A1.3.4.2 REQUISITOS TÉCNICOS

Las instalaciones de generación del Cliente tendrán siempre una referencia rígida a tierra independiente de la del sistema de la EPESF, debiendo disponer, según el caso, de un transformador elevador, de un reactor creador de neutro o del generador de Media Tensión con conexión estrella rígida a tierra.

Se exigirán **dos (2)** interruptores en Media Tensión: uno del lado EPE y otro del lado del Cliente, cada uno de los cuales contará con las siguientes protecciones:

- a) Una protección para sobrecargas y cortocircuitos de fase y tierra (50/51);
- b) Un relé de máxima y mínima frecuencia (ANSI 81m-M);
- c) Un relé de máxima y mínima tensión (ANSI 59 y 27);
- d) Una protección anti-isla (ANSI 78), de manera que, ante la falta de tensión, transitoria o no, en una o más fases de la red de MT o AT de la EPESF, el generador deje de energizar y aportar a la red.
- e) Un relé de sobrecorriente direccional de fase (67) y tierra (67N);
- f) Un relé de potencia activa/reactiva inversa (32), con regulación mayor que la establecida por contrato;
- g) Un sistema de sincronización (ANSI 25) para puesta en paralelo automático (sólo en el interruptor del lado Cliente);
- h) Un relé de desbalance de carga (46).

Todo el equipamiento indicado precedentemente deberá responder a las características del ANEXO I.

Además, de acuerdo a la ubicación geográfica, eléctrica y tipo de equipamiento, la EPESF a su solo criterio podrá exigir al Cliente el monitoreo y transmisión de variables, de acuerdo a las Especificaciones del ANEXO III.

A1.3.4.3 CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

La EPESF informará al Cliente todos los datos necesarios de su personal (N° telefónicos, personal responsable, etc.) con quienes se realizarán las comunicaciones entre la EPESF y el Cliente.

El Cliente deberá informar, al Centro de Control de Operaciones (CCO) ó a los Centros de Control de Distribución (CCD), la intención de sincronizar los GG, con una anticipación mínima de 2 h al horario estimado para realizar la sincronización. El lapso de 2 h puede variar según sea el punto de conexión a la red.

Previo a la conexión y desconexión efectiva del grupo a la red, el Cliente deberá contar con la autorización del C.C.O./C.C.D. según corresponda.

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

ANEXO I

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA PARA EQUIPOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN

Las Cabinas de la EPESF y del Cliente deberán contar con sendos interruptores tripolares, cuyas especificaciones serán provistas por la EPESF en el momento de definir las condiciones del suministro, respondiendo a los esquemas unifilares adjuntos en ANEXO II.

Dichos interruptores deberán contar con protecciones que cumplan con las especificaciones siguientes.

AI.1 PROTECCIÓN DE INTERCONEXIÓN

A continuación se indican las características técnicas mínimas que deben cumplir los relés trifásicos de protección de interconexión. Además, deben cumplir con las características que se especifican en las Planillas de Datos Técnicos Garantizados (PDTG) adjuntas, las que deberán ser llenadas en todos sus ítems y firmadas por el oferente.

Si para cumplir las condiciones establecidas en estas especificaciones fueran necesarios más de un relé, se deberá llenar una planilla de datos técnicos garantizados para cada uno, estableciendo las funciones que cumplen y dejando libres los demás ítems.

La ausencia de estas planillas podrá ser causal de rechazo de la oferta, a solo criterio de la EPESF.

AI.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES

Los equipos serán de tipo secundario y contarán con tres módulos de medición de fase más uno de tierra, todos con corriente nominal (In) según lo especificado en el ítem 4 de la PDTG. Además contarán con tres módulos de medición de tensión de fase, con tensión nominal de línea (Vn) según lo especificado en el ítem 4.1 de la PDTG.

Estarán preparados para temperaturas de servicio de -10 °C a +55 °C.

La tensión auxiliar de alimentación se especifica en el ítem 6 de las PDTG.

El Cliente deberá obtener del proveedor y entregar a la EPESF un ejemplar del software de configuración y descarga de datos y un manual del equipo y del software en castellano.

AI.2.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Contará con tres niveles de accionamiento de fase y dos de tierra como mínimo.

Los rangos de regulación mínimos serán las siguientes:

AI.2.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE

Los niveles medio y alto de ajuste de corriente deberán poder bloquearse sin afectar el normal funcionamiento de los otros niveles, quedando debidamente señalizada esta situación.

Para nivel bajo se podrá elegir entre tiempo de actuación independiente de la corriente (DT) o entre cuatro curvas de tiempo dependiente (IDMT) según norma IEC 60255-3 (extremadamente inversa, muy inversa, inversa normal e inversa de larga duración) o sus equivalentes aproximados según IEEE. Los niveles medio y alto serán de tiempo independiente de la corriente.

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

Corrientes a arranque y tiempos de operación según ítem 7 de PDTG.

AI.2.3 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA

El nivel alto de ajuste de corriente deberá poder bloquearse sin afectar el normal funcionamiento del otro nivel, quedando debidamente señalizada esta situación.

Los ajustes de accionamiento por sobrecorriente de tierra serán de tiempo definido (DT).

Corrientes a arranque y tiempos de operación según ítem 8 de PDTG.

AI.2.4 DIRECCIONALIDAD

Cada una de las etapas de sobrecorriente de fase y tierra se podrán configurar en forma independiente como protecciones direccionales con características según ítem 9 de PDTG.

AI.2.5 PROTECCIÓN DE MÍNIMA Y MÁXIMA TENSIÓN

Esta protección será configurable para operar según tensiones fase-fase o fase-tierra. Se dispondrá de dos etapas de tiempo definido según ítems 10 y 11 de PDTG.

AI.2.6 PROTECCIÓN DE MÍNIMA Y MÁXIMA FRECUENCIA

Se dispondrá, como mínimo, de dos etapas de mínima frecuencia y dos de máxima frecuencia. Ambas con característica de tiempo definido según ítem 12 de PDTG.

AI.2.7 PROTECCIÓN DE FLUJO DE POTENCIA INVERSA Y POTENCIA INVERSA SENSITIVA

Ambas protecciones actuarán cuando se revierta el flujo de potencia normal desde la EPESF al cliente.

Las características de disparo para ambas se establecen en el ítem 13 y 14 de la PDTG.

AI.2.8 PROTECCIÓN CONTRA FALLO DE INTERRUPTOR (CBFP)

Esta protección proporcionará una señal de disparo hacia una de las salidas luego de transcurrido un tiempo seleccionable sin que se despeje la falla.

Tiempo de operación según ítem 15 de PDTG.

AI.2.9 PROTECCIÓN ANTI ISLA O DE VECTOR SHIFT

Esta protección actuará cuando se pierda el paralelo con la red de la EPESF, quedando una red eléctrica en isla no intencional.

Las características de disparo se establecen en el ítem 17 de la PDTG.

AI.2.10 DESEQUILIBRIO DE FASES

El equipo poseerá una protección que prevea el disparo por desequilibrio de corrientes de fase en base a la componente inversa de las corrientes de fase con las regulaciones detalladas en el ítem 13 de PDTG.

El valor del desequilibrio se calculará como la relación entre la componente inversa de las corrientes de fase y una de estas corrientes. Si dicho valor se calculara de diferente forma, este hecho se deberá aclarar en la oferta detallando la forma de su determinación.

AI.2.11 REGISTRO DE EVENTOS

La protección contará con un registrador de los últimos 30 eventos como mínimo. Estos registros podrán ser descargados a una PC mediante el software de configuración y descarga de datos.

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

Los eventos se almacenarán en forma cíclica, reemplazando los más recientes a los más antiguos.

Los eventos que se registrarán incluirán todos los cambios de estados de las señales de control internas y los relés de salida, ya sea que correspondan a señales de alarma o de disparo, indicándose los valores de las corrientes de fase y de tierra y el tiempo de ocurrencia con una incertidumbre de 1 ms.

AI.2.12 REGISTRO DE PERTURBACIONES

Se contará con un registrador de perturbaciones interno que debe tener como mínimo un canal para cada una de las cantidades analógicas medidas y las entradas y salidas lógicas.

Se podrán almacenar como mínimo 5 (cinco) registros de 3 segundos cada uno a una velocidad de 32 muestras por ciclo, almacenándose los registros en forma cíclica, de manera que los más recientes reemplacen a los más antiguos.

El ajuste de tiempo de registro anterior y posterior al evento de disparo se podrá ajustar entre 100 ms y el total del tiempo de registro en escalones máximos de 100 ms.

Debe almacenar las señales analógicas, el estado de las entradas binarias y las salidas de disparo y señalización, de modo tal que faciliten el análisis de la falla.

Se podrá configurar el arranque para cualquier alarma o umbral de arranque o disparo de protección o alarma, o para cualquier entrada o comando remoto recibido por las entradas binarias.

El método de registro debe permitir al software de análisis trabajar con registros que fueron muestreados a distinta velocidad.

AI.2.13 EXACTITUD

Las exactitudes de los parámetros medidos y de actuación serán las especificadas en el ítem 20 de la PDTG.

AI.2.14 CONTACTOS DE SALIDA

Los relés deberán tener los siguientes contactos libres de potencial normalmente abiertos aptos para desenganche de interruptores y otros de señalización de operaciones, cuyas cantidades se detallan en el ítem 21 de las PDTG:

La capacidad de conducción de estos contactos será:

- 5 A permanente como mínimo.
- 30 A durante 0,5 segundos para disparo.
- 10 A durante 0,5 segundos para señalización.

Todas las señales de alarma y disparo deberán poder configurarse para ser direccionadas a cualquiera de estos contactos de salida.

AI.2.15 OTRAS ENTRADAS Y SALIDAS BINARIAS

Los equipos contarán con:

- Como mínimo tres entradas binarias programables, que podrán utilizarse para activar cualquier señal de disparo, bloqueo, o para inicio del registro de oscilogramas.
- Un relé de autosupervisión con capacidad de carga continua de 5 A, que actuará en caso de detectarse una falla interna en la electrónica o el microprocesador.

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

AI.2.16 PANEL FRONTAL

El equipo contará en su panel frontal con una pantalla y un teclado que permitan la visualización y ajuste del total de los parámetros de regulación y configuración. Los mensajes y abreviaturas serán en español.

Además contará con señalización por LED u otro dispositivo similar para la indicación del estado del relé, según lo especificado más abajo.

AI.2.17 PANTALLA

Mostrará todos los valores de regulación, los registros de LAS perturbaciones y las siguientes mediciones RMS en valores primarios o secundarios:

- Corrientes de las tres fases y tierra.
- Componente inversa de las corrientes de fase.
- Tensiones de las tres fases (solamente para relés direccionales).
- Valores de actuación de las 5 últimas operaciones (mediante consulta en display).

AI.2.18 SEÑALIZACIÓN

En el panel frontal se contará como mínimo con la señalización de arranque y disparo por fase y por nivel de sobrecorriente alcanzado:

AI.2.19 COMUNICACIÓN

Los equipos deberán permitir la configuración y descarga de datos de regulaciones, eventos y oscilogramas mediante un teclado en el panel frontal y por PC mediante un puerto de comunicación serie tipo RS 232/485 frontal o posterior.

Para comunicación permanente a un sistema SCADA, se contará con una salida bajo protocolo DNP 3.0 Nivel 3 (IEC 870-5). El oferente deberá entregar la documentación completa para implementar el servicio, es decir documentación sobre la configuración, el "Device Profile Document", la "Implementation Table" y la lista de puntos.

Debe permitir la habilitación / inhibición de puntos a ser reportados por el protocolo y soportar la asignación de clases y la habilitación / inhibición de puntos para respuestas no solicitadas.

Se incluirá como ensayo de rutina para verificar el funcionamiento a través de dicho protocolo, una prueba de funcionamiento utilizando una notebook como master DNP y probando las funcionalidades solicitadas por parte de la EPESF.

AI.2.20 MONTAJE

La caja será de tipo embutida no pudiendo sobresalir más que 35 mm del frente de la superficie de montaje.

El relé será extraíble. La extracción del relé de su caja deberá poder efectuarse una vez abierta la tapa del mismo, en forma sencilla y rápida. Al efectuarse dicha operación, deberán quedar cortocircuitados los terminales correspondientes a los bornes secundarios de los transformadores de intensidad.

Los bornes estarán dispuestos en la parte trasera del relé y serán aptos para la conexión de conductores de alambre de cobre de hasta 4 mm² de sección.

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

El tamaño total del relé no excederá de las medidas especificadas en el ítem 29 de las PDTG:

La EPESF, a su exclusivo criterio, podrá aceptar equipos con medidas mayores si son cotizados a un precio significativamente menor que otras ofertas que cumplan con las medidas especificadas.

AI.3 NORMAS

Los relés responderán a las siguientes normas:

Aislación:IEC 60255-5 2 kV, 50 Hz, 1 min

Alta tensión de Impulso:IEC 60255-5 5 kV, 1,2 / 50 ms

Resistencia de Aislación:IEC 60255-5 > 100MΩ, 500 VCA

Perturbaciones de alta frecuencia 1 MHz: ..IEC 60255-22-1.

- Modo Común 2,5 kV

- Modo diferencial 1,0 kV.

Descarga Electrostática:IEC 60255-22-2 e IEC 801-2, clase III

- Descarga en aire: 8 kV

- Descarga de contacto: 6 kV

Vibraciones:IEC 60255-21-1 Clase 2

Choques:IEC 60255-21-2 Clase 2

Grado de protección:IEC 60529 : IP50 (mínimo)

AI.4 ENSAYOS

En todos los relés componentes de la provisión se realizarán los ensayos que se detallan a continuación.

En caso de falla de un ensayo cualquiera, se rechazará la unidad bajo ensayo. Si al ensayar una partida se encontrara un 10 % de unidades defectuosas, se rechazará la partida.

AI.4.1 Ensayo de contactos de disparo

Se realizarán tres (3) operaciones de cierre de contactos con la corriente de cierre garantizada y 110 VCC y luego treinta (30) operaciones de apertura de contactos, con la corriente de apertura garantizada a 110 VCC y para una relación L/R = 40 ms. El circuito será de acuerdo con la norma IEC 255-0-20.

AI.4.2 Medición de consumo

Se medirá el consumo propio con I_n , según la norma IEC 255.3.

AI.4.3 Ensayos Mecánicos

Se realizará el ensayo de vibración y hermeticidad según lo establece la norma IRAM 4217 o IEC 68-2-6

AI.4.4 Ensayo de Aislación

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

Se realizarán ensayos con 2 kV de corriente alterna y 50 Hz de frecuencia y con una tensión de impulso de 1,2 / 50 μ s, de acuerdo a la norma IEC 255-4.

AI.4.5 Control de la Corriente Mínima de Operación

AI.4.5.1 De la Unidad de bajo nivel de ajuste de corriente

Para tres (3) posiciones distintas de ajuste de corriente (dos extremas y 1,5 In), se medirá la corriente mínima de arranque del relé.

AI.4.5.2 De la Unidad de nivel medio y alto de ajuste de corriente: Para tres (3) posiciones distintas de ajuste de corriente (dos extremas y una posición intermedia), se medirá la corriente mínima de arranque del relé. En ambos casos este ensayo se realizará tres veces por cada fase. La primera vez antes del ensayo con máxima corriente y las dos restantes luego del ensayo con máxima corriente. Con los tres (3) valores así obtenidos para cada ajuste se verificará para cada fase:

Error de Medición: La diferencia obtenida entre el promedio de los valores obtenidos en los ensayos y el valor que indica el ajuste de corriente, no podrá exceder el 5 %.

Error de Repetibilidad: Los valores individuales obtenidos en los ensayos no se apartarán en más del 4 % del promedio mencionado.

AI.4.6 Control del Tiempo de Operación

AI.4.6.1 Tiempo Definido

Con una corriente igual a 1,3 veces la corriente de ajuste, se controlará el tiempo de accionamiento de ambas unidades. La verificación de la unidad de bajo nivel de ajuste se realizará para tres posiciones de ajuste de tiempo (dos extremas y una intermedia). En todos los casos se ajustará la corriente en valores intermedios.

AI.4.6.2 Tiempo Dependiente

Se verificará la exactitud de la curva para 3 niveles (2 extremos y 1 intermedio) del ajuste de corriente (clavija) y 3 niveles (2 extremos y 1 intermedio) del ajuste de tiempo (dial), para 10 valores de corriente entre 1,5 y 20 veces la corriente de ajuste. Los ensayos se repetirán tres (3) veces para cada fase con tensión auxiliar de 93,5 VCC y tres (3) veces para cada fase con tensión auxiliar de 126,5 VCC. Mediante dicho ensayo deberá verificarse para cada fase.

Error de Medición: Para la unidad de alto nivel de ajuste la diferencia entre el promedio de los valores obtenidos y el valor requerido no excederá del 10 %. Para la unidad de bajo nivel de ajuste en el rango de 0 a 1,7 s, la diferencia entre el promedio de los valores obtenidos en los ensayos y el valor de ajuste indicado en el dial de tiempos, no excederá de 0,05 s. Para el rango de 1,7 s, esta diferencia no será mayor del 3%.

AI.5 ANTECEDENTES

Será condición indispensable para el suministro de estos equipos que el oferente posea antecedentes de provisión de unidades iguales dentro del país. El oferente deberá entregar con su oferta un listado de las empresas argentinas que utilizan el equipo ofertado, con domicilio y teléfono de cada una de ellas y las cantidades vendidas.

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

**PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O
EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF**

El oferente deberá contar con un laboratorio de ensayo propio o contratado en el país, en el que se realizarán los ensayos de recepción y que se encargará de brindar asesoramiento técnico, solucionar problemas corrientes y responder por las obligaciones de garantía, cuando fuera necesario.

Si el oferente no es fabricante de los equipos ofrecidos, deberá presentar autorización escrita del fabricante para ofrecerlos y suministrarlos a la EPESF.

AI.6 GARANTÍA

El proveedor garantizará el funcionamiento de los equipos durante el término de un año a partir de la fecha de recepción.

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

PLANILLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

PROTECCIÓN DE INTERCONEXIÓN

ITEM	DESCRIPCION	UN	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
1	Marca	---	---	
2	Modelo	---	---	
3	País de origen	---	---	
4	Corriente nominal (In)	A	5	
4.1	Tensión nominal de línea (Vn)	V	110	
5	Rango de temperaturas de trabajo	°C	-10 a +55	
6	Tensión auxiliar	Vcc	24 a 110	
7	Protección de sobrecorriente de fase		3 niveles	
7.1	Corriente de arranque nivel bajo	---	0,5 a 4 In	
7.2	Corriente de arranque niveles medio y alto	---	0,5 a 30 In	
7.3	Tiempo de operación a DT de nivel bajo, medio y alto	s	0,05 a 100	
7.4	Multiplicador de tiempo para IDMT	---	0,05 a 1	
8	Protección de sobrecorriente de tierra		2 niveles	
8.1	Corriente de arranque nivel bajo	---	0,1 a 0,8 In	
8.2	Corriente de arranque nivel alto	---	0,1 a 8,0 In	
8.3	Tiempo de operación a DT de nivel bajo y alto	s	0,05 a 100	
9	Direccional	---	Sí	
9.1	Ángulo característico	°	0 a 90	
9.2	Ángulo de disparo referido al ángulo característico	°	±90	
9.3	Dirección de operación Directa o Inversa	---	Sí	
10	Mínima Tensión	---	Sí	
10.1	Rango de ajuste	V	10 a 120	
10.2	Escalones de	V	1	
10.3	Tiempo de operación IDMT	s	0,1 a 100	
11	Máxima Tensión	V	60 a 180	
11.1	Rango de ajuste	V	1	
11.2	Escalones de	s	0,1 a 100	
11.3	Tiempo de operación IDMT	min	1 a 120	
12	Protección de dos etapas de mínima y máxima frecuencia.		Sí	
12.1	Rango de ajuste para ambos en forma independiente	Hz	45 – 65	

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	



**PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O
EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF**

12.2	Escalones de	Hz	0,01	
12.3	Tiempo de operación IDMT	s	0,1 - 100	

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

**PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O
EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF**

PLANILLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

PROTECCIÓN DE INTERCONEXIÓN

ITEM	DESCRIPCION	UN	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
13	Protección de potencia inversa		Sí	
13.1	Rango de ajuste del disparo	W	20 - 200	
13.2	Escalones de	W	3	
13.3	Tiempo de operación IDMT	s	0,1 - 100	
14	Protección de potencia inversa sensitiva		Sí	
14.1	Rango de ajuste del disparo	W	2 - 75	
14.2	Escalones de	W	0,5	
14.2	Tiempo de operación IDMT	s	0,1 - 100	
15	Protección contra fallo de Interruptor (CBFP)		Sí	
15.1	Tiempo de operación	s	0,05 a 1	
16	Protección por desequilibrio de fases	---	Sí	
16.1	Regulación de desequilibrio	%	0 a 100	
16.2	Tiempo de retardo	s	1 a 100	
17	Protección Anti-Isla o Vector Shift	---	Sí	
17.1	Regulación de ángulo	°	2 - 30	
17.2	Escalones de	°	1	
18	Registro de eventos	---	Sí	
18.1	Cantidad de eventos registrables	---	30	
19	Registro de Perturbaciones según especificación	---	Sí	
20	Exactitud			
20.1	Corrientes	%	±2	
20.2	Tiempos	%	±5	
20.3	Ángulos	%	±3	
21	Contactos de salida			
21.1	Disparo	---	2	
21.1.1	Capacidad de conducción permanente	A	5	
21.2	Capacidad de conducción durante 0,5 s	A	30	
21.2	Señalización	---	2	
21.2.1	Capacidad de conducción permanente	A	5	
21.2.2	Capacidad de conducción durante 0,5 s	A	10	

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	



**PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O
EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF**

22	Entradas binarias programables	---	3	
23	Salida de autosupervisión	---	1	
24	Mediciones RMS por pantalla según especificación técnica	---	Sí	
25	Señalización de arranque y disparo	---	Sí	

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

PLANILLA DE DATOS TÉCNICOS GARANTIZADOS

PROTECCIÓN DE INTERCONEXIÓN

ITEM	DESCRIPCION	UN	VALOR REQUERIDO	VALOR GARANTIZADO
26	Comunicación			
26.1	Puerto RS232/485 frontal	---	Sí	
26.2	Protocolo DNP 3.0 nivel 3	---	Sí	
26.2.1	Se adjunta Device Profile Document	---	Sí	
26.2.2	Se adjunta Implementation Table	---	Sí	
26.2.3	Se adjunta lista de puntos	---	Sí	
27	Caja Embutida	---	Sí	
28	Relé extraíble	---	Sí	
29	Tamaño			
29.1	Alto máximo	mm	190	
29.2	Ancho máximo	mm	260	
29.3	Profundidad máxima	mm	260	
30	Garantía	---	1 año	
31	Se adjunta un ejemplar de software	---	Sí	
32	Se adjunta manual del equipo	---	Sí	
33	Se adjunta manual del software	---	Sí	

Lugar y fecha:

.....
FIRMA Y ACLARACIÓN

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

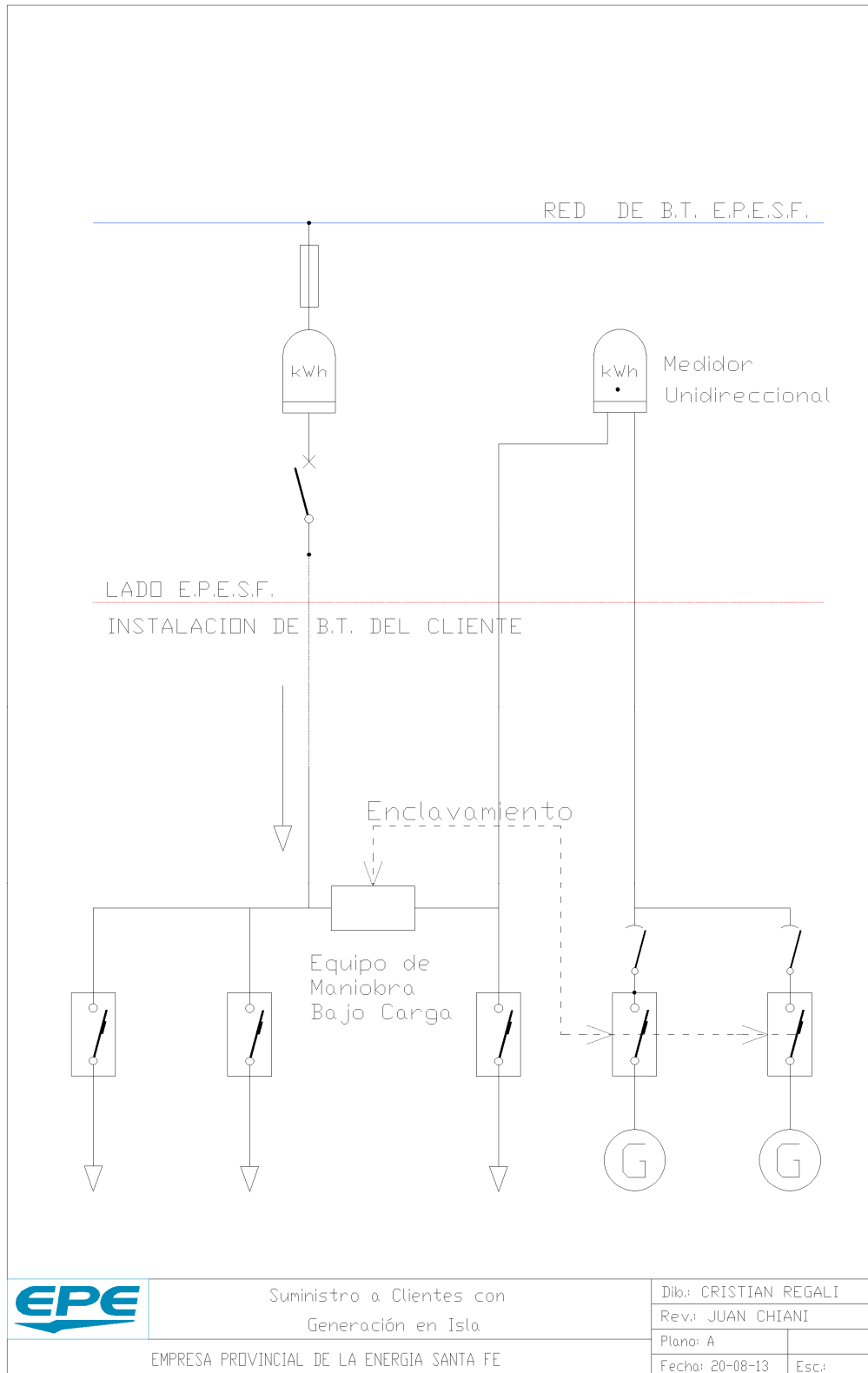
**PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O
EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF**

ANEXO II

ESQUEMAS UNIFILARES

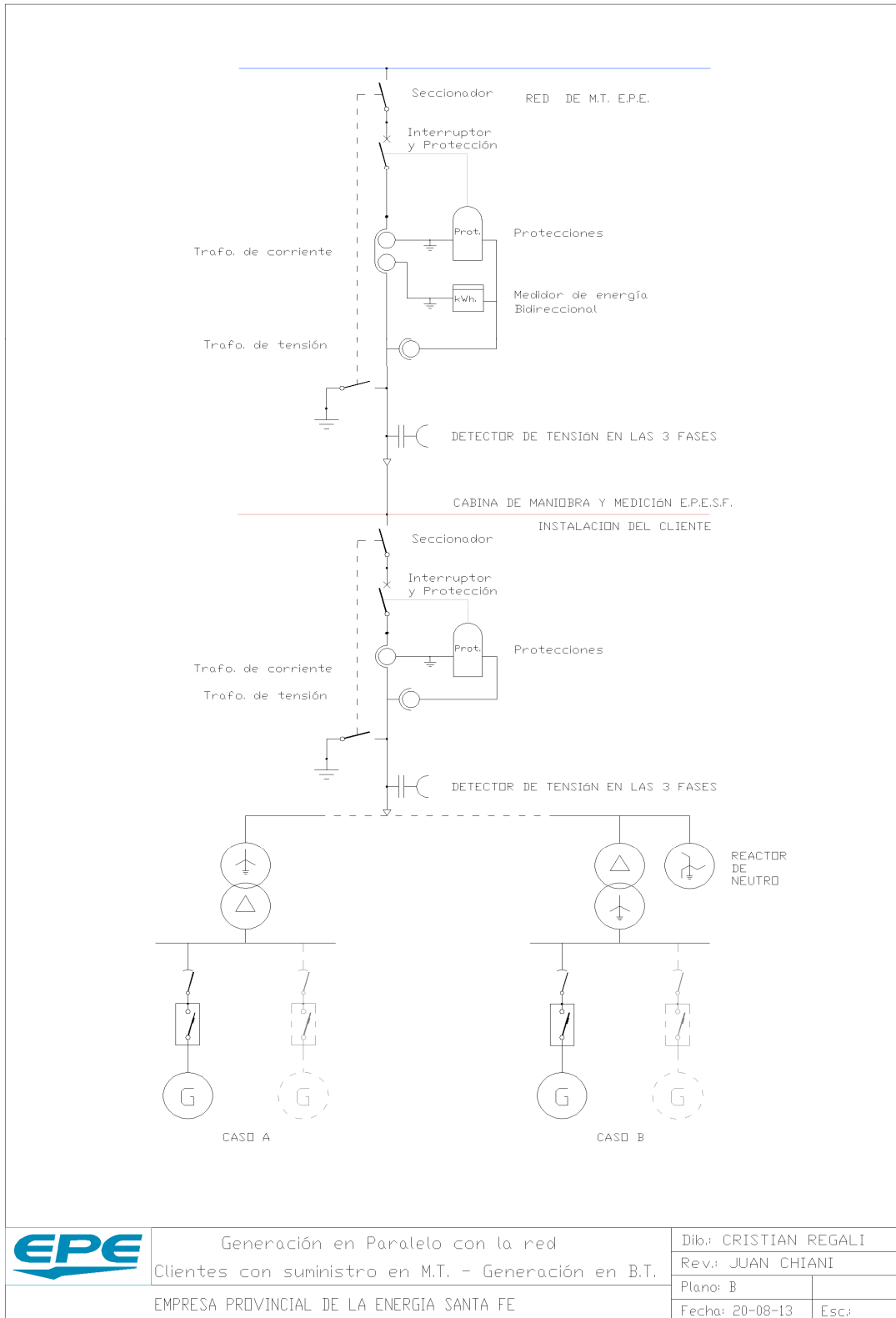
EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF



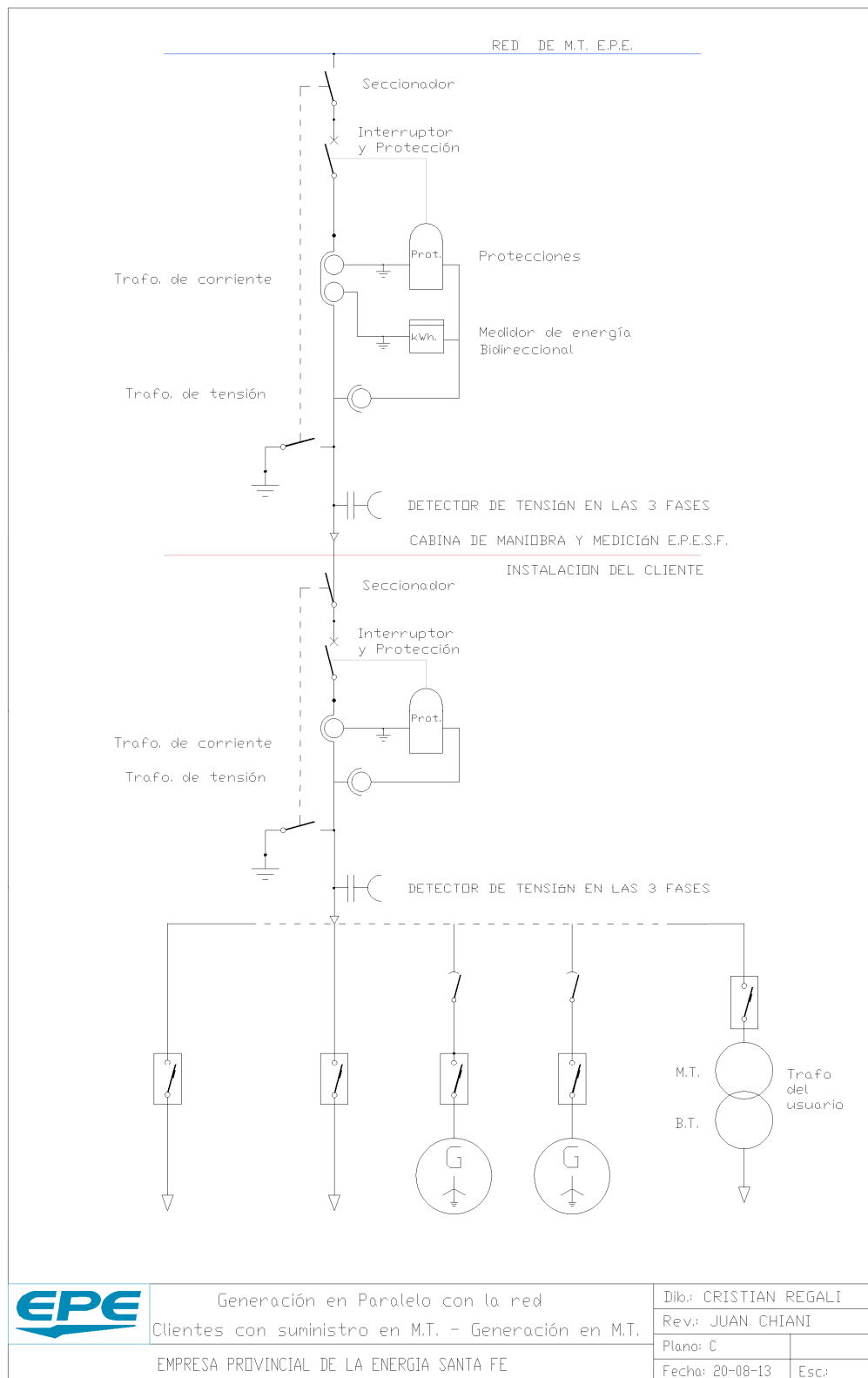
EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF



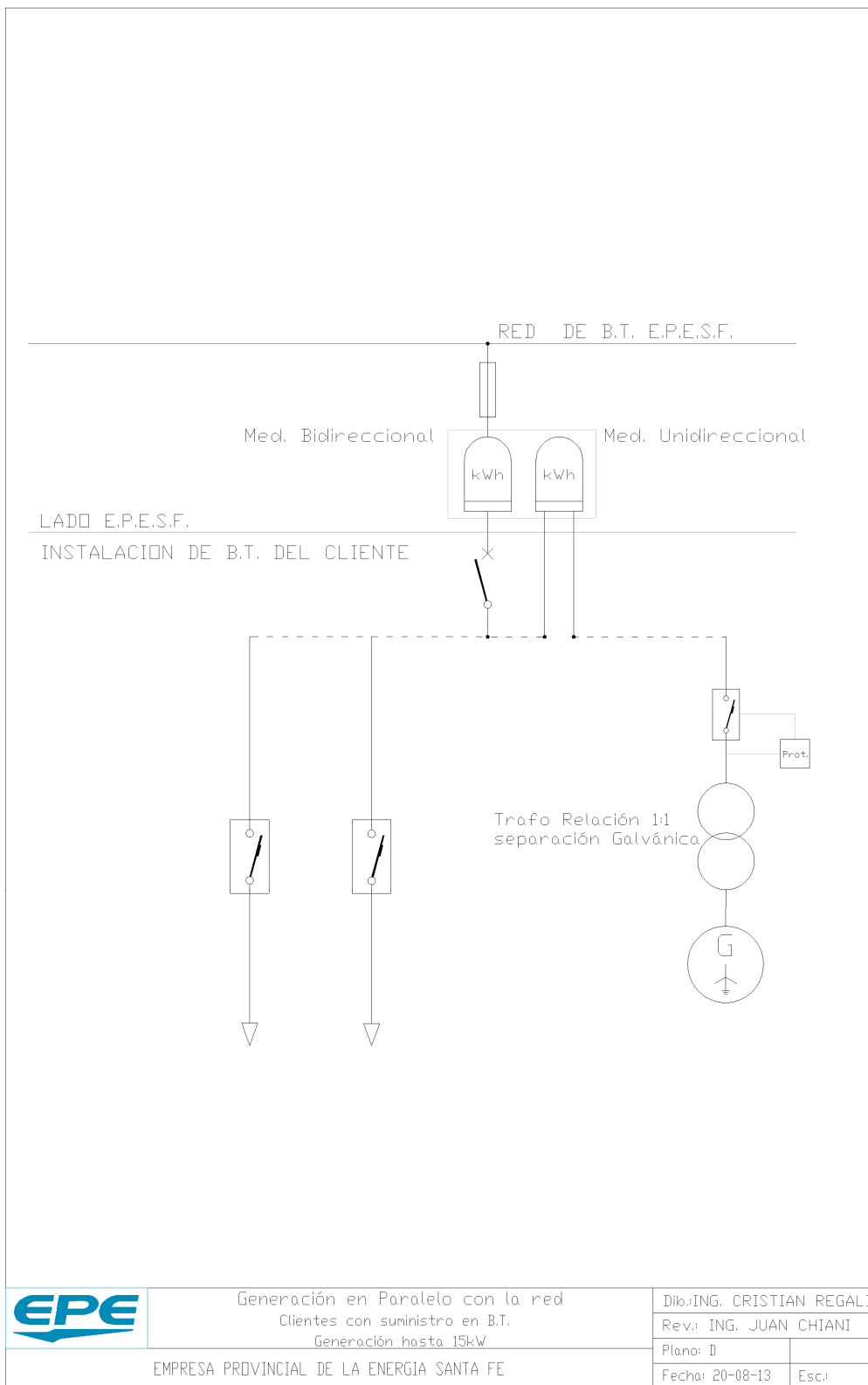
EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF



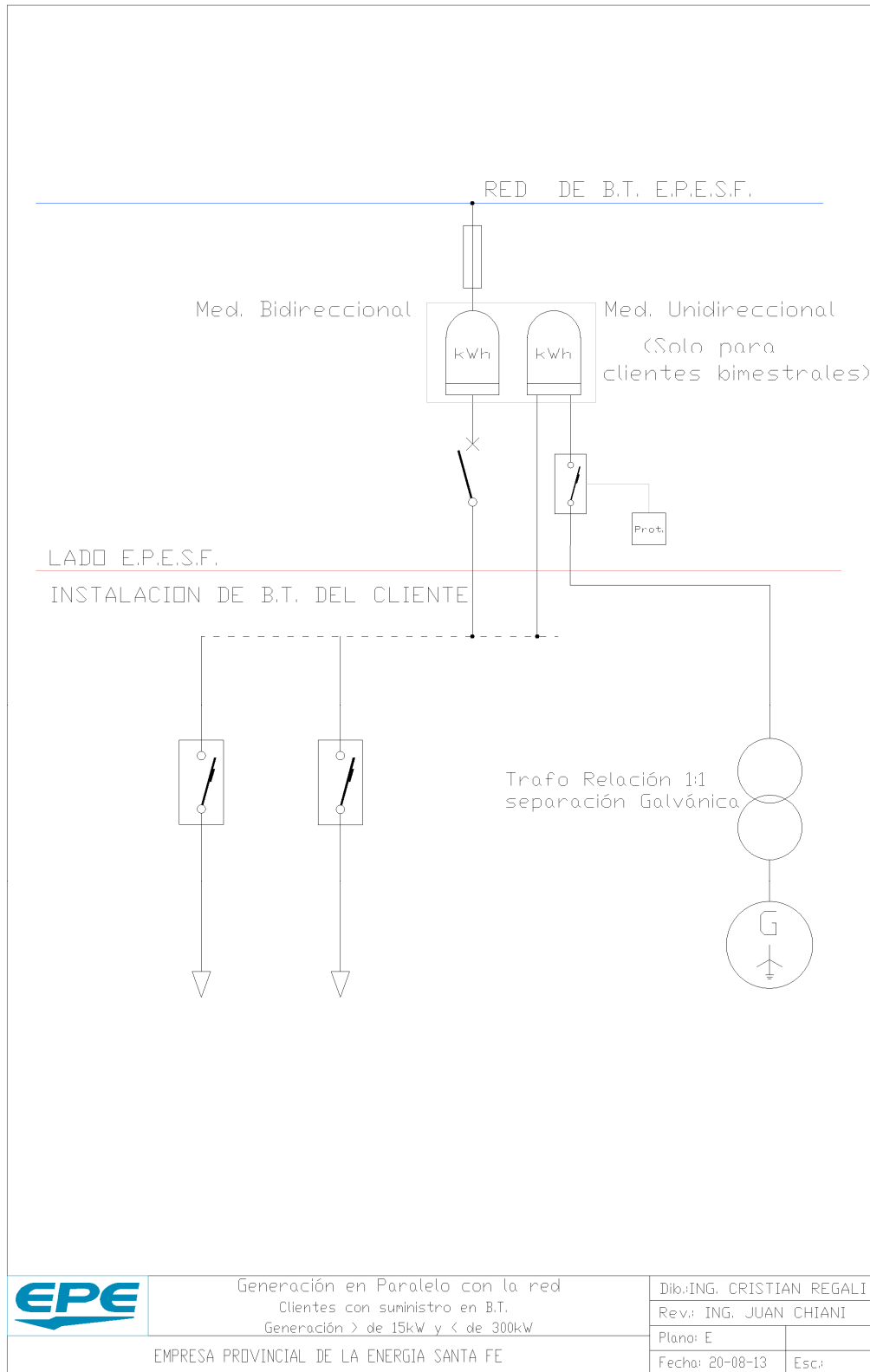
EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF



EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF



EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

ANEXO III

CONSIDERACIONES GENERALES DEL EQUIPAMIENTO PARA TELESUPERVISAR GENERADORES

La EPESF cuenta en la Provincia de Santa Fe con aproximadamente 100 sitios (CCDD y EETT) telecontrolados desde los centros de control operativos a través de Unidades Remotas de Telecontrol (RTU) instaladas en cada sitio.

Estas RTU son modelo D20 de la marca GE, las cuales permiten interrogar a otras unidades remotas o dispositivos inteligentes en protocolo DNP3, level 3, por un puerto RS232.

AIII.1 CONSIDERACIONES PARTICULARES DEL PROTOCOLO Y LA INFORMACIÓN A SUMINISTRAR

AIII.1.1 Cada grupo generador deberá reportar mediciones analógicas, alarmas y estado de los elementos de maniobra de la conexión a la línea de la EPE. Dichas señales deberán ser enviadas a la ET/CD de la EPESF más cercana, en protocolo DNP3, level3 a 9600 baudios en un puerto serie RS232 en modo asíncrono a través del medio físico que la EPESF considere más adecuado y confiable.

AIII.1.2 Las mediciones analógicas requeridas son: corriente, tensión, potencia activa y reactiva (ambas con signo).

Dichas mediciones deben expresarse en número de cuentas de -32767 a +32767.

AIII.1.3 Los elementos de maniobras requeridos son el interruptor y EL seccionador con el que el generador se conecta a la línea; y deberán reportarse con señalizaciones de 2 bits (abierto, cerrado, tránsito, error).

AIII.1.4 Las alarmas a informar serán: disparo por máxima corriente, tierra, diferencial, por potencia inversa y una agrupada por falla mecánica del generador.

AIII.1.5 Toda la información de los disparos referidos en el punto anterior debe ser reportada con tiempo, con una incertidumbre de 1 milisegundo. Dado que estos disparos producen la apertura del interruptor, el cambio del estado del mismo debe contar también con información del tiempo con la misma exactitud.

AIII.1.6 Los centros de control de la EPESF operan con el huso horario de Greenwich, por lo tanto los reportes de tiempo deben hacerse en ese formato y no en hora local.

AIII.2 CONSIDERACIONES PARTICULARES DEL VÍNCULO DE COMUNICACIONES

El punto conexión a la red de telecontrol de la EPESF será definido por el Área Control y Comunicaciones de la EPESF de acuerdo a la ubicación del generador.

Salvo en casos particulares en que el domicilio del cliente esté muy próximo a una ET/CD de la EPESF, se utilizará un vínculo de radio que debe cumplir con los requisitos siguientes.

AIII.2.1 ASPECTOS GENERALES

AIII.2.1.1 La frecuencia de trabajo debe estar comprendida en aquellas bandas no licenciadas que la Comisión Nacional de Comunicaciones (CNC) tenga habilitadas para la transmisión de

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

datos y preferentemente dentro del espectro de 902 a 928 MHz, **verificando que no interfiera con enlaces de la EPE**. Asimismo, el cliente deberá verificar previamente que el mástil existente en instalaciones de EPE soporte la carga del sistema irradiante a instalar.-

AIII.2.1.2 Dispondrá tanto el Punto de Acceso como el Remoto de un puerto RS232 asincrónico para la conexión a las RTU.

AIII.2.1.3 Deben usar la técnica de Spread Spectrum Frequency Hopping para comunicación de datos. La cantidad mínima de saltos (Hopping) debe ser de 80 en el rango de frecuencias antes dado.

AIII.2.1.4 Deben tener un MTBF de 35 años o mejor.

AIII.2.1.5 La velocidad de transmisión de datos será de 9600 bps 8N1, pudiendo variarse entre 2400 y 115200 bits por segundo.

AIII.2.1.6 La estabilidad de frecuencia debe ser mayor que $\pm 0,00015\%$ (1,5 ppm), a una temperatura comprendida entre -20°C y $+70^{\circ}\text{C}$.

AIII.2.1.7 Debe contar con la homologación correspondiente otorgada por la CNC.

AIII.2.1.8 El rango de temperatura de trabajo debe estar comprendido entre -20°C y 70°C .

AIII.2.1.9 La latencia de datos debe ser menor a 30 ms.

AIII.2.1.10 La tensión de alimentación debe ser respaldada por baterías pudiendo ser la misma que alimenta la Unidad de Telecontrol. En caso de falta de energía, el conjunto (radio + remota) debe tener una autonomía mínima de 8 horas.

AIII.2.1.11 La potencia de salida debe cumplir con las normas vigentes dictadas por la CNC para la transmisión de datos.

AIII.2.1.12 No debe sufrir daños ante una VSWR (Voltage Standing Wave Ratio) ilimitada.

AIII.2.1.13 La BER (Bit-Error Rate) debe ser mejor o igual a 10^{-6} @ -106 dBm típico.

AIII.2.1.14 La disponibilidad debe ser mejor a 99,00 %.

AIII.2.1.15 Se instalará en la ET un terminal Punto de Acceso (Access Point) al que podrán conectarse otros terminales remotos si la EPESF lo requiere, tratando de este modo de optimizar el aprovechamiento del sistema.

AIII.2.2 DIAGNÓSTICO

AIII.2.2.1 El operador debe poder realizar un diagnóstico y configuración total de la radio en forma local y/o remota sin que se interrumpa el normal funcionamiento del SCADA.

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

AIII.2.2.2 Todas las radios deben proveer la capacidad de un diagnostico integral que permita al departamento técnico verificar la confiabilidad de las comunicaciones entre la radio maestra y las esclavas.

AIII.2.2.3 Todos los parámetros de la radio podrán configurarse vía una PC conectada, directamente a través de un puerto de configuración. No se acepta requerir de una interface externa para adaptar la PC a la radio, tampoco será aceptable cualquier ajuste interno o seteo de switches de cualquier tipo.

AIII.2.2.4 Las estadísticas de performance de la radio deben ser conservadas por cada una de las radios. Esta información debe incluir, como mínimo, a) el número total de paquetes transmitidos, b) el número total de paquetes recibidos y c) el número total de paquetes con errores.

AIII.2.2.5 La información de diagnostico básica debe estar disponible en cada radio vía LED externos que incluyan como un mínimo: alimentación, estado del enlace, estado de alarma.

AIII.2.2.6 Los parámetros mínimos de configuración y visualización, deben ser los siguientes:

Parámetros mínimos de configuración de la radio:

- Supresión de zonas de hopping
- Potencia transmitida
- Umbral de señal recibida RSSI

Parámetros mínimos de visualización de la radio:

- Temperatura
- Nivel de S/N por zona de hopping
- Nivel de campo recibido por zona de hopping
- Estadísticas de errores por zona de hopping

AIII.2.3 MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO

Las tareas de montaje y puesta en servicio a cargo del cliente, deberán ser coordinadas con el Área Control y Comunicaciones de la EPESF.

El mantenimiento correctivo de los enlaces incluyendo hardware, software, antenas, coaxiales, etc. estará a cargo del Cliente.

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	



PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O
EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	



PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O
EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	



PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O
EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	



PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O
EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	



PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O
EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	



PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O
EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	



PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE SOLICITUDES DE GENERACIÓN EN ISLA O
EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF

EN VIGENCIA DESDE FECHA:			FECHA DE ÚLTIMA REVISIÓN: 28/08/2013		
Realizado:	Ing. Sergio Vivas	Supervisado:	Ing. Juan Chiani	Aprobado:	Ing. Lorenzo Blas
Firma		Firma		Firma	