

Universidad Nacional de Rosario

Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura

Escuela de Postgrado y Educación Continua

Maestría en Energía para el Desarrollo Sostenible



**DISEÑO DE METODOLOGÍAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN,
PUESTA EN MARCHA, SISTEMATIZACIÓN Y MANTENIMIENTO
DE INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS SOBRE
CUBIERTAS**

Integración al proyecto de generación distribuida en el marco de una red
inteligente en la ciudad de Armstrong

Alumna: Arq. Laura B. Airasca

Director: Ing. Pablo Bertinat
Codirector: Arq. Jorge Vázquez

Rosario 2021

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	6
1.1. Resumen	6
1.2. Contexto actual de las Energías Renovables.....	6
1.3. Proyecto PRIER	19
1.3.1. <i>Objetivo y alcance del proyecto</i>	19
1.3.2. <i>Proyecto 50 techos solares</i>	23
2. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	25
3. OBJETIVOS	27
3.1. Objetivo general	27
3.2. Objetivos específicos	27
4. METODOLOGÍA	28
5. ESTADO ACTUAL DE CONOCIMIENTO SOBRE EL TEMA	32
5.1. Experiencias de generación distribuida con energía solar fotovoltaica en el espacio urbanizado en Argentina y el mundo.....	32
5.2. Aprovechamiento de la energía solar en Argentina	50
6. MARCO TEÓRICO	58
6.1. Tecnología solar fotovoltaica.....	58
6.1.1. <i>Conceptos básicos</i>	58
6.1.1.1. Energía solar	58
6.1.1.2. Orientación e inclinación de la superficie fotovoltaica.....	82
6.1.1.3. El efecto fotovoltaico. Tecnología y tipos de celdas fotovoltaicas	84
6.1.2. <i>Posibilidades de instalación fotovoltaica</i>	88
6.1.2.1. Sistemas conectados a la red. Componentes necesarios. Tipos	89
6.1.3. <i>Componentes de la instalación conectada a la red</i>	90
6.1.3.1. Paneles solares fotovoltaicos. Asociaciones serie-paralelo.....	90
6.1.3.2. Descripción de partes de los paneles fotovoltaicos. Parámetros de funcionamiento	91
6.1.3.3. Inversor. Descripción. Rendimiento	98
6.1.3.4. Estructura de soporte. Tipos	100

6.1.4.	<i>Integración arquitectónica en edificios</i>	103
6.1.4.1.	<i>Cubiertas</i>	104
6.2.	Generación distribuida y redes inteligentes	108
6.2.1.	<i>Redes inteligentes</i>	108
6.2.2.	<i>Generación distribuida. Tecnologías</i>	110
6.3.	Política y legislación en energías renovables	112
6.3.1.	<i>Nacional. Ley N°27.191 (Régimen de fomento Nacional para el uso de Fuentes renovables de Energía destinada a la producción de Energía Eléctrica. Modificación Ley N°26.190). Decreto 531/2016.</i>	112
6.3.2.	<i>Nacional. Ley N°27.424 (Régimen de fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública). Decreto 986/2018</i>	113
6.3.3.	<i>Provincial. Ley N°12.692 (Régimen promocional provincial para la investigación, desarrollo, generación, producción y uso de productos relacionados con las energías renovables no convencionales. Modificación Ley N°12.503). Decreto 158/2007, modificado por Decreto 2.644/2012.</i>	114
6.3.4.	<i>Del Programa Prosumidores al Programa de Energía Renovable para el Ambiente (ERA) de la provincia de Santa Fe.</i>	115
7.	DESARROLLO	117
7.1.	Cálculo de las instalaciones fotovoltaicas	117
7.1.1.	<i>Características de la ciudad de Armstrong. Determinación del recurso solar disponible. Conocimiento de la radiación en la zona. Características climatológicas, edilicias y poblacionales.</i>	117
7.1.2.	<i>Dimensionamiento del sistema fotovoltaico</i>	122
7.1.2.1.	<i>Descripción de la instalación. Conexión a la red</i>	122
7.1.2.2.	<i>Módulos elegidos para el proyecto. Interconexión.</i>	123
7.1.2.3.	<i>Orientación</i>	124
7.1.2.4.	<i>Inclinación</i>	125
7.1.2.5.	<i>Cuantificación de pérdidas por desviación de la condición óptima de orientación e inclinación de la superficie colectora</i>	125
7.1.2.6.	<i>Inversor y tablero. Cableado</i>	126
7.1.3.	<i>Estructura</i>	129
7.1.3.1.	<i>Diseño de estructura. Pruebas de diseño de estructura</i>	129
7.1.3.2.	<i>Carga. Cálculo de carga sobre cubierta. Límite de sobrecarga.</i>	134
7.1.4.	<i>Emplazamiento de la instalación</i>	138

7.1.4.1.	Distancia entre paneles y superficie necesaria. Distancia mínima entre filas de módulos según sombras proyectadas	138
7.1.4.2.	Distribución en planta	140
7.1.5.	<i>Producción anual esperada</i>	142
7.2.	Protocolo para la selección de cubiertas aptas (ANEXO 1 y 2)	146
7.2.1.	<i>Preselección visual</i>	146
7.2.1.1.	Zonas de posibles emplazamientos	146
7.2.1.2.	Tipo de cubierta.....	147
7.2.1.3.	Sombras externas	149
7.2.2.	<i>Segunda selección. Condiciones a relevar interna y externamente de la edificación</i>	151
7.2.2.1.	Superficie requerida	151
7.2.2.2.	Calidad de la construcción	153
7.2.2.3.	Estado actual de la construcción.....	153
7.2.2.4.	Tipo de acabado de la superficie de la cubierta.....	154
7.2.2.5.	Superficie mínima libre de sombras propias de la cubierta	155
7.2.2.6.	Proyectos de edificaciones vecinas	156
7.2.3.	<i>Aspectos normativos y legales</i>	157
7.3.	Protocolo de montaje de las instalaciones fotovoltaicas (ANEXO 3).....	158
7.3.1.	<i>Etapas del proceso de instalación</i>	158
7.3.1.1.	Trabajos previos	158
7.3.1.2.	Aspectos mecánicos. Instalación de estructura y fijaciones de equipos ..	161
7.3.1.3.	Aspectos eléctricos. Conexiones	162
7.3.1.4.	Aspectos operacionales. Prueba del sistema. Limpieza y orden del lugar	164
7.4.	Programa de operación y mantenimiento (ANEXO 4)	165
7.4.1.	<i>Operación de los sistemas fotovoltaicos</i>	165
7.4.2.	<i>Mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos</i>	167
7.4.2.1.	Mantenimiento preventivo	169
7.4.2.2.	Mantenimiento correctivo	177
7.5.	Normativa de medidas de seguridad preventivas	178
7.5.1.	<i>Normas de seguridad en instalaciones eléctricas</i>	178
7.5.2.	<i>Normas de seguridad en instalaciones fotovoltaicas</i>	179

7.6.	Efectos ambientales e incidencia social y económica de la tecnología adoptada	180
7.6.1.	<i>Efectos ambientales</i>	180
7.6.2.	<i>Incidencia social</i>	182
7.6.3.	<i>Incidencia económica</i>	184
7.6.4.	<i>Evaluación del proyecto</i>	185
8.	CONCLUSIÓN	189
9.	BIBLIOGRAFÍA	192
10.	ANEXOS	198
10.1.	ANEXO 1: Contrato de comodato	198
10.2.	ANEXO 2: Protocolo de selección de cubiertas aptas para la instalación de un equipo fotovoltaico	201
10.2.1.	<i>Preselección visual</i>	201
10.2.2.	<i>Segunda selección</i>	201
10.2.3.	<i>Relevamiento fotográfico</i>	202
10.2.4.	<i>Relevamiento de la cubierta</i>	202
10.3.	ANEXO 3: Protocolo de montaje para la instalación de un equipo fotovoltaico	202
10.3.1.	<i>Aspectos mecánicos. Instalación de estructura y fijaciones de equipos</i>	202
10.3.2.	<i>Aspectos eléctricos. Conexiones</i>	204
10.3.3.	<i>Aspectos operacionales. Prueba del sistema. Limpieza y orden del lugar</i>	205
10.4.	ANEXO 4: Programa de mantenimiento de equipos fotovoltaicos	205
10.4.1.	<i>Mantenimiento preventivo</i>	205
10.4.1.1.	<i>Tareas semestrales:</i>	205
10.4.1.2.	<i>Tareas anuales</i>	207
10.4.1.3.	<i>Tareas cada 3 años</i>	211
10.4.2.	<i>Mantenimiento correctivo</i>	212
10.4.2.1.	<i>Tareas en caso de mal funcionamiento</i>	212
10.5.	ANEXO 5: Encuesta a los socios – usuarios voluntarios	217

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Resumen

Este trabajo forma parte del “Proyecto de Redes Inteligentes con Energías Renovables” (PRIER), una experiencia llevada adelante por la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de la ciudad de Armstrong junto a la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) y el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), en la cual se desarrollaron diferentes instalaciones de generación eléctrica distribuida con energías renovables dentro de una red eléctrica inteligente en coexistencia con la convencional actual. El área del PRIER relacionada con la generación eléctrica a partir de instalaciones fotovoltaicas distribuidas en cubiertas de edificaciones de usuarios, dentro del ejido urbano, requirió del diseño de diferentes metodologías de toma de decisión, cálculo y monitoreo para implementar, poner en marcha, sistematizar y realizar el mantenimiento de las mismas. El propósito de este trabajo fue el diseño de la documentación técnica de las instalaciones fotovoltaicas, el desarrollo de protocolos para seleccionar las cubiertas aptas y para el montaje, el diseño de un programa de operación y mantenimiento, y la creación de un documento que establezca el nuevo vínculo entre la institución y el usuario que dona el espacio en la cubierta de su propiedad.

1.2. Contexto actual de las Energías Renovables

La incorporación de nuevas fuentes de generación de energías limpias a la matriz energética continúa siendo un tema de interés global, no sólo por el creciente peso que estas tienen como oportunidad de negocio sino por los efectos nocivos que significan para el medio ambiente el uso progresivo de fuentes convencionales que operan a base de combustibles fósiles.

Si bien las inversiones mundiales en esta materia se habían desacelerado en 2016, la tendencia volvió a mostrar un cambio en 2017. Mientras en 2016 la capacidad añadida de generación renovable había alcanzado los 161 GW, llegando ese año a un total de 2.017 GW de capacidad total de generación a base de EE.RR, en 2017 la adición fue un 11% mayor (178 GW), lo que significó un crecimiento del 9% en la potencia de generación global de EE.RR., que llegó a los 2.195 GW (REN21, 2019).

Según la red de políticas de energías renovables para el siglo XXI (REN21, 2019), la capacidad total de generación de energías renovables se duplicó en la década 2007 - 2017, en tanto que la referida a fuentes renovables no hidroeléctricas (es decir, las provenientes de la bioenergía o de fuentes eólicas, solares, geotérmicas, entre otras) aumentó en un múltiplo mayor a seis.

El año 2018 mostró un mercado relativamente estable para las tecnologías de energía renovable. La capacidad total de energía renovable creció a un ritmo constante en comparación con 2017, y el número de países que integran altas cuotas de energía renovable variable continuó aumentando.

En el año 2019, la energía renovable tuvo otro año récord, ya que la capacidad de energía instalada creció más de 200 gigavatios (GW) (principalmente energía solar fotovoltaica, PV), su mayor aumento hasta la fecha. Como en años anteriores, la política gubernamental fue uno de los principales impulsores tanto del crecimiento como del declive de los mercados de energía renovable. Mientras tanto, las instalaciones de capacidad y la inversión continuaron extendiéndose a todos los rincones del mundo, y el sector privado firmó acuerdos de compra de energía por una cantidad récord de capacidad de energía renovable, impulsada en gran parte por las continuas reducciones de costos en algunas tecnologías (REN 21, 2020).

Como en años anteriores, las energías renovables experimentaron un crecimiento mucho menor en los sectores de calefacción, refrigeración y transporte que en el sector eléctrico.

En las economías en desarrollo y emergentes, los sistemas distribuidos de energía renovable continuaron desempeñando un papel importante en la conexión de los hogares en áreas remotas a los servicios de electricidad. Los proyectos comunitarios de energía renovable se han extendido, principalmente en el sector eléctrico. La directiva de energía renovable de la Unión Europea (UE) de 2018 incluyó una definición de "comunidades de energía renovable" y la base para desarrollar normas nacionales para apoyar estas iniciativas. Además, la prevalencia de "prosumidores" está creciendo, mientras que la atención a sus opciones legales y regulatorias para participar en los mercados y redes locales de energía creció durante el año. Los gobiernos subnacionales continuaron

firmando iniciativas de energía renovable y eficiencia energética. En 2018, muchos establecieron objetivos más ambiciosos que sus contrapartes nacionales. Comunidades, ciudades y regiones introdujeron objetivos de energía 100% renovable en 2018, y al final del año, al menos 100 ciudades obtuvieron el 70% o más de su electricidad de las energías renovables (REN21, 2019). Miles de ciudades han adoptado objetivos y planes de acción específicos de energía renovable, y a mediados de 2019, más de 250 ciudades en todo el mundo tenían objetivos para el 100% de energía renovable, no solo para el sector eléctrico, sino también para calefacción y refrigeración, y transporte. Para lograr estos objetivos, muchas ciudades han adoptado medidas de energía renovable (y eficiencia energética) para los edificios, por ejemplo, mediante incentivos financieros y fiscales para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos o geotérmicos. Las ciudades también pueden vincular el desarrollo de las energías renovables con otros servicios urbanos, como el uso de residuos y aguas residuales para producir biogás y biometano, mejorando simultáneamente la gestión de residuos y apoyando la producción local y el uso de energías renovables. A medida que la electrificación del transporte gana impulso (REN 21, 2020).

La inversión en energía renovable volvió a crecer en 2019, aunque lentamente, y se invirtió mucho más en tecnologías de energía renovable que en otras tecnologías de generación de electricidad, como carbón, gas natural y plantas de generación de energía nuclear. En general, la nueva inversión global en energía renovable y combustibles creció un 2% en comparación con 2018, ya que los costos continuaron disminuyendo, alcanzando unos USD 301,7 mil millones. La energía eólica y solar representaron casi la totalidad de esta inversión; en particular, la inversión en energía eólica superó la inversión en energía solar por primera vez desde 2009 (REN 21, 2020).

En 2018, la demanda mundial de energía aumentó un 2,3%, el mayor aumento en una década. Esto se debió al fuerte crecimiento económico global (3,7%) y a una mayor demanda de calefacción y refrigeración en algunas regiones. China, Estados Unidos e India, en conjunto, representaron casi el 70% del aumento total de la demanda. Debido a un aumento en el consumo de combustibles fósiles, las emisiones globales de dióxido de carbono (CO₂) relacionadas con la energía

crecieron un 1,7% estimado durante el año (REN21, 2019). A pesar del creciente despliegue de energía renovable en todo el mundo, la participación de las energías renovables en el consumo total de energía final solo ha experimentado un aumento moderado. A partir de 2018, la energía renovable moderna (excluyendo el uso tradicional de biomasa) representó un 11% estimado del total final de energía consumida, solo un ligero aumento desde el 9,6% en 2013. La mayor parte fue electricidad renovable (5,7%), seguida por calor renovable (4,3%) y biocombustibles de transporte (1,0%) (REN 21, 2020).

En el sector eléctrico, las energías renovables son cada vez más preferidas para la nueva generación de electricidad. En 2018 se agregaron alrededor de 181 GW de capacidad de energía renovable, estableciendo un nuevo récord justo por encima del año anterior, y la capacidad instalada creció más del 8%. Después de años de crecimiento constante, la tasa de nuevas adiciones de capacidad se estabilizó durante el año, y la capacidad global de energía renovable global totalizó unos 2.378 GW a fines de 2018 (REN21, 2019). En 2019 se instalaron más de 200 GW de nueva capacidad de generación de energía renovable, lo que elevó el total mundial a 2.588 GW a finales de año (Figura 1). Las instalaciones estuvieron muy por encima de los niveles de 2018, manteniendo la tasa de crecimiento promedio de más del 8% de la capacidad instalada de energía renovable durante los cinco años anteriores (REN 21, 2020).

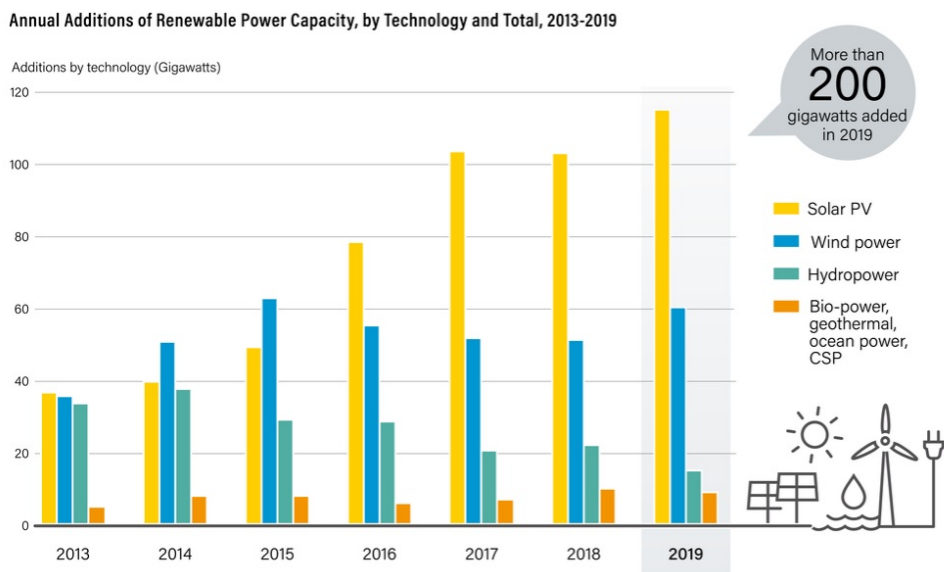


Figura 1 Adiciones anuales de capacidad de energía renovable, por tecnología y total, 2013 - 2019. (REN 21)

Alrededor de 115 GW de energía solar fotovoltaica que se añadió todo el mundo en 2019, consolidando a la tecnología como líder en nueva capacidad de generación de electricidad. Durante el año, el 57% de las adiciones de capacidad de energía renovable fueron de energía solar fotovoltaica (corriente continua), seguida de la energía eólica (alrededor de 60 GW para el 30%) y la energía hidroeléctrica (unos 16 GW para el 8%). El 5% restante de las adiciones provino de bioenergía, energía geotérmica y energía solar térmica de concentración. Por quinto año consecutivo, las adiciones netas de capacidad de generación de energía renovable superaron claramente a las instalaciones netas de capacidad combinada de combustibles fósiles y energía nuclear. La proporción de energía renovable agregada a la capacidad de energía no renovable fue del 75% (Figura 2) (REN 21, 2020).

Renewable and Non-renewable Shares of Net Annual Additions in Power Generating Capacity, 2009-2019

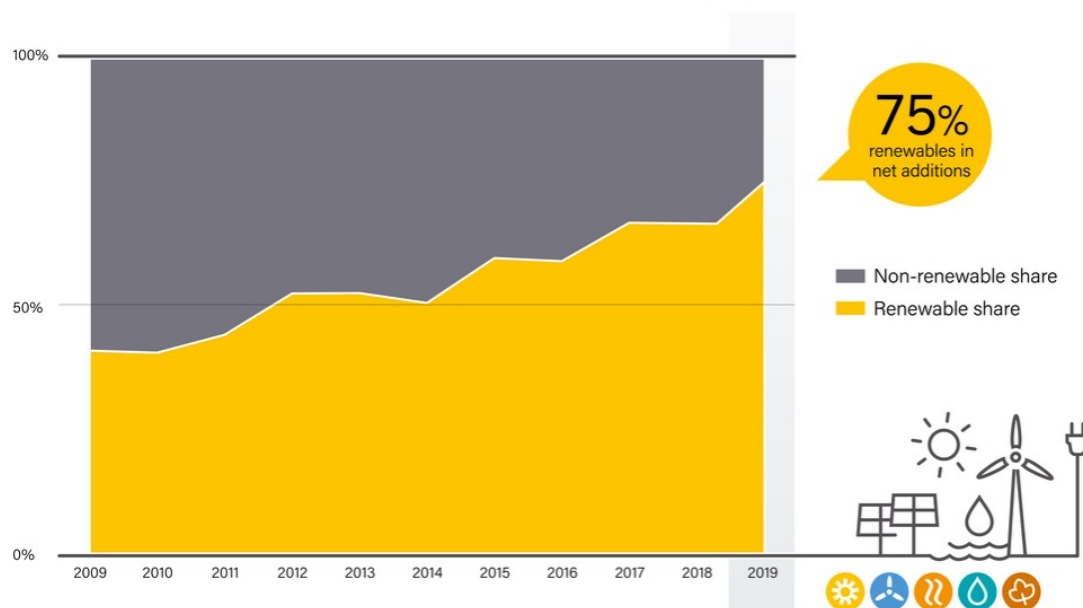


Figura 2 Participación de las energías renovables en adiciones anuales netas de capacidad de generación de energía, 2009 – 2019 (REN 21)

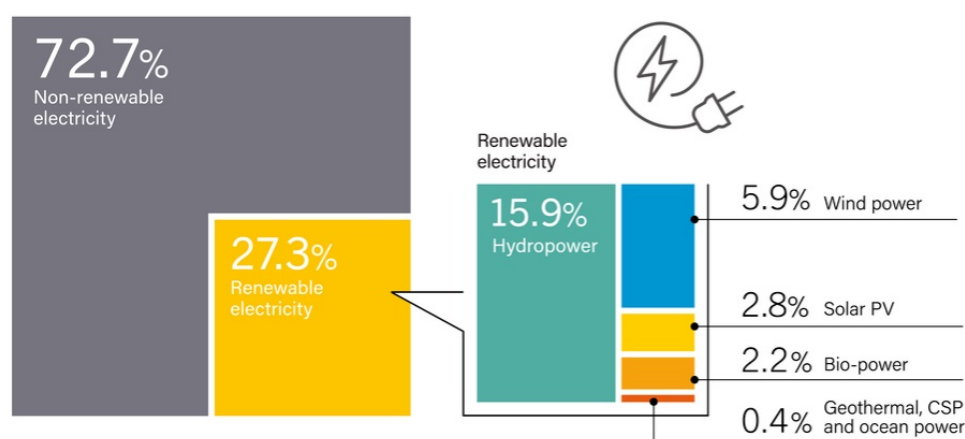
Teniendo en cuenta la capacidad acumulada de energía renovable, China seguía siendo el líder mundial (789 GW) a finales del año 2019, seguida de Estados Unidos (282 GW), Brasil (144 GW), India (137 GW) y Alemania (124 GW). China también lideró el mundo en capacidad agregada durante el año con 67 GW, seguida de Estados Unidos (22 GW), India (13 GW) y Brasil / Japón, cada uno con alrededor de 8 GW. A pesar de que sus mercados generales son demasiado pequeños para figurar en la lista de los cinco primeros, Argentina, Australia,

Israel, México, Turquía y Vietnam experimentaron un crecimiento significativo en la capacidad operativa total de al menos dos tecnologías de energía renovable (REN 21, 2020).

A finales de 2019, al menos 32 países tenían más de 10 GW de capacidad de energía renovable (incluida la energía hidroeléctrica) en funcionamiento, frente a 19 países en 2009. El cambio es aún más impresionante cuando se excluye la energía hidroeléctrica, ya que los mercados para la energía solar y la energía eólica han crecido de forma espectacular en los últimos años. Al menos 17 países tenían más de 10 GW de capacidad renovable no hidroeléctrica a fines de 2019, frente a 5 países en 2009. Como en años anteriores, el país con mayor capacidad renovable no hidroeléctrica fue China, seguido por los Estados Unidos, Alemania, India, Japón y Reino Unido. Los principales países con capacidad de energía renovable no hidroeléctrica por habitante fueron Islandia, Dinamarca, Suecia, Alemania y Australia.

En general, la capacidad instalada de energía renovable fue suficiente para proporcionar aproximadamente el 27,3% de la generación de electricidad mundial a fines de 2019. La energía hidroeléctrica aún constituía la mayoría (58%) de esta participación de generación estimada, seguida de la energía eólica (22%), solar fotovoltaica (10%) y bioenergía (8%) (Figura 3) (REN 21, 2020).

Estimated Renewable Energy Share of Global Electricity Production, End-2019



Note: Data should not be compared with previous versions of this figure due to revisions in data and methodology.

Figura 3 Cuota estimada de energías renovables en la producción mundial de electricidad, fines de 2019 (REN 21)

La participación de la electricidad renovable está aumentando rápidamente en muchos países y regiones. Durante la última década, la UE registró un fuerte crecimiento en su cuota de energías renovables en la generación eléctrica, por encima del 19% en 2009 a un estimado de 35% en el año 2019. En los Estados Unidos, el porcentaje de generación de electricidad renovable aumentó de 10,2% a 17,4% entre 2009 y 2019. La cuota de renovables de generación de electricidad en China creció de 16,6% a 26,4%, a pesar de más del doble de la producción total de electricidad durante la década. La participación de las energías renovables en la generación de electricidad también aumentó notablemente en muchos otros países, incluidos Australia (del 8% al 24%), Etiopía (del 89% al 100%), Kenia (del 57% al 81%) y Uruguay (del 70% al 98%), aun cuando la generación total de electricidad aumentó considerablemente en varios de estos países.

A pesar de estos avances, la electricidad renovable siguió enfrentando desafíos para lograr una mayor participación en la generación de electricidad mundial, debido en parte a la persistente inversión en capacidad de energía de combustibles fósiles (y nuclear). En 2019, la inversión en nueva capacidad de generación de carbón, gas natural y energía nuclear ascendió a 99.000 millones de dólares.

A medida que los gobiernos de todo el mundo instituyeron bloqueos en 2020 para frenar la propagación del nuevo coronavirus (COVID-19) y responder a la crisis de salud global resultante, las economías se paralizaron y la demanda de energía se desplomó. En medio de la pandemia, los precios del petróleo también cayeron debido a la dinámica reciente en el mercado mundial del petróleo.

Los datos de los países que representan más de un tercio de la demanda mundial de electricidad mostraron que cada mes de bloqueo total redujo la demanda de electricidad en un 20% en promedio. La demanda mundial de electricidad disminuyó un 2,5% en el primer trimestre de 2020, y la demanda de carbón y petróleo cayó casi un 8% y un 5%, respectivamente. Las energías renovables fueron la única fuente de electricidad que registró un crecimiento de la demanda durante este período, debido a los bajos costos operativos y el acceso preferencial a las redes eléctricas.

La crisis ha tenido implicaciones inmediatas para todo el sector de las energías renovables, desde los operadores de red que enfrentan cuotas sin precedentes de generación de energía renovable hasta los desarrolladores de proyectos afectados por interrupciones laborales y de la cadena de suministro. Los impactos a largo plazo de la crisis dependerán de una multitud de factores complejos e interrelacionados, incluida la respuesta de los gobiernos, los mercados y las sociedades.

Las redes eléctricas en los principales mercados pudieron adaptarse a grandes cambios en la combinación energética a mediados de 2020, a pesar de los desafíos de mantener las operaciones en medio de reglas de distanciamiento social. La proporción de la oferta satisfecha por las energías renovables alcanzó máximos históricos en China, Europa, India y Estados Unidos.

Los operadores en algunas regiones redujeron la generación de energía renovable ante desafíos estructurales: opciones limitadas para almacenar o exportar el exceso de generación; reducción de la flexibilidad del lado de la demanda debido a que las plantas industriales se desconectaron; y pronósticos de carga inexactos debido a la falta de datos históricos sobre la demanda de electricidad durante una pandemia.

Los desarrolladores de proyectos se han enfrentado a una importante escasez de mano de obra e interrupciones en la cadena de suministro, aunque los impactos varían según la tecnología y la región. Los proyectos de energía solar fotovoltaica se estancaron en medio del cierre de fábricas en China, que representaban el 70% del suministro mundial de módulos a principios de 2020, y las empresas que dependían de las instalaciones residenciales informaron de grandes pérdidas de puestos de trabajo.

Para asegurarse de que tales retrasos no hicieran que los desarrolladores incumplieran los plazos para el apoyo financiero y los créditos fiscales, algunos gobiernos se movieron rápidamente para extender los plazos para tales políticas (REN 21, 2020).

En Argentina, la demanda total de energía eléctrica, durante el año 2018, alcanzó los 133.008 GWh, creciendo muy poco en comparación con el año anterior

(variación del 0,4%) aunque siguiendo la tendencia de aumento de años anteriores (Figura 4) (salvo por el año 2016 que fue mayor a los valores de los dos años siguientes) (CAMMESA, 2019). En el año 2019, la demanda de energía eléctrica presentó una caída frente a 2018 de alrededor del -3,1%.

Variación Interanual Demanda Anual Neta

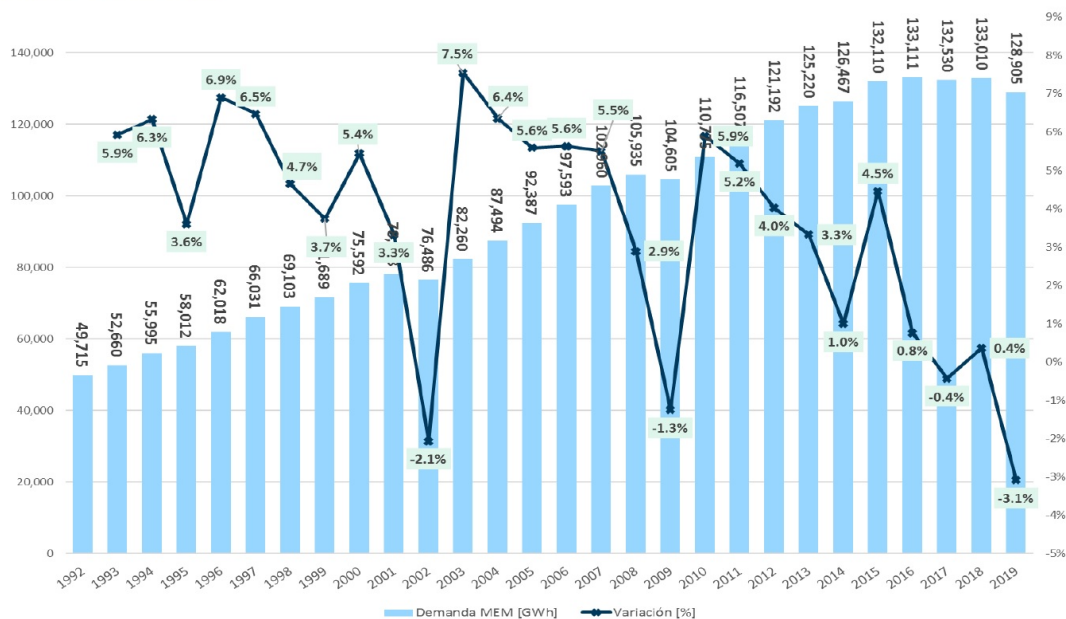


Figura 4 Variación anual de la demanda neta (CAMMESA)

La demanda residencial, que representa más del 40% de la demanda total del país presentó un decrecimiento de aprox. -2,7%. En tanto, los consumos intermedios (comercio / industria chica) y la gran demanda (grandes usuarios industriales y comerciales) presentaron caídas de -3,1% y -3,6% respectivamente. Buena parte del comportamiento de la demanda residencial está ligada a la temperatura (Figura 5). El año 2019 fue un año relativamente templado, no registrándose condiciones extremas con incidencia importante en los niveles de consumo medios, más allá de días puntuales de alto requerimiento por temperaturas extremas (CAMMESA, 2020).

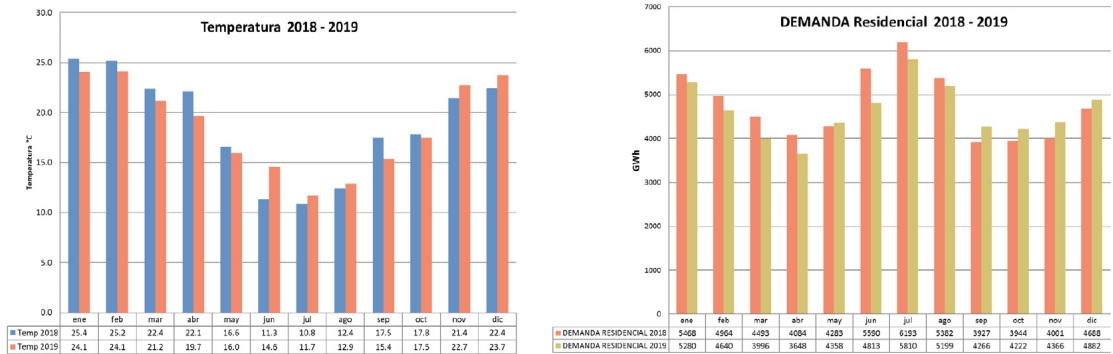


Figura 5 Comparativa entre las temperaturas promedio mensuales de los años 2018 y 2019, y demanda residencial para los mismos años (CAMMESA)

La matriz de generación eléctrica siempre ha mostrado una fuerte dependencia de la generación térmica convencional, una característica que se ha mantenido en los últimos años. La oferta total en 2019 fue de 133.992 GWh, comparado con los 137.825 del año anterior, se evidencia una disminución de -2,8%. La generación local cubrió la demanda sin la necesidad de importación; la importación tomada tuvo origen en excedentes de generación circunstanciales. En cuanto al tipo de generación, el 59,8% correspondió a centrales térmicas, el 26,4% a centrales hidráulicas, que contiene a las hidro renovables, las nucleares fueron del 5,9%, y las renovables (eólica y solar) el 5,8% (aunque todavía represente poco en la generación total, este valor ha aumentado en los últimos años, en el año 2018 fue del 2,4%), el 2% representa energía importada (Figura 6).

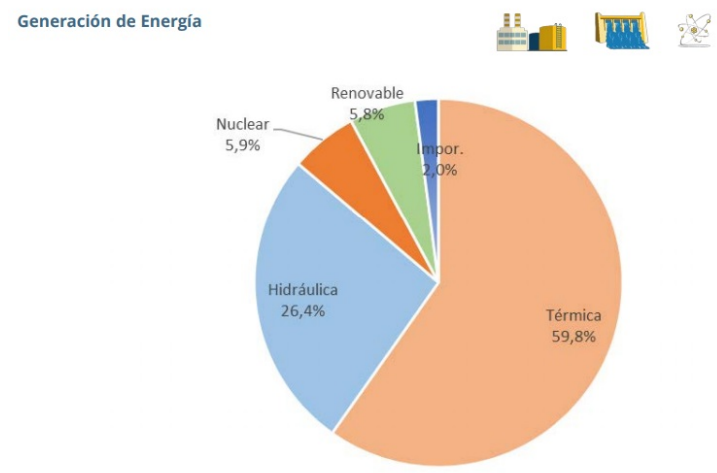


Figura 6 Matriz de generación eléctrica en Argentina mensual, año 2019 (Cammesa)

El 5,9% de la generación interna en participación sobre la demanda, es decir 7812 GWh, corresponden a centrales basadas en fuentes renovables, cuya participación puede desagregarse de la siguiente manera: centrales térmicas, compuestas por biomasa y biogás, representan el 7%; centrales hidráulicas de menos de 50 MW con el 19%; centrales eólicas con el 64% y equipos solares con el 10%; estos dos últimos con crecimientos más importantes respecto del año anterior, 43% y 3% respectivamente (*Figura 7*). Aquí se evidencia un importante cambio en comparativa con el año anterior en donde las centrales hidráulicas representaban el mayor porcentaje (42%) (CMMESA, 2019).

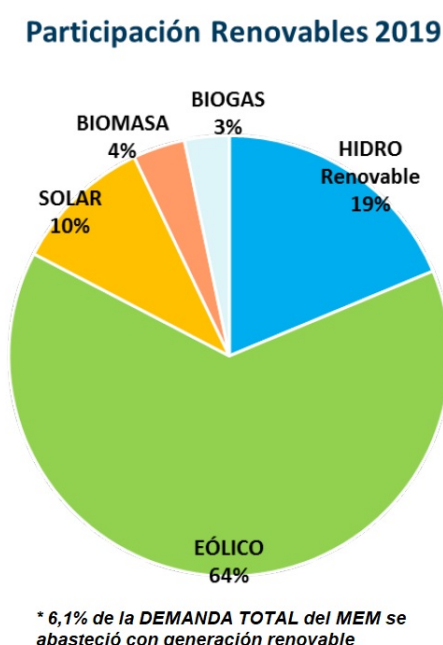


Figura 7 Participación sobre la demanda de las energías renovables por fuente. Año 2019 (Cammesa)

La potencia instalada en equipos de generación también muestra proporciones semejantes a las observadas en la generación de energía eléctrica, con una mayor participación de las centrales térmicas con 61,8%, seguidas por las centrales hidráulicas con 27,2%, las centrales nucleares con 4,4% y las renovables con una participación menor al 6,5%. Aun así, el crecimiento de la potencia instalada total del 2018 al 2019 es de +3,0%, representado por el 0,6% hidráulica, 0,2% térmica y 74% de fuentes renovables.

El 7% de la potencia instalada hasta 2019 en centrales eléctricas basadas en fuentes renovables se concentra en 6 regiones: Patagonia (32,95%), GBA,

Litoral y BAS (20,68%), Noroeste Argentino (14,15%), Cuyo (14,12%), Centro (10,49%) y COM (7,6%).

En la mayoría de los países nombrados anteriormente, que son líderes en inversiones limpias, se implementaron políticas de fomento a la generación de energías a partir de fuentes renovables, con el objetivo de atraer inversiones, desarrollar los niveles de empleo, fomentar una mayor flexibilidad en la infraestructura local y respaldar el desarrollo de las tecnologías asociadas a estas energías, como, por ejemplo, el almacenamiento energético. Asimismo, el respaldo estatal ha resultado imprescindible en la incorporación y desarrollo de este tipo de tecnologías, apoyo que en general se materializa a través de políticas orientadas a la exención impositiva y la reducción de la presión fiscal, el otorgamiento de subsidios que alivianen los costos de implementación y la conformación de programas gubernamentales para la licitación de obras destinadas al desarrollo de estas fuentes.

Concentrando el análisis en la dimensión local, sólo en los últimos años la Argentina comenzó a mostrar algún crecimiento en materia de energías renovables, principalmente luego del año 2015 con la difusión 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) y el inicio del programa RenovAr a partir del 2016, elementos que permitieron sentar bases sólidas para el verdadero desarrollo de estas fuentes y, al mismo tiempo, poner en marcha una mecánica fructífera en esta materia si se tienen en cuenta tanto el interés del capital externo por participar en las diferentes rondas de licitaciones como la cantidad de proyectos actualmente en operación y construcción.

Si bien la mencionada ley estipulaba llegar al 8% de participación para fines del 2017, al 12% en 2019 y al 20% en 2025, la realidad que atraviesa la economía argentina en conjunto a otros factores de índole externo dificulta la consecución de estos objetivos.

A partir del segundo trimestre de 2018 la economía argentina comenzó a mostrar cierto deterioro. El flojo desempeño del sector agrícola y el impacto que ello tuvo sobre la industria manufacturera y las exportaciones fueron cruciales. Asimismo, fueron determinantes la devaluación del tipo de cambio frente al dólar, las altas

tasas de interés e inflación, que de manera respectiva desalentaron la inversión y provocaron una caída pronunciada de los salarios en términos reales afectando los niveles de consumo; y la decisión del gobierno de llevar adelante un programa de reducción del gasto público. Estos hechos precipitaron, en diciembre de 2018, la decisión del gobierno de suspender hasta nuevo aviso el ambicioso programa de inversión para el desarrollo de la obra pública que funcionaría bajo el mecanismo de participación público-privada (PPP), situación que afectó de manera directa a proyectos de vital importancia para el sector energético (como los estipulados para renovar y expandir la red de transmisión eléctrica nacional, sistema que hoy supone un obstáculo al despacho de las nuevas fuentes de generación) y que, de manera indirecta, comenzó a sembrar algunas dudas sobre los proyectos de EE.RR. en construcción ya adjudicados y la continuidad del programa RenovAr. Aun así, el programa RenovAr, como parte elemental de la aplicación y puesta en marcha de la Ley N° 27.191, ha contribuido de manera satisfactoria.

A pesar de la pandemia, originada por el virus COVID-19, las energías renovables continuaron creciendo en el país. En 2020, el 9,7% de la demanda total de energía eléctrica fue abastecida a partir de fuentes renovables, un muy significativo incremento respecto a 2019, cuando este origen representó el 5,9% de la demanda del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), como ya se ha mencionado. En perspectiva, el crecimiento del sector se ha acelerado, ya que hasta julio de 2018 las fuentes renovables representaban menos del 2% del total (Ministerio de Economía de la República Argentina, 2021).

Pese al contexto de Emergencia Sanitaria, durante 2020 se habilitaron comercialmente 39 proyectos, con una potencia instalada de 1.524 MW, un incremento de casi el 58% respecto del año anterior. Según datos de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), la potencia instalada de fuentes renovables que se añadió en 2020 significó el 62% del total de la nueva potencia incorporada en el año (Ministerio de Economía de la República Argentina, 2021).

Actualmente, se encuentran operativos 163 proyectos en el país, los cuales brindan energía a más de 4,4 millones de hogares argentinos, con una potencia

total de más de 4.155 MW (Ministerio de Economía de la República Argentina, 2021).

El 8 de diciembre de 2020, asimismo, se registró un nuevo récord de abastecimiento a partir de energías renovables en el país. De acuerdo con CAMMESA, a las 8:55 hs. de ese día se alcanzó el pico máximo histórico, cuando el 23,3% de la demanda total de energía eléctrica en la Argentina se abasteció con fuentes renovables. La principal tecnología para lograr este récord fue la eólica, que aportó el 67,21%, (2.003,2 MW); seguida por la solar fotovoltaica, con el 22,1% (658,6 MW); los PAH, que representaron un 6,7% (199,7 MW); y, por último, las bioenergías con el 4% (119,2 MW). Es importante aclarar que las energías renovables tienen prioridad de despacho, lo que significa que toda la electricidad que llega al sistema desde estas fuentes abastece automáticamente la demanda (Ministerio de Economía de la República Argentina, 2021).

En lo que respecta a la Generación Distribuida, el régimen de fomento a la generación a partir de fuentes renovables por parte de los usuarios, tanto para su autoconsumo como para la eventual inyección de excedentes a la red de distribución, en 2020 se llegó a los 3 MW de potencia instalada por parte de 330 usuarios-generadores de todo el país, con un récord de generación de 394 kW en octubre (Ministerio de Economía de la República Argentina, 2021).

1.3. Proyecto PRIER

1.3.1. Objetivo y alcance del proyecto

En el contexto global planteado en Argentina existen diversas experiencias asociadas al desarrollo de sistemas de generación distribuida en base a fuentes renovables de energía. El presente trabajo se basa en el proyecto llevado adelante por el Consorcio Asociativo Público-Privado (CAPP) "Proyecto de Redes Inteligentes con Energías Renovables (PRIER) conformado por la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong (CELAR), la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) y el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) que se propuso el desarrollo de instalaciones de generación distribuida mediante fuentes de energías renovables en el marco del desarrollo de una red eléctrica inteligente en la localidad de Armstrong.

El proyecto tiene como antecedentes el desarrollo por parte de la CELAR a través de un convenio específico con la Secretaría de Energía de la Nación y con la colaboración de la UTN y el INTI de la implementación de una red eléctrica inteligente piloto que resulta la plataforma de implementación del proyecto propuesto.

El proyecto *“Generación distribuida con Energías Renovables. Aportes tecnológicos sociales, ambientales y económicos de su aplicación en la red inteligente de Armstrong”* incluye entre otros los siguientes aspectos:

- Implementación de generación eléctrica distribuida en las redes de baja y media tensión con fuentes fotovoltaica, minieólica y microhidráulica.
- Abordaje de la problemática energética local, estudios de eficiencia en el uso final de la energía y plan estratégico energético urbano.
- Desarrollo de un programa de sensibilización social, comunicación y capacitación en diferentes niveles de manera de lograr el involucramiento de la población local en el proyecto generando el concepto de “prosumidores”.
- Desarrollo de estudios complementarios referidos a estabilidad de redes, normativa, regulación y aspectos económicos.
- Desarrollo de laboratorios asociados a la generación distribuida con energías renovables.
- Creación del Centro de Capacitación en Generación Distribuida con Energías Renovables y un centro de monitoreo.

En este sentido se desarrolló una red de generación distribuida a partir de diferentes fuentes renovables coexistiendo con la red eléctrica convencional y con la red inteligente. A partir de ello, se espera poder disponer de herramientas que faciliten la eliminación de barreras al desarrollo local de estas alternativas energéticas. Entre ellas, estudios eléctricos y esquemas de abordaje técnico, legal y económico que puedan ser transferidos a otras distribuidoras, metodologías de abordaje social para el desarrollo de proyectos energéticos locales, proveedores nacionales para los requerimientos de estos desarrollos y personal e instituciones capacitadas para multiplicar la experiencia.

El rol central de la CELAR es el de hospedar el proyecto de generación distribuida a partir de sus instalaciones y experiencia, desarrollar las capacidades de instalación, operación y mantenimiento, así como el esquema de negocios para poder transferir.

Las actividades principales se realizan en el ámbito del municipio de Armstrong. Las instalaciones de generación con energías renovables, al ser distribuidas, se desarrollaron en diferentes áreas. Así mismo se previó que la sede de la CELAR sea sede de diferentes actividades.

El proyecto implicó los siguientes procesos:

- *Instalación, montaje, conexión y puesta en servicio de planta fotovoltaica de piso (375 kW):* se definió la locación a partir del estudio de factibilidad correspondiente. Se estimó una ocupación de suelo de al menos 3600 m², en una planta sin acumulación de energía por lo que toda la energía se entrega a la red de media tensión.
- *Instalación, montaje, conexión y puesta en servicio de paneles fotovoltaicos en techo (50 techos):* cada instalación en techo está ubicada tanto en edificios públicos como viviendas residenciales, y no se cuenta con acumulación de energía por lo que se vuelca todo lo producido a la Red Eléctrica. Las instalaciones tienen una potencia de 1,5 kWp y otros equipos de prueba de 2 kWp (instalados en instituciones de la ciudad).
- *Instalación, montaje, conexión y puesta en servicio de sistemas termo solares (2):* se instalaron equipos solares térmicos compactos con el objetivo de monitorear y generar un ahorro específico en domicilios que estén bajo la interconexión de la Red Eléctrica Inteligente (REI). Los sistemas son del tipo termosifónicos por lo que no consumen energía extra para su operación.
- *Instalación, montaje, conexión y puesta en servicio de sistemas eólicos de baja potencia (6 equipos):* el equipamiento eólico de baja potencia para el ámbito urbano o peri urbano fue instalado en locaciones con baja rugosidad y en estricto cumplimiento de las normas de calidad y durabilidad de equipos eólicos ensayados bajo la norma IEC 61400-2.

- *Instalación, montaje, conexión y puesta en servicio de sistemas de generación micro hidráulica (2):* esta instalación se proyectó para realizarla sobre el Río Carcarañá, mediante turbinas hidrocinéticas. Este tipo de turbinas no precisa la construcción de represas o de conductos, y está compuesta por un grupo generador instalado en el lecho del río.
- *Creación de un centro de monitoreo permanente de la red de generación distribuida con herramientas de gestión de redes en sede de la CELAR:* este espacio permite la observación y control de las instalaciones distribuidas, así también como el monitoreo permanente del consumo en tiempo real de los usuarios incluidos en la REI.
- *Laboratorios para equipos asociados a la generación distribuida:* a partir de las capacidades existentes en el INTI y la UTN, se completa el equipamiento para la caracterización y ensayo de equipos y componentes relacionados con la GDER.
- *Construcción de un centro de capacitación en generación distribuida con energías renovables:* en sede de la UTN se desarrollan acciones de capacitación permanente a partir de las capacidades desarrolladas en el PRIER y que serán transferidas a los actores claves para asegurar la réplica de la experiencia.

Asimismo, el proyecto desarrolló tecnologías y procesos asociados a diferentes etapas y áreas del mismo. Entre las más relevantes se pueden identificar:

- Desarrollo de metodología de intervención con energías renovables sobre las redes de baja y media tensión. Estudio de los límites e impactos de diferentes magnitudes de intervención.
- Desarrollo de procedimientos para la selección del equipamiento adecuado de acuerdo a diferentes condicionamientos.
- Implementación de protocolos de puesta en marcha, operación y mantenimiento de instalaciones de generación distribuida con energías renovables.
- Implementación de protocolos para ensayos de laboratorio de paneles fotovoltaicos, inversores, etc.
- Desarrollo de metodologías de construcción de balances energéticos urbanos.

- Desarrollo de metodologías de implementación de programas de eficiencia energética en el uso final.
- Desarrollo de procesos de monitoreo de la red inteligente con generación distribuida.
- Desarrollo de manuales de procedimientos para empresas instaladoras de fuentes de generación eléctrica renovables en las redes.
- Propuesta de normativa legal y técnica para el funcionamiento de las redes de generación distribuida.
- Metodología de desarrollo de proveedores de equipos para la generación distribuida.

1.3.2. Proyecto 50 techos solares

Una de las líneas de trabajo del proyecto PRIER es la que tiene que ver con la implementación de generación eléctrica distribuida en la red de baja tensión con fuente fotovoltaica. En este caso, a diferencia de la planta fotovoltaica de piso, en donde la instalación de los paneles se realiza en un terreno específico a escala media, se instalaron pequeños generadores fotovoltaicos de 1,5 kWp sobre las cubiertas de las edificaciones de la ciudad de Armstrong, creando una red de generación distribuida que inyecta energía a la red eléctrica coexistiendo la red convencional y con la red inteligente. Cada instalación en techo está ubicada tanto en edificios públicos como viviendas residenciales, y serán un total de 50 techos. Del total de usuarios de la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos de Armstrong Ltda., un 78,5% corresponde a usuarios residenciales y un 0,9% a edificios públicos, dejando el 20,6% a clientes de orden industrial (3,8%), comercial (9,5%) y rural (7,3%).

Los socios usuarios de la CELAR, voluntariamente, cedieron el espacio aéreo de su propiedad para la colocación de las instalaciones, siempre teniendo en cuenta que cumpla con las condiciones necesarias para su correcto montaje y funcionamiento, además de su posterior mantenimiento. Es así como nació una nueva relación entre la CELAR y el usuario que fue necesario establecer mediante documentos que determinen los aspectos normativos y legales del acuerdo.

A partir de la creación del centro de control, la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos de Armstrong Ltda. se tiene acceso a todos los datos arrojados por las instalaciones, gracias a los medidores inteligentes y software pertinente, además de gestionar y controlar el sistema.

2. EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En el marco del proyecto PRIER y su segunda etapa, relacionada con la generación distribuida a partir de paneles fotovoltaicos sobre techos de la ciudad de Armstrong, se establecieron diferentes problemáticas a resolver que se traducen en necesidades, que la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong, planteó como fundamentales para su correcta implementación.

¿De qué manera establecer un conjunto de pautas para implementar, sistematizar, montar y mantener instalaciones fotovoltaicas sobre cubiertas de edificaciones, por parte de la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong?

Entre los problemas a resolver se encuentran:

- El diseño y la propuesta de manera conjunta de un sistema de estructura portante, que atienda a los cálculos de parámetros requeridos y condiciones técnicas específicas de los sistemas fotovoltaicos a instalar.
- La determinación de posibles techos pasibles de ser utilizados para la generación de energía fotovoltaica, junto a una evaluación de los mismos desde sus aptitudes para la generación como así también a sus condiciones edilicias.
- La resolución de los aspectos formales y legales de la nueva relación entre la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong y el usuario socio.
- El establecimiento de los términos de referencia para la puesta en marcha y seguimiento de las instalaciones, así como de las viviendas seleccionadas.

En el presente proyecto de tesis se plantea, a partir de la participación en los equipos de trabajo, aportar al desarrollo del proyecto PRIER. Este aporte asume una importancia relevante ya que la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong requiere establecer la factibilidad de las instalaciones, desarrollar metodologías de trabajo, diseñar la documentación técnica necesaria para la implementación de las instalaciones y desarrollar los

protocolos que guíen el trabajo de sus operarios en la puesta en marcha y seguimiento de este tipo de sistemas.

Los resultados que se esperan obtener son: el diseño del sistema fotovoltaico como prototipo a replicar en todas las cubiertas seleccionadas, un protocolo de selección de cubiertas aptas, guía de montaje y programa de mantenimiento. Estos serán evaluados en el transcurso del tiempo, en diferentes etapas de realización, pudiendo rever ciertos aspectos puntuales, evaluándolos de manera que permitan la corrección.

Como aporte del presente trabajo dentro del PRIER, se espera que este dinamice la implementación de las instalaciones, sistematice de manera rápida y fácil su montaje y puesta en marcha y, facilite el monitoreo y mantenimiento de las mismas; para minimizar posibles errores y reducir tiempos, logrando eficiencia en todas las etapas del proyecto.

Hablando exclusivamente del impacto en la comunidad, se prevé un impacto ambiental positivo, sumado a impactos de orden social y económico que beneficiarán a toda la población de la ciudad de Armstrong.

3. OBJETIVOS

3.1. Objetivo general

Proponer a la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de la ciudad de Armstrong una metodología de toma de decisión, cálculo y monitoreo para la implementación, puesta en marcha, sistematización y mantenimiento de techos solares fotovoltaicos conectados a la red, que permita ser replicable en diversos ámbitos y escalas.

3.2. Objetivos específicos

- Sistematizar el cálculo de las instalaciones fotovoltaicas.
- Diseñar un prototipo estructural para los módulos fotovoltaicos.
- Proponer una metodología de selección de cubiertas aptas para la colocación de los sistemas fotovoltaicos, así como las pautas de acuerdo con los propietarios.
- Formular una guía de montaje con los “procedimientos de trabajo seguro” para los operarios que instalarán los equipos.
- Plantear un programa de mantenimiento preventivo y correctivo.
- Describir los efectos ambientales de la tecnología utilizada e incidencia económica y social del proyecto.
- Desarrollar herramientas para la evaluación estructural y seguimiento de las instalaciones.

4. METODOLOGÍA

La presente tesis es un proyecto de desarrollo tecnológico, orientado a dar solución a los problemas de la investigación, a fin de cumplir con el objetivo general y los objetivos específicos propuestos, de establecer diferentes metodologías relacionadas con la toma de decisión, cálculo y monitoreo para la implementación, puesta en marcha, sistematización y mantenimiento de techos solares fotovoltaicos conectados a la red, para la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de la ciudad de Armstrong. En cuanto al diseño de la investigación, la estrategia metodológica consta de varias instancias, validadas a partir de estudios exploratorios y descriptivos, que sirven de base para un estudio explicativo de las necesidades de buscar soluciones alternativas al consumo de energía eléctrica de la ciudad, indagando en sistemas ya probados, como son los sistemas fotovoltaicos. Se analiza la factibilidad de aplicación de un sistema, junto a su técnica, que vincula a la comunidad, a quien se le solicita cooperación facilitando el usufructo mediante comodato del espacio cubierta para la ubicación de sistemas de aprovechamiento energético, y a la Cooperativa que brinda el servicio de energía eléctrica, quien se compromete a la gestión y mantenimiento del sistema. Este proceso implica un trabajo de obtención de suficiente información primaria de una muestra de la población, para determinar su alcance y conocer las opiniones y actitudes de la población usuaria del sistema. Este estudio exploratorio de factibilidad pretende su posible replicabilidad en aglomerados urbanos de pequeña y mediana complejidad.

A partir de la descripción del proyecto PRIER, en el cual se enmarca la presente tesis, se determina el problema central y los problemas conexos de la investigación, haciendo hincapié en la importancia y necesidad de búsqueda de soluciones para la correcta continuidad del mismo, brindando propuestas concretas. A partir de ello, y junto a los diferentes actores que participan del PRIER, se establecen los objetivos, tanto el general como los específicos.

Se establece un marco conceptual mediante técnicas de investigación documental (consulta bibliográfica), relacionado con los conceptos básicos de la energía solar y el efecto fotovoltaico, sus posibilidades de instalación y componentes, sus ventajas y desventajas. Se lo complementa con la descripción

de estos sistemas integrados arquitectónicamente a edificios, además del concepto de generación distribuida y las tecnologías asociadas.

Mediante la indagación de las políticas y legislaciones relacionadas con las energías renovables tanto internacionales como nacionales y provinciales, se establecen las posibilidades y límites del proyecto.

Específicamente relacionado a la generación de energía eléctrica mediante un sistema fotovoltaico se estudian los cálculos necesarios de las instalaciones, dimensionamiento del sistema y diseño de estructura como prototipo a replicar.

Se analizan datos mediante técnicas de investigación documental, a partir de fuentes bibliográficas de la literatura existente sobre el tema y las de los cursos tomados en la Maestría en Energía para el Desarrollo Sostenible, con un enfoque cuantitativo, para el cálculo de las instalaciones fotovoltaicas que se colocan, considerando variables como las características poblacionales, edilicias y climáticas de la ciudad de Armstrong, los elementos necesarios con los que se cuenta, orientación e inclinación para su adecuado dimensionamiento y las posibilidades de conexión. A esto se le suma, el estudio del emplazamiento del sistema, que implica cálculos de distancias entre paneles por sombras, superficie necesaria y distribución en planta.

Se utiliza la técnica de experimentación de manera controlada, para el diseño de estructura, manipulando las variables como el dimensionamiento de bases, el estudio de carga sobre las cubiertas; además los materiales existentes en los corralones de la zona y la posibilidad de ejecución de la mano de obra, en este caso los operarios de la institución, información que se recolecta utilizando técnicas de investigación de campo como entrevistas dirigidas analizadas de forma cuali-cuantitativas. Se elabora un informe del prototipo final, teniendo en cuenta que es utilizado en esta etapa y puede ser modificado para futuras instalaciones que posibiliten la expansión del proyecto. Sumado a esto, se analizan los datos anuales de la producción de energía, obtenidos por las instalaciones fotovoltaicas que ya opera la Cooperativa, a fin de estimar la producción de los techos solares a instalar.

Para la confección de los protocolos, se comienza por la selección de cubiertas que sean aptas para colocar los sistemas a partir de la elección inicial de la tipología más utilizada en la localidad. Esta selección tiene en cuenta el prototipo final diseñado, que limita la elección en un primer momento a este tipo de cubierta, y las zonas de posibles emplazamientos según variables determinadas por la Cooperativa. Mediante un estudio de campo se relevan las condiciones edilicias tanto internas como externas, realizando la observación dirigida y tomando registro de las mismas para determinar no solamente que se cumplan las condiciones requeridas sino también tolerancias a patologías constructivas, las cuales serán determinadas a partir de fuentes bibliográficas como libros, revistas y publicaciones sobre el tema. Se determinarán aspectos normativos y legales de la nueva relación entre la institución y el usuario, confeccionando un documento en coordinación con el área contable y administrativa de la Cooperativa.

Se realiza una recolección de información de guías de montaje y mantenimiento de empresas e instituciones gubernamentales relacionadas con la energía fotovoltaica, para luego procesar la información, seleccionando los datos que se adecuen al proyecto, teniendo en cuenta su escala, sustentabilidad, mano de obra y equipamiento disponible. Como ya se mencionó, mediante entrevistas a los jefes y operarios de la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Público Ltda. de Armstrong, se establecen los aspectos mecánicos, eléctricos y operacionales a incluir para el montaje, y los tipos de mantenimiento necesarios.

Se confecciona un informe de efectos ambientales, teniendo en cuenta el impacto de la tecnología utilizada en las diferentes etapas del proyecto, en los componentes ambientales. Para el informe de incidencia social del proyecto, se implementa el grupo focal, mediante convocatorias a reuniones de los ciudadanos para expresar opiniones e ideas y comunicar sus expectativas del proyecto.

Se realiza una encuesta al finalizar esta etapa del proyecto a una selección de socios pioneros que hayan participado, a fin de realizar una evaluación que permita analizar todos los elementos intervinientes con el fin de determinar su eficacia. Se pretende evaluar cada cierta cantidad de incorporaciones de

instalaciones al proyecto, realizando un seguimiento y control que permita establecer una comparación para poder determinar y medir su evolución, detectar desviaciones y necesidades y establecer las medidas de mejora necesarias a lo largo del proceso.

5. ESTADO ACTUAL DE CONOCIMIENTO SOBRE EL TEMA

5.1. Experiencias de generación distribuida con energía solar fotovoltaica en el espacio urbanizado en Argentina y el mundo

Proyecto pionero de experiencia piloto de vivienda sustentable: Barrio bioclimático en la ciudad de San Luis, San Luis, Argentina

En el año 2015 la ciudad de San Luis, Argentina, se convirtió en la primera ciudad, hasta ese momento que cuenta con un barrio bioclimático. Las 33 viviendas gemelas de dicho barrio fueron construidas por medio de un convenio alcanzado entre el gobierno de la provincia de San Luis y el Sindicato Judiciales Puntano (SJUPU).



Figura 8 Fachadas de las viviendas del barrio bioclimático en San Luis, Argentina
(<http://www.domusrobotica.com.ar/blog/primer-barrio-bioclimatico-de-la-argentina-en-san-luis/>)

El diseño, la tecnología y la construcción de las viviendas bioclimáticas se determinaron a partir de los siguientes objetivos:

- Fomentar el ahorro y minimizar el consumo de energía convencional en el acondicionamiento térmico-lumínico a través del calentamiento pasivo, ventilación e iluminación natural y una envolvente de baja transmitancia térmica.
- Utilizar un sistema constructivo tradicional.
- Incorporar tecnología de generación de energía eléctrica y térmica solar renovable.

Se trabajó atendiendo a un diseño apropiado de la vivienda que pueda reducir la dependencia de los suplementos mecánicos de calor y de uso de los sistemas de aire acondicionado. Atendiendo al tema generación de energía, se determinó que el requerimiento de cada uno de los sistemas depende tanto de la función y de las condiciones de ocupación del edificio (parámetros operacionales sobre los cuales el diseñador tiene poco control), como del clima y sus influencias en la performance térmica (los últimos pueden ser modificados a través de una adecuada selección e integración de los componentes físicos del edificio desde el inicio del proceso de diseño). Todo esto, hizo que se tomaran decisiones cuidadosas en el diseño y operación del edificio para mejorar significativamente la performance térmica y como consecuencia reducir el consumo de energía. Decisiones efectivas y determinantes durante el primer bosquejo significó disminuir en el futuro el consumo de energía en operación y mantenimiento.



Figura 9 Integración de paneles fotovoltaicos a la cubierta de la vivienda (CEDU)

Los lineamientos generales del diseño de las viviendas fueron:

- Conservación de la energía mediante el diseño de una envolvente energéticamente eficiente con materiales aislantes térmicamente, incluidos muros, cubiertas y aberturas (vidrios DVH).
- Orientación de la vivienda: ubicada para permitir un correcto asoleamiento, circulación interna de aire y protección del viento.

- Climatización natural, ventilación cruzada: dotar a la construcción de medidas que permitan realizar la ventilación natural del espacio interior.
- Construcción tradicional y másica.
- Minimización del consumo de gas natural mediante la incorporación de un equipo termosolar para calentar agua y para calefaccionar por losa radiante.
- Generación de energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos conectados a la red (*Figura 9*).
- Uso racional del agua incorporando dispositivos que reduzcan su consumo, inodoro doble descarga, reductor de caudal de agua para ducha y griferías.
- Iluminación con tecnología LED en la vivienda.
- Dispositivos de iluminación pública con tecnología LED y suministro a partir de paneles fotovoltaicos.
- Inclusión de sistema de separación de residuos desde el origen, cada vivienda contará con equipamiento fijo para separar los desechos en húmedos y secos.
- Determinación de sistema de control de radiación solar en verano e invierno mediante forestación y cobertura vegetal.

Los cálculos indican que estas construcciones reducen al año el uso de la energía para calefaccionar en un 65%; la electricidad para iluminación en un 70%, y el consumo de agua en un 33%. Los costos de suministro de electricidad se reducen en un 30%. El barrio tiene la posibilidad de producir energía no sólo para autoabastecerse sino para inyectarla a la red eléctrica. La empresa que presta el servicio eléctrico en San Luis les descontará el aporte de sus facturas. El sistema está pensado con criterios de sustentabilidad y de integración.

Durante el año 2018, el gobierno de la provincia de San Luis finalizó los arreglos de las viviendas, ya que las mismas acusaban graves problemas de construcción, además de que las instalaciones fotovoltaicas no estaban en funcionamiento debido a la falta de equipos. Los problemas constructivos se deben a la entrega de forma inconclusa de las viviendas, que se tradujeron en problemas de humedad, en cerramientos y revestimientos. En cuanto a los

sistemas fotovoltaicos, restaba instalar los inversores (equipos que convierten la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna para poder inyectar a la red) para poder comenzar a generar energía eléctrica.

Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos.

Proyecto IRESUD

En el marco de una convocatoria del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, se conformó, en el año 2011, el consorcio público privado IRESUD entre la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) y 5 empresas privadas (Aldar S.A., Edenor S.A., Eurotec S.R.L., Q-Max S.R.L. y Tyco S.A.) para la ejecución del proyecto “Interconexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red Eléctrica en Ambientes Urbanos”. El principal objetivo del mismo era introducir en el país tecnologías asociadas con la interconexión a la red eléctrica, en áreas urbanas, de sistemas fotovoltaicos (FV), contemplando para ello cuestiones técnicas, económicas y regulatorias. Para ello, se desarrolló la normativa técnica en el marco de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA). Tomando como base la norma IEC 60364-7-712 “Solar photovoltaic (PV) power supply systems”, de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), se elaboró la reglamentación AEA 90364 (“Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles”) - Parte 7 (“Reglas particulares para las instalaciones en lugares y locales especiales”) - Sección 712: “Sistemas de suministro de energía mediante paneles solares fotovoltaicos”. Los puntos clave de esta reglamentación radican en los sistemas de protección, seccionamiento, aislación y puesta a tierra requeridos, tanto del lado de corriente continua de la instalación como del de corriente alterna. La versión final de dicha reglamentación fue elevada a las autoridades de la AEA, previo a su paso a discusión pública.

Por su parte, el desarrollo de herramientas de promoción (tarifa diferencial de la energía eléctrica generada con sistemas FV, subsidios, exenciones impositivas, etc.) son temas claramente más complejos y requieren la participación de diferentes actores tales como el Congreso de la Nación y la Secretaría de Energía. Se realizaron reuniones de trabajo y se participó en seminarios con la mayoría de los actores del sector eléctrico del país: Secretaría de Energía de la

Nación, Entes Nacional y Provinciales de Regulación de la Electricidad, algunas Secretarías de Energía Provinciales, CAMMESA, ENARSA, empresas distribuidoras (EDENOR, EDESUR, distribuidoras provinciales). La Empresa Provincial de Energía de Santa Fe (EPESF) emitió la Resolución 442/2013, mediante la cual aprueba el procedimiento para el tratamiento de solicitudes de generación en isla o en paralelo con la red del EPESF. Cabe mencionar que se trata de la primera resolución en el país que habilita, en particular la conexión de sistemas FV en paralelo con la red pública de baja tensión.

El proyecto IRESUD tuvo por objeto principal introducir en el país tecnologías asociadas con la interconexión a la red eléctrica en áreas urbanas y periurbanas, de sistemas solares fotovoltaicos (FV) distribuidos. Contempló para ello la implementación de cuestiones técnicas, económicas, legales y regulatorias. A tal fin, se propusieron los siguientes objetivos específicos:

- Generar y ejecutar proyectos de desarrollo de capacidades tecnológicas vinculados con la inserción en el país de las tecnologías de generación FV distribuida e interconectada a red.
- Desarrollar e impulsar el establecimiento de instrumentos (promoción, subsidios, normativa legal y técnica) que promuevan la instalación en el país de sistemas FV distribuidos conectados a la red.
- Diseñar, instalar y operar sistemas FV, ubicados en viviendas y edificios públicos y privados, conectados a la red pública de baja tensión.
- Promover la inyección a la red de energía eléctrica generada mediante sistemas FV distribuidos.
- Instalar sistemas FV en los organismos de ciencia y tecnología involucrados, para análisis, ensayo, determinación de eficiencia y calificación de diseños y componentes de sistemas.
- Desarrollar recursos humanos especializados en las empresas y organismos intervinientes.

El proyecto comenzó a ejecutarse a fines de 2011, finalizando en abril de 2016. Esta iniciativa previó entre otras actividades, el diseño, instalación y operación

de sistemas fotovoltaicos piloto en viviendas de interés social y edificios públicos y privados, ubicados en áreas urbanas.

Participaron también en el proyecto desde un comienzo las Universidades de Buenos Aires (Facultad de Ingeniería), Nacional de Luján, Nacional de La Plata y Tecnológica Nacional (Regionales Buenos Aires y Mendoza) y la Universidad Nacional del Nordeste. Posteriormente se sumaron otras universidades y organismos sumando un total de 34 instituciones. Hasta la finalización del proyecto se han instalado 55 sistemas con una potencia total de aproximadamente 179 kWp. Están ubicados en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y 16 provincias, incluyendo una instalación en la Base Marambio, Antártida Argentina (Figura 10).



Figura 10 Ubicación de instalaciones de sistemas fotovoltaicos en la República Argentina (Iresud)

Estos sistemas, conectados a la red interna de los edificios o a la red pública, permitieron difundir esta tecnología en los organismos de decisión y en la sociedad en su conjunto, evaluar su funcionamiento en diferentes áreas urbanas del país, analizar los efectos de esta inyección sobre la red eléctrica y capacitar técnicos locales. En resumen, el proyecto contribuyó a que en el futuro la energía

solar fotovoltaica distribuida y conectada a red represente un aporte significativo a la matriz energética nacional. En esta primera etapa se ha enfocado en la especialización de profesionales, la regulación técnica y una propuesta de normativa para utilizar estos sistemas en viviendas y edificios.

Por otra parte, la filosofía de la integración arquitectónica, conocida también por su sigla en inglés, BIPV ("Building Integrated Photovoltaics") consiste en dotar al sistema fotovoltaico de una doble función: generación de energía y elemento de construcción edilicia.

Es necesario, sin embargo, advertir que la instalación de módulos fotovoltaicos - o captadores térmicos- en forma indiscriminada y carente de estos criterios arquitectónicos podría generar impactos visuales no deseados. Tal es el caso de otras prácticas urbanas que hoy contaminan el ambiente (publicidad gráfica excesiva, instalaciones de cableado de TV, antenas, o equipos de aire acondicionado) produciendo el lógico rechazo de los habitantes de la ciudad. Estas medidas deben ser extremadas si se interviene en sitios históricos o en entornos patrimoniales. Por otra parte, la instalación en zonas urbanas conlleva mayores exigencias legales (gálibos de construcción, normativas de seguridad entre otras). Por ello, es menester el trabajo conjunto de los profesionales de la construcción y los proveedores de sistemas solares para que los mismos se integren armónica y funcionalmente al diseño de los edificios y su entorno.

En la siguiente selección de experiencias, la instalación de los módulos fotovoltaicos contempló de alguna manera su integración a los edificios o sus entornos físicos. Además de generar energía, producen ahorros significativos en aspectos constructivos y/o de climatización, logrando un efecto sinérgico planteado entre generación de energía y construcción.

Pérgola parasol en edificio TANDAR, CNEA. San Martín, Buenos Aires: el proyecto fue consensuado luego de estudiar varias posibilidades de integración en el edificio. Algunas alternativas habrían dado lugar a un mayor beneficio bioclimático a la realizada, pero requerían el acuerdo de distintos actores, además de tratarse de instalaciones algo más complejas, costosas e intrusivas.

Se seleccionó la ubicación de los paneles para lograr una acción bioclimática y agregar una función arquitectónica. Se realizaron estudios de asoleamiento y croquis de un primer nivel de anteproyecto.

Se ha instalado una pérgola de aproximadamente 5 kWp, ubicada en el tercer piso del mismo edificio. Este sistema está compuesto por 23 paneles solares de silicio policristalino y Tedlar transparente, de 215 Wp cada uno, inclinados 34° con respecto a la horizontal y con orientación 20° al este del norte (aproximadamente NNE). El inversor utilizado es de 4,6 kW, marca AEG modelos Protect PV 4600.



Figura 11 Pérgola parasol en el edificio TANDAR, CNEA San Martín, Buenos Aires (Iresud)



Figura 12 Pérgola parasol en el edificio TANDAR, CNEA San Martín, Buenos Aires (Iresud)

Pérgola en Facultad de Informática, UNLP. La Plata, Buenos Aires: se consensuó el proyecto con las autoridades de la Facultad. Se realizaron los estudios de asoleamiento y croquis con el objeto de lograr un beneficio bioclimático y funcionalidad arquitectónica. Se realizaron planos de ingeniería de detalle y documentación de obra a los efectos de realizar un concurso de precios. Participaron del proyecto y de la construcción arquitectos y técnicos de IRESUD y de la UNLP.

Se instaló una pérgola en la terraza del edificio, que proyecta sombra en verano a un lucernario visible desde las cuatro plantas del edificio, y que permitirá el paso de los rayos solares durante el invierno. La instalación estará compuesta por 72 paneles solares que cubrirán todo el largo de la pérgola. Los paneles solares serán de silicio policristalino y Tedlar transparente, de 235 Wp, totalizando una potencia FV de casi 17 kWp, conectados a 4 inversores (3 de 4,6 kW y 1 de 2,8 kW). Provee alrededor de 22000 kWh/año, lo cual representa aproximadamente el 5% del consumo de dicha Facultad.

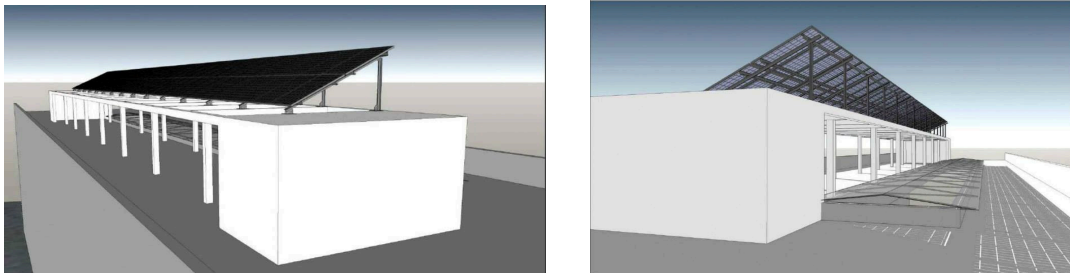


Figura 13 Diseño 3D del sistema fotovoltaico integrado arquitectónicamente como pérgola (Iresud)



Figura 14 Pérgola en la facultad de informática, UNLP, La Plata, Buenos Aires (Iresud)

Mobiliario urbano Granadero Baigorria, provincia de Santa Fe: se trata de una de las pocas instalaciones realizadas dentro del proyecto, concebida ex novo como proyecto de integración arquitectónica. Se realizaron estudios preliminares de asoleamiento y sombras, y croquis a partir del diseño de una arquitecta local. La potencia instalada es de 2,88 kWp de 12 módulos FV de 240 Wp cada uno.

La estructura forma un umbráculo, instalado en la Plaza Eva Perón, donde debajo se dispondrán mesas y bancos de hormigón para la práctica comunitaria de ajedrez. Su diseño permite resguardarlos de la intemperie y el sol, teniendo en cuenta que es un espacio público sin árboles. Además, su diseño lo transforma en una estructura icónica, más allá de su mera funcionalidad.



Figura 15 Mobiliario urbano en Granadero Baigorria, Santa Fe (Iresud)



Figura 16 Umbráculo diseñado para cubrir del sol mesas y bancos de ajedrez (iresud)

Instalación sobre cubierta plana. Ciudad Joven, Rosario: Se realizó el proyecto en forma consensuada con autoridades y profesionales locales. Se realizaron croquis y estudios de asoleamiento y sombras. La potencia instalada es de 2,88 kWp de 12 módulos FV de 240 Wp cada uno.



Figura 17 Instalación integrada al edificio. Aprovechamiento de espacio sobre cubierta plana (Iresud)

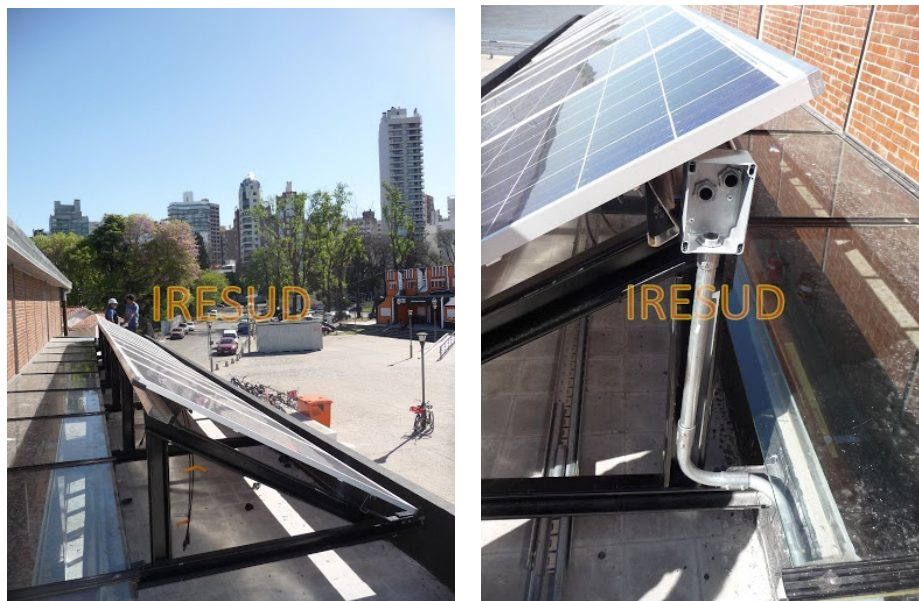


Figura 18 Detalle constructivo de la instalación fotovoltaica sobre cubierta (Iresud).

Lucernario en Secretaría de Energía de la provincia de Corrientes: la instalación fue proyectada y realizada íntegramente por los profesionales locales, quienes cuentan con experiencia previa en instalaciones fotovoltaicas. La potencia instalada es de 2,58 kWp de 12 módulos FV de 215 Wp cada uno.



Figura 19 Diseño de estructura y paneles FV integrados al edificio como lucernario (Iresud)

Red de distribución y generación de energía inteligente en la ciudad General San Martín, Mendoza, Argentina

En el año 2013, la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este Sociedad Anónima (EDESTA) presenta un proyecto a través de FONARSEC (Fondo Argentino Sectorial), en la convocatoria FITS 2013 de Uso Racional y Eficiente de la Energía (UREE). Esta convocatoria es la misma a la que se presentó la Cooperativa de Armstrong con el proyecto PRIER. Dentro de esa convocatoria, se podían presentar proyectos dentro de dos temáticas, por un lado, de Energías Renovables, y por otro de Medición Inteligente. Aprovechando esto, EDESTA presenta un proyecto por ambas temáticas. Para ello consolidan un consorcio administrativo público - privado con la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Mendoza (UTN-FRM) y con la Empresa Mendocina de Energía Sociedad Anonima (EMESA).

El proyecto tuvo 4 áreas de desarrollo (*Figura 20*). La primera de las áreas fue de redes inteligentes en baja tensión, con la adquisición de 4.500 medidores inteligentes, sumando la telemedición de 90 centros de transformación de media a baja tensión. Como segunda área de desarrollo se encuentra la planta de generación de energía eléctrica por paneles fotovoltaicos de 500 kW, más 4 instalaciones FV de 30 kW para la inyección de energía de forma más distribuida. La tercera implica elementos de telemedición y telesupervisión de la red de media tensión, como la adecuación del sistema SCADA ya existente, la colocación de 20 reconectores en distintos puntos de la red o la telemedición

de las 10 salidas de la estación transformadora principal. La cuarta implica la integración de un sistema de recolección de datos con los sistemas existentes de la distribuidora, además del desarrollo de aplicaciones para el usuario para ver sus consumos o comprar energía con el sistema prepago.

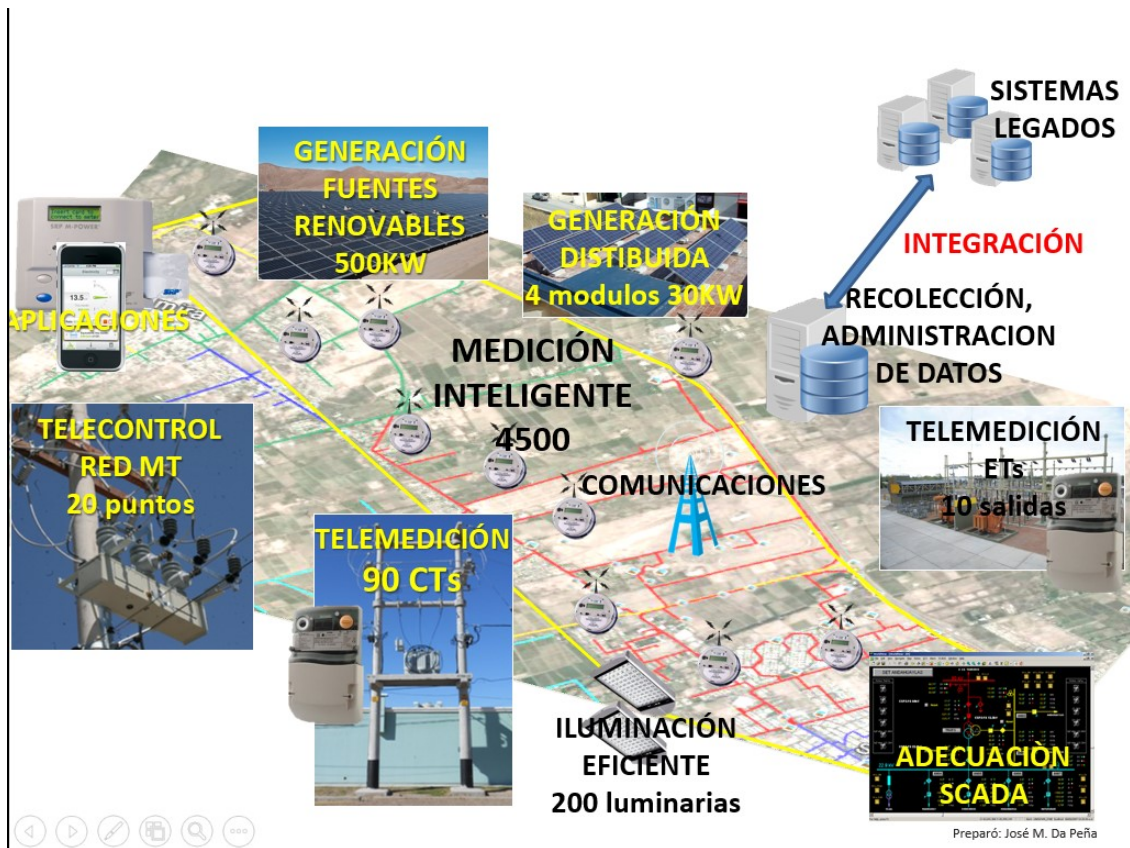


Figura 20 Proyecto de red de distribución y generación inteligente. Áreas de desarrollo (Edeste)

Los equipos de trabajo de las instituciones intervinientes, aportan tanto en la fase de desarrollo, como en la implementación y seguimiento de las distintas tecnologías de la información y las comunicaciones necesarias para el armado de la red inteligente, como así también en el desarrollo de aplicaciones de la información, que permitan el cumplimiento de los objetivos del proyecto.

El fin del proyecto es mejorar la red eléctrica actual, haciéndola más eficiente e incorporando energía limpia para dar un aporte a la matriz energética provincial, además de sensibilizar a los usuarios del uso de energías renovables y su cambio de rol, ahora como posible usuario productor de energía eléctrica, “prosumidor”.

El desarrollo de estas 4 áreas permite entonces, mejorar el acceso y la calidad del servicio y ampliar la oferta, mejorando la gestión, el funcionamiento y la asistencia, disminuyendo pérdidas y costos tanto de operación como de explotación y mantenimiento; convirtiendo la red de distribución convencional en una red eléctrica de distribución inteligente.

Integración de la energía solar en la planificación urbana: modelo GUUD – Portugal

El proyecto de integración de la energía solar en la planificación urbana utilizando un “modelo de delimitación de unidades geográficas urbanas” determina que los distritos y barrios de una ciudad pueden convertirse en estaciones de energía solar que se comportan como átomos, una división de la ciudad como “unidades celulares”. Los criterios para caracterizarlos y delimitarlos son: cronograma de construcción, densidad de población, morfologías urbanas y patrones de uso del suelo. Para hacer esto, el modelo se calibra para recopilar una selección de datos de entrada que son la base de un flujo de trabajo que combina GIS con modelado paramétrico y análisis dinámico solar.

Este proyecto pretende buscar e implementar conceptos y prácticas para la planificación y el diseño urbano que se relacionan con el potencial solar y otros campos, incluido el uso del suelo y el diseño de calles, la concepción de edificios y espacios abiertos y las redes inteligentes. Además, se basa en la premisa de que la planificación urbana debe tener en cuenta los resultados de la relación de los factores económicos, sociales, ambientales y de gobernanza con la integración de la energía solar, surgiendo un proceso de planificación urbana inclusiva que se centra en la energía solar y su integración en las zonas urbanas, con el nombre de Planificación Urbana Solar.

Este enfoque está respaldado por diferentes metodologías de planificación que consideran el uso del potencial solar como un tema clave del diseño urbano para mejorar el suministro de energía y la eficiencia en las áreas urbanas existentes y promover la construcción fotovoltaica integrada (BIPV) en las nuevas. Para hacer esto, predecir las ubicaciones adecuadas para los sistemas fotovoltaicos en los edificios y su suministro de energía potencial es un paso fundamental para apoyar las prácticas de planificación urbana solar.

El uso de datos reales para soportar simulaciones requiere la calibración de modelos que pueden construirse, en base a datos históricos y estadísticos donde los factores se consideran dentro de sus límites geográficos: células. En este sentido, la aplicación de modelos de macroescala a microescala ofrece más y mejores datos para abordar los desafíos creados a escala de la ciudad y comprender las relaciones de una serie de cuestiones clave como: demografía, forma urbana, entorno construido, usos del suelo y densidades.

El modelo GUUD

El GUUD es un modelo de delimitación de unidades urbanas geográficas que proporciona un apoyo operativo para la definición e implementación de prácticas de planificación urbana para la integración de energía solar a escala de la ciudad. La cuadrícula se estructura en las subsecciones estadísticas publicadas por el Instituto Nacional de Estadística (INE, Portugal) que dividen las áreas urbanas de acuerdo con el área homogénea más pequeña, ya sea urbanizada o no.

Metodología

Para abordar los objetivos antes mencionados, desarrollaron una metodología de cinco pasos (Tabla 1). El núcleo operativo del proceso es un flujo de trabajo personalizado que combina un sistema de información geográfica (GIS) con modelado paramétrico y análisis dinámico solar.

METODOLOGÍA	
1	<p>Análisis del sistema urbano</p> <p>* Unidad celular: zonificación; patrón de subdivisión de lote; densidades; área permeable y no permeable; abrir espacios públicos; posibilidades de circulación.</p> <p>* Edificación: número; año de construcción; uso actual; porcentaje de superficie acristalada; número de pisos; altura típica de los pisos; sistema de construcción; área total bruta del piso; población residente.</p> <p>* Redes: carreteras, electricidad y líneas WAN / LAN, capacidad.</p>
2	<p>Modelado urbano paramétrico</p> <p>* Base de datos GIS</p> <p>* Algoritmo generativo, elementos paramétricos.</p>
3	<p>Estimación del potencial solar</p> <p>* Área bruta de construcción del techo; inclinación del techo; zonas sombreadas; Techo neto disponible y área de fachada para instalación FV considerando factores de reducción.</p> <p>* Promedio anual de radiación global y duración en áreas de techo y fachada disponibles.</p>
4	<p>Predicción de consumo de electricidad</p> <p>* Consumo medio anual de electricidad per cápita.</p> <p>* Población residente.</p>
5	<p>Implementación del balance energético urbano</p> <p>* Evaluación de unidades celulares: suministro anual previsto de electricidad fotovoltaica y consumo medio anual de electricidad;</p> <p>* Smart Grid Conception: interacción entre el rendimiento energético de las unidades celulares, las densidades urbanas y el uso de la tierra de uso mixto; interfaces de medición inteligente punto a punto; despliegue de red inteligente; sistemas de almacenamiento de energía.</p>

Tabla 1 Metodología de 5 pasos para desarrollar la implementación de planificación urbana integrando la energía solar (Miguel Amado, Francesca Poggi)

Paso 1: Análisis del sistema urbano

El modelo GUUD supone la división de la ciudad en “unidades celulares” de acuerdo con cuatro criterios de delimitación (*Tabla 2*): período de construcción, densidad de población, morfologías urbanas y patrones de uso del suelo. Toda esta información debe integrarse en una plataforma que posiblemente pueda utilizar y correlacionar datos.

ANÁLISIS URBANO				
	1 - Ortogonal	2 - Paralelo alabeado	3 - Lineales y en curvas	4 - Radial
Bloque de edificios y patrón de la calle Oeiras 38°44' - 9°24'				
Período de construcción	1945-60	1960-70	1970-80	2000-10
Población residente	1354	2615	1848	574
Tipos de edificios	Multifamiliar de baja altura	Multifamiliar de mediana altura	Multifamiliar de mediana altura	Unifamiliar anexo
Tipología de techos	Inclinado y plano	Inclinado	Inclinado y plano	Inclinado y plano
Sistema de cobertura de uso de suelo				
Orientación de la fachada				

Tabla 2 Análisis urbano de unidades celulares de la ciudad de Oeiras, Portugal (Miguel Amado, Francesca Poggi)

Paso 2: Modelado urbano paramétrico.

Para cumplir con el potencial de la energía solar en el contexto urbano, es importante definir el conjunto de criterios y parámetros que sean relevantes con respecto a los temas específicos a considerar. En esta investigación, la implementación de un enfoque paramétrico tiene como objetivo proporcionar una interrelación del modelo urbano y los factores vinculados a la producción de energía. Sobre esta base y aplicando el paradigma paramétrico a escala de ciudad, se ha desarrollado específicamente un flujo de trabajo personalizado, que combina el sistema de información geográfica con el modelado paramétrico y el análisis dinámico solar (*Figura 21*).

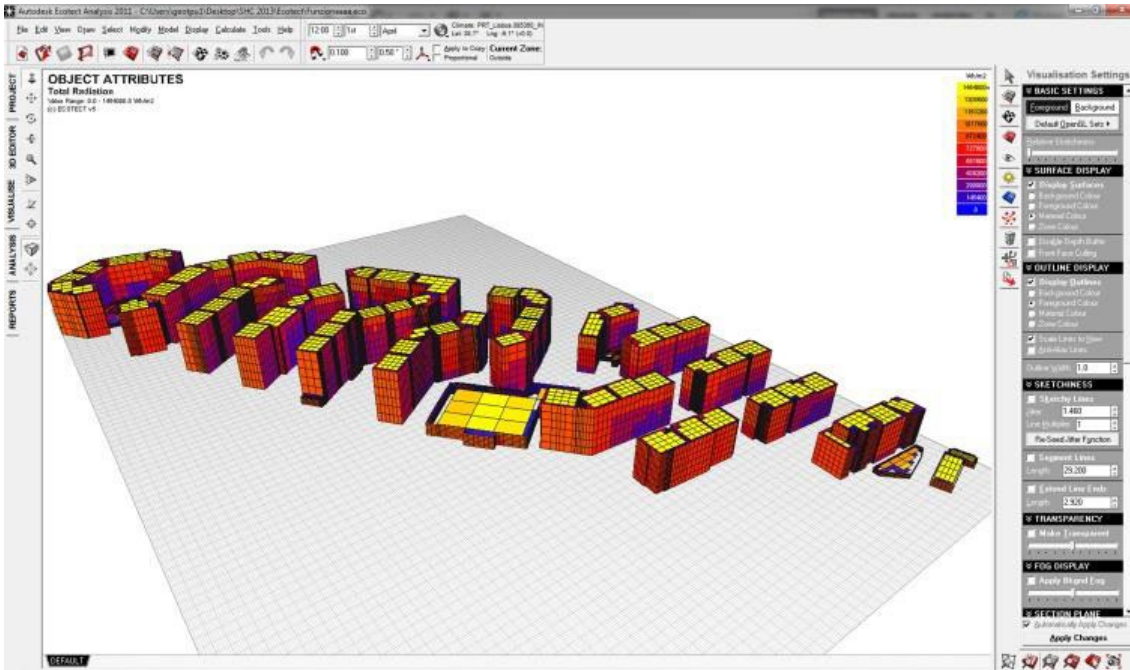
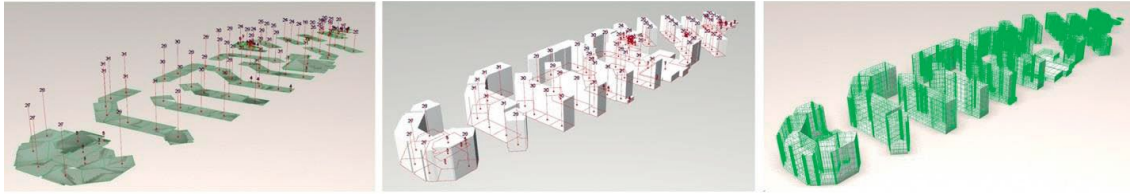


Figura 21 Modelado urbano paramétrico y análisis dinámico solar de una unidad celular de la ciudad (Miguel Amado, Francesca Poggi)

Paso 3: potencial de electricidad solar fotovoltaica.

En este momento, las características y parámetros del sistema urbano que se requieren para estimar la electricidad solar fotovoltaica se han reunido mediante análisis espacial cuantitativo en la plataforma SIG (Tabla 3).

De acuerdo con los enfoques relacionados con el área de superficie del techo disponible para las evaluaciones del potencial de energía fotovoltaica, se deben suponer algunos criterios específicos para tener en cuenta aquellos factores que pueden reducir la superficie bruta del techo.


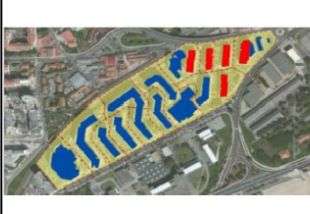


Factores de exclusión		Tipologías de cubiertas		Clasificación de cubiertas	
Áreas del techo inferiores a 42 m ² Incidencia de sombras superior al 30%					
Factores de reducción		Superficie cubierta plana m ²	18781	Plana 	Inclinada 
Coefficiente de facilidad	Cf = 0,90	Área de techo inclinado m ²	3955	83%	17%
Estandarización del techo inclinado	Fr = 0,5				
Eficiencia fotovoltaica debido a la orientación	S 100% SW-SE 95% N-NW-NE FV no considerado				

Tabla 3 Datos operativos para la estimación del potencial de energía solar fotovoltaica (Miguel Amado, Francesca Poggi)

Paso 4: Predicción del consumo de energía

Del mismo modo, el consumo de energía está estrictamente relacionado con la forma urbana, pero también con otros factores variables como los aspectos constructivos y geométricos de los edificios o el comportamiento del usuario, por lo que es bastante complejo para obtener una estimación exacta.

Hasta la fecha, el estudio presenta solo el consumo de electricidad de los edificios residenciales basado en la información estadística recopilada por el Instituto Nacional de Estadística, por lo que teniendo en cuenta el consumo anual de electricidad per cápita de 1.398 kWh / hab y la población residente de 2615, el promedio anual de consumo de electricidad se estima en 3.655.770 kWh.

Paso 5: Balance de energía urbana

Después del cálculo del potencial solar en todas las unidades diferentes, los datos se llevan a la plataforma GIS para proporcionar un mapa que hace una identificación clara de las áreas de límites y su potencial y consumos. A través de este paso, se logra el equilibrio energético del área urbana y es posible identificar qué áreas tienen necesidades de más energía y construir parámetros urbanos para transformar y adaptar el patrón de demanda y producción de energía.

Paso 6: Concepción de red inteligente

Para lograr la eficiencia en la operación del balance energético de la ciudad, se aplican los datos del paso anterior para establecer la conexión de las unidades

celulares dentro del sistema energético urbano y optimizar las complejas interrelaciones entre la demanda y el suministro de energía. En este marco, la implementación de un modelo de red inteligente que gestiona las unidades celulares existentes jerárquicamente en función de las densidades urbanas y el uso mixto de la tierra, representa uno de los grandes potenciales de la infraestructura de la red inteligente porque el consumo está cerca del punto de producción. El diseño de la red inteligente tiene en cuenta los límites de la unidad de cálculo para asegurar la efectividad de la metodología.

5.2. Aprovechamiento de la energía solar en Argentina

Hasta 2009, los sistemas fotovoltaicos instalados en la Argentina estaban mayormente ubicados en áreas rurales alejadas de las redes eléctricas e incluían aplicaciones comerciales e instalaciones de interés social. Estas últimas se realizaron, en su gran mayoría, en el marco del **Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER)** a partir del año 2000. El programa PERMER es el primer programa específico y de gran escala desarrollado en el país, y fue concebido, como se ha mencionado, para responder a las necesidades de electrificación de las poblaciones rurales aisladas. Es coordinado desde la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, pero se implementa a partir de acuerdos con los gobiernos provinciales y aportes de financiamiento del Banco Mundial.



Figura 22 Instalación fotovoltaica del PERMER, en colegio estatal rural "Madre Teresa de Calcuta". Alumbre, Salta (<https://www.energiaestrategica.com/empresa-adjudicataria-de-8-500-instalaciones-fotovoltaicas-del-permer-pide-prorrogas-en-los-plazos-de-ejecucion-los-argumentos/>)

Refiere principalmente al abastecimiento de energía (en un primer momento eléctrica, y actualmente también térmica) para viviendas rurales aisladas y establecimientos públicos como escuelas, centros de salud y destacamentos policiales. Si bien el proyecto no fija la tecnología a utilizar para la provisión de energía eléctrica, en su gran mayoría se trata de sistemas FV. Este proyecto continúa en la actualidad.

A partir del año 2010, como consecuencia de políticas nacionales y provinciales de promoción que favorecieron fundamentalmente la instalación de centrales de potencia basadas en fuentes renovables, la capacidad fotovoltaica instalada en la Argentina ha crecido sustancialmente.

En los últimos años se destacaron varios programas relacionados con las energías renovables en el país. Estas políticas estatales están orientadas por dos estrategias aisladas entre sí: una para promover grandes proyectos que modifiquen la configuración actual de la matriz energética (diversificación de la matriz energética) y otra para promover el uso de las energías renovables incorporando sectores de la población que tienen dificultades de acceso (universalización del acceso a la energía).

El **Programa Generación Renovable (GENREN)** estuvo orientado a la promoción de proyectos de generación basados en fuentes de energías renovables destinados a su interconexión al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Fue implementado a través de la empresa estatal Energía Argentina S. A. (ENARSA) con la finalidad de “afianzar el desarrollo sustentable de las energías renovables en todo el país”. De acuerdo a lo establecido en el proyecto, ENARSA se comprometía a comprar la energía a los generadores a precios fijos, en dólares, por 15 años, para venderla luego al MEM.

El primer hito en dicha dirección fue la puesta en operación en el año 2011 de la planta fotovoltaica de 1,26 MW en Ullúm, San Juan, como parte del programa - Solar San Juan - del Estado Provincial.



Figura 23 Planta fotovoltaica del programa GENREN en Ullum, San Juan
(<https://www.tiempodesanjuan.com/economia/2017/7/4/fines-2018-juan-producira-energia-consume-182201.html>)

El GENREN comienza con una licitación de 1.000 MW de potencia en proyectos renovables, la cual se ve superada por las ofertas presentadas en el 2009 (superiores a 1.440 MW). Sin embargo, cinco años después, dentro del programa sólo se llegó a habilitar un 19% de la potencia originalmente licitada.

En el marco del programa - Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables (GENREN) - de la Secretaría de Energía de la Nación, entre 2012 y 2013, se instalaron 7 MW en Cañada Honda, San Juan. En 2014, se inauguró una planta de 1 MW en Terrazas del Portezuelo, San Luis, financiada por el gobierno provincial, con una ampliación de 2,4 MW. En 2017, en la provincia de Santa Fe se inaugura, en la ciudad de Armstrong, una planta solar de 200 kW, hoy en proyecto de ampliación; y en San Lorenzo, en 2018, una planta de 1 MW.



Figura 24 Planta solar del proyecto GENREN en Terrazas del Portezuelo, San Luis
(<https://www.facebook.com/pg/parqueterrazasdelportezuelo/posts/>)

El **Proyecto IRESUD**, como ya se ha mencionado, tiene por objeto desarrollar tecnología y conocimiento local para promover en Argentina la instalación de sistemas fotovoltaicos de baja tensión con inserción en la red eléctrica pública. Contempla cuestiones técnicas, económicas, legales y regulatorias.



Figura 25 “Patio Solar” dentro del campus de la Universidad Nacional del Nordeste. Proyecto IRESUD. Chaco (Iresud)

El **Programa RenovAr**, desde 2016 y continuando en la actualidad, es una convocatoria abierta nacional e internacional para la calificación y eventual adjudicación de ofertas para la celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, en aras de aumentar la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz energética del país. El abastecimiento se hace a través de CAMMESA en representación de los agentes distribuidores y grandes usuarios del MEM. Los programas RenovAr 1 y 1,5 se desarrollaron en 2016 y el RenovAr 2, en 2017, con un total entre las tres rondas de 1.474,8 MW adjudicados. En mayo de 2019, se recibieron 56 ofertas en la Ronda 3 (Miniren) del programa, con un total de potencia ofertada de 352 MW. Dieciocho (18) proyectos fueron de generación de energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos, representando 128 MW.



Figura 26 Planta fotovoltaica de 22 MW de la Ronda 1,5 del Programa RenovAr. La Cumbre, San Luis (<https://energialimpiaparatodos.com/2018/09/14/argentina-san-luis-con-2-nuevas-plantas-de-energia-solar/>)

Hoy en día, son diversas las iniciativas relacionadas a energías renovables distribuidas en todo el territorio nacional. La diversidad está dada tanto en función de la fuente de energía que aprovechan como de las tecnologías aplicadas, grupos de actores vinculados, finalidades energéticas, ubicación y escala, entre otros aspectos. La mayoría de las intervenciones corresponden a proyectos y emprendimientos puntuales, es decir, resultan de carácter local y acotado, aunque en algunos casos están asociadas a proyectos nacionales más grandes como PERMER y GENREN.

En relación a la fuente energética utilizada, el mayor número de las experiencias están relacionadas con energía solar, siguiéndole en número los casos de biomasa, eólica y microturbinas. Otros se vinculan a vivienda bioclimática, eficiencia energética, educación en energías renovables y programas generales que incluyen las diversas fuentes de energía.

Los desarrollos de energía solar se presentan en todas las regiones del país, y son particularmente impulsados por el gobierno y las entidades de Ciencia y Tecnología (CyT). La mayoría de los casos corresponde a energía solar fotovoltaica, múltiples aplicaciones para la generación eléctrica aislada y, recientemente, algunas experiencias de baja potencia con inserción a la red (programa IRESUD y políticas provinciales). Particularmente la tecnología de paneles solares fotovoltaicos es importada.

A nivel nacional, la Subsecretaría de Energías Renovables y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) desarrollaron la normativa que habilita la conexión a la red eléctrica pública de sistemas de generación distribuida basados en fuentes renovables. Se partió originalmente de la promulgación de la **Ley N° 26.190** y, sobre todo, 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)**, que modificaba la anterior. En el año 2017, se complementa con la **Ley N°27.424 (Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública)**. Hasta la fecha la adhesión a estas leyes ha sido desigual, así más de 15 provincias se han adherido, mientras que otras o bien han manifestado su deseo de no hacerlo o bien se encuentran en trámites para completar la adhesión.

Independientemente del proceso de adhesión a la Ley N° 27.424, muchas de las provincias tienen ya hace tiempo una legislación normativa sobre energía renovable y, especialmente, energía fotovoltaica; algunas de ellas (como Mendoza, Misiones, Salta, San Luis, Neuquén y Santa Fe), incluso tienen reglamentado un mecanismo de balance neto parecido al que la ley nacional pretende implantar, aunque el éxito de las normas ha tenido un resultado desigual. Por ejemplo, en Santa Fe, el programa se llama **“Prosumidores”** y es válido para instalaciones en hogares, comercios, PYMES, establecimientos rurales, clubes, organizaciones, consorcios residenciales y no residenciales e industrias, de potencia máxima en relación al tipo de usuario (uso residencial: hasta 5 kW, uso rural: 15 kW, uso comercial y PYMES, clubes, organizaciones y consorcios: 15 kW, uso industrial: hasta 480 MWh/año), para las cuales la energía inyectada es retribuida con una tarifa promocional durante 8 años y descontada de la factura eléctrica. Además, la inyección podrá ser hasta el 80% del consumo del usuario. El programa requiere que la instalación se haga bajo ciertas condiciones técnicas obligatorias a fin de preservar la seguridad eléctrica a usuarios y operarios.

Un tema a considerar en los casos de alta penetración de la generación fotovoltaica en la matriz eléctrica es su posible impacto sobre la prestación del servicio eléctrico, dada la variabilidad del recurso solar. Al respecto, cabe mencionar que la radiación solar es el recurso variable más previsible de modo

que el sistema eléctrico se puede adecuar a las fluctuaciones en base a pronósticos meteorológicos de gran certidumbre. Las fluctuaciones bruscas en la generación, producidas por ejemplo por frentes de tormenta, pueden ser manejadas en base a redes inteligentes en transmisión y distribución, o mediante la capacidad de almacenamiento de todo el sistema eléctrico. Dicho almacenamiento puede estar, en particular, ubicado en el medio urbano asociado a sistemas de generación distribuida, una opción tecnológica que también permite optimizar el autoconsumo y disminuir las inversiones en el sistema de distribución.

Un aspecto importante de la difusión de la generación fotovoltaica distribuida es su incorporación a nuevas viviendas, por ejemplo, en los planes de vivienda social, ya que su integración desde el inicio permite una mejor planificación y la disminución de los costos.

Asimismo, el uso de sistemas fotovoltaicos con acumulación (por ejemplo, baterías de alta densidad) o combinados con la generación solar térmica con almacenamiento, permite extender la inyección de energía a la red por períodos más prolongados que el de la radiación solar. También se ha planteado recientemente la conveniencia de asociar la generación fotovoltaica con represas hidroeléctricas para compensar sus fluctuaciones y caídas en épocas de sequía. En el más largo plazo, la variación de generación estacional podrá ser compensada con el manejo de demanda estacional, como ocurre en el caso del riego y de la obtención de agua potable por desalinización. Inclusive, en países como Alemania, de irradiancia media o baja, se comienzan a aprovechar los excedentes de energía solar fotovoltaica para la producción de H₂ (dihidrógeno) como vector energético o como materia prima para combustibles (por ejemplo, generación asistida de biometano).

En cuanto a la producción de módulos fotovoltaicos en la Argentina, hasta principios de 2014 existía una única planta de ensamblado de módulos de baja potencia (hasta 100 Wp) a partir de celdas solares importadas, en la provincia de La Rioja. En 2014, se puso en funcionamiento en San Luis la primera fábrica de ensamblado de módulos de potencias típicas para sistemas de conexión a red (240 Wp), existiendo iniciativas similares en otras provincias. Por su parte, la

provincia de San Juan tiene en marcha un proyecto de instalación de una planta integrada, que incluye las etapas de fabricación de lingotes de silicio cristalino, celdas solares y módulos fotovoltaicos, con una capacidad de producción anual de 70 MWp.

6. MARCO TEÓRICO

6.1. Tecnología solar fotovoltaica

6.1.1. Conceptos básicos

6.1.1.1. Energía solar

6.1.1.1.1. El sol

El Sol es una estrella que se encuentra en el centro del Sistema Solar y constituye la mayor fuente de radiación electromagnética de este sistema planetario. La Tierra y otros cuerpos (incluidos otros planetas, asteroides, meteoroides, cometas y polvo) orbitan alrededor del Sol (*Figura 27*).

La energía del Sol, se origina mediante reacciones nucleares dentro del mismo, y se propaga en el espacio como ondas electromagnéticas (radiación solar). La velocidad de estas ondas en el vacío es una constante universal de valor 299.792.458 m/s.

Esta energía, en forma de luz solar, sustenta a casi todas las formas de vida en la Tierra a través de la fotosíntesis, y determina el clima de la Tierra y la meteorología. La luz solar tarda aproximadamente 8 minutos y 19 segundos en recorrer los 149,6 millones de kilómetros que es la distancia aproximada que separa el sol de la tierra.



Figura 27 Sistema solar (<https://misistemasolar.com/funciones-del-sol/>)

Radiación solar:

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol. Debido a las reacciones nucleares de fusión H-He que tienen lugar en su interior, millones de toneladas de materia se transforman en energía cada

segundo, similar a lo que sería un gigantesco reactor nuclear. Esta energía liberada se transmite al exterior mediante la radiación solar y una pequeña parte es interceptada por la tierra. El Sol se comporta prácticamente como un cuerpo negro (idealización física de un cuerpo que es el mejor emisor y absorbedor de radiación térmica), el cual emite energía siguiendo la Ley de Planck a una temperatura superficial media de 6000 °K (5727°C).

El espectro de la radiación electromagnética:

La radiación es transferencia de energía por ondas electromagnéticas y se produce directamente desde la fuente hacia fuera en todas las direcciones. Estas ondas no necesitan un medio material para propagarse, pueden atravesar el espacio interplanetario y llegar a la Tierra desde el Sol. La longitud de onda y la frecuencia de las ondas electromagnéticas, son importantes para determinar su energía, su visibilidad y su poder de penetración (*Figura 28*). Estas ondas electromagnéticas pueden tener diferentes longitudes de onda. El conjunto de todas las longitudes de onda se denomina espectro electromagnético. El conjunto de las longitudes de onda emitidas por el Sol se denomina espectro solar.

Las ondas de baja frecuencia del espectro solar (infrarrojo) proporcionan calor, las de alta frecuencia (ultravioleta) hacen posible el proceso de fotosíntesis o el bronceado de la piel. La luz está formada por un conjunto de radiaciones electromagnéticas de distintas frecuencias agrupadas dentro de un cierto rango del espectro solar, llamado espectro luminoso o visible.

ESPECTRO ELECTROMAGNÉTICO

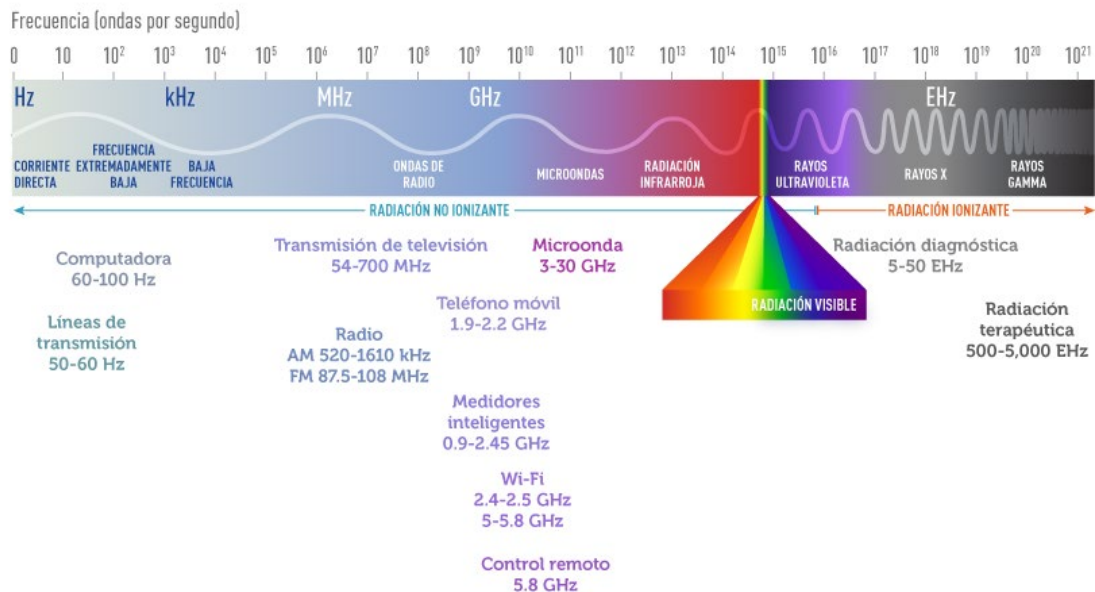


Figura 28 Espectro electromagnético (<https://mgmdenia.wordpress.com/tag/espectro-electromagnetico/>)

6.1.1.1.2. Movimientos de la Tierra

Los movimientos de la Tierra se pueden clasificar como de gran escala o de pequeña escala. Los primeros tienen poca repercusión en cortos espacios de tiempo, pues necesitan millones de años para que el cambio producido sea significativo. De mayor importancia, por su repercusión actual, son los denominados movimientos de pequeña escala: la revolución alrededor del Sol, cuya trayectoria es una elipse denominada eclíptica; la rotación alrededor del eje polar terrestre; el movimiento de precesión, alrededor del eje normal al plano de la eclíptica, y el de nutación. Ellos son los causantes de la alternancia de las estaciones y de la intermitencia día – noche y, como consecuencia, de la diferente cantidad de energía solar recibida en cada punto de la superficie terrestre, lo que es fundamental en la determinación del clima y de las diferentes formas de vida sobre la Tierra (Figura 29).

Movimientos alrededor del sol:

El centro de la Tierra gira alrededor del Sol describiendo una elipse, denominada eclíptica, en una de cuyos focos está el Sol. El período de revolución, o año solar, es de 365,25 días.

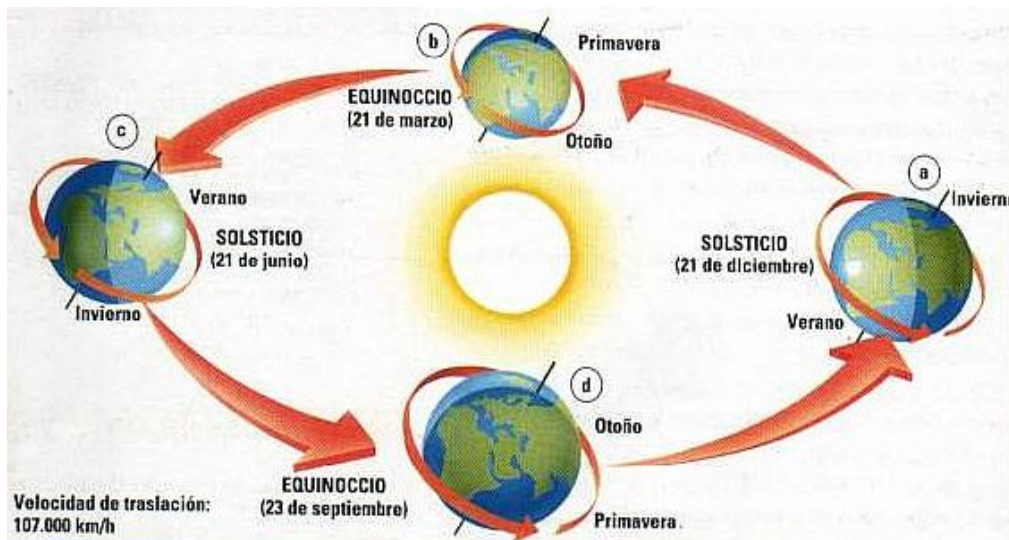


Figura 29 Movimientos de la Tierra alrededor del Sol
<https://www.profesorenlinea.cl/geografiagr/ CuatroEstaciones.htm>

Movimientos de rotación alrededor del eje polar:

La Tierra gira alrededor de un eje ideal, llamado eje polar, que en el momento actual está dirigido hacia la estrella Polar. Este eje corta a la superficie terrestre en dos puntos diametralmente opuestos, llamados Polo Norte y Polo Sur, que no son puntos fijos de la superficie, ya que el momento cinético de la Tierra varía. El período de rotación alrededor del eje polar, tomando como referencia al Sol, es de un día solar o 24 horas.

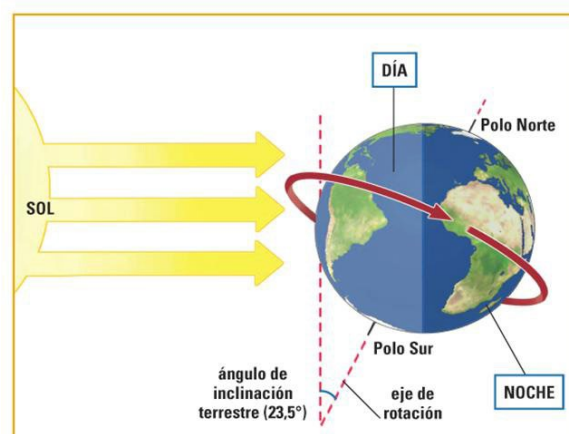


Figura 30 Movimientos de rotación de la tierra
<http://www3.gobiernodecanarias.org/medusa/ecoblog/msuaump/sociales/tema-1/>

La Tierra gira en sentido antihorario, cuando observamos su movimiento desde un punto en el espacio situado encima del Polo Norte. El referido Eje Polar no es perpendicular al plano de la eclíptica, sino que forma con la normal a este un

ángulo $\theta = 23,5^\circ$. Durante el tiempo que tarda la Tierra en completar una órbita alrededor del Sol, puede admitirse que este ángulo permanece constante y el eje polar se traslada conservándose paralelo a sí mismo. Ello va a dar lugar a la alternancia de las estaciones y a la diferente duración del día y la noche (*Figura 30*).

Coordenadas geográficas:

Para el conocimiento de la superficie terrestre se hace necesario establecer un sistema de referencia que nos permita localizar con precisión cualquier punto de la citada superficie. Ello se consigue mediante un sistema tridimensional cuyas coordenadas son la altitud, la latitud y la longitud.

La altitud (h) de un punto de la superficie de la Tierra es la altura, medida en la dirección de la vertical del lugar, a la que aquel se encuentra sobre el nivel medio del mar.

La latitud (ϕ) de un lugar, es el ángulo que forma el radio terrestre que va a ese lugar con el plano ecuatorial. Todos los puntos del ecuador tienen latitud nula y todos los puntos de igual latitud están situados en una misma circunferencia, denominada paralelo, por su plano paralelo al ecuador. El ecuador divide a la Tierra en dos hemisferios, norte y sur. En ambos la latitud varía de 0° a 90° (*Figura 31*). Al paralelo de la latitud $23,5^\circ$ N se le denomina Trópico de Cáncer; al paralelo de la latitud $23,5^\circ$ S, Trópico de Capricornio; al de la latitud $90^\circ - 23,5^\circ = 66,5^\circ$ N, Círculo Polar Ártico y al de la latitud $66,5^\circ$ S, Círculo Polar Antártico.

Los planos que contienen al eje polar terrestre se denominan planos meridianos y sus intersecciones con la superficie terrestre, meridianos. El plano meridiano que se toma como referencia es el que pasa por Greenwich (Inglaterra), definiéndose la longitud de un punto como el ángulo que forma el meridiano que pasa por ese punto con el meridiano de referencia. La longitud varía de 0° a 180° y debe indicarse si es este u oeste, según que el punto se encuentre a un lado u otro del meridiano de Greenwich (*Figura 31*).

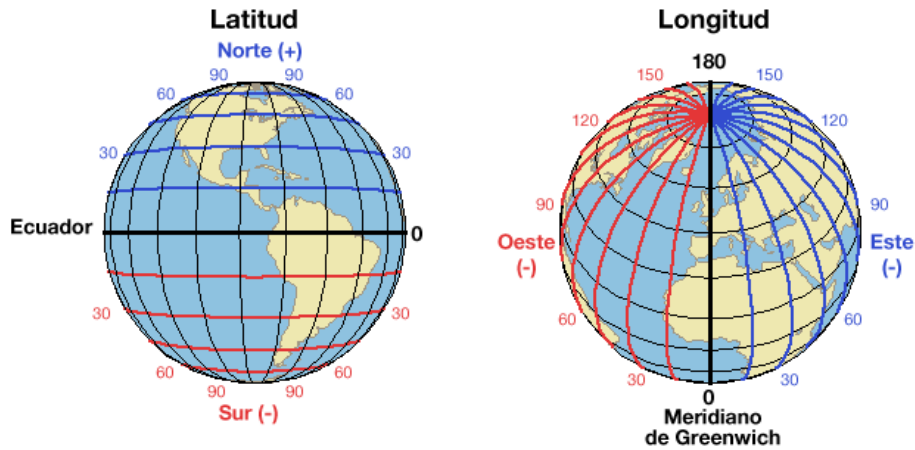


Figura 31 Planos de meridianos y paralelos de la Tierra (<https://www.portaleducativo.net/quinto-basico/686/Latitud-y-longitud>)

Alternancia de las estaciones:

La Tierra, por su revolución alrededor del Sol, pasa por posiciones singulares que marcan el paso de una estación a la otra. Estas posiciones son:

- *Equinoccios*: el 20/21 de marzo y el 22/23 de septiembre los rayos solares llegan perpendiculares al eje de giro de la tierra. La declinación, la posición angular del sol al mediodía solar respecto al plano del ecuador es nula ($\delta=0^\circ$).
- *Solsticios*: el 21/22 de junio y el 21/22 de diciembre el eje de la tierra se encuentra inclinado $\delta=23,5^\circ$, por lo que los rayos solares caen verticalmente sobre el Trópico de Cáncer (verano en el hemisferio norte, invierno en el hemisferio sur) y Trópico de Capricornio (verano en el hemisferio sur, invierno en el hemisferio norte) respectivamente.

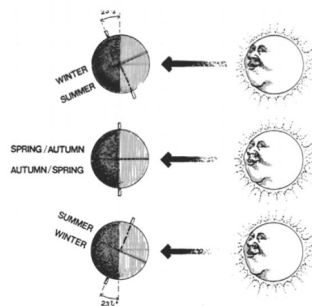


Figura 32 Posiciones de la Tierra con respecto al Sol que determinan las estaciones del año (<http://courses.washington.edu/arch3431/lectures/L9.pdf>)

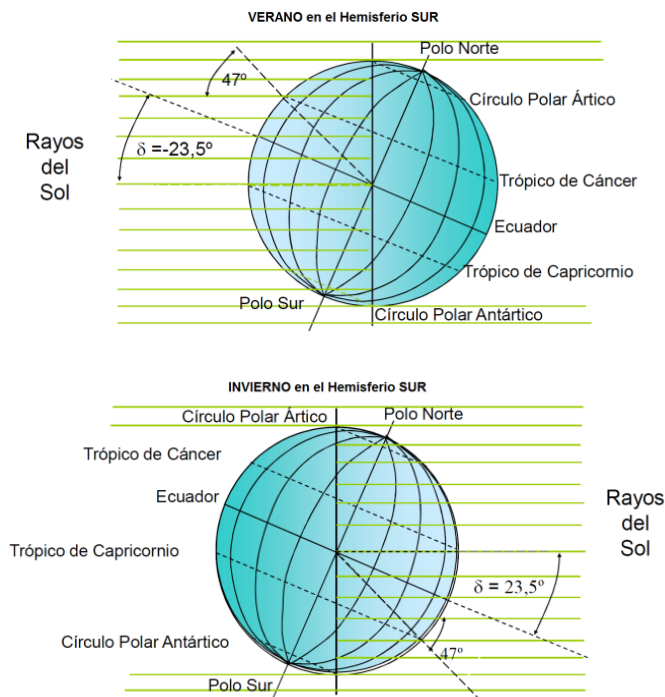


Figura 33 Posición de la Tierra con respecto a los rayos solares en verano e invierno, en el hemisferio sur (Jorge Barral)

La esfera celeste:

Se denomina esfera celeste a una superficie esférica ideal, de radio infinito, sobre el cual se proyectan desde el observador los cuerpos celestes. En función de los objetivos, el centro de la esfera celeste se puede tomar en el punto de observación o en el centro de la Tierra. Se considerará como el último caso.

El eje de rotación de la Tierra corta a la esfera celeste en dos puntos, que se denominan polos celestes; polo norte celeste y polo sur celeste.

El ecuador celeste es círculo máximo de la esfera celeste cuyo plano es perpendicular al eje polar, plano que también contiene al ecuador terrestre.

Los meridianos celestes son círculos máximos de la esfera celeste cuyo plano contiene al eje polar. El meridiano celeste del lugar es el círculo máximo de la esfera celeste cuyo plano incluye, además del eje polar, a la vertical del lugar; por tanto, contiene a los polos, al cenit y nadir del observador, y coincide con el meridiano terrestre.

El plano horizontal del lugar es el perpendicular a la vertical de ese lugar. La intersección de este plano con el plano meridiano del lugar es la línea norte – sur y la normal a esta línea, contenida en el plano horizontal, es la línea este – oeste.

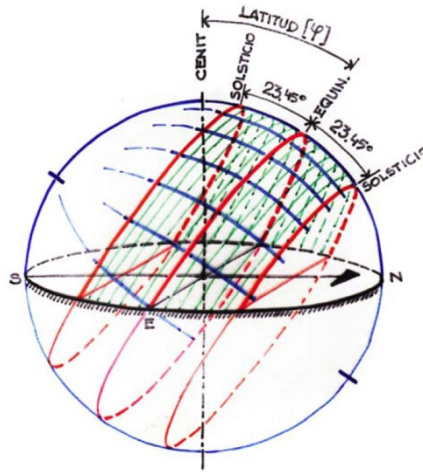


Figura 34 Esfera celeste con las trayectorias del Sol en los solsticios y equinoccios (Pablo Azqueta)

Posición del Sol:

La posición del Sol dentro de la esfera celeste, puede determinarse mediante coordenadas ecuatoriales y mediante coordenadas horizontales.

6.1.1.1.3. Coordenadas ecuatoriales

Las denominadas coordenadas ecuatoriales son la declinación (δ) y el ángulo horario (ω), que refieren a la citada posición al plano ecuatorial.

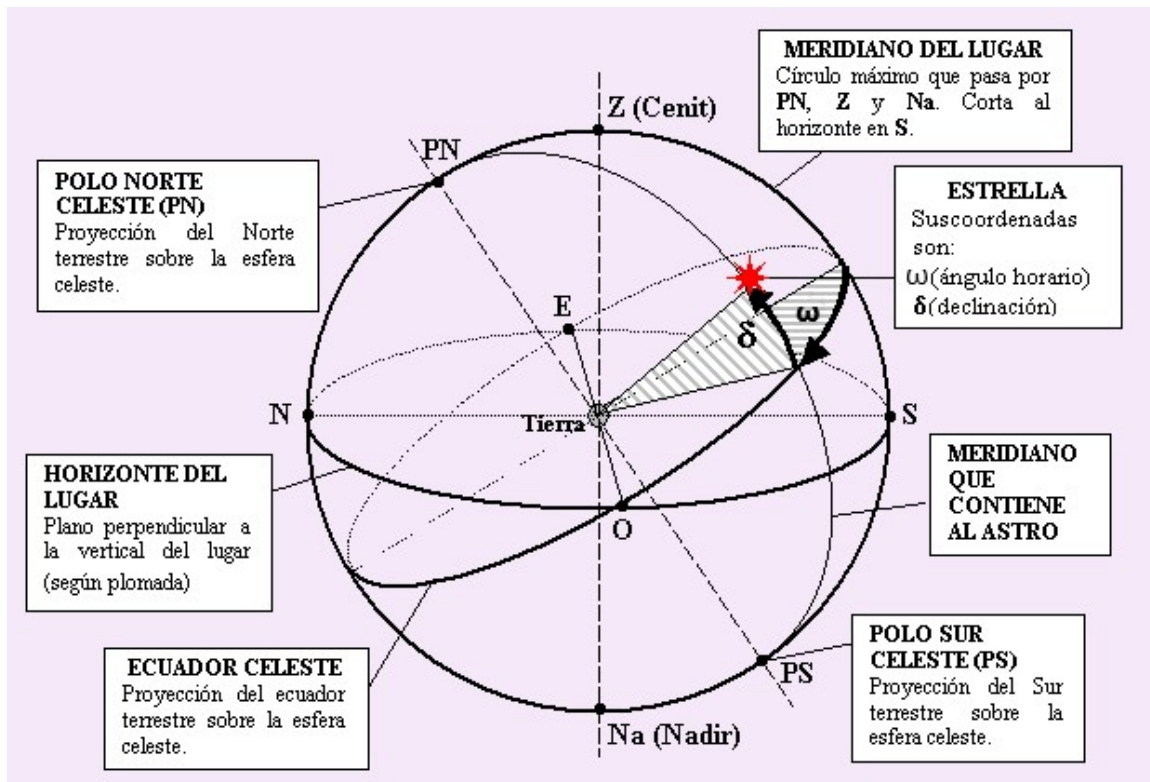


Figura 35 Coordenadas ecuatoriales en la esfera celeste
<http://old.isabelperillan.org/matematicas/astronomia/relojes/coordenadas.htm>

La declinación solar, δ , como se mencionó, es el ángulo que forma la línea Sol – Tierra, centro a centro, con su proyección sobre el plano ecuatorial. Su valor para cada día del año está dado por la expresión (en este caso permanece constante a lo largo de un día):

$$\delta = 23,45 \cdot \text{Sen} \left[(284 + n) \cdot \frac{360}{365} \right] \quad [1]$$

Donde:

n : día del año (1 de enero $n=1$)

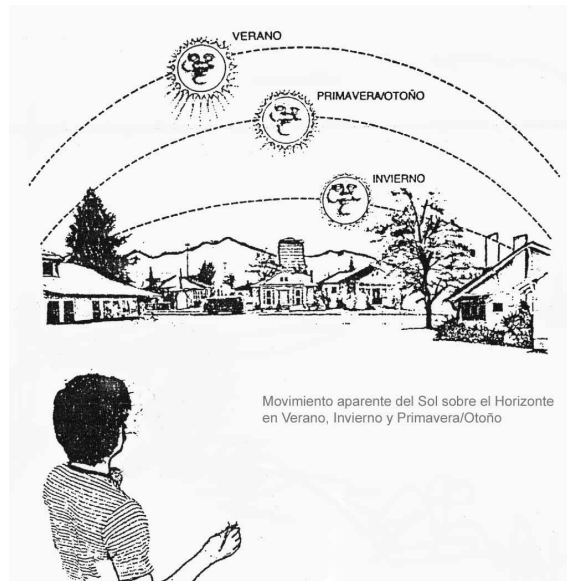


Figura 36 Movimientos aparentes del Sol en el horizonte en verano, invierno y primavera/otoño (Energizar)

Se llama ángulo horario (ω), al ángulo del diedro formado por el plano meridiano del lugar y el plano meridiano del Sol. Es el desplazamiento del Sol de este a oeste del meridiano local, debido a la rotación de la tierra sobre su eje a 15° por hora ($360^\circ/24\text{horas} = 15^\circ/\text{h}$). Es 0 en el momento del mediodía solar local ($\gamma=0$) y aumenta de 15° en 15° por cada hora que quede para llegar al mediodía solar y disminuye de 15° en 15° por cada hora que pase del mediodía solar en los dos hemisferios. Los ángulos horarios antes del mediodía se consideran negativos, y los posteriores al mediodía, positivos.

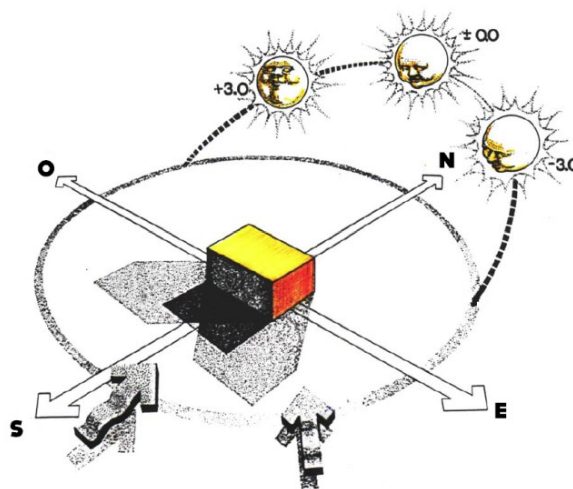


Figura 37 Desplazamiento del Sol y hora solar (Pablo Azqueta)

6.1.1.1.4. Coordenadas horizontales.

También la posición del Sol sobre la esfera celeste se puede determinar por sus coordenadas horizontales; ángulo azimutal (γ) y altura (α) sobre el horizonte, o el complementario de ésta, el ángulo cenital (θ), que refieren la posición del Sol al plano horizontal.

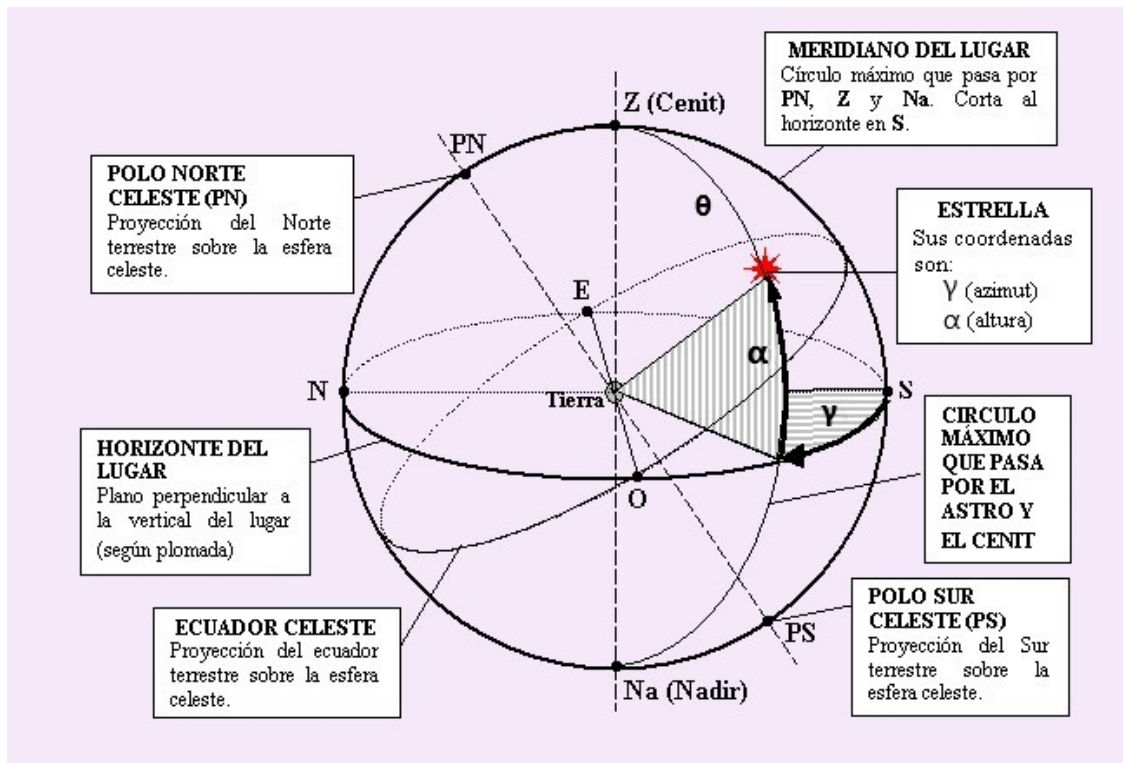


Figura 38 Coordenadas horizontales en la esfera celeste
(<http://old.isabelperillan.org/matematicas/astrologia/relojes/coordenadas.htm>)

El ángulo azimutal (γ), es el formado por la proyección sobre el plano horizontal de la línea Sol – Tierra, con la línea norte – sur. En el hemisferio norte se mide desde la dirección sur y es positivo hacia el oeste; y en el hemisferio sur se mide desde el norte y es positivo hacia el este.

El ángulo cenital (θ), es el ángulo formado por la dirección Sol – Tierra con la vertical del lugar.

La altura solar (α), es el ángulo formado por la dirección Sol – Tierra con el plano horizontal del lugar y será complementaria del anterior.

$$\theta + \alpha = 90^\circ$$

Los valores de la altura del Sol (α), y su ángulo azimutal (θ), son datos conocidos y tabulados para cada latitud (ϕ) y cada día del año.

6.1.1.1.5. Cálculo de la posición del Sol con respecto al observador en la Tierra

Hoy en día, existen muchos programas e incluso aplicaciones para celulares que nos permiten posicionar el Sol según ubicación, fecha y hora. Aun así, podemos determinar la posición del Sol respecto de la superficie terrestre en cualquier momento, como así también el ángulo de incidencia de un rayo solar sobre una superficie con determinada orientación a partir de:

$$\cos \theta_z = \sin \delta \times \sin \phi + \cos \delta \times \cos \phi \times \cos \omega = \sin \alpha \quad [2]$$

Siendo:

Ángulo de cenital (θ_z): comprendido entre la línea Z-N y la línea que une el Sol con el observador.

Declinación (δ): posición angular del Sol al mediodía respecto del plano del ecuador.

Altitud solar (α): elevación solar sobre el horizonte, medido en el plano definido por el Sol y la línea Z-N, es el complemento al ángulo cenital.

Ángulo horario (ω): desplazamiento angular del Sol hacia el este o el oeste respecto del meridiano del lugar. Es de 15° por hora.

Latitud (ϕ): distancia angular entre la línea ecuatorial y un punto determinado de la tierra.

Para una latitud determinada, la altitud y el azimut dependen únicamente del ángulo horario y la declinación. En consecuencia, se pueden representar ambos valores en ejes de coordenadas que reciben el nombre de diagramas solares o cartas solares. Su representación puede ser cartesiana o polar, pero la información que proporcionan es aproximada al ser métodos gráficos. En el caso de una representación cartesiana, el azimut solar se sitúa en abscisas, desde el este al oeste, mientras que la altitud solar se sitúa en ordenadas. La posición del Sol se encuentra en la intersección del día y del momento del día apropiado. En

el caso de un diagrama solar la posición espacial de las variables varía, pero la información proporcionada es la misma.

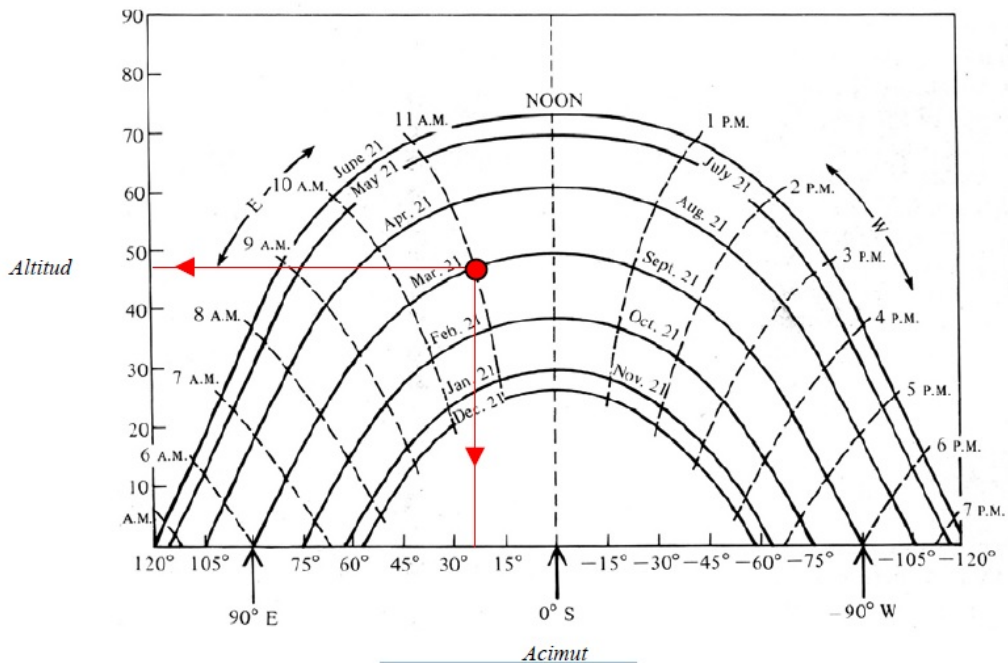


Figura 39 Diagrama solar cartesiano para una latitud de 40°N. Altitud y azimut solares para los días 21 de marzo y 23 de septiembre a las 11 de la mañana, hora solar (Energizar)

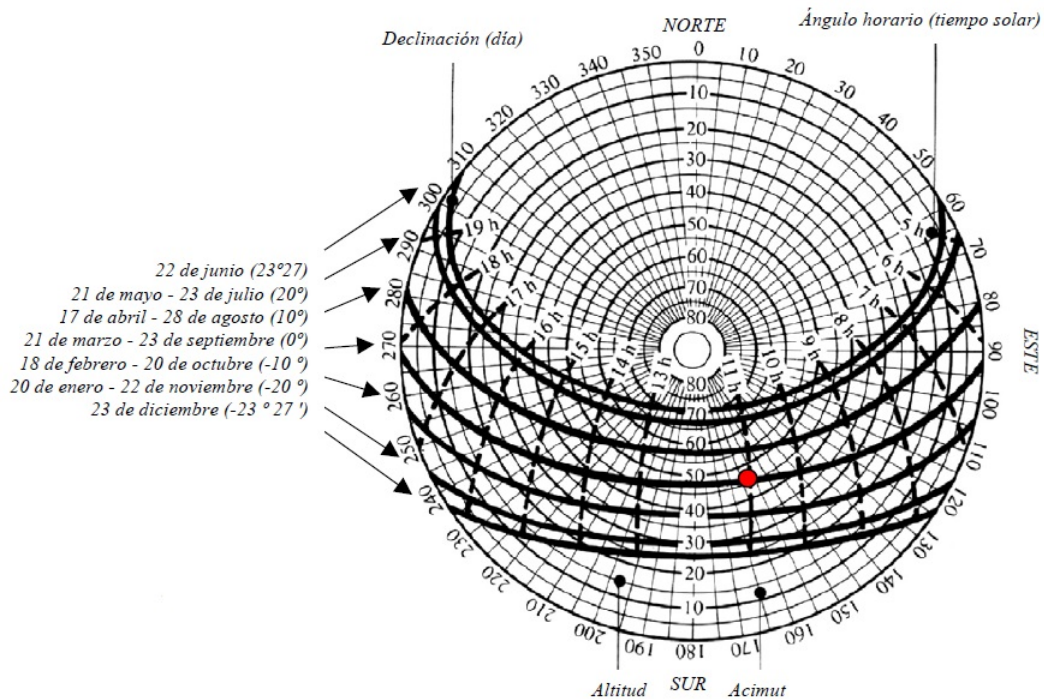


Figura 40 Diagrama solar polar para una latitud de 40°N. Altitud y azimut solares para los días 21 de marzo y 23 de septiembre a las 11 de la mañana, hora solar (Energizar)

6.1.1.1.6. Horas de salida y puesta de Sol. Duración del día.

La intersección del paralelo celeste que pasa por el Sol con el plano de horizonte nos da las posiciones de salida y puesta de Sol para el lugar considerado. Las horas de salida y puesta de Sol se obtienen haciendo $\alpha=0$ en la ecuación (2) que determina la posición del Sol respecto de la superficie terrestre en cualquier momento:

$$0 = \text{sen } \delta \times \text{sen } \phi + \cos \delta \times \cos \phi \times \cos \omega_s$$

De donde:

$$\omega_s = \text{arcCos} \cdot (-\text{Tan } \phi \cdot \text{Tan } \delta)$$

La hora de salida del sol es $\omega_{ss} = -\omega_s$ y la hora del ocaso $\omega_{os} = \omega_s$. Expresado en horas es:

$$\omega_s = \frac{1}{15} \cdot \text{arcCos} \cdot (-\text{Tan } \phi \cdot \text{Tan } \delta) \quad [3]$$

La duración total del día será el doble de la anterior:

$$\omega_s = \frac{2}{15} \cdot \text{arcCos} \cdot (-\text{Tan } \phi \cdot \text{Tan } \delta)$$

6.1.1.1.7. Radiación solar disponible

Es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. En este caso corresponde a radiación proveniente del Sol, la cual se puede percibir en forma de calor o luz (visible o no, lo cual dependerá de cada longitud de onda en particular). Su unidad de medida es W/m^2 .

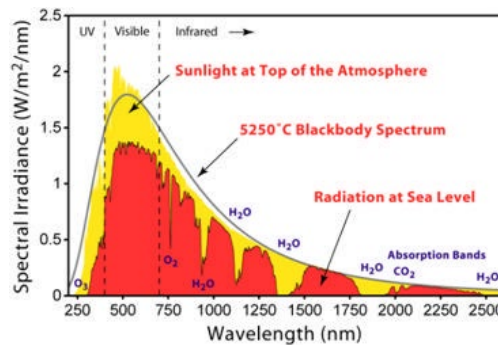


Figura 41 Espectro de radiación solar (Energizar)

Existen diferentes métodos que permiten calcular la energía solar recibida en la superficie terrestre teniendo en cuenta la atenuación que sufre la radiación solar al atravesar la atmósfera, lo cual requiere conocer un conjunto de factores relativos a su composición. Pero generalmente se recurre a medir la radiación incidente sobre un plano horizontal situado en la superficie terrestre. Entre los métodos más utilizados se puede destacar la medición de la radiación solar mediante piranómetros y pirheliómetros; interpolar datos de radiación solar de estaciones cercanas; modelos de tratamiento de imágenes satelitales.

Para calcular el valor promedio mensual de la irradiación diaria sobre un colector será necesario contar con el valor promedio mensual de la irradiación diaria sobre un plano horizontal, que podemos tomar de diferentes fuentes. El "Atlas de Energía Solar de la República Argentina", elaborado por Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini posee un conjunto de cartas con la distribución mensual de los promedios diarios de la irradiación solar global horizontal; el sistema de libre acceso a la información en línea de la NASA (Surface Meteorology and Solar Energy Data Set SSE – NASA [<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>]), proporciona datos para el estudio del clima y la radiación solar. Ofrecen datos como la insolación global promedio, mínima y máxima sobre una superficie horizontal o inclinada; radiación directa y difusa promedio, mínima y máxima sobre superficie horizontal e inclinada; y el proyecto del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) [<https://globalsolaratlas.info/>]) creado para proveer información y herramientas de alta calidad para el aprovechamiento de recursos energéticos renovables alrededor del mundo, brinda la información a partir de mapas de radiación con datos como la radiación global en superficie horizontal, en el plano inclinado, entre otros.

6.1.1.1.8. Irradiación y Horas de Sol Pico

La irradiación o insolación es la cantidad de radiación global recibida en un punto geográfico dado, durante un tiempo determinado y sobre una superficie conocida. Se mide en Wh/m^2 , si es por día en $Wh/m^2/día$. Geométricamente corresponde al área bajo la curva de irradiancia (*Figura 42*). Se necesita tener en cuenta las variaciones cíclicas estacionales, conduciendo mediciones de la radiación solar diaria durante 10 o más años.



Figura 42 Gráfico de la Insolación según la irradiancia y las horas del día (Energizar)

Si la superficie colectora mantiene un ángulo de inclinación fijo, el valor de la insolación en una dada locación estará afectado por las condiciones atmosféricas y la posición del sol respecto del horizonte. La insolación, entonces, depende del ángulo del arreglo con respecto a la posición del sol:

- *Insolación horizontal:* muchas veces se utiliza una superficie horizontal para las mediciones. A partir de estos datos se puede estimar la insolación a un azimut y elevación determinado. Las mediciones realizadas por satélite utilizan este tipo “inclinación”.
- *Insolación sobre un plano inclinado:* se realiza mediante una orientación manual o automática del colector hacia el sol. Las mediciones automáticas son realizadas mediante equipos de medición como heliógrafos acoplados a seguidores solares controlados por GPS.

El concepto de “Horas de Sol Pico” es de gran importancia para calcular la producción de un sistema fotovoltaico. Se pueden definir como el número de horas al día con una hipotética irradiancia de 1.000 W/m² que en conjunto suman la misma irradiación que la real de ese día completo.

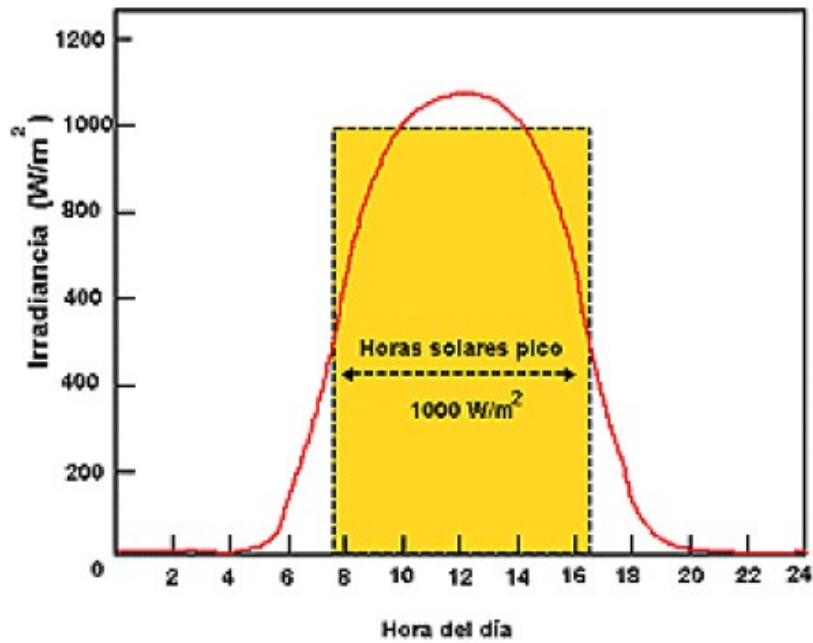


Figura 43 Gráfico de la energía equivalente de la irradiación de un día en cantidad de horas a 1000 W/m² (Energizar)

Una Hora Solar Pico equivale a 1 kWh/m², y es un modo de contabilizar la energía recibida por el Sol en grupos de 1 hora recibiendo 1.000 W/m² (Figura 43). Para calcular su valor, por ejemplo, para un día determinado, se divide el valor de radiación promedio del día en W/m² por 1.000 W/m², o lo que es lo mismo, se toma el valor numérico de la radiación promedio del día en kWh/m².

$$H.S.P. = \frac{\text{RadiaciónMediaDía}}{1000 \frac{W}{m^2}}$$

6.1.1.1.9. La constante solar y la radiación exterior a la atmósfera

Se denomina “constante solar” a la cantidad de energía que nos llega del Sol en la unidad de tiempo, por unidad de superficie normal a la dirección de la radiación incidente, en la superficie exterior de nuestra atmósfera. Con el valor de la constante solar, y conociendo el día del año y la hora solar, es posible determinar con precisión el valor de la radiación solar que llega a la parte exterior de la atmósfera de la tierra en cualquier latitud y longitud. El valor de la constante solar se ha determinado, $G_{sc} = 1365 \text{ W/m}^2$.

Entonces, resulta conveniente calcular, la radiación global que llega a la parte exterior de la atmósfera, es decir la energía por unidad de superficie. La expresión depende de la altura del Sol y viene dada por:

$$G_0 = G_{sc} \left[1 + 0,33 \cdot \cos \frac{360 \cdot n}{365} \right] \cdot \text{Sen} \alpha$$

Donde:

n: es el día del año contando desde el 1 de enero.

Sen α : viene dado por la ecuación [2]

A partir de la anterior expresión de la irradiación global sobre la superficie horizontal se puede calcular, mediante la integración relativa al tiempo en que el Sol está sobre el horizonte, la irradiación diaria que se obtendría en el exterior de la atmósfera sobre un plano horizontal:

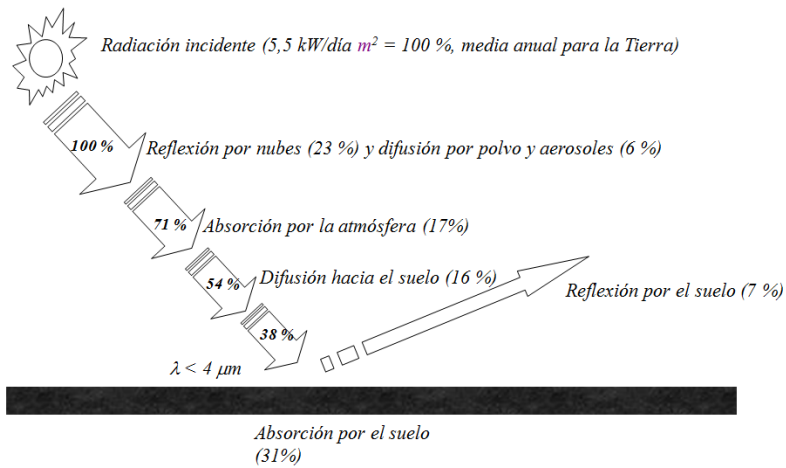
$$H_0 = \frac{24 \times 3,6}{\pi} \cdot G_{sc} \cdot \left[1 + 0,033 \cdot \cos \left(\frac{360 \cdot n}{365} \right) \right] \cdot \left(\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \text{Sen} \omega_s + \frac{2 \cdot \pi \cdot \omega_s}{360} \cdot \text{Sen} \phi \cdot \text{Sen} \delta \right)$$

[4]

El valor de la irradiación exterior correspondiente a la media del mes juega un papel importante para definir el índice de claridad.

6.1.1.1.10. Radiación incidente sobre la superficie de la tierra (irradiancia)
Como se ha mencionado, el promedio de radiación solar que llega a la estratósfera es de 1.365 W/m². Pero en el nivel terrestre y a efectos prácticos en el diseño de sistemas de aprovechamiento de la radiación solar, este valor se verá notablemente reducido, esencialmente por dos factores a tener en cuenta:

- Los fenómenos de absorción y dispersión de la energía solar existentes en la atmósfera.
- La posición del Sol en el cielo, para una localización terrestre y momento determinados a lo largo del año.



Balance de radiación solar por longitudes de onda menores de 4 mm

Figura 44 Efectos de la atmósfera sobre la radiación solar (Dr. Román H. Buitrago)

Tan pronto como la luz solar penetra la atmósfera, empieza un proceso de dispersión y absorción por efecto de las moléculas de aire, de agua, de partículas sólidas, etc., que hacen que la intensidad del rayo incidente se vea disminuida (Figura 44). La irradiancia global máxima al medio día sobre el ecuador es de aproximadamente 1.000 W/m^2 para una superficie perpendicular a los rayos del Sol en el nivel del mar en un día claro. Es posible calcular teóricamente la irradiancia en un punto del planeta mediante fórmulas astronómicas y suponiendo un cielo despejado. Sin embargo, para corregir el valor obtenido se deben emplear las medidas reales de radiación captadas en ese lugar, ya que los fenómenos meteorológicos (nubes, nieblas) modifican en gran medida ese valor.

Estos mecanismos se intensifican cuando los rayos solares deben atravesar mayores distancias dentro de la atmósfera. La variación espectral depende de la espesura de la capa atmosférica y es especificada por un parámetro denominado “Masa de Aire” (MA o AM). Este parámetro determina indirectamente la distancia entre la altura del sol respecto al horizonte y un observador fijo sobre la Tierra. La masa óptica tiene en cuenta que la radiación atraviesa una mayor longitud en la atmósfera a medida que aumenta el ángulo (θ) del Sol al cenit. Por definición, la masa de aire está dada por la expresión:

$$MasadeAire = \frac{1}{\text{Cos}(\theta)}$$

La masa óptica de aire es 0 en el tope de la atmósfera. Cuando el sol está directamente en el cenit, se considera que a nivel de superficie AM=1, mientras que cuando el ángulo del sol al cenit es de $60,1^\circ$ se tiene el doble de masa óptica de aire, es decir que $AM = 2$. Hablando exclusivamente de la aplicación en sistemas fotovoltaicos, la fuente luminosa usada para medir la potencia máxima de salida de un panel FV tiene un espectro luminoso correspondiente a una Masa de Aire = 1,5, que corresponde a un ángulo de $48,2^\circ$, valor considerado estándar para evaluar la potencia pico de salida de un panel FV (Figura 45).

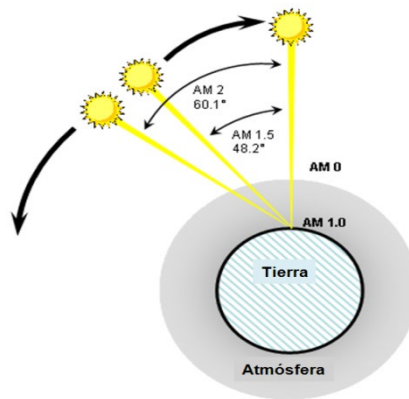


Figura 45 Masa óptica de aire según inclinación solar (Dr. Román H. Buitrago)

6.1.1.1.11. Radiación global, directa, difusa y reflejada

Luego de los procesos de absorción, reflexión y dispersión al atravesar la atmósfera, la radiación que llega a la superficie terrestre se conoce como radiación global y está compuesta por la suma de (Figura 46):

- **Radiación directa:** es la recibida en la superficie terrestre sin haber sufrido ningún cambio de dirección por absorción, reflexión o dispersión. Es la mayor y las más importante en las aplicaciones fotovoltaicas.
- **Radiación difusa:** es la que se recibe después de haber cambiado su dirección por los procesos de dispersión y reflexión que ocurren en la atmósfera. En un día nublado, sólo se percibe esta radiación.
- **Radiación reflejada (albedo):** es el porcentaje de radiación directa y difusa que se refleja por una superficie. Esta radiación es recibida por superficies próximas o reflejada al espacio.

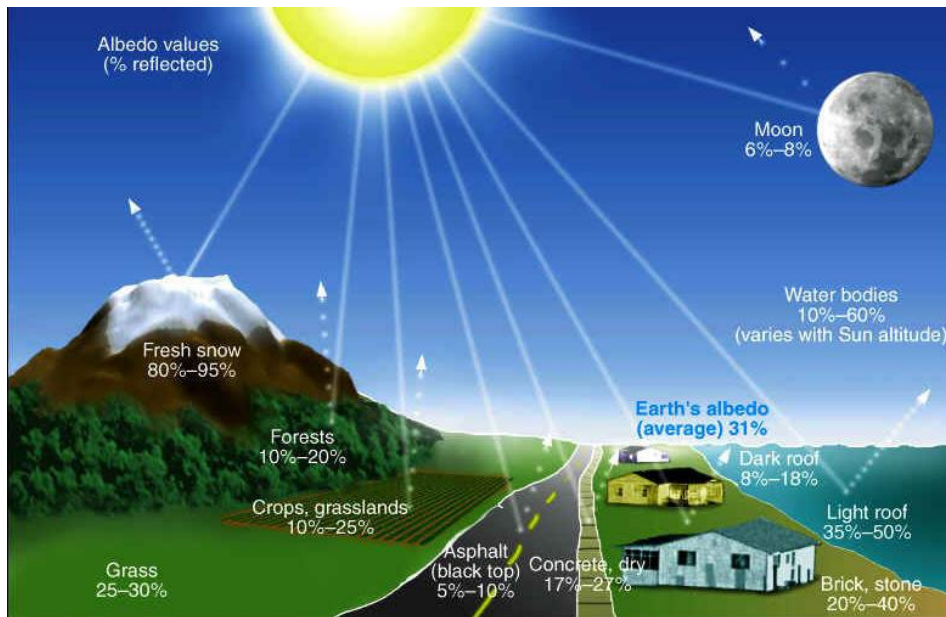


Figura 46 Proceso de absorción, reflexión y dispersión de la radiación que atraviesa la atmósfera y llega a la Tierra (<https://www.vistaalmar.es/medio-ambiente/fenomenos-naturales/3016-que-es-el-albedo.html>)

6.1.1.1.12. Media de radiación solar terrestre incidente sobre una superficie inclinada

En la superficie terrestre, la insolación diaria queda, como ya se ha comentado, bastante alejada de los niveles extraterrestres alcanzados en el exterior de la atmósfera, puesto que la absorción, reflexión y dispersión de radiación por parte de las nubes y el resto de elementos químicos en suspensión y que forman la biósfera, recorta los niveles energéticos de la radiación directa que llega a la Tierra de manera considerable, y la transforma a la vez, en radiación difusa. En cualquier caso, la cantidad de radiación solar incidente sobre una superficie cualquiera vendrá dada por estos tres componentes:

$$\overline{H}_{Global} = \overline{H}_{Directa} + \overline{H}_{Difusa} + \overline{H}_{Re\ flejada}$$

Siendo:

H_{directa}: la radiación directa que proviene directamente del sol sin ningún cambio de dirección.

H_{difusa}: la radiación difusa, que incide sobre la superficie desde toda la bóveda celeste, porque es el resultado de las reflexiones y refracciones de la radiación directa en la atmósfera: nubes, partículas en suspensión, CO₂, vapor de agua, etc.

H_{reflejada}: la radiación reflejada (albedo), que procede de la reflexión de la radiación sobre la tierra, edificios y otros elementos del entorno.

6.1.1.1.13. Radiación difusa

La radiación solar difusa, acostumbra a ser difícil de calcular, por su carácter irregular y porque depende de las condiciones meteorológicas y geográficas. Por este motivo se acostumbra a utilizar modelos que permitan correlacionar esta fracción difusa de la radiación total media mensual con algún coeficiente de transmisión de la atmósfera que sea válido. El más utilizado es el “índice de nubosidad K_T ” que relaciona la radiación diaria media global en superficie horizontal y la radiación extraterrestre en superficie horizontal:

$$\overline{K_T} = \frac{\overline{H}}{H_o}$$

Donde:

H: media mensual de radiación global diaria sobre la superficie horizontal.

H_o: media mensual de radiación solar extraterrestre diaria sobre la superficie horizontal, calculada con la expresión [4].

Además de este cociente, resulta útil, la correlación entre el cociente de la irradiación difusa diaria y la irradiación total, calculadas como promedio mensual, y el índice de claridad ya referido:

$$\frac{H_d}{H_h} = 1,39 - 4,027 \cdot K_t + 5,531 \cdot K_t^2 - 3,108 \cdot K_t^3 \quad [5]$$

De este modo, conocidos la irradiación diaria promedio del mes H y el índice de claridad, es posible obtener el valor promedio de la componente difusa. El ángulo de ocaso es el que corresponde al día medio del mes ya definido, y se calcula con la ecuación [3].

6.1.1.1.14. Componentes de la radiación sobre el plano inclinado

La irradiación media diaria sobre una superficie inclinada se obtiene por un procedimiento según el modelo esquematizado por Liu y Jordan, y desarrollado por Klein en 1977. Se vuelve necesario ya que, en aplicaciones solares, el

colector formará generalmente un cierto ángulo con el plano horizontal, por lo tanto, habrá que conocer los valores medios diarios, de las componentes directa y difusa de la irradiación que inciden sobre un plano inclinado. Se considera que la radiación difusa está uniformemente distribuida en el cielo. Además, se considera la reflexión del suelo u otras posibles superficies que reflejan la radiación difusa, debiéndose añadirse al resto. De esta forma, la expresión que proporciona la radiación media total diaria sobre una superficie inclinada un ángulo β es la siguiente:

$$H = R \cdot H_h = R \cdot K_t \cdot H_0 \quad [6]$$

$$R = \left(1 - \frac{H_d}{H_h}\right) \cdot R_b + \frac{H_d}{H_h} \cdot \frac{(1 + \cos \beta)}{2} + \rho \cdot \frac{(1 - \cos \beta)}{2}$$

Donde:

- H_0 : radiación solar sobre el plano horizontal al tope de la atmósfera.
- H_d : radiación difusa media diaria sobre el plano horizontal.
- H_h : radiación global media diaria sobre el plano horizontal.
- R_b : relación entre la radiación directa media mensual sobre plano inclinado y la incidencia sobre plano horizontal.
- β : inclinación sobre colector solar.
- ρ : reflectancia media del suelo (varía entre 0,2 y 0,7).
- K_t : índice de claridad para un mes determinado, calculado mediante

$$K_t = \frac{H_h}{H_0}$$

Los factores de configuración, $\left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right)$ y $\left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right)$ tienen en cuenta, respectivamente, la porción de superficie esférica, situada por encima del plano de la superficie inclinada y la reflexión en el plano horizontal. El primero entonces, indica qué porcentaje de cielo “ve” la superficie inclinada; y el segundo, indica qué porcentaje de piso “ve” la superficie inclinada.

El factor que recoge la reflectancia ρ y toma valores comprendidos entre 0,2 y 0,7, según se trate de una superficie seca o cubierta de nieve de un espesor superior a 2,5 cm. Algunos valores orientativos son:

SUPERFICIE	REFLECTANCIA
Pasto verde	0,25
Pasto seco	0,18 a 0,23
Suelo desnudo	0,17
Asfalto	0,15
Concreto nuevo	0,55
Concreto gastado	0,2
Nieve fresca	0,8 a 0,9
Agua a diferentes altitudes del Sol	$\alpha > 45^\circ$ 0,05
	$\alpha > 30^\circ$ 0,08
	$\alpha > 20^\circ$ 0,12
	$\alpha > 10^\circ$ 0,22

Tabla 4 Valores de reflectancia según el tipo de superficie en la que inciden los rayos solares (elaboración propia)

El factor R_b , es el cociente de la radiación directa sobre una superficie inclinada y la misma magnitud sobre una superficie horizontal. Cuando la orientación de la superficie es norte, es decir, $\gamma = 180^\circ$, se tiene:

$$R_b = \frac{\cos(\phi + \beta) \cdot \cos\delta \cdot \sin\omega'_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \omega'_s \cdot \sin(\phi + \beta) \cdot \sin\delta}{\cos\phi \cdot \cos\delta \cdot \sin\omega_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \cdot \omega_s \cdot \sin\phi \cdot \sin\delta} \quad [7]$$

Siendo:

ϕ = latitud.

ω_s = ángulo horario correspondiente a la puesta del sol.

δ = declinación.

β = inclinación de módulos respecto a la horizontal.

ω'_s = ángulo horario mínimo que resulta de la comparación entre ω_s y la relación:

$$\arccos[-\tan(\phi + \beta) \cdot \tan(\delta)]$$

6.1.1.2. Orientación e inclinación de la superficie fotovoltaica

Para poder recibir la mayor cantidad posible de energía solar durante el día, debemos estudiar dónde situar el generador fotovoltaico. Esto depende de varios factores:

- Su orientación.
- Su inclinación.

Un generador fotovoltaico será más productivo, entonces, cuando los rayos del Sol incidan sobre su superficie de manera perpendicular. La orientación e inclinación se definen mediante coordenadas angulares, similares a las utilizadas para definir la posición del Sol:

- *Ángulo de azimut del panel (γ_{panel})*: ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección norte. Vale 0° si coincide con la orientación norte, es positivo hacia el este y negativo hacia el oeste. Si coincide con el oeste su valor es -90° y si coincide con el este su valor es 90° .
- *Ángulo de inclinación del panel (β)*: ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal. Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.

En cuanto a la orientación, el azimut del panel (γ_{panel}) deberá corresponderse con el azimut (γ) del norte geográfico, siendo este de valor 0° .

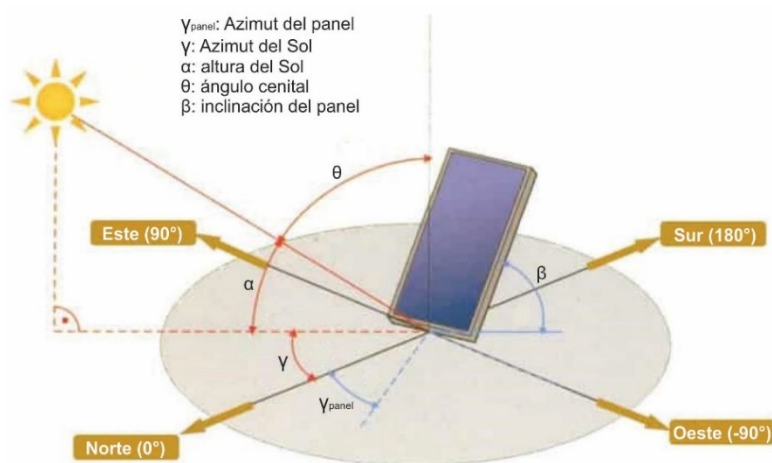


Figura 47 Orientación e inclinación de un panel fotovoltaico (modificado de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>)

La dirección de la radiación solar incidente sobre la tierra varía en función de la declinación (δ). La latitud (ϕ) de un lugar sobre la tierra (A) indica el ángulo que forma la vertical de ese lugar con el ecuador. Por lo tanto, a lo largo del año, el ángulo cenital (θ) que forma la vertical del lugar (A) con la dirección de radiación solar varía desde:

$$\theta = \phi - \delta \text{ en el solsticio de verano,}$$

$$\theta = \phi + \delta \text{ en el solsticio de invierno,}$$

$$\theta = \phi \text{ en los equinoccios.}$$

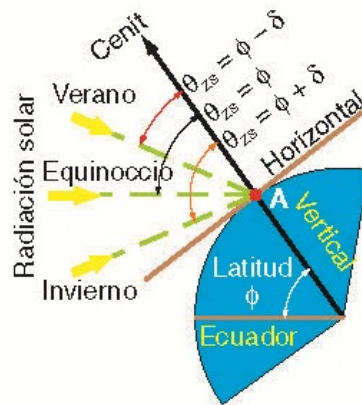


Figura 48 Ángulo cenital en los solsticios y equinoccios, según un lugar A (<http://calculationsolar.com/blog/?p=8>)

Por lo tanto, para que una superficie reciba radiación solar perpendicularmente tendremos que inclinar la superficie un ángulo β con la horizontal igual al que forma la vertical del lugar con la radiación solar. Tendremos que variar el ángulo de inclinación desde $\beta = \phi - \delta$ en el solsticio de verano a $\beta = \phi + \delta$ en el solsticio de invierno, pasando por el valor $\beta = \phi$ en los equinoccios (Figura 49).

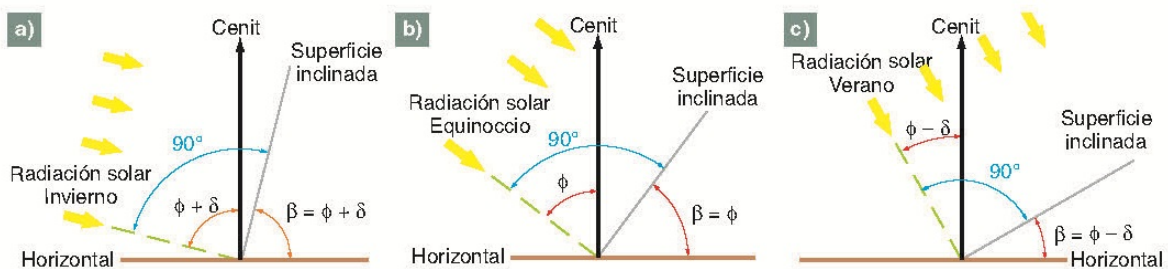


Figura 49 Inclinaciones óptimas del panel según la temporada del año en relación a la latitud del lugar y declinación del Sol (<http://calculationsolar.com/blog/?p=8>)

Una superficie recibe la mayor cantidad posible de energía si es perpendicular a la dirección de los rayos solares. Como la posición del Sol varía a lo largo del día, la posición óptima de la superficie también tendrá que ser variable. Aunque hay generadores fotovoltaicos que son capaces de seguir la trayectoria solar, lo habitual es que la superficie del generador tenga una orientación e inclinación fija.

6.1.1.3. El efecto fotovoltaico. Tecnología y tipos de celdas fotovoltaicas
Con el término fotovoltaico se designan distintos fenómenos y tecnologías que permiten la conversión directa de la energía de la radiación solar en energía eléctrica mediante el empleo de dispositivos llamados células solares.

El efecto fotovoltaico es la base del proceso mediante el cual una celda fotovoltaica convierte la energía que proviene de la luz solar en energía eléctrica.

Celdas solares:

La celda solar posee una estructura similar a la de un diodo, y como tal, los principales componentes que conforman su estructura interna son los materiales semiconductores. Están compuestas básicamente por una capa de semiconductor tipo N y otra capa de semiconductor tipo P.

Los materiales en general pueden clasificarse en conductores, aislantes y semiconductores, de acuerdo con su conductividad eléctrica. La conductividad eléctrica indica el grado de movilidad que presentan partículas eléctricamente cargadas dentro de una sustancia específica.

Los electrones que pueden generar una corriente eléctrica en un material son los que se encuentran en las órbitas exteriores o banda de valencia de los átomos, que tienen menor fuerza de atracción por parte del núcleo y pueden ser liberados de la misma al aplicar una diferencia de potencial al material. Para ser liberado de la fuerza de atracción del núcleo del átomo, la energía suministrada al electrón por el campo eléctrico generado por una diferencia de potencial, deberá ser suficiente para que este salte de la banda de valencia sobre la llamada banda prohibida, hacia la banda de conducción.



Figura 50 Banda de conducción, valencia y prohibida según tipo de material (<http://jpfisicaselectronicos.blogspot.com/2010/10/teoria-de-bandas-y-huecos.html>)

Los materiales semiconductores presentan características intermedias entre conductores y aislantes (*Figura 50*), el nivel de energía necesario para que los electrones crucen la banda prohibida en estas sustancias es mayor que el necesario en un conductor pero no tan elevado como en el caso de un aislante. El salto de energía entre una banda y otra en un semiconductor es pequeño, por lo que suministrando energía pueden conducir la electricidad y su conductividad puede regularse.

Se puede conseguir un efecto de conversión fotovoltaica en todos los semiconductores; aunque los semiconductores más aptos para la conversión de luz solar son los más sensibles, es decir, aquellos que dan el mayor producto de corriente-voltaje para luz visible (la mayor cantidad de energía transmitida por los rayos solares está en las partes visibles del espectro).

Tipos de células fotovoltaicas:

El silicio es el más importante material semiconductor para la conversión fotovoltaica de energía solar. En su forma cristalina pura, este material presenta pocas cargas libres en su interior y una resistividad alta. Mediante un proceso llamado difusión se puede introducir pequeñas cantidades de otros elementos químicos (generalmente dopado de boro y fósforo), que permiten decrecer el valor inicial de resistividad y crear simultáneamente una región tipo p y una región tipo n, de modo de que se produce una unión p-n. La mayoría de las celdas y módulos fotovoltaicos que se encuentran en explotación, en instalaciones de uso terrestre, emplean silicio, en sus formas monocristalina, policristalina o amorfa, como material semi-conductor de base.

- *Silicio monocristalino (cSi)*: este tipo de células están hechas de un solo cristal de silicio de muy alta pureza. Los módulos con estas células son los más maduros del mercado, proporcionando con eso confiabilidad en el dispositivo. El proceso de fabricación requiere un alto consumo de energía eléctrica, lo que eleva el costo de estas células. Poseen valores altos de eficiencia.
- *Silicio policristalino (pSi)*: estas son fabricadas de silicio, mezclado con arsénico y galio. Son más sencillas de conseguir, menos eficientes y más económicas que las anteriores. Son perfectas para lugares en los que las condiciones ambientales son duras, ya que son muy duraderas, y a altas temperaturas son más eficientes que las monocristalinas.
- *Silicio amorfo (aSi)*: este tipo de célula tiene baja durabilidad, pero bajo costo. Su eficiencia es más baja y va decreciendo con su envejecimiento. Proporcionan una cantidad de energía muy baja.

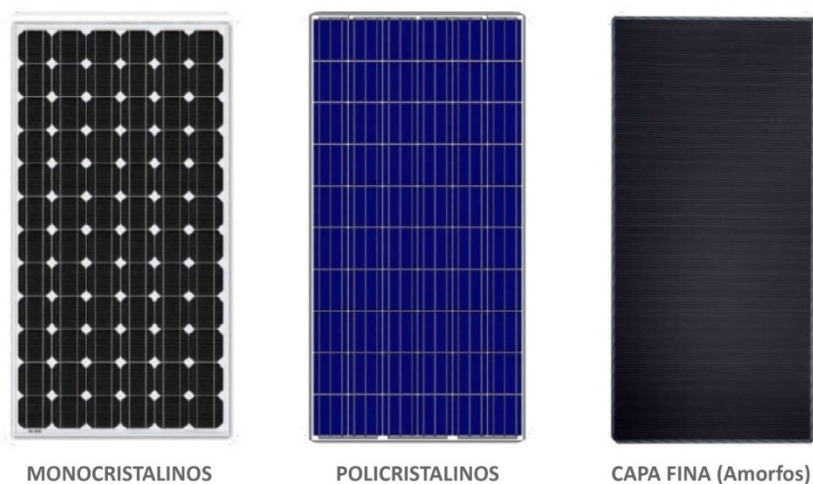


Figura 51 Tipos de células fotovoltaicas (<https://www.tritec-intervento.cl/productostritec/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/>)

Es un hecho que cuando más se aleja la técnica de fabricación de una célula fotovoltaica de la estructura cristalina pura, más defectos estructurales aparecerán en la sustancia semiconductor, los que aumentan la cantidad de cargas libres que son atrapadas, disminuyendo la eficiencia de conversión.

Los principales componentes de la célula fotovoltaica son las capas adyacentes de materiales semiconductores tipo P y tipo N que se unen en una zona denominada juntura (*Figura 52*).

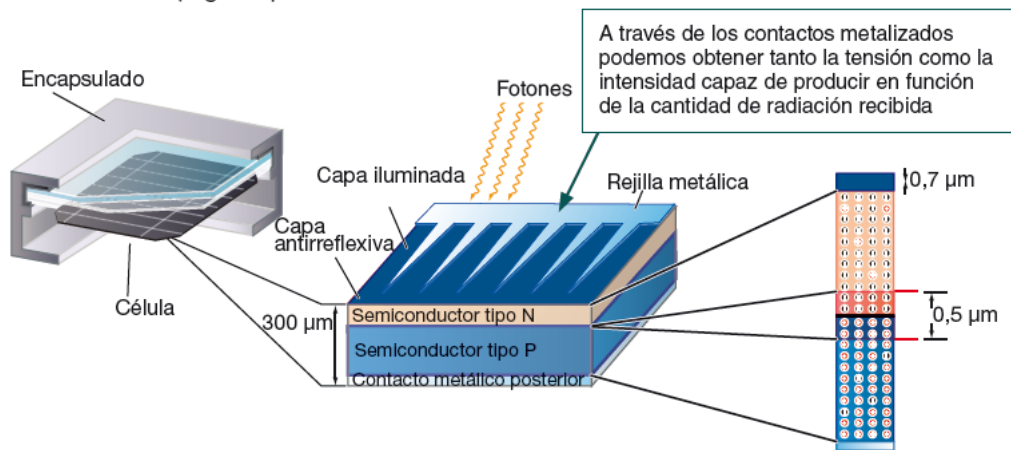


Figura 52 Detalle de la zona de juntura y adyacente de una célula fotovoltaica
(<http://www.tsolarmex.com/Acervo.html>)

Las cargas mayoritarias en cada semiconductor (electrones de un lado y huecos del otro) no permanecen inmóviles al realizar la juntura, sino que se desplazan hacia la zona adyacente, donde la concentración es baja. Este desplazamiento de cargas acumula cargas positivas en la zona N y negativas en la zona P, creando una diferencia de potencial en la juntura, la que establece a su vez un campo eléctrico en esta zona.

El proceso migratorio de las cargas continúa hasta que se alcanza un estado de equilibrio. Cuando la luz solar (fotones) incide sobre el semiconductor pueden pasar tres cosas: que los fotones atraviesen el silicio y sigan su camino (si la energía del fotón no es suficiente, IR), que parte importante de los fotones sean reflejados y otra parte absorbidos por la superficie de silicio (si la energía del fotón es demasiada, UV), o que la mayoría de los fotones sean absorbidos y parte reflejados por el semiconductor (si la energía del fotón es óptima en el espectro visible y hasta 1100 nm en el infrarrojo cercano). Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando ocurre esto, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula fotovoltaica. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo y ser arrastrado por el campo eléctrico formado por la juntura P-N para generar una diferencia de potencial dentro de la célula fotovoltaica. Desde las terminales de la célula fotovoltaica, que son conectadas a una carga eléctrica, circulará una corriente eléctrica en el circuito, formado por las celdas, los cables de conexión y la carga externa (Figura 53).

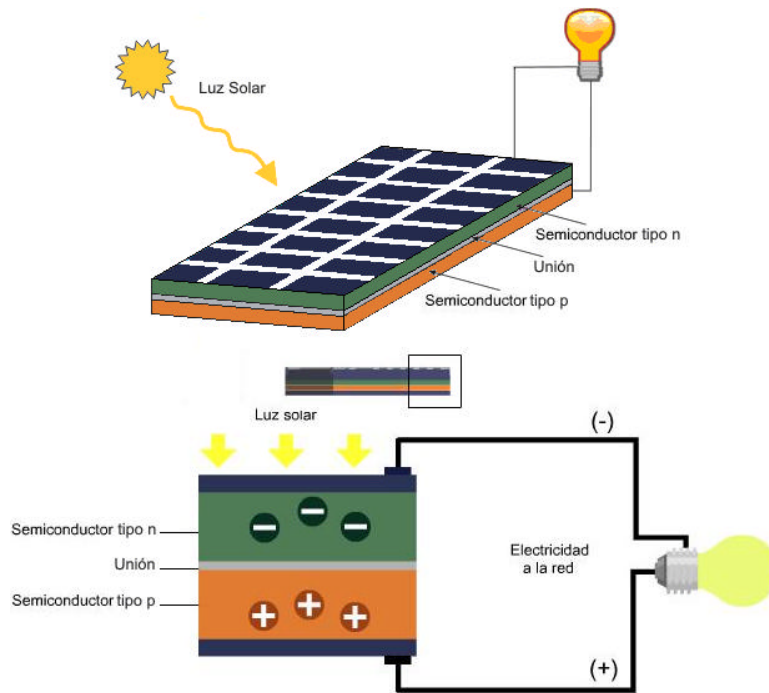
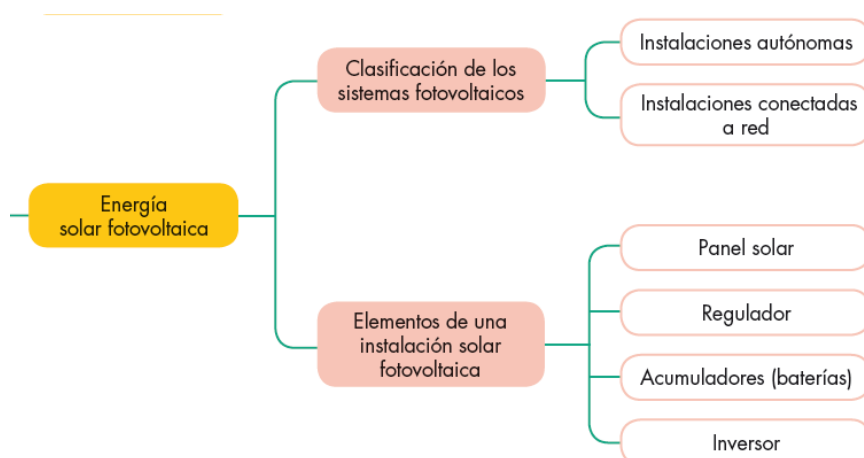


Figura 53 Esquema de funcionamiento de un panel solar
 (<http://riul.unanleon.edu.ni:8080/jspui/retrieve/6207>)

6.1.2. Posibilidades de instalación fotovoltaica

La instalación de un sistema fotovoltaico consiste en la integración de varios bloques funcionales, con el fin de suplir la demanda de energía eléctrica impuesta por el tipo de carga (consumo). La carga eléctrica determina qué bloques funcionales deben integrar el sistema. Cada bloque funcional cumple una o varias funciones específicas. Diariamente, el sistema deberá mantener un balance energético entre la cantidad generada y la consumida.

Clasificación y elementos de las instalaciones fotovoltaicas:



6.1.2.1. Sistemas conectados a la red. Componentes necesarios. Tipos

Este tipo de instalaciones no utiliza la energía directamente, sino que es entregada al organismo encargado de la gestión de la energía en el país. Tienen la ventaja de que la producción de electricidad se realiza precisamente en el período de tiempo en el que la curva de demanda de electricidad aumenta, es decir, durante el día, siendo muy importantes los kilovatios hora generados de esta forma. Estas instalaciones no poseen baterías ni reguladores, componiéndose únicamente por los paneles fotovoltaicos, inversor y tablero. Cabe distinguir:

- *Centrales fotovoltaicas y huertos solares*: recintos en los que se concentra un número determinado de instalaciones fotovoltaicas de un mismo propietario o diferentes, con el fin de vender la electricidad producida a la compañía eléctrica con la cual se haya establecido el contrato. La potencia instalada depende de las dimensiones del generador fotovoltaico. El hecho de que se encuentren todas en un mismo lugar posibilita mejoras en el mantenimiento de la instalación, vigilancia, pólizas de seguros, etc.
- *Edificios fotovoltaicos (Figura 54)*: la rápida evolución de los productos de ese tipo ha permitido el uso de los módulos como material constructivo en cerramientos, cubiertas y fachadas de gran valor visual. Además, la energía fotovoltaica es el sistema de energías renovables más adecuado para la generación de electricidad en zonas urbanas sin provocar efectos ambientales adversos. La integración arquitectónica consiste en combinar la doble función, como elemento constructivo y como productor de electricidad, de los módulos fotovoltaicos.

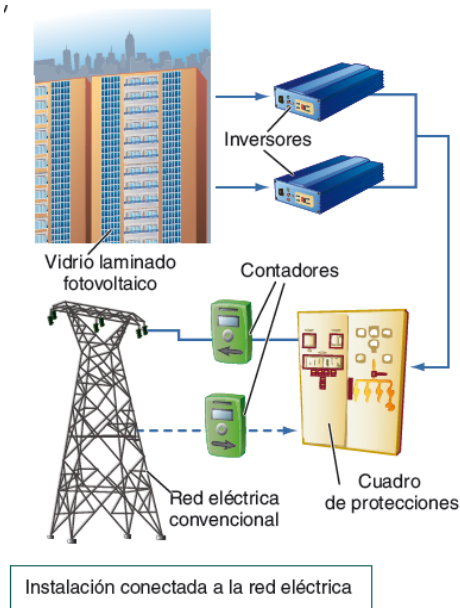


Figura 54 Sistema fotovoltaico integrado conectado a la red eléctrica
 (<https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>)

6.1.3. Componentes de la instalación conectada a la red

6.1.3.1. Paneles solares fotovoltaicos. Asociaciones serie-paralelo

Por lo general, la tensión proporcionada por una sola celda no tiene utilidad ya que alcanza valores del orden de 0,6 V a circuito abierto en células de silicio, cuando la mayoría de los circuitos en corriente continua funcionan con tensiones como mínimo de 5 V. Es necesario, por lo tanto, conectar un determinado número de celdas en serie para conseguir tensiones de utilidad.

Además, los paneles tendrán que conectarse en serie o en paralelo, para que sean capaces de proporcionar la tensión e intensidad nominales de la instalación, constituyendo el generador fotovoltaico propiamente dicho.

Un panel fotovoltaico se suele caracterizar por su potencia pico, que es la potencia que suministraría en el punto de máxima potencia y en condiciones estándar, es decir, bajo una irradiancia de 1 kW/m², una temperatura de célula de 25°C y un espectro de 1,5 AM.

El rendimiento máximo de un panel suele ser algo menor que el rendimiento máximo de las celdas individuales en 1 o 2 puntos de %, debido en parte, a los espacios que quedan irremediablemente sin cubrir con material fotovoltaico (separación entre células y marco del bastidor). Por otra parte, debido a la dispersión de los parámetros característicos de las células, la potencia máxima

de la asociación no es igual a la suma de las potencias máximas de las distintas celdas y en este sentido se puede hablar de un rendimiento de la asociación.

Las celdas fotovoltaicas son muy frágiles y sensibles a la humedad y al polvo por lo que para su utilización en las instalaciones deben protegerse de forma adecuada mediante una superficie transparente que suele ser vidrio templado de bajo contenido de hierro y un material encapsulado que impida la entrada de agua y polvo. El panel fotovoltaico se completa con un marco, que suele ser de aluminio, para darle mayor protección y facilitar su montaje en las instalaciones.

Agrupamiento y conexión de paneles:

Dependiendo de la instalación que se desarrolle, y de la aplicación para la que se ha diseñado, existe la posibilidad de utilizar un solo panel o un conjunto de paneles que se montarán agrupados sobre un determinado soporte y conectados entre sí eléctricamente. La conexión en serie de paneles permite aumentar la tensión final de la instalación sumando todas las tensiones, y la intensidad será igual para todos los módulos. Si los módulos son diferentes, la intensidad la fijará aquel cuyo valor sea menor.

6.1.3.2. Descripción de partes de los paneles fotovoltaicos. Parámetros de funcionamiento

Con objeto de reducir las pérdidas debidas a la dispersión de parámetros las células se clasifican en función de éstos antes de utilizarlas en la fabricación de los paneles. Después se interconectan con unas cintas metálicas que contiene plata para dotarlas de alta conductividad y se sueldan con soldadura ultrasónica o soldadura blanda. Las células han de protegerse oportunamente mediante una cubierta transparente y un material encapsulante que garantice un tiempo de vida superior a los 20 años.

Las partes integrantes de un panel fotovoltaico son la cubierta frontal, el material encapsulante, las células y sus conexiones, la cubierta posterior y el marco (*Figura 55*).

La cubierta frontal transparente suele ser de vidrio templado para que resista los impactos del granizo, y con bajo contenido en hierro para darle mayor transparencia.

Entre el vidrio y las células, y también cubriéndola por la parte posterior, se sitúa el material encapsulante, cuya misión no es solamente impedir la entrada de agua y polvo, sino también reducir las pérdidas por reflexión que se producirían si la radiación tuviera que salir nuevamente del vidrio al aire para llegar a hasta cada célula. Este material, que debe tener en consecuencia, un índice de refracción próximo al vidrio, también protege mecánicamente, ya que mantiene cierta plasticidad que permite absorber las tensiones originadas por posibles golpes y dilataciones diferenciales que puedan producirse. El material usado que reúne estas características es el EVA (etileno – vinil – acetato, polímero termoplástico), material que sufre un proceso de curado a temperaturas de 120°C tras el cual conserva cierta plasticidad. El EVA se degrada cuando se le somete a temperaturas y niveles de iluminación elevados como los que aparecen en sistemas de concentración, por lo que en estos sistemas se suele utilizar determinados elastómeros compuestos de silicona.

La cubierta posterior suele ser de PVF (fluoruro de polivinilo – Tedlar – poliéster), aunque también se puede emplear otro vidrio de forma que los paneles se puedan emplear como cerramientos en edificios.

Finalmente se coloca el marco que, por lo general, se fabrica de aluminio y aparte de servir de protección facilita el montaje en las instalaciones.

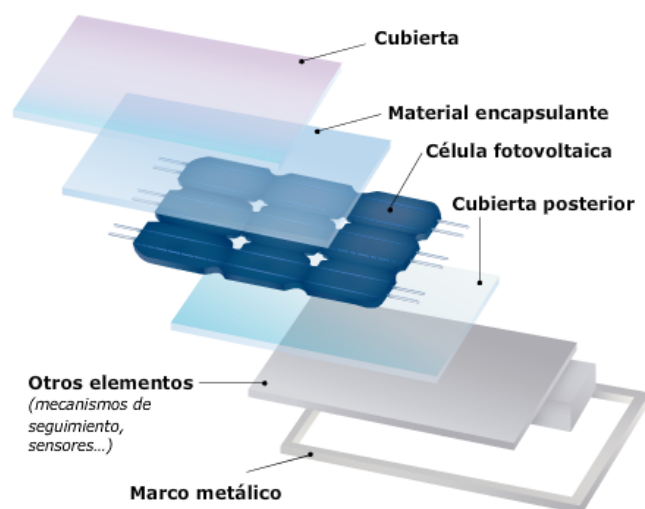


Figura 55 Detalle de los materiales y componentes de un panel fotovoltaico
(<https://www.ecosistemasdelsureste.com/news/componentes-principales-de-una-instalacion-solar-fotovoltaica/>)

Curva de respuesta de una celda fotovoltaica:

Si los valores de potencia luminosa y la orientación del panel permanecen constantes, la corriente de salida de un panel fotovoltaico varía con el valor del voltaje en la carga y su temperatura de trabajo. Esto se debe a las características intrínsecas de los materiales semiconductores.

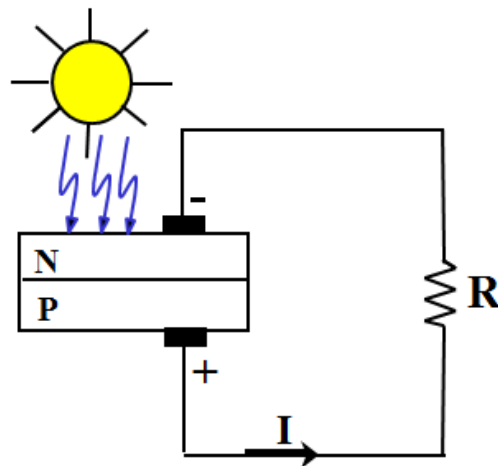


Figura 56 Circuito eléctrico de un panel fotovoltaico (Energizar)

La curva característica de un panel fotovoltaico, también llamada curva de intensidad - voltaje (abreviadamente curva I-V), representa los valores de tensión y corriente, medidos experimentalmente, de un típico panel fotovoltaico sometido a unas determinadas condiciones constantes de insolación y temperatura.

Variando la resistencia externa desde cero a infinito, se pueden medir diversos valores de pares (I-V), que interpolándolos forman la curva característica.

Las condiciones estándares de prueba (STC), como se ha mencionado, en laboratorio son:

- Irradiancia de 1000 W/m^2
- Masa de aire de 1,5 MA
- Temperatura de trabajo de 25°C

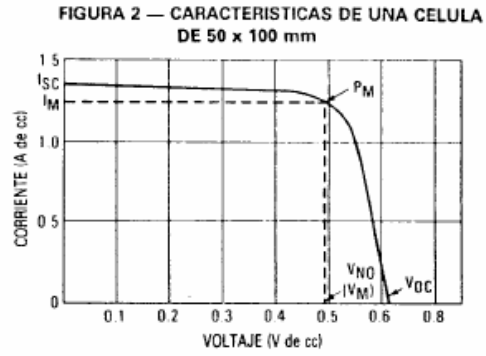
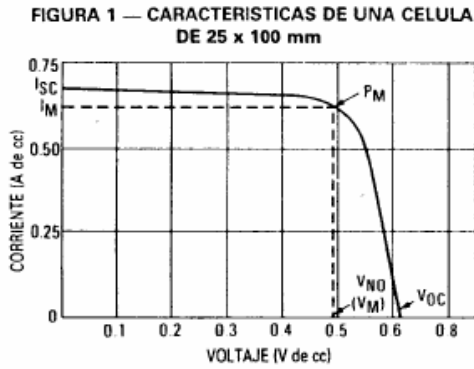


Figura 57 Curva característica de una célula de 25 x 100mm y 50 x 100mm (Energizar)

Tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito:

El *voltaje de circuito abierto* (V_{CA} o V_{OC}) es el voltaje máximo de la célula y ocurre cuando no está conectada ninguna carga. El valor máximo para el voltaje de salida corresponde a un valor de corriente nulo. El valor depende del material semiconductor. Para una célula de silicio monocristalino este valor ronda los 0,6 V.

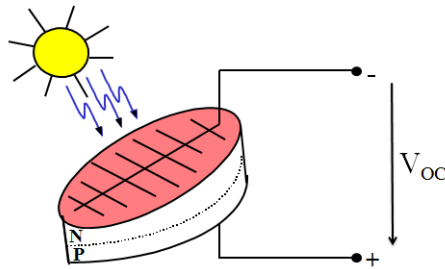


Figura 58 Conexión de la célula a voltaje de circuito abierto (Energizar)

La *corriente de cortocircuito* (I_{CC} o I_{SC}) es la máxima corriente de la celda y ocurre cuando se realiza un cortocircuito entre sus terminales. El valor máximo para la corriente corresponde a un voltaje de salida nulo. Para una célula de silicio monocristalino de 100 cm² ronda los 3 A.

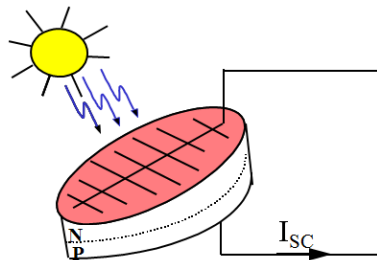


Figura 59 Conexión de la célula a corriente de cortocircuito (Energizar)

Punto de máxima potencia, factor de forma y eficiencia:

Para cada condición de trabajo se puede calcular la potencia de salida del panel multiplicando los valores correspondientes al voltaje y la corriente para ese punto de la curva I-V. Para cualquier punto (V, I) de la curva, la potencia eléctrica que entrega la celda es:

$$P = V \times I \quad (\text{W})$$

Existe un punto donde la potencia es máxima ($V_{P_{cel}}$, $I_{P_{cel}}$):

$$P_{P_{cel}} = V_{P_{cel}} \times I_{P_{cel}}$$

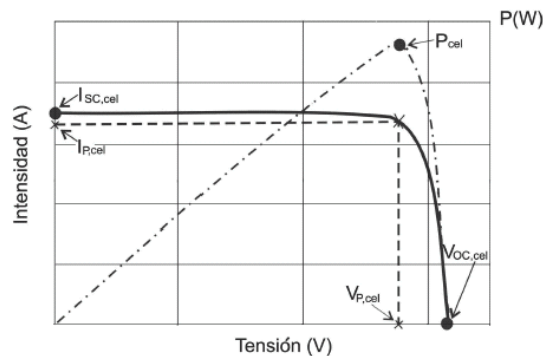


Figura 60 Curva característica y punto de potencia máxima de un panel FV (Dr. Román H. Buitrago)

En particular, la potencia de salida es nula para dos puntos de trabajo: circuito abierto y cortocircuito, ya que la corriente o el voltaje de salida es nulo. Esto significa que, si la salida de un panel es cortocircuitada, éste no sufre daño alguno. Entre estos dos valores nulos, la potencia de salida alcanza un valor máximo que varía con la temperatura. El valor máximo que corresponde a una temperatura de trabajo de 25°C se denomina “valor pico” (Wp) del panel. Es decir, un módulo de 80 W de potencia pico produce 80 Wh si durante una hora recibe la cantidad de radiación para la que fue diseñado.

El *Fill Factor* o *Factor de Forma* (FF) de una celda o panel solar, es el cociente de potencia real ($V_{p_{max}} \times I_{p_{max}}$) de las células solares y el producto de la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito ($V_{oc} \times I_{sc}$), es decir:

$$FF = \frac{V_{P_{cel}} \times I_{P_{cel}}}{V_{OC} \times I_{SC}}$$

Este es un parámetro clave para evaluar el rendimiento de las células solares. Las células solares típicas tienen un factor de forma $> 0,70$. Es mejor rechazar aquellas células cristalinas con bajo FF.

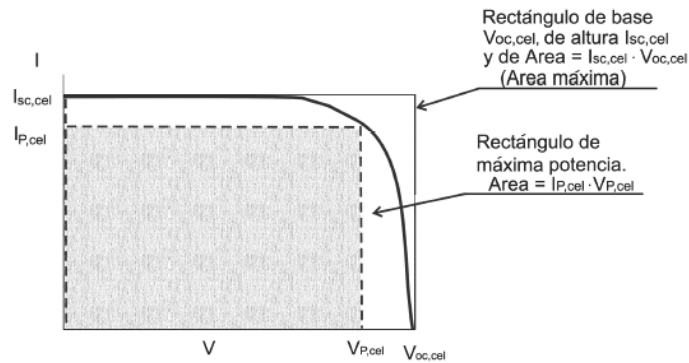


Figura 61 Factor de forma de un panel FV (Dr. Román H. Buitrago)

La eficiencia de una celda solar es la relación entre la energía eléctrica generada y la energía luminosa utilizada para obtenerla, es decir:

$$\eta = \frac{P_{cel}}{P_{inc}} = \frac{V_{p,cel} \times I_{p,cel}}{G \times Sup}$$

Donde:

P_{inc} : es la potencia luminosa incidente (W)

G : es la Irradiancia (W/m^2)

Sup : es la superficie de la celda (m^2)

La vida útil de un panel solar fotovoltaico se considera entre 25 – 30 años y la eficiencia de las celdas convencionales de silicio oscila entre el 8% y el 16% a nivel comercial.

Tipo de Panel	Eficiencia (%)	
	Máxima	Comercial
Monocristalino	25	16
Policristalino	20	14
Amorfo	13	8

Tabla 5 Eficiencia del panel FV según material del mismo

Efecto de la irradiancia:

La corriente de cortocircuito de una celda solar es directamente proporcional a la intensidad de la iluminación incidente. La tensión de circuito abierto no experimenta grandes variaciones al modificarse las condiciones de la radiación solar.

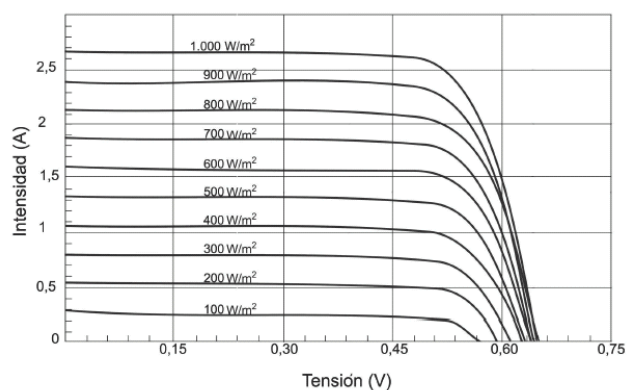


Figura 62 Efecto de la irradiancia en la intensidad (A) de la celda (Dr. Román H. Buitrago)

En consecuencia, la potencia generada es directamente proporcional a la irradiancia:

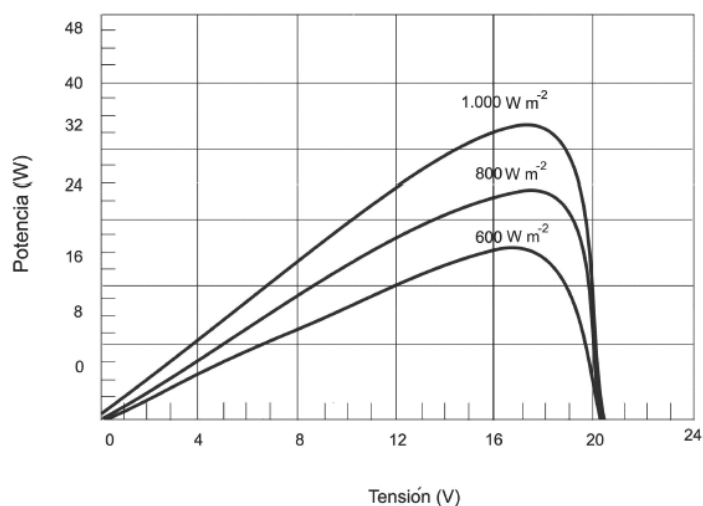


Figura 63 Potencia máxima de una celda FV directamente proporcional a la irradiancia (Dr. Román H. Buitrago)

Efecto de la temperatura:

Al aumentar la temperatura se producirá una disminución de la tensión de circuito abierto (V_{CA}) debido a una disminución del campo eléctrico de la juntura P-N. Esto se debe a que los electrones unidos a los átomos de la red cristalina

comienzan a vibrar hasta romper los enlaces que los unen a los átomos generando una corriente interna que se estabilizará cuando el campo eléctrico de la juntura disminuya.

Al mismo tiempo, un mayor porcentaje de la luz incidente tendrá energía suficiente para romper los enlaces debido a que la temperatura aporta energía a los electrones, por lo que se producirá una fotocorriente más grande, aumentando la corriente de cortocircuito (I_{CC}) ligeramente.

El aumento de la corriente para un aumento de temperatura dado es proporcionalmente menor que la disminución de la tensión, por lo que la eficiencia de la celda se reduce al elevar las temperaturas.

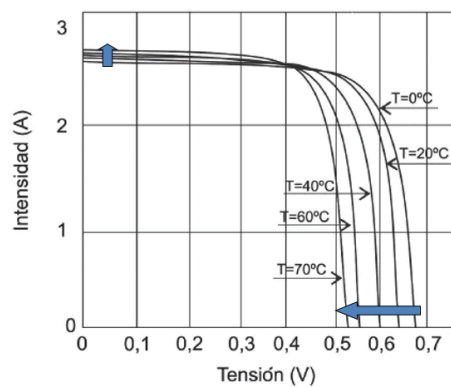


Figura 64 Efecto del voltaje según la temperatura de la celda (Dr. Román H. Buitrago)

6.1.3.3. Inversor. Descripción. Rendimiento

Los inversores son dispositivos electrónicos que transforman la corriente continua en corriente alterna y permiten tanto utilizar los receptores para este tipo de corriente, como la conexión de los sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica (red de distribución de energía eléctrica).

En el caso de las instalaciones conectadas a la red, el inversor debe proporcionar una corriente alterna que sea de las mismas características de la red eléctrica, a la que está conectado, tanto en forma (senoidal) como en valor eficaz (220 V) y sobre todo en frecuencia (50 Hz); no se permiten prácticamente variaciones, con el fin de evitar perturbaciones sobre la red eléctrica de distribución.

Los inversores, que son convertidores DC/AC, se basan en el empleo de dispositivos electrónicos que actúan a modo de interruptores permitiendo

interrumpir las corrientes y conmutar su polaridad. Se pueden distinguir inversores de conmutación natural (requieren conexión a red eléctrica) e inversores de conmutación forzada o autoconmutados (sin necesidad de conectarse a la red, sistemas aislados).

Los inversores de conmutación natural requieren una conexión a la red eléctrica de corriente alterna de forma que mediante conmutación se controla el flujo de energía en el sentido deseado. También son conocidos como “inversores conmutados por la red” por ser ésta la que determina el fin del estado de conducción en los dispositivos electrónicos, que suelen ser tiristores. Los tiristores tienen como características que dejan de conducir al hacerse nula la intensidad de la corriente y no vuelven a hacerlo hasta recibir un impulso de disparo. El control se limita a establecer el inicio del estado de conducción en el momento adecuado dentro de cada ciclo.

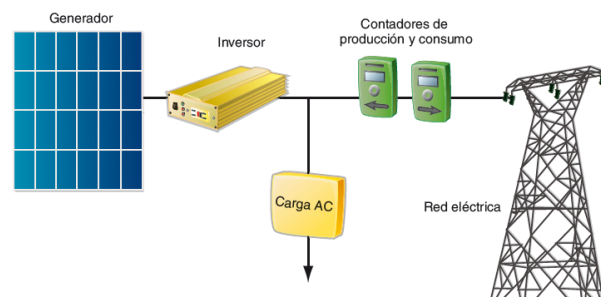


Figura 65 Esquema de instalación FV conectada a la red
(<https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>)

Las características deseables para un inversor DC/AC son:

- Alta eficiencia, debe funcionar bien para un amplio rango de potencias.
- Bajo consumo en vacío, es decir, cuando no hay cargas conectadas.
- Alta fiabilidad: resistencia a los picos de arranque.
- Protección contra cortocircuitos.
- Seguridad.
- Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida, la cual debe ser compatible con la red eléctrica.

Los parámetros que determinan las características y prestaciones de un inversor son los siguientes:

- *Potencia*: determinará la potencia máxima que podrá suministrar a la red eléctrica en condiciones óptimas. La gama de potencias en el mercado es enorme, sin embargo, para los sistemas domésticos existen desde 50 W (mini-inversor situado en cada panel) o 400 W (para pequeños consumos) hasta potencias de varios kilovatios. Muchos modelos están pensados para poderlos conectar en paralelo, a fin de permitir el crecimiento de la potencia total de la instalación.
- *Fases*: normalmente, los inversores cuya potencia es inferior a 5 kW son monofásicos. Los mayores de 15 kW suelen ser trifásicos.
- *Rendimiento energético*: debería ser alto en toda la gama de potencias a las que se trabajará. Los modelos actualmente en el mercado tienen un rendimiento medio situado en torno al 90%. El rendimiento del inversor es mayor cuanto más próximos estamos de su potencia nominal y, con el fin de optimizar el balance energético, es primordial hacer coincidir la potencia pico de la instalación fotovoltaica y la potencia nominal del inversor.
- *Protecciones*: el inversor debería incorporar algunas protecciones generales, como interruptor de corte automático, dispositivo de funcionamiento “en isla”, limitadores de tensión y frecuencia y protecciones contra contactos directos, sobrecargas y cortocircuito.

6.1.3.4. Estructura de soporte. Tipos

La estructura de soporte, asegura el anclaje de los paneles solares, y proporciona la orientación y el ángulo de inclinación idóneo para el mejor aprovechamiento de la radiación, siendo la encargada de brindar resistencia a los módulos ante acciones ejercidas por elementos atmosféricos. La presión ejercida por vientos fuertes, nieve, lluvia, etc. afectan el emplazamiento y la forma del soporte de sustentación, mientras que también determinadas condiciones atmosféricas pueden afectar los materiales empleados para la construcción de estructuras, como por ejemplo las posibles dilataciones térmicas provocadas por los aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año.

El diseño de las estructuras, no solamente variarán de acuerdo a la orientación, ángulo de inclinación y condiciones atmosféricas, sino también lo harán dependiendo el lugar donde serán emplazados los paneles solares (techos o suelo).

Las estructuras de soporte suelen plantearse, en cuanto a sus dimensiones y secciones, para que las mismas tengan una duración libre de mantenimiento acorde con la vida útil de la instalación y los paneles, la que se estima entre 25 y 30 años.

Los sistemas fotovoltaicos pueden ser emplazados sobre el suelo (centrales fotovoltaicas), más habitual en parques o huertos solares, con disponibilidad de territorio libre necesarios para generar grandes potencias, y también pueden ser integrados a las edificaciones:

- Los *sistemas fotovoltaicos sobre el suelo* se caracterizan por ocupar grandes extensiones de terreno, por tener una potencia pico del orden de entre varias centenas de kilovatios hasta megavatios y por orientar adecuadamente los módulos hacia el sol para maximizar la producción de energía.



Figura 66 Planta fotovoltaica sobre suelo. Ullum, San Juan, Argentina
(<https://www.regionbinacional.com/san-juan-avanza-en-generacion-investigacion-energias-alternativas/>)

- Los *sistemas fotovoltaicos integrados a edificios*, aprovechan el espacio disponible en los techados y fachadas de viviendas y edificios industriales para instalar generadores de entre unos pocos kilovatios y decenas de kilovatios. Estos sistemas pueden ser añadidos después de la

construcción del edificio, aunque conviene que dichas instalaciones estén ya contempladas desde las primeras fases del diseño y construcción del edificio. Como están integrados su orientación está limitada por las características del edificio, por lo que la orientación y elevación resultantes pueden no ser las óptimas. Éste es el caso típico cuando la instalación es añadida posteriormente a la construcción del edificio.



Figura 67 Instalación fotovoltaica sobre cubierta plana de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial, Universidad Politécnica de Madrid (<https://firestation.wordpress.com/2014/05/25/prevencion-y-actuacion-frente-a-incendios-de-edificios-con-instalaciones-fotovoltaicas/>)

Materiales usuales:

Los materiales habituales suelen ser metales de gran resistencia a la intemperie y a la oxidación, principalmente hierro galvanizado en caliente, aluminio y en menor medida acero inoxidable. Existen algunas experiencias importantes también de estructuras realizadas con madera semiduras (generalmente se trata de maderas tratadas para mejorar su duración a la intemperie como el secado de horno y el impregnado mediante autoclave). La madera –si procede de forestaciones o del uso sustentable de los bosques nativos- tiene un nivel de incidencia energética mucho menor a la de los metales, al mismo tiempo que inmejorables condiciones respecto de su huella de carbono y nulo impacto ambiental, aun en su deposición final.



Figura 68 Pérgola de madera fotovoltaica de la Plaza Sancho Abarca, Pamplona
(<https://neorustica.blogspot.com/2012/?m=0>)

Pueden mencionarse también algunas posibilidades técnicas del polipropileno, que suele utilizarse también conformando bateas o consolas sobre cubiertas planas de edificios. Finalmente, también materiales diversos que cuenten con resistencia estructural y tratamientos superficiales que aseguren una durabilidad al exterior similar a la de los paneles.

La sujeción de los módulos solares deberá estar homologada para los paneles utilizados en la instalación según las especificaciones del fabricante, además las partes de sujeción de los paneles solares no deberán generar sombras indeseadas sobre los módulos. La tornillería utilizada tanto para la sujeción de los módulos como para la sujeción de la propia estructura deberá ser de acero inoxidable con excepción de estructuras de acero galvanizado en cuyo caso podrán ser tornillos galvanizados.

6.1.4. Integración arquitectónica en edificios

Al hablar de integración solar fotovoltaica nos estamos refiriendo a cualquier instalación solar fotovoltaica integrada en cualquier superficie de un edificio, un tejado, una cubierta, una fachada, marquesinas, etc. La filosofía de la integración arquitectónica consiste en dotar al sistema FV de una doble función: generación de energía y elemento de construcción. Cualquier superficie edilicia externa que reciba la incidencia solar es susceptible de recibir generadores fotovoltaicos, lo cual se extiende a mobiliario urbano, barreras de sonido, cubiertas sobre espacios públicos, pérgolas, estacionamientos públicos, etc.

Entre las ventajas de la integración podemos mencionar:

- El reemplazo de determinados componentes de la construcción.
- La inversión para construir la superficie necesaria para la instalación ya está contemplada en el presupuesto del proyecto.
- El generador puede reducir la carga térmica del edificio al generar sombras, y por lo tanto disminuir el consumo energético para su refrigeración.
- Minimización de pérdidas por transporte de energía.
- La integración de los sistemas, sobre la cubierta de los edificios, libera el suelo urbano para otros usos.

Los grados de integración de las instalaciones solares fotovoltaicas varían según la etapa de proyecto y construcción.

- Integración en arquitectura existente.
- Integración en arquitectura aún no construida pero cuyo proyecto no consideraba la instalación de equipos fotovoltaicos.
- Integración en arquitectura que ha considerado la instalación de equipos fotovoltaicos desde la fase de proyecto.

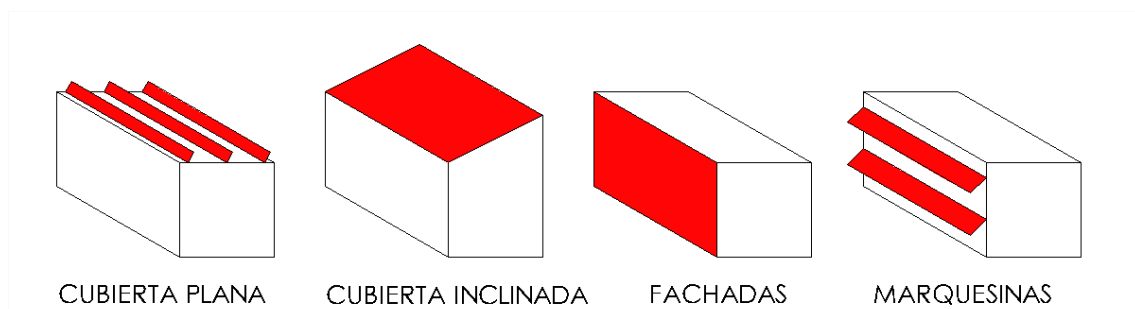


Figura 69 Posibilidades de integración de instalaciones FV en edificios
(<http://www.madrid.org/bvirtual/BVCM005913.pdf>)

6.1.4.1. Cubiertas

Cubierta inclinada:

Las cubiertas o tejados inclinados son una solución constructiva muy antigua para facilitar la evacuación del agua. Está pendiente siempre y cuando esté orientada con un ángulo razonable hacia el norte (hemisferio sur), se puede aprovechar para una instalación fotovoltaica de manera sencilla y menos

costosa. Si tuviéramos cubiertas inclinadas hacia otras orientaciones, la estructura será de una mayor complejidad, y ya no podrá aprovecharse la inclinación de la cubierta.



Figura 70 Instalación fotovoltaica sobre techo inclinado con tejas y detalle de sujeción de la estructura portante. Polideportivo Miraflores de la Sierra. Madrid, España (https://www.buenosaires.gob.ar/sites/gcaba/files/documents/sistemas_fotovoltaicos_aplicados_a_la_arquitectura.pdf)

Las plantas solares que aprovechan las cubiertas inclinadas y orientadas, se realizan normalmente sobre la misma, y su montaje es una de las soluciones más sencillas. Básicamente, hay dos posibles soluciones. Una es colocar una estructura encima de la cubierta, por ejemplo, de tejas o chapa, y la otra integrar la instalación al mismo nivel del techo. En la primera opción, en función de la piel de la cubierta y la posible sujeción a la estructura se eligen diferentes tipos de anclaje y perfilería de fijación para garantizar una instalación segura. La otra solución posibilita conformar la cubierta directamente con materiales que cumplen la doble función de terminación de cubierta y panel fotovoltaico, como las tejas solares o los paneles solares fotovoltaicos traslúcidos que permiten el paso parcial de la luz al interior de los edificios. Las inclemencias del tiempo no deberán interferir en la sujeción de los módulos.



Figura 71 Instalación fotovoltaica sobre cubierta inclinada de chapa. Nave ECO FLOAT. A. Coruña, España
(https://www.buenosaires.gob.ar/sites/gcaba/files/documents/sistemas_fotovoltaicos_aplicados_a_la_arquitectura.pdf)

Cubierta plana:

Las cubiertas planas o naves industriales con una mínima pendiente forman parte de otra aplicación muy habitual. Las estructuras destinadas a ser ubicadas sobre cubiertas planas de edificaciones deben preverse teniendo en cuenta la sobrecarga máxima admisible de la misma, y montarse de manera de soportar los vientos, que son mayores en alturas considerables, lo cual exige un dimensionado cuidadoso. Mediante una estructura independiente se levantan los módulos fotovoltaicos, para producir la máxima producción energética. Se tiene que tener en cuenta la conservación de la estanqueidad necesaria de la cubierta y no impedir el libre escurrimiento de agua de lluvia sobre la misma. Además del aspecto energético tiene la ventaja de que los módulos se limpian con la lluvia, por lo cual el mantenimiento por limpieza es mínimo.



Figura 72 Instalación fotovoltaica sobre estructura portante apoyada con bases de hormigón sobre cubierta plana con grava. Centre Esplai. Barcelona, España
 (https://www.buenosaires.gob.ar/sites/gcaba/files/documents/sistemas_fotovoltaicos_aplicados_a_la_arquitectura.pdf)

Las estructuras portantes podrán fijarse directamente sobre la cubierta o apoyarse mediante bases. Algunas estructuras, como las bateas, se rellenan con algún material como piedras, para asegurar el peso suficiente que mantenga a la instalación en el lugar seleccionado.



Figura 73 Instalación directa de la estructura portante sobre cubierta plana con terminación de membrana transitable en vivienda unifamiliar. Parque Leloir, Buenos Aires, Argentina (Iresud)

Cubierta curva:

Para este tipo de cubiertas se vuelve necesario diseñar un sistema de soporte especial para la colocación en paralelo de los paneles fotovoltaicos. El perfilado de estos soportes pueden fabricarse ya curvos según el radio de la cubierta, y se anclan a través de tornillos a la cubierta, para luego colocar los perfiles transversales lineales que sujetarán los paneles.



Figura 74 Sistema de soportes para colocación de paneles fotovoltaicos convencionales sobre cubierta curva (<https://www.archiexpo.com/prod/alubel/product-1652-222623.html>)

También existen láminas fotovoltaicas que trabajan como paneles fotovoltaicos flexibles. Las celdas fotoeléctricas se transforman en láminas que pueden venderse en rollos, y de esta manera adaptarse a casi cualquier superficie.



Figura 75 Lámina fotovoltaica flexible sobre techo curvo (<http://www.sinolsolar.com/es/flex-03m-1-7m-cigs-flexible-solar-panel.html>)

6.2. Generación distribuida y redes inteligentes

6.2.1. Redes inteligentes

En las comisiones de trabajo de la Asociación Electrotécnica Argentina se ha consensuado la siguiente definición para las redes eléctricas inteligentes: “es la conjunción de la red eléctrica tradicional con tecnologías modernas de la información y comunicación. Permite integrar datos provenientes de los distintos puntos de la cadena eléctrica, desde el generador hasta el usuario final; y transformarlos en información y acciones que lleven a una mejora en su gestión. Su objetivo es elevar la eficiencia, confiabilidad, sustentabilidad, calidad de servicio y producto, para hacer frente a los nuevos desafíos de múltiples generadores diversos y estilos de consumo”.

Los motivos que impulsaron el concepto de Redes Inteligentes son los siguientes:

- *Económicos*: creciente dependencia de fuentes de energía no renovables y mayores costos de generación y operación de los sistemas eléctricos.
- *Socio-productivos*: mayor criticidad del servicio eléctrico tanto para los usuarios residenciales como en los procesos socio-productivos.
- *Medioambientales*: necesidad de cumplir con tratados internacionales y atender el mayor interés público por la reducción de gases de efecto invernadero.

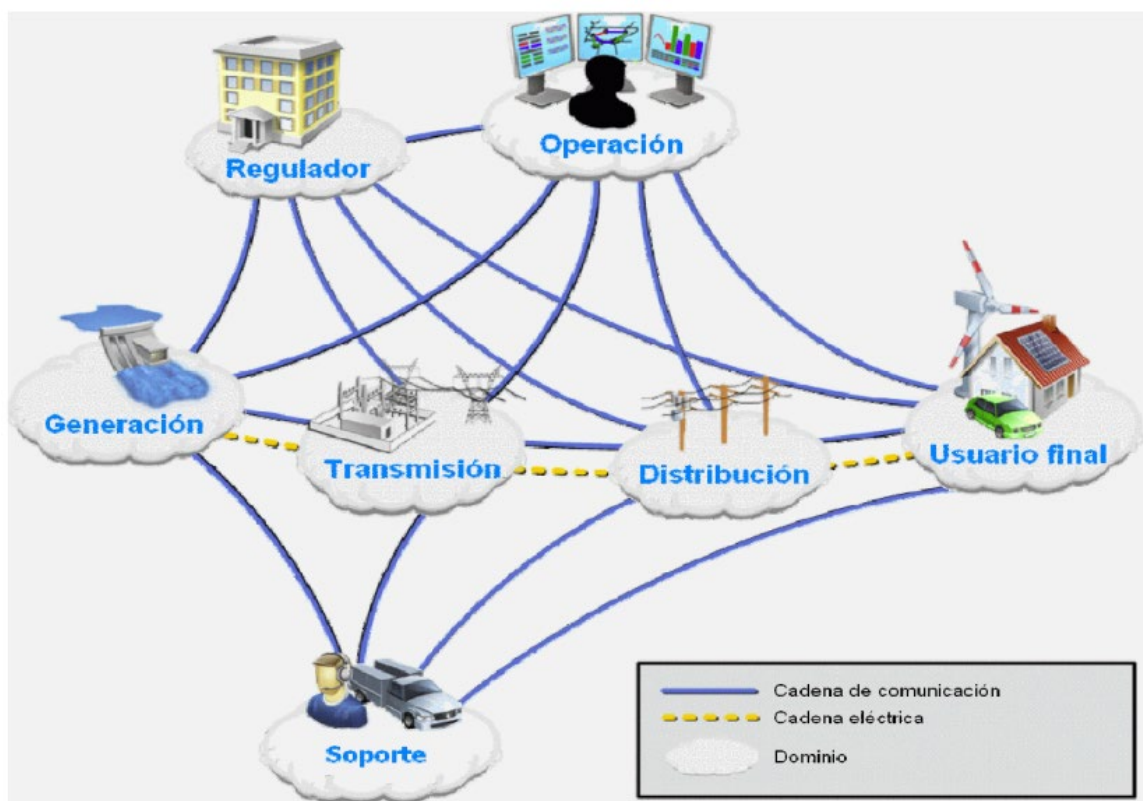


Figura 76 Relaciones entre actores de una red inteligente de energía eléctrica
(https://www.researchgate.net/figure/A-Smart-Grid-Architecture-3_fig1_311530940)

Las redes inteligentes surgen como una necesidad de mejorar tanto la calidad de servicio como del producto eléctrico, mediante la optimización de recursos de gestión de demanda, gestión de redes, disminución de pérdidas técnicas y no técnicas, mejorar la satisfacción del cliente mediante una más rápida atención de sus reclamos, reponerle el servicio en menor tiempo en el caso de interrupciones, como así también la gestión propia de su consumo diario. Además, permite la inserción de energías renovables, ya que al desarrollar esta

nueva tecnología de manera eficiente permitirá, en lo inmediato, la autogeneración de clientes residenciales para abastecer su propia demanda y volcar sus excedentes a la red eléctrica de distribución, con los consecuentes beneficios que esta situación traería aparejados. El desarrollo de paneles fotovoltaicos y generadores micro-eólicos es una realidad tangible en el mundo de hoy y la inserción masiva de éstas tecnologías en la red ayudará a disminuir el consumo de combustibles fósiles y así reducir las importaciones tan onerosas de gas, fueloil y gasoil. El desarrollo de las redes inteligentes en el país servirá para la creación de nuevos conocimientos y desarrollos tecnológicos a nivel local.

6.2.2. Generación distribuida. Tecnologías

La generación distribuida (GD) es aquella que tiene lugar próxima a los sitios donde la energía es consumida. Recientemente las energías renovables variables, como la solar y eólica, han desplazado a las fuentes térmicas fósiles como mejor opción para la transición a un modelo descentralizado de generación. Sus ventajas se han comprobado en aspectos de gran relevancia para esta transición energética en curso: creación de empleo cualificado y cercano al punto de generación, creación de tejido industrial, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y reducción de costes de emisión de dióxido de carbono (CO₂), y reducción de la dependencia energética.

En primer lugar, existen dos derechos a considerar en esta dinámica. El primero es el que tienen todos los ciudadanos a usar el sistema eléctrico y la red en particular, ya que se trata de un bien público y, por tanto, su diseño es inherentemente materia de política pública. El segundo, es el derecho al autoconsumo de la energía generada, es decir, el consumo propio de aquella que no es entregada a la red. Se trata de una situación donde es necesario evaluar el valor de la electricidad excedente teniendo en cuenta las ventajas para el individuo (prosumidor) y para toda la sociedad. En la actualidad conviven modelos que la premian con otros que le asignan valor nulo.

Los avances en GD van acompañados de la incorporación de tecnologías de automatización e información en los niveles de distribución. Las redes eléctricas inteligentes permiten dar un salto de calidad en el suministro, colaborando en

temas como: previsión de demanda; gestión inteligente de los consumos; reducción de los tiempos de corte de suministro por fallas; calidad de servicio; manejo de cargado de vehículos eléctricos; medición de consumos automatizada, brindando información directa a clientes y prestadores; control anti-fraude y la automatización de procesos de facturación.

Categorías de Usuario – Generador en nuestro país:

Las distintas categorías establecidas en la normativa nacional por la autoridad de aplicación del régimen, son las siguientes:

- *Usuarios - Generadores Pequeños (UGpe)*: usuarios - generadores que instalen un equipo de generación distribuida en baja tensión cuya potencia no supere los TRES KILOVATIOS (3 kW).
- *Usuarios - Generadores Medianos (UGme)*: usuarios - generadores que instalen un equipo de generación distribuida en baja o media tensión de una potencia mayor a TRES KILOVATIOS (3 kW) y hasta TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW).
- *Usuarios - Generadores Mayores (UGma)*: usuarios - generadores que instalen un equipo de generación distribuida en baja o media tensión de una potencia mayor a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) y hasta DOS MEGAVATIOS (2 MW).

Principales actores:

En un esquema de generación distribuida existen cuatro partes fundamentales: un Usuario - Generador, un Distribuidor, un Ente Regulador y la Autoridad de Aplicación.

- El *Usuario-Generador* es un cliente del Distribuidor que ha conectado un equipo de generación distribuida de origen renovable en los términos de la Ley 27.424 y su normativa complementaria o en los establecidos por legislaciones provinciales o locales.
- El *Distribuidor* es el prestador del servicio de distribución de energía eléctrica en el área de concesión que le ha sido otorgado, y bajo el marco de la Ley 27.424 se encuentra obligado a comprar todo el

excedente de energía eléctrica que el Usuario - Generador inyecte en su red.

- El *Ente Regulador*, es quien controla el cumplimiento de la normativa técnica y los requerimientos de la ley, regula las tarifas de los servicios, y aplica sanciones por incumplimiento. El Ente Regulador actúa de intermediario entre el Usuario - Generador y el Distribuidor, ante conflictos.
- La *Autoridad de Aplicación del Régimen* es la Secretaría de Gobierno de Energía, quien ha delegado facultades y funciones en la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética. La Autoridad de Aplicación establece objetivos nacionales y lineamientos generales, determina la normativa técnica y los estándares de calidad, implementa los mecanismos de promoción y fomento, y verifica el cumplimiento de los objetivos propuestos. También son Autoridades de Aplicación las provincias que establecen normativas y lineamientos a seguir en la generación distribuida.

6.3. Política y legislación en energías renovables

6.3.1. Nacional. Ley N°27.191 (*Régimen de fomento Nacional para el uso de Fuentes renovables de Energía destinada a la producción de Energía Eléctrica. Modificación Ley N°26.190*). Decreto 531/2016.

Ampliación de las políticas que favorecen la inversión en energías renovables a través de:

- Lograr una contribución escalonada de las fuentes de energías renovables del 8% a fines de 2017, del 12% en 2019, del 16% en 2021, del 18% en 2023 y del 20% a fines del 2025.
- Establece una diversificación geográfica y tecnológica del recurso renovable, evitando que sólo se desarrolle la tecnología más competitiva y en un nodo puntual.
- Establece prioridad de despacho a las energías renovables por sobre las convencionales, y un respaldo de potencia sobre la generación renovable por su intermitencia, en manos del sistema.
- A través del Decreto Reglamentario 531/2016, emitido poco tiempo después de la promulgación de la Ley 27.191, mediante su normativa

reglamentaria dio curso al programa RenovAr que constituye el primer paso para la contratación a largo plazo de energía eléctrica de fuente renovable.

- Creación de un fondo fiduciario, el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), para la promoción del financiamiento de los proyectos.
- La promoción de líneas de crédito.
- El otorgamiento de beneficios impositivos.
- La obligación para quienes consuman 300 KW o más a abastecer sus consumos eléctricos con generación que utilice fuentes de energía renovable, cumpliendo con los objetivos de la Ley de forma efectiva e individual. Podrán autogenerar o contratar la compra de energía proveniente de diferentes fuentes renovables de generación.
- Las metas no están definidas para un sujeto difuso, sino que define que los obligados son todos los usuarios de energía eléctrica de la Nación.
- Ampliación de la definición de fuentes de energías renovables al biodiesel y a los residuos sólidos urbanos.

6.3.2. Nacional. Ley N°27.424 (Régimen de fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública). Decreto 986/2018

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

- Todo usuario de la red de distribución tiene derecho a instalar equipamiento para generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables hasta una potencia equivalente a la que tiene contratada, y si no solicitar una autorización especial ante el distribuidor para una potencia mayor.
- Todo usuario-generador tiene derecho a generar para autoconsumo energía eléctrica a partir de fuentes renovables y a inyectar sus

excedentes de energía eléctrica a la red de distribución reuniendo los requisitos técnicos.

- Se establecerán diferentes categorías de usuario-generador en función de la magnitud de potencia de demanda contratada y capacidad de generación.
- Todo proyecto de construcción de edificios públicos nacionales deberá contemplar la utilización de algún sistema de generación distribuida proveniente de fuentes renovables.
- Se establecen los pasos a seguir por el usuario-generador para la conexión de equipamiento, así como también las obligaciones que deberá cumplir. Se indican las tareas y obligaciones del distribuidor, como la evaluación técnica y seguridad de la propuesta, y si se ajusta a la reglamentación dentro de los plazos estipulados, además de conexiones e instalaciones pertinentes.
- Se determina el esquema de facturación.
- Se determinan las funciones de la autoridad de aplicación.
- Se crea el Fondo para el Desarrollo de la Generación Distribuida, FODIS, que tendrá por objeto la aplicación de los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, incentivos, garantías, la realización de aportes de capital y adquisición de otros instrumentos financieros, todos ellos destinados a la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables tanto a personas humanas como jurídicas de la República Argentina.
- Se crea el régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes renovables, FANSIGED.

6.3.3. *Provincial. Ley N°12.692 (Régimen promocional provincial para la investigación, desarrollo, generación, producción y uso de productos relacionados con las energías renovables no convencionales. Modificación Ley N°12.503). Decreto 158/2007, modificado por Decreto 2.644/2012*

- Establece que todos los proyectos de radicación industrial para producir las energías tales como la solar pasiva, térmica y fotovoltaica, eólica,

biogás, biomasa, geotérmica, mini-hidráulica, o las industrias ya instaladas con el mismo propósito para la ampliación de su capacidad productiva y/o mayor absorción de mano de obra, que sean habilitadas por la autoridad de aplicación, gozarán de beneficios siempre que cumplan con las condiciones allí mencionadas.

- Los sujetos que cumplan con las condiciones establecidas, gozarán de los beneficios promocionales de exención y/o reducción y/o diferimiento de tributos provinciales, según lo establezca la reglamentación, por el término de quince (15) años contados a partir de la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo.
- Al efecto de garantizar la provisión y producción de materias primas para la elaboración biogás o de biocombustibles (etanol y biodiesel), la autoridad de aplicación otorgará los beneficios que permita la legislación vigente e incorporará todas las producciones agrícolas consideradas cultivos energéticos, fiscalizando y controlando que los mismos sean destinados al efecto.
- Se creará un cargo ajustable conforme variación del precio de la tarifa eléctrica de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe, por usuario del sistema eléctrico provincial, para la promoción y la financiación de proyectos de producción de energías renovables.
- La autoridad de aplicación producirá un informe de seguimiento y actualización de los proyectos.

6.3.4. Del Programa Prosumidores al Programa de Energía Renovable para el Ambiente (ERA) de la provincia de Santa Fe.

El programa Prosumidores tenía como objeto incentivar la generación de energía distribuida renovable conectada a la red de baja tensión por usuarios de la EPESF bajo condiciones técnicas y administrativas específicas.

El programa facilitaba el repago de las instalaciones renovables, a través de una compensación monetaria que permitía la amortización de estos equipos por parte de los clientes que se adhieran al programa en un período de tiempo determinado. Dicha compensación se efectuaba en función de la energía generada durante el período de repago de los equipos. Las cooperativas eléctricas de la provincia podían adherirse al programa.

El programa estaba destinado a usuarios que revistan carácter de clientes de pequeñas demandas urbanas o rurales de la EPESF, dándose prioridad a proyectos provenientes del norte de la provincia. Los usuarios que accedieran a este programa fueron llamados “prosumidores”, esto significa usuarios que producen y consumen energía eléctrica y están conectados a la red de distribución eléctrica.

Este programa determinaba la tarifa promocional por kWh para la energía generada y el tiempo en el cual se mantendría fija, así como la ventana de inscripción, el cupo de proyectos, las instalaciones permitidas y la limitación de potencia. Además, indicaba el procedimiento de inscripción y los pasos a seguir para solicitar el permiso para la conexión, y también la relación mínima entre energía generada y consumida para que el servicio no sea suspendido o dado de baja.

Por decisión estatal, en el año 2020, el Programa Energía Renovable para el Ambiente (ERA) desplazó al de Prosumidores. El objetivo general del programa es la promoción de generación distribuida de energía producida a partir de fuentes renovables para su conexión en paralelo con la red de la distribuidora eléctrica, el cual se alinea a la del Programa Prosumidores.

El Programa está destinado a usuarios que revistan carácter de usuarios de pequeñas y grandes demandas de la EPESF y cooperativas eléctricas de la provincia. Estas últimas deberán adherir al Programa mediante convenio con la EPESF y el Ministerio de Ambiente y Cambio Climático.

Al igual que en el Programa Prosumidores, también se determina la tarifa promocional y el tiempo de aplicación, instalaciones permitidas, procedimiento técnico y de inscripción con todos sus pasos.

7. DESARROLLO

7.1. Cálculo de las instalaciones fotovoltaicas

7.1.1. Características de la ciudad de Armstrong. Determinación del recurso solar disponible. Conocimiento de la radiación en la zona. Características climatológicas, edilicias y poblacionales

Armstrong es un punto territorial estratégico en la provincia de Santa Fe, ya que se sitúa de modo equidistante entre Córdoba y Buenos Aires, integrando el departamento Belgrano. Está situada estratégicamente sobre la Ruta 9 (Panamericana). Su altitud es de 119 msnm, y tiene una superficie de 302 km². Se encuentra en las coordenadas 32,7805° S y 61,6020° O.

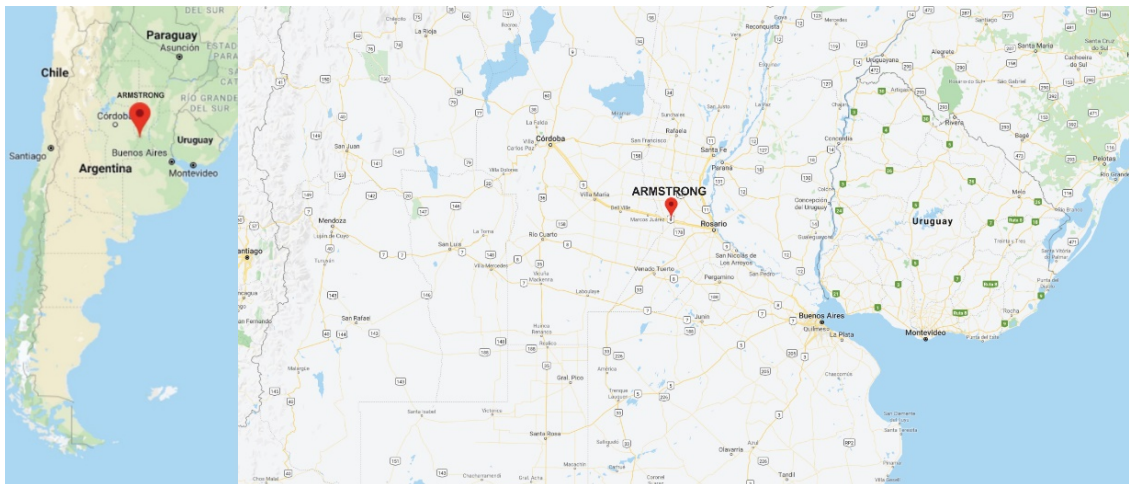


Figura 77 Localización de la ciudad de Armstrong, provincia de Santa Fe, Argentina (<https://www.google.com.ar/maps/preview>)

Clima

La zona en la cual Armstrong se halla ubicada corresponde a un clima subhúmedo - húmedo (su índice hídrico está entre 0 y 20), mesotermal (las precipitaciones anuales oscilan entre los 570 y 1140 mm).

Suelo

Topográficamente presenta un relieve normal con lomas suaves y extendidas, pendientes del 1 al 3% en algunos sectores. Sus suelos en general son aptos para cultivo presentando limitaciones en caso de uso moderado. Requieren por ello prácticas de manejo o de conservación moderadas.

Relieve

En general, el relieve de esta zona corresponde a grandes extensiones de llanura. Sin embargo, dentro de su chatarra, se presentan algunas desigualdades que le dan el carácter de llanura ondulada. Estos desniveles se acentúan en la cercanía de las dislocaciones estructurales y las mayores alturas, que supera los 133 msnm, que se encuentran en el oeste de la provincia donde se ubica la localidad de Armstrong. En lo que respecta a la región morfogénica en particular, la ciudad de Armstrong se encuentra ubicada en la región conocida como franja elevada occidental de la provincia de Santa Fe.

Flora

La flora de la provincia de Santa Fe está representada por más de 1200 especies vasculares. La vegetación dominante en la región es la pradera o pseudoestepa, pero debido al avance de la agricultura se ha modificado y ha sido reemplazada por áreas cultivadas principalmente por soja, maíz, trigo y sorgo granífero, entre otras.

Fauna

El extremo sur de la provincia de Santa Fe constituye la eco-región conocida como llanura occidental. Allí, el paisaje se ha modificado fuertemente por el avance del modelo agrícola intensivo y su biodiversidad se ha visto claramente modificada. Entre los animales autóctonos de esta región podemos mencionar el peludo, zorro gris, carpintero, garza mora, perdiz, liebre, tero común, sapo común. Además de estas especies podemos encontrar también otros animales no autóctonos como ser vacas, caballos, cerdos y ovejas.

Cuerpos de agua

El relieve suavemente ondulado que caracteriza a la pampa santafesina en la región de Armstrong, permite que el drenaje constituya un sistema exorreico, bien desarrollado, con cursos de agua bien definidos, tributarios del Río Paraná, el que se encuentra ubicado aproximadamente a 90 km de Armstrong.

Los ríos y arroyos más próximos a esta región son: el Río Carcarañá y el Arroyo de las Tortugas. Ambos cursos de agua que desembocan en el Río Paraná.

La región se encuentra en el área hidrogeológica conocida como zona occidental, donde los cursos de agua son de calidad variable a lo largo del año.

Al carecer de cuerpos de aguas superficiales que puedan explotarse o aprovecharse, deben hacerse extracciones de las napas subterráneas en sus capas menos profundas, ya que las más profundas están altamente salinizadas.

Economía

La ciudad de Armstrong está ubicada en una región agrícola ganadera y de producción de maquinaria agrícola.

La mayor parte de los suelos cultivables se destina a la siembra de soja, maíz, trigo, forrajes, etc. En lo que respecta a la ganadería, se implementan sistemas extensivos netamente pastoriles de los cuales se obtienen fundamentalmente carnes y lácteos. En menor medida se desarrollan pequeños centros de producción porcina, ovina y avícola.

La actividad industrial relacionada con la maquinaria agrícola encuentra en Armstrong uno de los focos de mayor desarrollo del país con numerosas industrias orientadas a la producción de maquinarias agrícolas.

Población

La población es de 11.484 habitantes. Más del 50% de la población posee la escuela primaria completa y la secundaria incompleta. Asimismo, el 65% de la población posee cobertura de obra social o plan privado de salud. Respecto a la población ocupada, el 47% es empleado u obrero en el sector privado, el 20% es trabajador por cuenta propia, un 15% es empleado u obrero en el sector público, un 13% patrón, y un 5% es trabajador familiar. Demográficamente, según el dato estadístico que arrojan los dos últimos censos, el ritmo de crecimiento es del 8% cada 10 años. Es una ciudad donde el 80% de la población tiene vivienda propia, el 6% vive en unidades habitacionales sociales y el 14% alquila.

Edificio

La trama urbana de la ciudad de Armstrong se caracteriza por tener una estructura sencilla y compacta. Su organización se encuentra conformada por un sistema vial ortogonal, que están trazadas en dirección norte – sur y este – oeste (girados 12° en sentido horario), dando una morfología urbana perfectamente distinguible como damero. Las vías del ferrocarril y la Ruta Nacional N°9, se integran a la cuadrícula cruzando de este a oeste la ciudad. Paralela a ellas y muy cercana se encuentra la Autopista Rosario – Córdoba y, perpendicularmente, dividiendo la zona urbana de la industrial, la Ruta Provincial N°15.

La ciudad presenta el típico centro cívico con edificios como la municipalidad, iglesia y el cuadro de estación del Ferrocarril rodeando la plaza principal. Cuenta con algunos espacios públicos como plazas, plazoletas, paseos y predios recreativos.

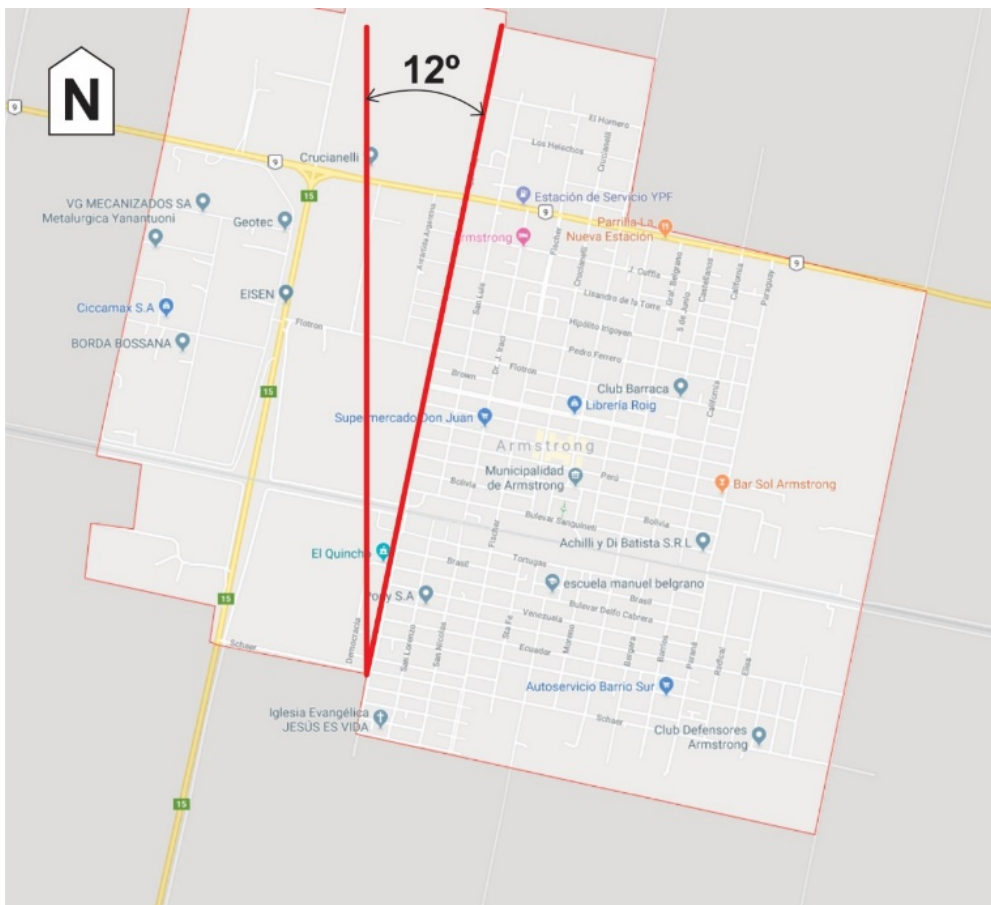


Figura 78 Ángulo de giro según norte de la planta urbana de la ciudad de Armstrong (elaboración propia)

El distrito de Armstrong se divide en diferentes zonas como la rural, urbana e industrial.

La tipología volumétrica de los espacios parcelados privados característica de la zona urbana de la ciudad son las edificaciones de baja densidad y altura entre medianeras, sobre todo de uso residencial.

Recurso solar

Según el “Atlas de Energía Solar de la República Argentina” de Gallegos y Righini (2007), la ciudad de encuentra ubicada en una zona donde el promedio de irradiación solar global diaria sobre el plano horizontal, para el mes de enero es de 6,5 kWh/m² y, para el mes de junio y julio, que presenta el peor escenario, es de 2 kWh/m².

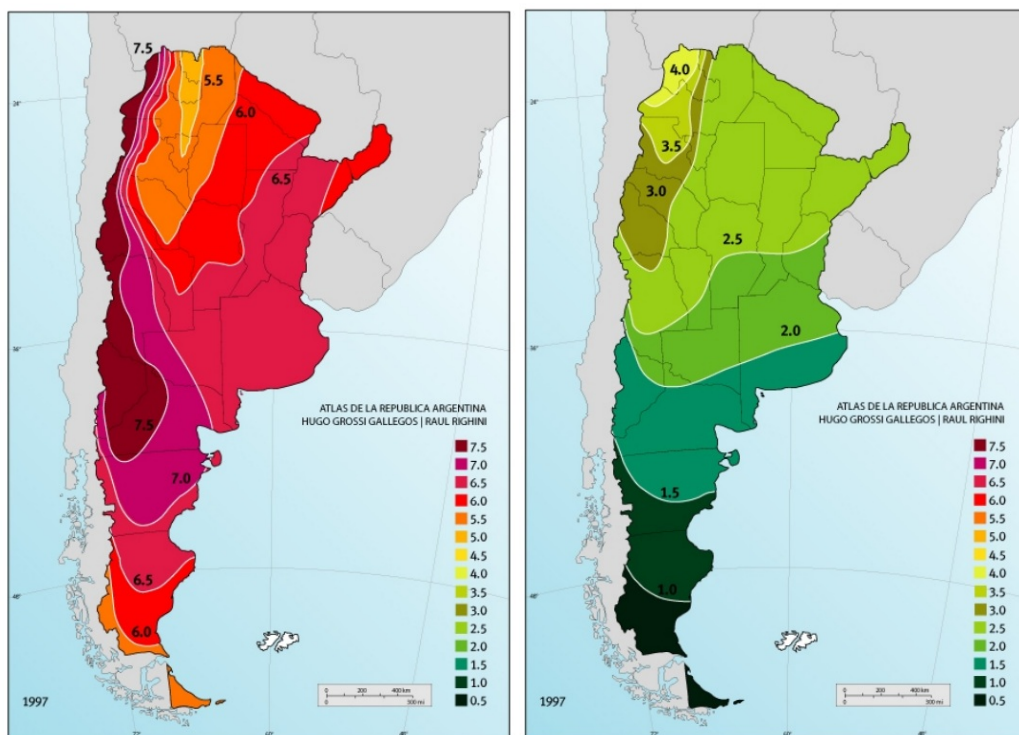


Figura 79 Distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria (kWh/m²) correspondiente al mes de enero y julio respectivamente
(file:///C:/Users/Admin/Downloads/AtlasdeenergiasolardelaRepblicaArgentina.pdf)

Según el sistema de libre acceso a la información en línea de la NASA (Surface Meteorology and Solar Energy Data Set SSE – NASA), promediando los valores de radiación de su base de datos de 30 años, para los meses de mejor y peor

escenario, arrojó valores de 6,97 kWh/m² para el mes de enero y 2,43 kWh/m² para el mes de junio.

IRRADIACIÓN EN EL PLANO HORIZONTAL													
Irradiación (kWh/m ²)	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
Atlas	6,50	5,50	5,00	3,50	2,50	2,00	2,00	3,00	4,00	5,50	6,00	6,50	4,33
NASA	6,97	6,10	5,02	3,79	2,93	2,43	2,77	3,69	4,78	5,58	6,61	6,96	4,80

Tabla 6 Comparativa de valores de irradiación solar global sobre el plano horizontal entre los datos obtenidos del "Atlas de Energía Solar de la República Argentina" de Grossi Gallegos y Rhigini, y los de la NASA. (elaboración propia)

7.1.2. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

7.1.2.1. Descripción de la instalación. Conexión a la red

La instalación de los equipos a colocar en los techos es un sistema que consta de **6 paneles fotovoltaicos** distribuidos en **2 mesas** (estructuras independientes), **inversor**, **cableado**, **medidor inteligente y protecciones eléctricas**.

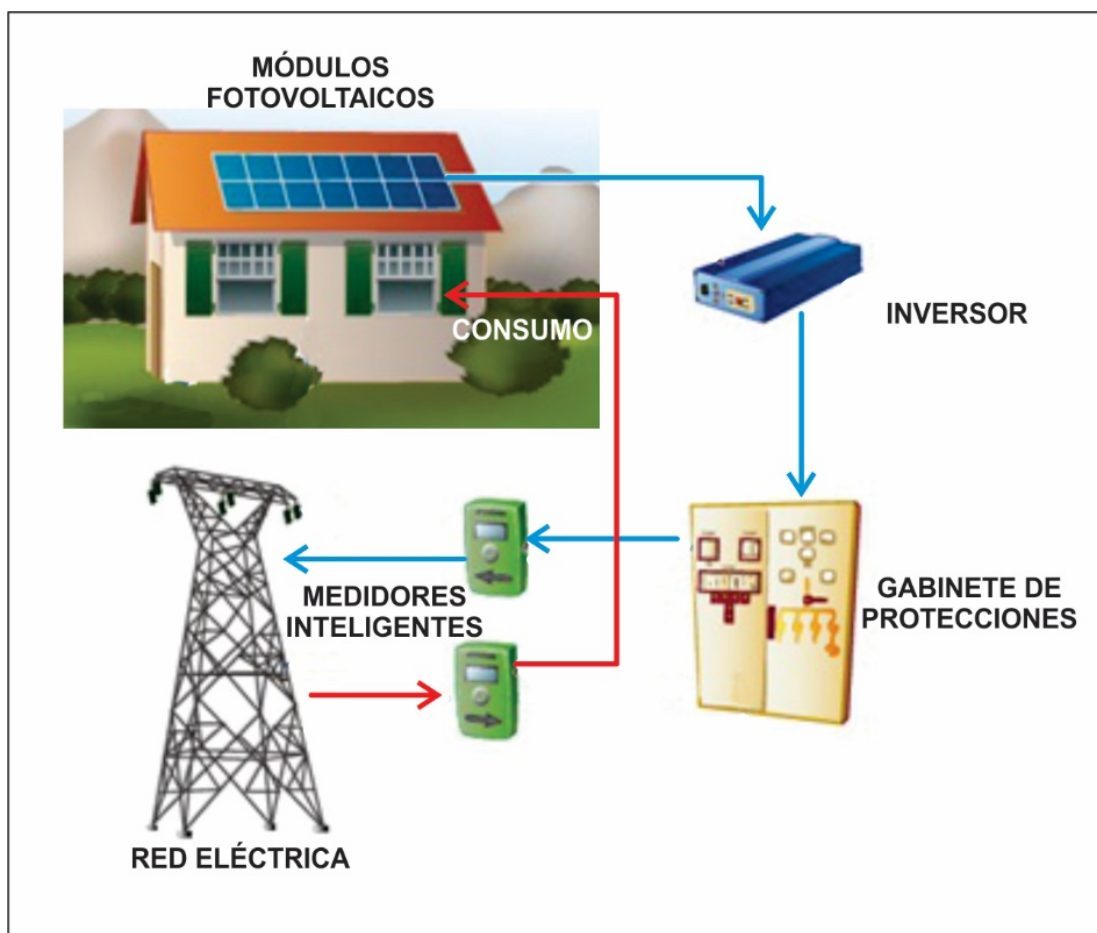


Figura 80 Componentes de la conexión del sistema fotovoltaico a la red
(<https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>)

7.1.2.2. Módulos elegidos para el proyecto. Interconexión.

Los módulos fotovoltaicos elegidos serán de la marca LV Energy, modelo LVE 60 PS, N° de celdas por módulo: 60, policristalino standard, con una potencia de 260 Wp.

Los mismos serán **conectados en serie**, sumando las **tensiones en vacío** de trabajo de los 6 paneles, las cuales serán de $37,67 \text{ V} * 6 = \mathbf{226,02 \text{ V}}$, y una **tensión a potencia máxima** de $30,93 \text{ V} * 6 = \mathbf{185,58 \text{ V}}$. Este conjunto tiene una **corriente de trabajo a máxima potencia** de $\mathbf{8,43 \text{ A}}$ y una **corriente de cortocircuito** de $\mathbf{8,83 \text{ A}}$.

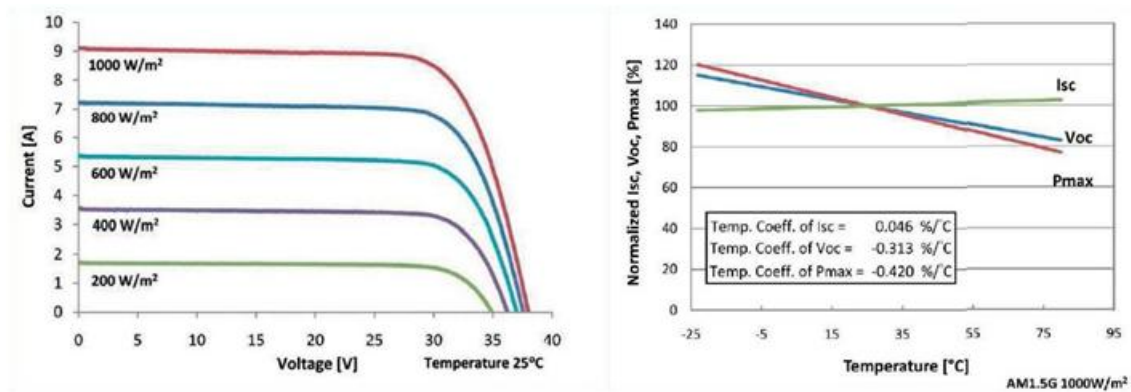


Figura 81 Gráficos de variación de la potencia generada del panel fotovoltaico según la radiación recibida (W/m^2) y de variación de la corriente de cortocircuito, voltaje a circuito abierto y potencia máxima según la temperatura (LV Energy)

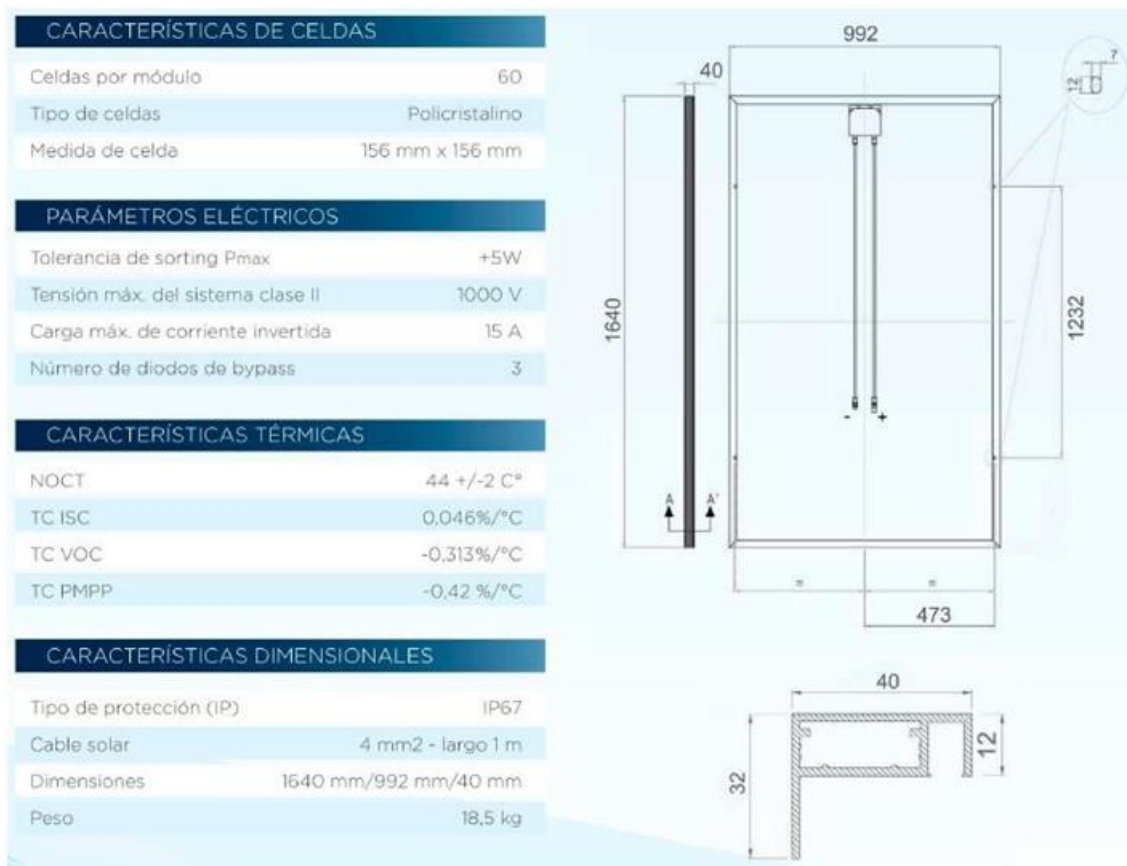


Figura 82 Características del panel fotovoltaico seleccionado para el proyecto (LV Energy)

7.1.2.3. Orientación

La morfología urbana de la ciudad de Armstrong comprende una trama urbana con forma de damero (ortogonal). El trazado viario es lineal pero no concuerda perfectamente con los sentidos norte – sur y este – oeste, sino que está girado en 12° hacia el este, haciendo que también las manzanas y lotes se encuentren girados.

Las mesas con los paneles fotovoltaicos serán acomodadas siguiendo las líneas de los muros de las viviendas que coinciden generalmente con el trazado urbano, con una orientación noroeste - sureste.

La orientación óptima de los paneles fotovoltaicos es hacia el norte geográfico, donde $\gamma=0^\circ$. En este caso se estima que las pérdidas por orientarlo girado con respecto al norte hacia el este serán despreciables $\gamma_{\text{panel}}=+12^\circ$, como se mencionará en el apartado 7.1.2.5. Se tiene en cuenta, la integración arquitectónica de la instalación, haciendo coincidir la línea de paneles con los ejes de las edificaciones a colocarlos. El hecho de, en primera instancia,

seleccionar cubiertas planas facilita el ordenamiento de las mesas hacia la orientación más adecuada.

7.1.2.4. Inclinación.

La media aritmética calculada del promedio anual de energía generada a partir de las inclinaciones óptimas en los respectivos solsticios de verano e invierno, coincide con la propia latitud de la localidad, ya que, para instalaciones con consumos inferiores en invierno, queda optimizada para los meses de primavera y otoño.

Según lo obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>, visor de datos de la NASA, para las coordenadas geográficas de la ciudad de Armstrong, el ángulo óptimo de inclinación es de 28,5°.

Existe la posibilidad de definición previa de la inclinación de los paneles fotovoltaicos en este caso, ya que en primera instancia la misma vendrá dada por la inclinación de la estructura gracias a la selección de cubiertas planas para apoyarlos. Se define una inclinación fija (no se realizarán cambios según períodos). El criterio elegido para la selección del mejor ángulo de inclinación es:

$$\beta_{fija} = |\phi|$$
$$\beta_{fija} = 32^\circ$$

ϕ : *latitud local*.

A modo de simplificar el diseño y construcción de la estructura soporte se establece una inclinación de 30° respecto a la horizontal.

7.1.2.5. Cuantificación de pérdidas por desviación de la condición óptima de orientación e inclinación de la superficie colectora

Los discos de irradiación solar son una herramienta gráfica para la cuantificación de pérdidas por desviación de la condición óptima de orientación e inclinación de una superficie colectora, que son de gran utilidad para el dimensionamiento de la instalación de sistemas de aprovechamiento de la energía solar.

El Mg. Ing. Cristian Wallace, desarrolló los 24 discos de irradiación solar de cada provincia de la República Argentina (Wallace, 2017). En cada disco se determina un punto gris que marca la orientación e inclinación óptima de una superficie

colectora para el máximo aprovechamiento anual. Las líneas circulares representan la inclinación que varía entre 0° y 90° con una diferencia de 10°. Las líneas radiales representan la orientación o acimut que varía entre 0° y 360° con una diferencia de 15°. El disco contiene zonas con distinta escala de color que representa el porcentaje de aprovechamiento por la orientación e inclinación elegida de la superficie colectora.

A continuación, se presenta el disco que corresponde a la provincia de Santa Fe, en donde se puede apreciar que no se producirán pérdidas al inclinarlo 30° y orientarlo +12° hacia el este.

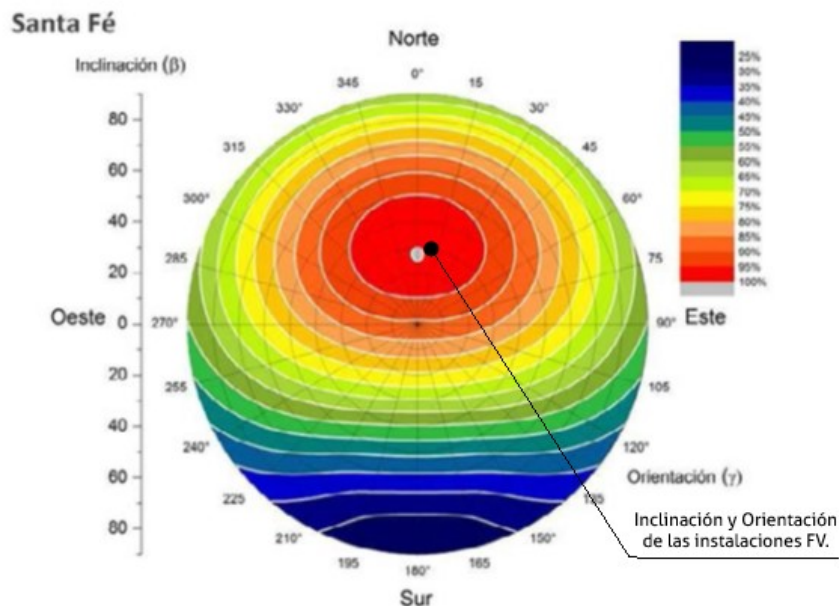


Figura 83 Porcentaje de aprovechamiento de la radiación solar por desviación de la condición óptima de orientación e inclinación según disco de irradiación solar para la provincia de Santa Fe (modificado de https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia_del_recurso_solar_anexos_final.pdf)

7.1.2.6. Inversor y tablero. Cableado

Inversor:

Las instalaciones utilizan inversores SMA, modelo SunnyBoy 1.5. Se colocará un inversor por sistema de conexión de 6 paneles conectados en serie.

La entrada en corriente continua tiene una potencia máxima de 1600 W, con una tensión Máxima de entrada de 600 V. El rango de tensión de trabajo (MPPT seguimiento del punto de máxima potencia) va desde los 160 V a 500 V. La

mínima tensión de entrada es de 50/80 V. En cuanto a la corriente, la máxima de entrada es de 10 A. El inversor posee 1 MPPT independiente.

La salida en corriente alterna tiene una potencia máxima de 1.500 W, y la potencia máxima aparente es de 1500 W. El rango de tensión de trabajo va de 180 V a 280 V. La frecuencia de trabajo es de 50 ± 5 Hz. La corriente máxima de salida es de 7 A. El rango de factor de potencia es de 0,8 inductivo y 0,8 capacitivo.

El inversor tiene una eficiencia de 97,2% / 96,1%, el tipo de conexión es monofásico, no posee transformador y el método de enfriamiento es por convección, de manera natural.

El inversor se encuentra ubicado por debajo de los paneles fotovoltaicos, sujetado a la estructura, de modo que los mismos le provean sombra.



Figura 84 Inversor SMA, modelo SunnyBoy 1.5 ([https://shop.suriaenergy.com/40p98-Inverter-Grid-Tie-monof%C3%83%C2%A1sico-SMA-SUNNY-BOY-2.5-\(SB2.5-1VL-40\)\)](https://shop.suriaenergy.com/40p98-Inverter-Grid-Tie-monof%C3%83%C2%A1sico-SMA-SUNNY-BOY-2.5-(SB2.5-1VL-40))))

Tablero:

En cuanto al tablero, se compone del medidor inteligente, interruptor termomagnético bipolar, fusibles, descargador y disyuntor diferencial con detección de componente continua.

- Medidor inteligente:

Este dispositivo registra variables como la cantidad de energía suministrada a la red entre otros parámetros eléctricos como corriente, tensión y potencia, y las

envía cada 15 minutos a un concentrador vía PLC o RF. Este concentrador se conecta vía internet (Ethernet, FO o GPRS) a un servidor donde se almacenan y se procesan los datos. Los registros se presentan a través de una interfaz web. Entonces su inteligencia radica en la posibilidad de tomar datos, transmitirlos y recepcionarlos, almacenarlos y permitir el acceso a los mismos en cualquier momento.

- Interruptor termomagnético bipolar:

Este dispositivo es capaz de interrumpir la corriente eléctrica del circuito cuando ésta sobrepasa ciertos valores máximos. Mediante la térmica se protege a la instalación de sobrecargas y cortocircuitos. Se utiliza la versión bipolar que corta la conexión de fase y neutro.

- Disyuntor diferencial con detección en continua:

Es un dispositivo electromecánico que posee una balanza magnética la cual compara los valores de corriente de cada uno de sus polos. Si la corriente diferencial entre los dos polos es mayor a la especificada en el equipo, el elemento acciona abriendo el circuito de manera inmediata con el objetivo de proteger a las personas de electrocución. Normalmente se utiliza sólo para corriente alterna, pero en este caso también detecta corriente continua, por la posibilidad de que exista alguna falla en los tiristores que acciona el inversor, pudiendo ocurrir que la corriente continua de los paneles pase al lado de alterna.

- Fusibles y descargador:

El descargador es una resistencia anómala, con la particularidad de que la misma posee valores altos de resistencia para las tensiones normales de funcionamiento, y una resistencia muy baja para valores elevados de tensión. El descargador conecta la fase y el neutro a tierra a través de dos de estas resistencias. Esto hace que en condiciones normales de operación haya una pequeña corriente de fuga despreciable; y ante una descarga atmosférica o algún otro tipo de sobretensión, la corriente sea elevada para disipar esa energía.

Los fusibles cumplen la función abrir el circuito en caso del accionamiento de los descargadores para prevenir que éstos últimos queden conectados

permanentemente a tierra cuando se da una sobretensión, y van colocados en portafusibles tipo tabaquera para riel DIN.

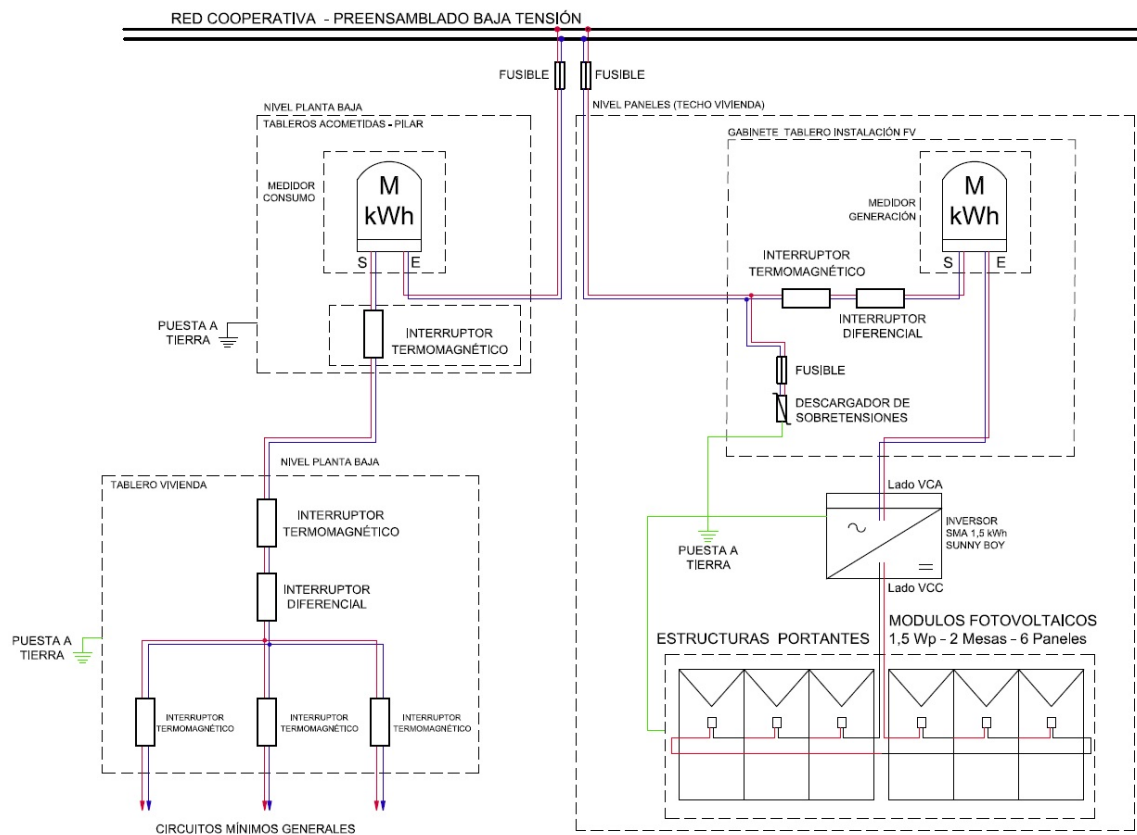


Figura 85 Gráfico de conexionado de equipo fotovoltaico (elaboración propia)

Cableado:

Para la conexión en continua entre paneles solares e inversor se utilizó cable solar de aluminio de 4 mm^2 , el cual dispone de doble aislamiento para mejorar su resistencia en la intemperie, la incidencia directa de los rayos ultravioleta y temperaturas extremas ambientales. Para la conexión entre inversor y el gabinete se utilizó cable de cobre de 4 mm^2 , y para el tramo entre gabinete y preensamblado cable antifraude de 6 mm^2 .

7.1.3. Estructura

7.1.3.1. Diseño de estructura. Pruebas de diseño de estructura

A partir de un modelo inicial, se realizaron diferentes diseños de la estructura de las mesas para los paneles solares. En un primer momento, se pensaron estructuras para cada panel, luego se sugirió que por cada mesa se instalarán 2

paneles, siendo necesario para toda la instalación el total de 3 mesas. Las premisas para el diseño fueron:

- Utilizar materiales que existan en el mercado y sean comercializados en la ciudad, sobre todo perfilaría y tornillería.
- Diseñar bases de hormigón para evitar amurar directamente sobre las cubiertas, evitando posibles filtraciones.

Primeros prototipos, diseños de prueba:

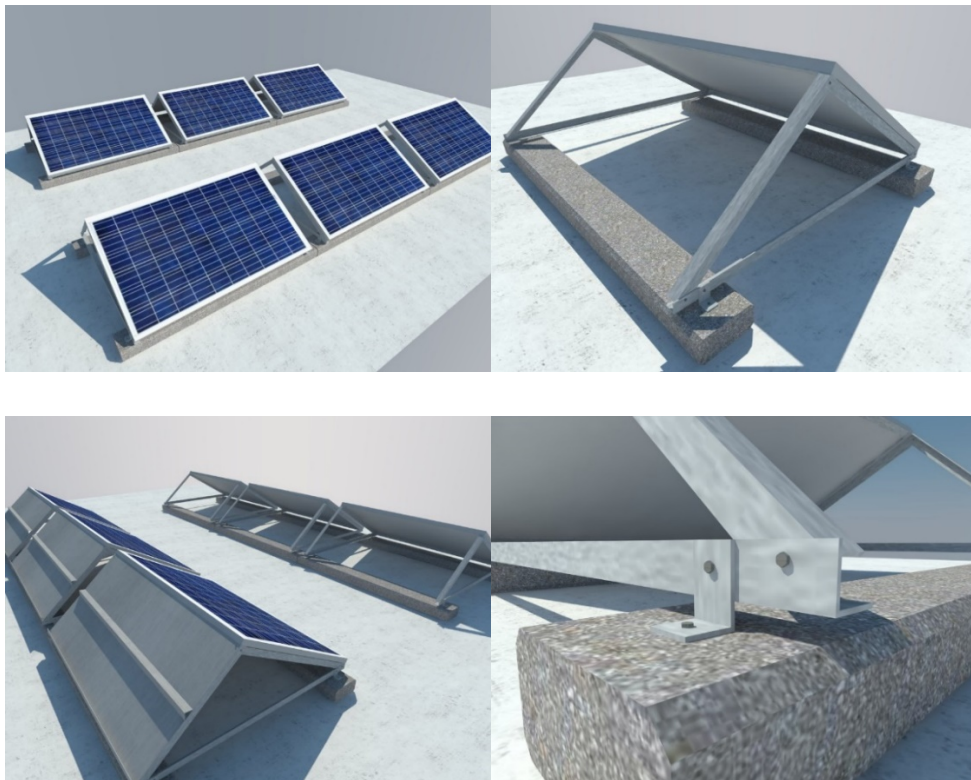


Figura 86 Primera propuesta de estructura para paneles solares (elaboración propia)



Figura 87 Segunda propuesta de estructura para paneles solares. Dos paneles FV por mesa (elaboración propia)

Para la estructura que será la que sostendrá a los paneles fotovoltaicos se decide utilizar perfiles C, L y planchuelas en L de acero galvanizado, comercializados en la ciudad. En cuanto a los elementos de unión se opta por varillas roscadas, bulones y tuercas de acero inoxidable para evitar la corrosión, ya que es un material compatible con el acero galvanizado. Las bases son realizadas de hormigón armado, compuesto por un esqueleto de hierros y varillas soldadas, y cemento. Se realizó, previamente, un encofrado a modo de molde de las medidas necesarias según el cálculo de bases.

Luego de colocar sobre algunas cubiertas el primer diseño de prueba, aparecieron algunos inconvenientes que plantearon la necesidad de revisar la estructura. Las mesas que se colocaron en los techos de los primeros pisos tuvieron problemas cuando en la ciudad se produjeron tormentas. El viento pampero, que se manifiesta principalmente en las tormentas de verano, produjo movimientos de balanceo que provocaban golpes en las cubiertas e incluso algunos desplazamientos de las estructuras. Este fenómeno se manifestó, como se mencionó, en las instalaciones ubicadas sobre los primeros pisos, debido a que el viento allí tiene pocos obstáculos por tratarse de una ciudad principalmente de construcciones en planta baja.

Además, el hecho de tener que manipular y prever el espacio necesario para 3 mesas hizo que se plantee la posibilidad de cambiar la estructura. Para el diseño final, se diseñaron mesas para 3 paneles, lo cual hace que sólo se necesiten 2 mesas para la instalación total, logrando ocupar un menor espacio, ante la eliminación de espacio circundante a las mismas.

El diseño final de la estructura ha sido proyectado para su colocación en azoteas accesibles, estimando la fuerza de las ráfagas de viento producidas por tormentas.

Diseño final:



Figura 88 Prototipo final. Modelado en 3 dimensiones (elaboración propia)

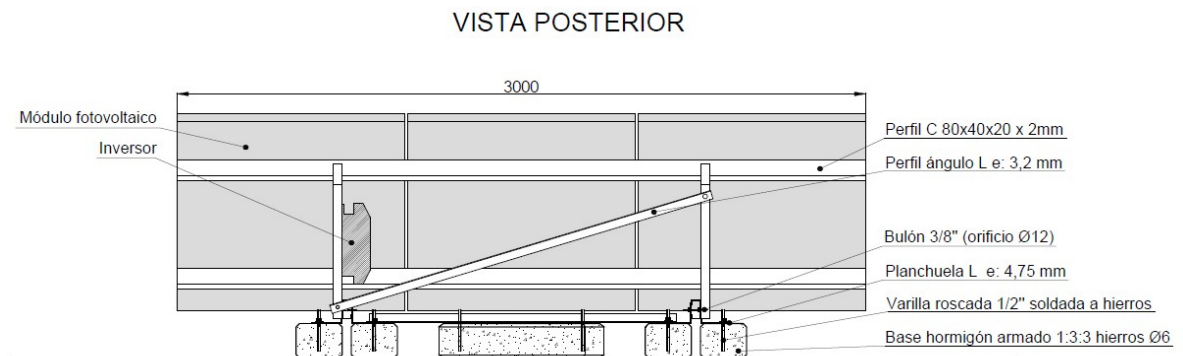


Figura 89 Vista posterior de una mesa compuesta de 3 paneles fotovoltaicos (elaboración propia)

VISTA LATERAL

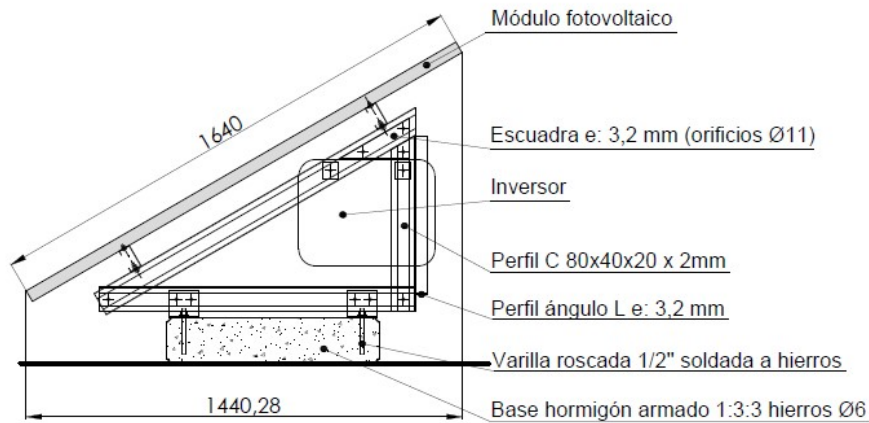


Figura 90 Vista lateral de una mesa compuesta de 3 paneles fotovoltaicos (elaboración propia)

VISTA SUPERIOR (perfiles inferiores, bases e inversor)

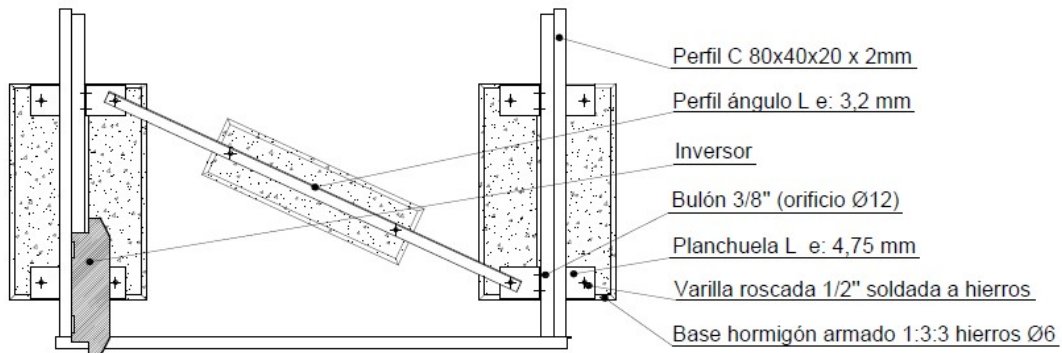


Figura 91 Vista superior de una mesa sin la colocación de los paneles, sólo su estructura de base (elaboración propia)

Se destinó el espacio inferior a los paneles para colocar el gabinete y el inversor, ya que es fundamental colocarlos protegidos de la radiación solar directa. Además, este espacio es de fácil accesibilidad y permite trabajar de forma segura a los operarios. Estos elementos serán abulonados a los perfiles metálicos que forman parte de la estructura metálica.



Figura 92 Diseño final de mesa de paneles fotovoltaicos (fotografía de autoría propia)

7.1.3.2. Carga. Cálculo de carga sobre cubierta. Límite de sobrecarga

Para calcular la carga permanente ejercida sobre las cubiertas se tuvieron en cuenta los siguientes pesos propios asociados a la estructura de apoyo y todos los elementos de la instalación:

Bases de hormigón armado:

$$Volumen_{Bases} = 0,15 \times 0,20 \times 0,70 = 0,021m^3$$

$$M = \rho \times V$$

$$M = 2400 \text{ kg}/m^3 \times 0,021m^3$$

$$M = 50,4kg$$

$V (m^3)$: Volumen de la base

$M (kg)$: Masa

$\rho (kg/m^3)$: Densidad del hormigón armado

Cantidad de bases por mesa: 5

Peso total bases:

$$P = 50,4kg \times 5 = 252kg$$

Paneles fotovoltaicos:

$$Peso_{Panel} = 20kg$$

Cantidad de paneles por mesa: 3

Peso total paneles:

$$Peso_{Paneles} = 20kg \times 3 = 60kg$$

Inversor:

$$Peso_{Inversor} = 9,2kg$$

Cantidad de inversores: 1 cada 2 mesas.

Estructura de perfiles de acero galvanizado:

Perfil C 80x40x20x2,00

$$Área_{SecciónPerfil} = 384mm^2$$

$$Largo_{PerfilesTotal} = 11.700mm$$

$$Volumen_{Perfiles} = 384 \times 11.700 = 4.492.800mm^3$$

Perfil L (38,1x38,1 e:3,2mm)

$$Área_{SecciónPerfil} = 233,6mm^2$$

$$Largo_{PerfilesTotal} = 3.200mm$$

$$Volumen_{Perfiles} = 233,6 \times 3.200 = 747.520mm^3$$

Perfil L (133x90 e:4,75mm)

$$Área_{SecciónPerfil} = 1.036,68mm^2$$

$$Largo_{PerfilesTotal} = 800mm$$

$$Volumen_{Perfiles} = 1.036,68 \times 800 = 829.344mm^3$$

Escuadra (e:3,2mm)

$$Área_{Escuadra} = 15.048mm^2 \times 2 = 30.096mm^2$$

$$Volumen_{Escuadra} = 30.096 \times 3,2 = 96.307,2mm^3$$

$$Volumen_{Total} = 4,49 \cdot 10^{-3} + 7,47 \cdot 10^{-4} + 8,29 \cdot 10^{-4} + 9,63 \cdot 10^{-5} + = 6,16 \cdot 10^{-3} mm^3$$

$$M = \rho \times V$$

$$M = 7850 kg/m^3 \times 6,16 \cdot 10^{-3} mm^3$$

$$M = 48,37kg$$

$V (m^3)$: Volumen de la base

$M (kg)$: Masa

$\rho (kg/m^3)$: Densidad del acero galvanizado

Peso total MESA:

$$Peso_{Mesa} = Peso_{Bases} + Peso_{Paneles} + Peso_{Inversor} + Peso_{EstructuraMetálica}$$

$$Peso_{Mesa} = 252Kg + 60Kg + 9,2Kg + 48,37Kg$$

$$Peso_{Mesa} = 369,57Kg$$

Sobrecarga:

Para realizar un análisis de la sobrecarga sobre la cubierta provocada por la instalación se toma como referencia el Reglamento Argentino de Cargas de Diseño para las Estructuras CIRSOC 101 (Fontán Balestra, J., 2005), el cual establece que “Las sobrecargas usadas en el diseño de edificios y otras estructuras serán las máximas esperadas para el destino deseado en la vida útil de la construcción, pero en ningún caso deben ser menores que las cargas mínimas uniformemente distribuidas requeridas”. En nuestro caso, las cubiertas seleccionadas son planas, con losas construidas de hormigón armado o de viguetas pretensadas, cuyo destino, en primera instancia, es el de azotea o terraza accesible.

La construcción de las edificaciones seleccionadas supone calidad de la construcción, con mano de obra calificada y diseño estructural realizado por un profesional de la construcción. Esto supone la existencia de los cálculos necesarios para el diseño apropiado de las losas, teniendo en cuenta cargas permanentes y sobrecargas según destino de la construcción. En este sentido CIRSOC establece: “los pisos y otras superficies similares se deben diseñar para soportar con seguridad las cargas uniformemente distribuidas prescriptas o la

carga concentrada en kN (según *Tabla 7*), la que produzca las mayores sollicitaciones”.

Tabla de sobrecargas mínimas:

Destino	Uniformemente distribuida (kg/m²)
<i>Azoteas y Terrazas:</i>	
Donde pueden congregarse personas	509,9
Azoteas accesibles privadamente	305,9
Azoteas inaccesibles	102

Tabla 7 Tabla de sobrecargas mínimas para azoteas y terrazas (Cirsoc)

Carga sobre la cubierta:

$$\text{Área}_{\text{Mesa}} = 3\text{m} \times 1,44\text{m} = 4,32\text{m}^2$$

$$P/A = \frac{369,57\text{Kg}}{4,32\text{m}^2} = 85,55\text{ Kg/m}^2$$

P(kg): Peso

A(m²): Área

El diseño de prototipo final cumple con las condiciones CIRSOC de sobrecarga sobre azoteas de viviendas.

7.1.4. Emplazamiento de la instalación

7.1.4.1. Distancia entre paneles y superficie necesaria. Distancia mínima entre filas de módulos según sombras proyectadas

En este apartado se calculará la distancia mínima de separación entre las distintas filas de módulos solares que componen el generador fotovoltaico para que no se produzcan sombras de unos módulos sobre otros.

Se evalúan las sombras considerando el peor escenario, el día 21 de junio a las 11 am o 15 pm. En este caso del año 2019, se ve graficada la altura solar a través de la carta solar estereográfica, siendo este día del solsticio de invierno, el día en que el Sol tendrá la menor altura de forma que la proyección de sombras sobre el plano horizontal será mayor. Los gráficos son obtenidos de la web Sunearthtools.com.

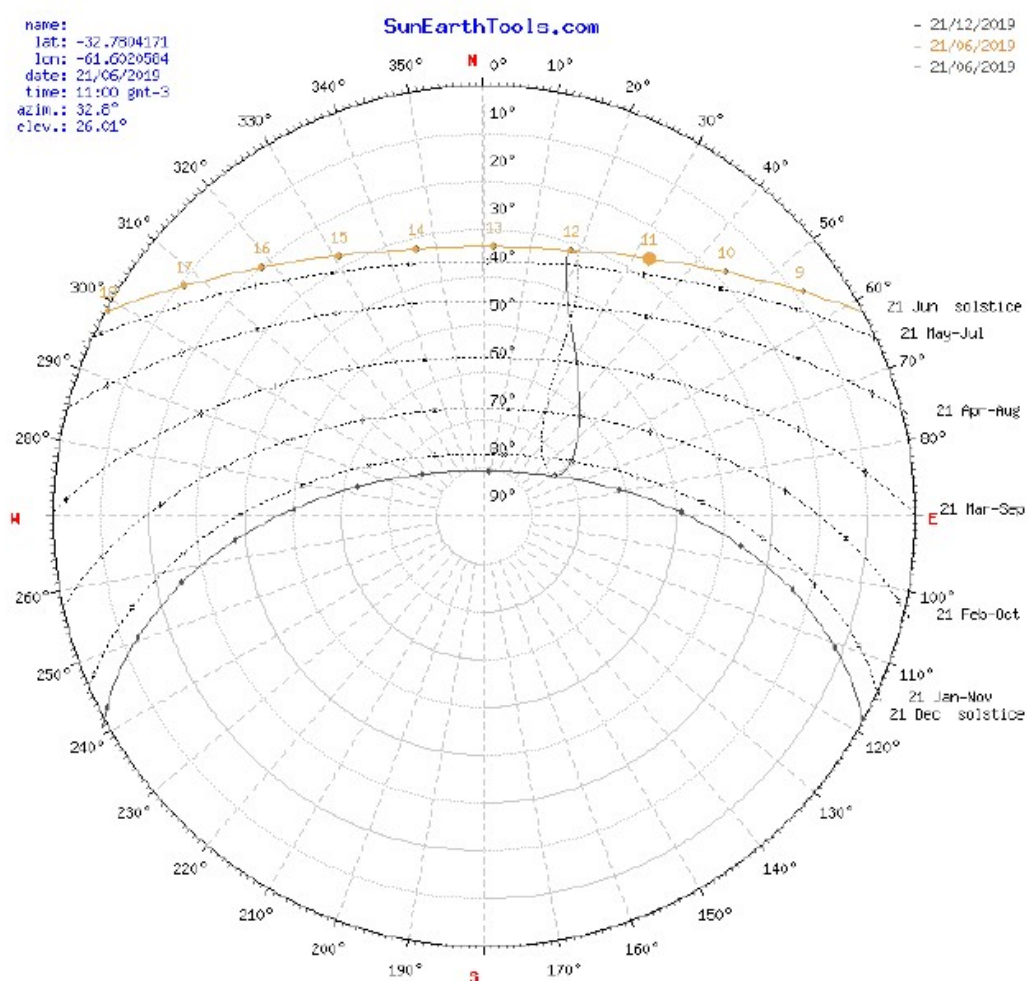


Figura 93 Carta solar estereográfica. Altura solar el 21 de junio a las 11 hs para la ciudad de Armstrong, Santa Fe (www.sunearthtools.com)

Datos de la posición del sol según fecha:

SOL - Posición	Elevación	Azimut	Latitud	Longitud
21/06/2019 11am GMT-3	26,01°	32,8°	32,7805° S	61,6020° O

Tabla 8 Posición del Sol en la ciudad en Armstrong, Santa Fe el día 21 de junio de 2019 a las 11 am (www.sunearthtools.com)

Datos a considerar:

hs: altura solar de 26°

β : inclinación del módulo de 30°

Distancias:

L: longitud del módulo de 1,64 m

a: proyección horizontal de la longitud del módulo de 1,44 m

b: proyección vertical de la longitud del módulo de 0,82 m

Consideramos h:0

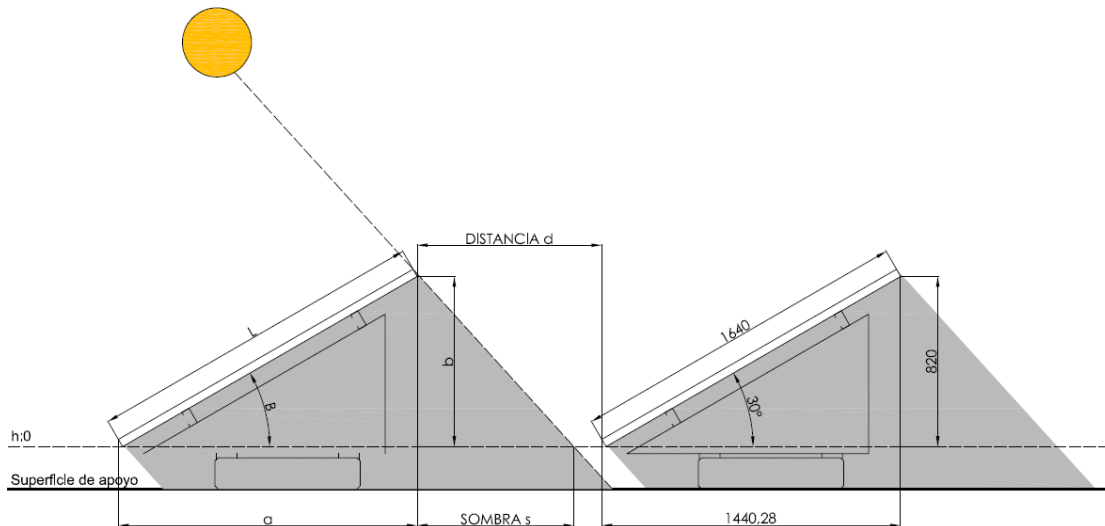


Figura 94 Sombra proyectada de las mesas de paneles fotovoltaicos (elaboración propia)

La distancia (s + a), se obtiene por la expresión:

$$s + a = L \cdot \left(\frac{\text{Sen}\beta}{\text{Tan}(hs)} + \text{Cos}\beta \right)$$

$$s + a = 1,64 \cdot \left(\frac{\text{Sen}30}{\text{Tan}(26)} + \text{Cos}30 \right) = 3,10m$$

Equivalentes a la suma del ancho de la mesa (a) y la sombra arrojada (s).
Estableciendo una sombra de s=1,66 m.

La sombra también se puede establecer con la siguiente ecuación, en este caso en el mediodía solar:

$$s = \frac{b}{\text{Tan}(61^\circ - \phi)}$$

$$s = \frac{0,82}{\text{Tan}(61^\circ - 32^\circ)} = 1,47m$$

La distancia mínima adoptada (d) entre paneles para evitar sombreados en la franja horaria de 11 am a 15 pm es de: 1,7 m.

7.1.4.2. Distribución en planta

Teniendo en cuenta las dimensiones finales de cada mesa, y la separación mínima necesaria para que no se produzcan sombras en la franja horaria adoptada, se establece la distribución de la instalación, a modo de colocar las mesas de dos formas diferentes. Una de ellas será la que disponga una mesa por delante de la otra, y la otra, la que pueda ubicarlas una al lado de la otra. A continuación, se muestran los gráficos que señalan las distribuciones de ambas formas.

Distribución N°1 – Una mesa detrás de la otra:

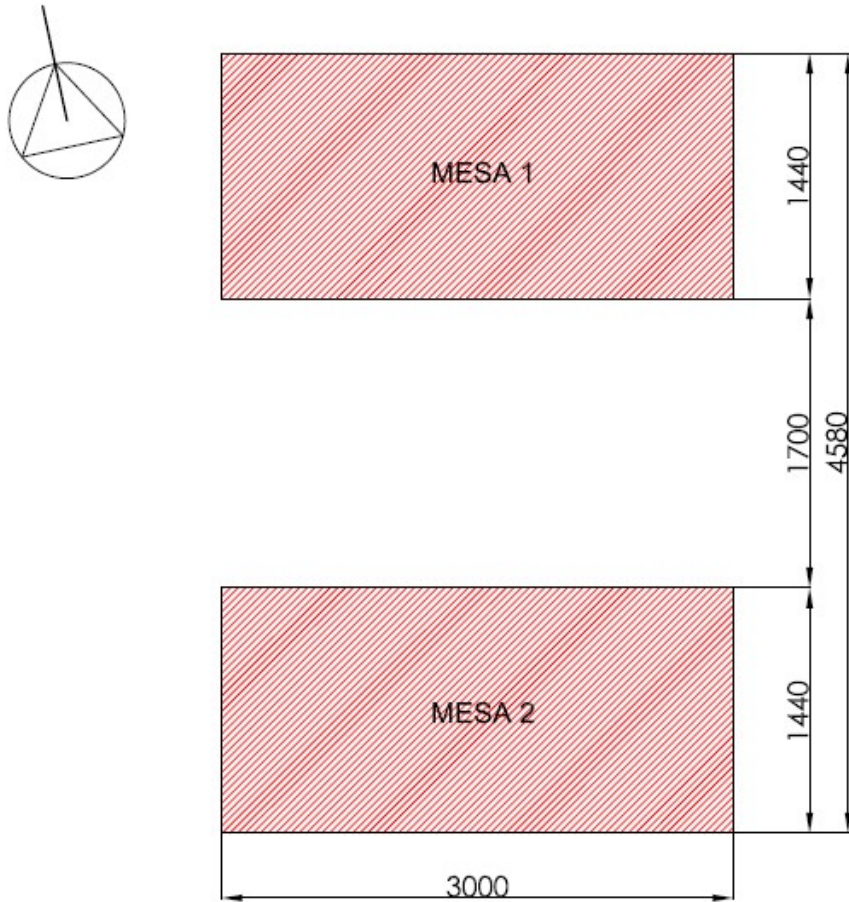


Figura 95 Distribución en planta de las dos mesas una detrás de la otra. Distancias mínimas (elaboración propia)

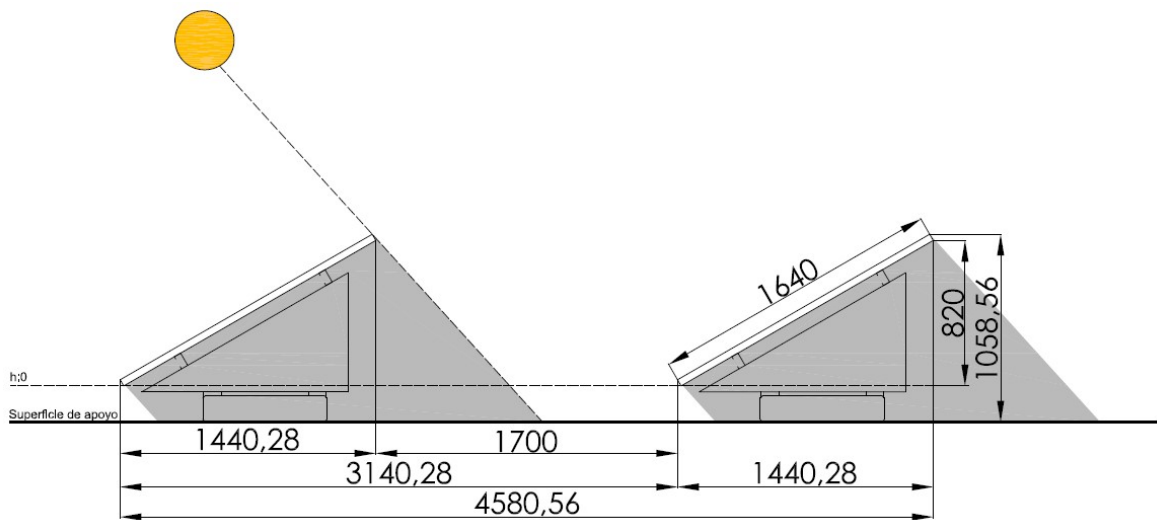


Figura 96 Vista lateral de la distribución de las dos mesas colocadas una detrás de la otra. Distancias mínimas (elaboración propia)

Distribución N°2 – Una mesa al lado de la otra:

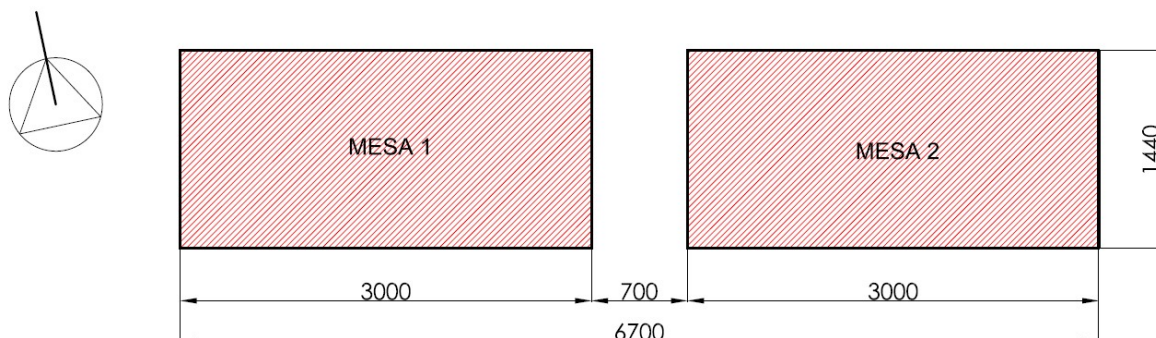


Figura 97 Distribución en planta de las mesas, una al lado de la otra. Distancias mínimas (elaboración propia)

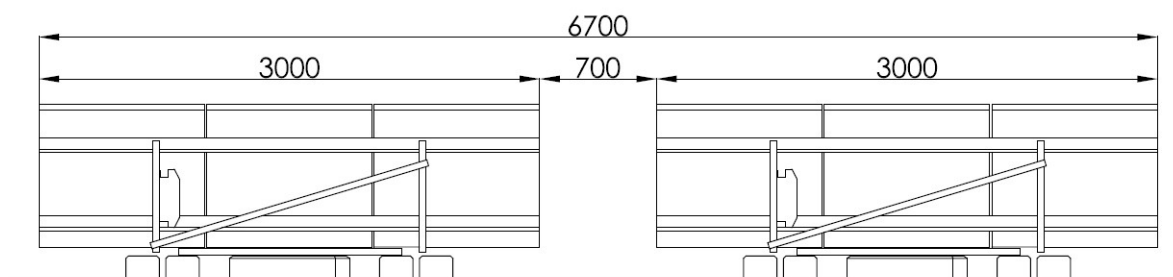


Figura 98 Vista lateral de la distribución de las dos mesas colocadas una al lado de la otra. Distancias mínimas (elaboración propia)

7.1.5. Producción anual esperada

La energía a generar por cada instalación fotovoltaica se estima por el producto de la potencia de este por el número de horas equivalentes de radiación de 1.000 W/m² y por un factor de corrección o forma “F” que tiene valores entre 0,8 – 0,9. La cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos estimó la cantidad de horas de uso por día de los paneles fotovoltaicos para la ciudad de Armstrong, mediante el análisis, durante un año, de una instalación fotovoltaica colocada sobre el edificio de dicha institución, determinando que las horas equivalentes de uso son 4,5 horas/día.



Figura 99 Distribución espacial del promedio de la heliofanía efectiva (horas). Correspondiente al mes de junio (file:///C:/Users/Admin/Downloads/AtlasdeenergiasolardelaRepblicaArgentina.pdf)

El “método de horas equivalentes de Sol”, iguala el número resultante de la radiación solar promedio anual con la cantidad de horas efectivas de uso.

La radiación solar global diaria promedio en un año, incidente sobre el plano horizontal, según el “Atlas de Energía Solar de la República Argentina” de H. Grossi Gallegos y R. Righini, para la ubicación de los módulos fotovoltaicos es de $4,33 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$. Al igualar este número con el de la cantidad de horas equivalentes de uso, queda determinada $4,33 \text{ horas/día}$, si fuese considerado en el plano horizontal.

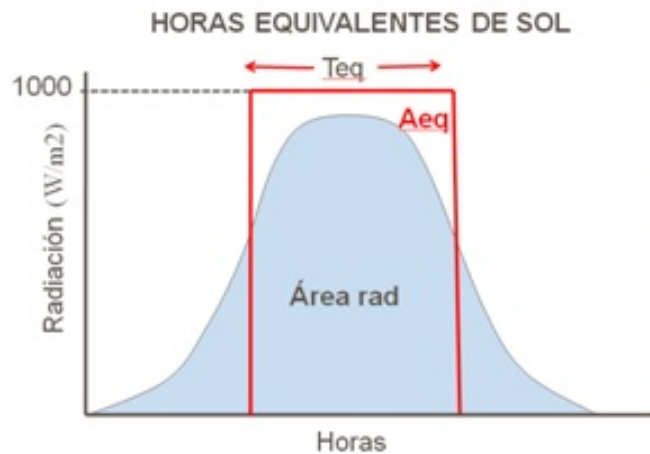


Figura 100 Horas equivalentes de Sol (Dr. Román H. Buitrago)

Si tomamos los datos arrojados por la NASA, la radiación solar global diaria promedio en un año, incidente sobre el plano horizontal es de 4,8 kWh/m²/día. Al igualar este número con el de la cantidad de horas equivalentes de uso, queda determinada 4,8 horas/día. Sin embargo, al considerar la inclinación de los paneles, igualado con la latitud del lugar, los datos de la NASA arrojan que la radiación solar diaria promedio anual es de 5,09 kWh/m²/día, quedando determinadas 5,09 horas/día.

Para el estudio de la energía anual esperada se utilizó las 5,09 horas/día. Cada instalación es de 1,5 kW, por un total de 50 unidades. Se determina el “factor de forma” de los módulos fotovoltaicos:

$$FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}}$$

$$FF = \frac{30,93V \times 8,43A}{37,67V \times 8,83A} = 0,78$$

Siendo:

V_{mp}: tensión de trabajo a máxima potencia (V)

I_{mp}: corriente de trabajo a máxima potencia (A)

V_{oc}: tensión de circuito abierto (V)

I_{sc}: corriente de cortocircuito (A)

Además, se estima la eficiencia:

$$\eta = \frac{P_{paneles}}{P_{inc}} = \frac{Vm_p \times Im_p}{G \times Sup}$$

$$\eta = \frac{30,93V \times 8,43A}{1000W/m^2 \times 1,626m^2} = 16\%$$

Donde:

P_{inc}: es la potencia luminosa incidente (W)

G: es la irradiancia (W/m²)

Sup: es la superficie del panel (m²)

Nota: en condiciones estándar: radiación 1.000 W/m² – temperatura de la celda 25°C – masa de aire AM 1,5 – tolerancia de medida Pmax -/+3%

Se estima la producción anual de una instalación:

La evaluación energética se realizó en base a la norma IEC 61724, a partir del cálculo del rendimiento característico del sistema o Performance Ratio (PR), que relaciona la energía inyectada a la red eléctrica con la que se habría obtenido en condiciones ideales, esto es, con el generador sin sombras, ni pérdidas de ningún tipo (térmicas, caída de tensión, conversión continua / alterna, seguimiento del punto de máxima potencia, desconexiones, etc.)

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R}$$

Donde:

Y_F: expresa la energía inyectada a la red eléctrica generada por el sistema fotovoltaico (E_{AC}) por unidad de potencia nominal instalada del generador en condiciones estándar en el punto de máxima potencia (P_{nomG})

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_{nomG}}$$

Y_R: caracteriza el emplazamiento del generador en términos de “horas de sol equivalente”, se calcula como el cociente entre la irradiación solar incidente en el plano inclinado del generador (H_{α,β}), y la irradiancia en condiciones estándar de medida (G = 1kW/m²)

$$Y_R = \frac{H_{\alpha,\beta}}{G}$$

Entonces:

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} = \frac{\frac{E_{AC}}{P_{nomG}}}{\frac{H_{\alpha,\beta}}{G}}$$

Se determinó la energía producida por la instalación en un año, adoptando un PR de 0,8:

$$E_{AC} = \frac{PR \times H_{\alpha,\beta} \times P_{nomG}}{G}$$
$$E_{AC} = \frac{0,8 \times \left(5,09 \frac{kWh}{d \cdot m^2} \times 365d \right) \times 1560Wp}{1000W/m^2} = 2.318,6 kWh/año$$

Se estima la producción anual de los 50 techos solares:

$$E_{50techos} = 2.318,6 kWh/año \times 50 = 115,93 MWh/año$$

7.2. Protocolo para la selección de cubiertas aptas (ANEXO 1 y 2)

7.2.1. Preselección visual

7.2.1.1. Zonas de posibles emplazamientos

La Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios públicos Ltda. de Armstrong llevó a cabo el recambio de medidores eléctricos en diferentes zonas de la ciudad por medidores inteligentes, zonificados según su marca comercial.

Si bien la instalación fotovoltaica a colocar sobre las cubiertas posee su propio medidor inteligente para poder tomar los datos de generación del sistema, se pretende que los mismos sean colocados en cubiertas donde el consumo sea controlado por otro medidor inteligente y, de esta manera, recolectar y guardar datos precisos de consumo y generación de cualquier momento del día.

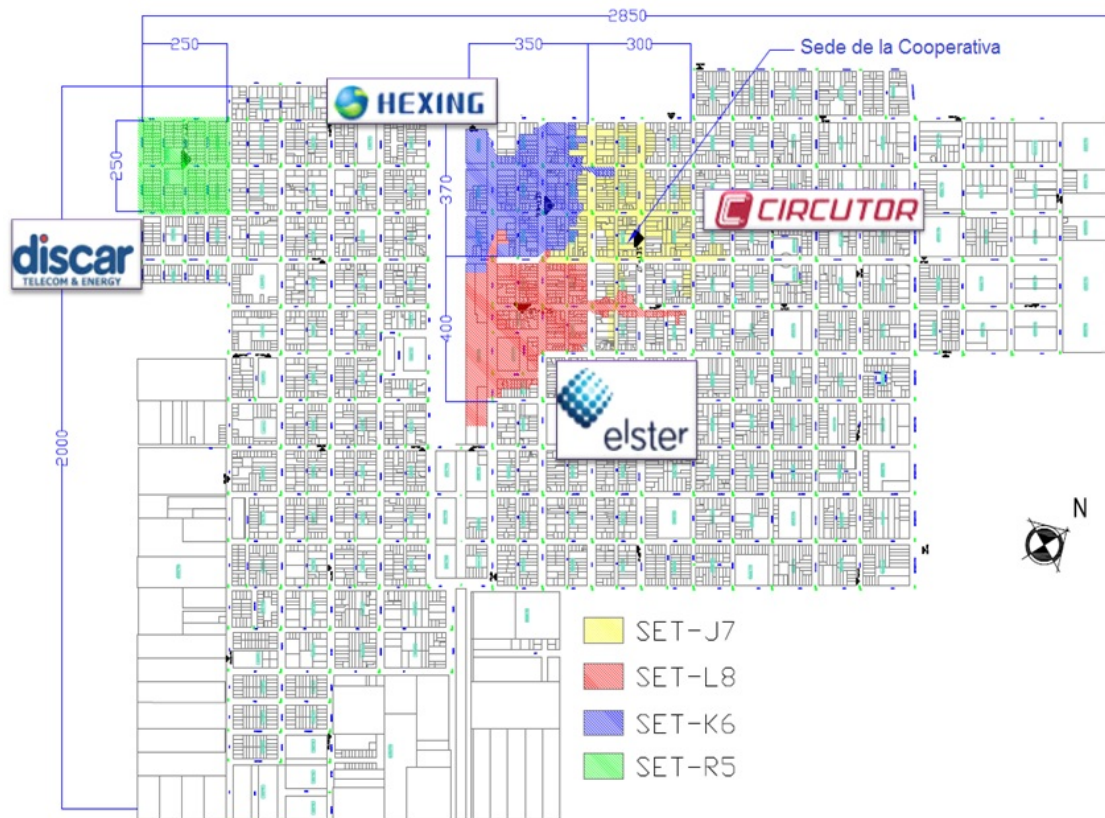


Figura 101 Zonificación de existencia de medidores inteligentes según marca comercial en la ciudad de Armstrong, Santa Fe (elaboración propia)

7.2.1.2. Tipo de cubierta

El proyecto tiene como meta la colocación de 50 instalaciones fotovoltaicas sobre diferentes viviendas de la ciudad, con la intención de continuar replicando las instalaciones fotovoltaicas sobre las cubiertas de las viviendas de la ciudad, expandiendo el proyecto de manera ilimitada. Exclusivamente para esta etapa, la elección de cubiertas aptas serán las planas, independientemente de la orientación de la fachada. Esto se debe a la facilidad y rapidez con la que se puede armar la estructura diseñada como primer prototipo.



Figura 102 Preselección de cubiertas planas a partir de imagen satelital y posterior relevamiento visual, en la ciudad de Armstrong, Santa Fe (elaboración propia)

Se prevé que a futuro se coloquen nuevas instalaciones fotovoltaicas en diferentes cubiertas, teniendo en cuenta que se tendrán que diseñar las estructuras acordes al tipo de cubierta y su inclinación. Se detalla a continuación los tipos de cubiertas que pueden encontrarse en la localidad de Armstrong, a tener en cuenta para una posible nueva pre-selección de cubiertas que puedan ser aptas para instalar los equipos.

PENDIENTE	TIPO DE CUBIERTA		MATERIALIDAD SISTEMA CONSTRUCTIVO	ACABADO
Muy poca pendiente	Plana		Viguetas pretensadas y ladrillos	Membrana no transitable
			De hormigón armado	Membranas de tránsito
			De perfiles metálicos y bovedillas de ladrillo común	Cerámicos, baldosas o porcelanatos
				Grava, canto rodado
				Ajardinado
			Otros	
Fuerte pendiente	Inclinadas	A una vertiente	Viguetas pretensadas y ladrillos	Tejas
		A dos aguas	De hormigón armado	Chapas metálicas
		A cuatro aguas	Madera	Lámina de policarbonato
		Con faldones	Perfiles metálicos	Lámina de fibrocemento
		Mansarda		Lámina de fibra de vidrio
		Dientes de sierra		Otros
		Mariposa		
Pendiente variable	Curvas	Bóvedas	De hormigón armado	Chapas metálicas
		Cúpulas	Madera	Lámina de policarbonato
			Perfiles metálicos	Lámina de fibrocemento
				Lámina de fibra de vidrio
				Otros

Tabla 9 Tipos de cubiertas agrupadas según pendiente con diferentes posibilidades de sistema constructivo y materiales (elaboración propia)

7.2.1.3. Sombras externas

Cuanto más homogénea la iluminación solar sobre los módulos, mejor será el rendimiento. Si alguno de los módulos está sombreado durante parte del día, los niveles de radiación sobre el sistema no serán homogéneos, afectando su rendimiento. Aún sombras pequeñas afectan el rendimiento. Esto se debe a que, en un módulo, las celdas solares se conectan en serie y cada celda opera como si fuera una fuente de potencia. Esto significa que la celda con la iluminación más baja determina la corriente de operación de todas las celdas, no solo del módulo, sino de toda la serie a la que esté conectado el módulo. Bajo circunstancias extremas, esta celda puede pasar de ser fuente de potencia a ser una carga resistiva. Esto puede destruir térmicamente la celda y también el módulo. Este efecto es llamado "punto caliente". El efecto del sombreado parcial puede ser minimizado mediante un diseño adecuado del circuito de CC. Idealmente el generador fotovoltaico no debe presentar obstrucciones a la radiación solar durante todo el año.

Realizando un relevamiento visual en la cubierta a analizar debe descartarse posibles sombras externas a la edificación que afecten a los paneles. Analizar posibles sombras de elementos como: edificios vecinos, árboles, postes, columnas de alumbrado y cualquier otro que pudiera generar sombras sobre la cubierta, especialmente en las horas donde el equipo genera valores

considerables de potencia, es decir no considerar las primeras horas de la mañana y las últimas de la tarde (se establece un rango óptimo que va desde como mínimo de las 11 hs a las 15 hs libre de sombra para el solsticio de invierno), ya que en esas posiciones del Sol fácilmente casi cualquier elemento generará sombra.



Figura 103 Panorámica de cubierta preseleccionada de una vivienda en la ciudad de Armstrong, Santa Fe, que permite relevar y documentar posibles elementos externos a la edificación que puedan producir sombras (fotografía de autoría propia)

A fin de evitar relevar el entorno físico de la edificación y los cálculos de sombras generadas por los mismos, acciones que resultan de una complejidad muy alta y una demanda de tiempo y personal con las que no se cuenta, se utilizó un software para dispositivos móviles, el cual permite determinar la posición del Sol en ese rango de horas tanto en invierno como en verano en cualquier ubicación y altura. Puntualmente para las instalaciones ya colocadas se utilizó la aplicación “Sunsurveyor”, del desarrollador Adam Ratana.



Figura 104 Visualización de la trayectoria del Sol el día 21 de junio de 2020. El tanque de agua de una vivienda vecina producirá sombra a la instalación fotovoltaica a hasta las 9 hs aproximadamente (fotografía de autoría propia)

7.2.2. Segunda selección. Condiciones a relevar interna y externamente de la edificación

7.2.2.1. Superficie requerida

Se requiere de una superficie libre en la cubierta que se encuentre libre de obstáculos en la cual se puedan disponer las estructuras con los paneles. La instalación total consta de 2 mesas las cuales disponen de 3 paneles fotovoltaicos y ocupan una superficie de 4,32 m² cada una. Se pueden colocar alineados o una mesa detrás de la otra teniendo en cuenta la superficie total que ocupan las 2 mesas, sumando los espacios circundantes necesarios para trabajar y la separación entre ellas necesario para no generar sombra.

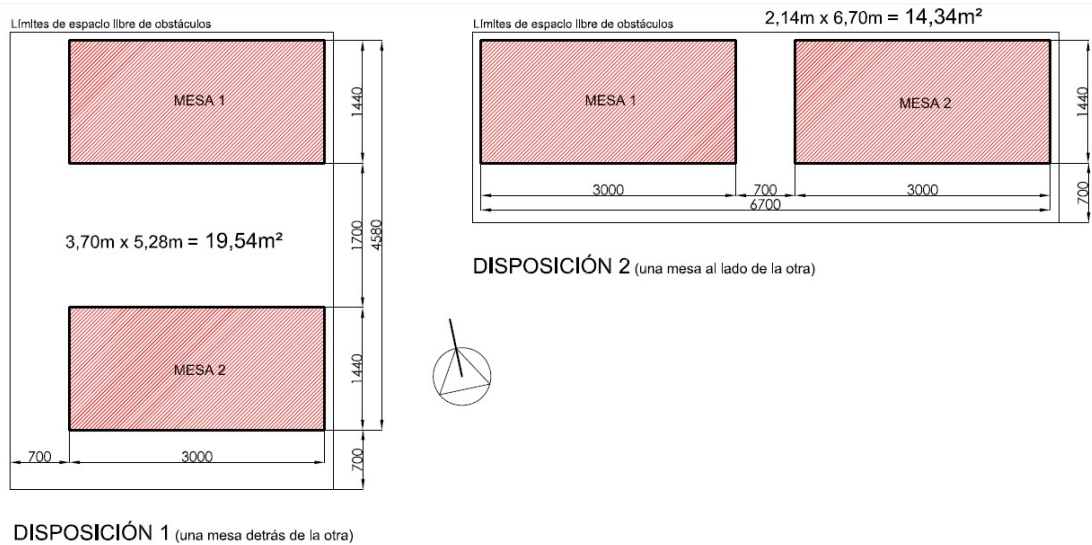


Figura 105 Gráficos de disposición de mesas de las instalaciones fotovoltaicas sobre cubiertas (elaboración propia)

La **disposición N°1**, de una mesa detrás de la otra, necesitará la separación suficiente entre ellas para no generar sombras, de 1,7 m; además de contar por lo menos con un espacio lateral y otro posterior, de mínimo 70 cm, para permitir el paso y el trabajo en las mesas. Esta disposición ocupa un espacio de, mínimo, 3,7 m x 5,28 m, con un área de 19,54 m².

La **disposición N°2**, de una mesa al lado de la otra, necesitará un espacio de, mínimo 70 cm, entre ellas; y además, contar con espacio posterior para permitir el paso y trabajo de también, mínimo 70 cm. Esta disposición ocupa un espacio de, mínimo, 2,14 m x 6,70 m, con un área de 14,34 m².

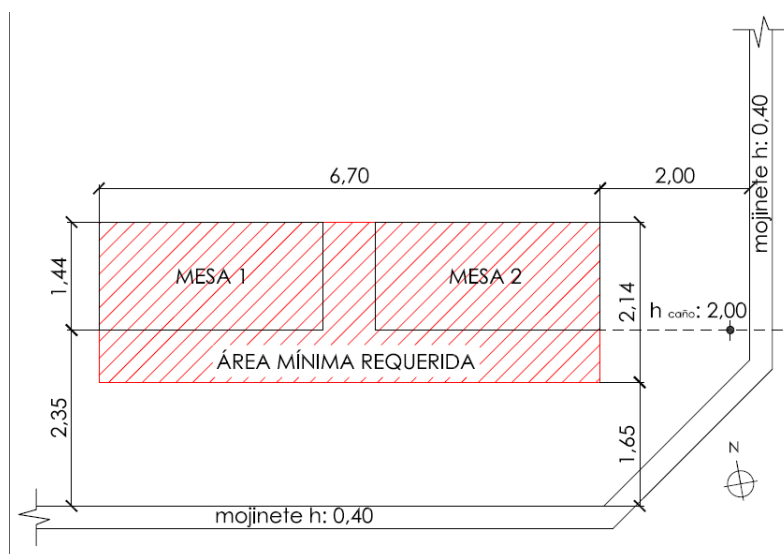


Figura 106 Croquis de ubicación de las mesas de la instalación fotovoltaica sobre cubierta de vivienda seleccionada, en la ciudad de Armstrong, Santa Fe (elaboración propia)

7.2.2.2. Calidad de la construcción

Se le solicitará al propietario de inmueble el plano municipal de construcción de la vivienda con el cual se podrá constatar, mediante un relevamiento visual, si la misma responde o no, a las decisiones arquitectónicas y técnicas planteadas en este documento. La edificación, o por lo menos la cubierta que pudiera ser seleccionada no deberá tener más de 50 años de construida y no deberá ser de construcción de adobe. De poseer plano municipal de regularización de la vivienda, será necesario un relevamiento más exhaustivo, revisando el sistema constructivo adecuado, calidad de materiales y, sobre todo, que presente signos de haber sido construida por profesionales cualificados.

7.2.2.3. Estado actual de la construcción

A partir de un relevamiento visual se pretende que la vivienda no presente patologías de la construcción que pudieran empeorar con la instalación de las mesas. Las más frecuentes son:

- Humedades y filtraciones, consecuencia de una mala impermeabilización o de defectos en las instalaciones.
- Grietas y fisuras de consideración ($\geq 0,3$ mm) en muros y tabiques, producto de fallas estructurales como cargas puntuales elevadas, muros sometidos a estados de carga muy diferentes en su longitud, muros débiles, apoyo de estructuras insuficientes que producen excentricidades en las cargas y favorecen el pandeo, movimientos que superan a la resistencia de la mampostería, esfuerzos diferenciales de las cargas que deforman dinteles y no se transmiten hacia el suelo de manera correcta, empujes de muros adyacentes, contracciones térmicas que producen movimientos no minimizados por juntas de dilatación, fijaciones y refuerzos de hierro, uniones mal resultas, mala cimentación con asentamientos diferenciales, baja adherencia entre el mampuesto y el mortero, morteros de mucho espesor.
- Grietas y fisuras de gran tamaño ($\geq 0,3$ mm) en losas de viguetas pretensadas, losas y estructuras de hormigón armado debido a causas como la falta de resistencia a la tracción, la corrosión de armaduras, variaciones térmicas o de contenido de humedad, deformaciones por sobrecargas excesivas.

- Desprendimiento de ladrillos o material de revestimiento.



Figura 107 Relevamiento fotográfico del estado interno de la construcción de una vivienda seleccionada, en la ciudad de Armstrong, Santa Fe (fotografías de autoría propia)

7.2.2.4. Tipo de acabado de la superficie de la cubierta

La azotea de la vivienda seleccionada deberá estar realizada con un acabado que permita el tránsito sin afectar la estanqueidad de la cubierta. La misma deberá permitir el apoyo de las bases del primer prototipo de estructura para las instalaciones fotovoltaicas.

Si la azotea cuenta con solado (terminación de baldosas o baldosones cerámicos o de hormigón), el sistema de impermeabilización estará protegido, permitiendo un tránsito elevado.

Si se ha colocado membrana líquida como terminación final, este permitirá un tránsito mínimo por lo que se ha determinado que, si se encuentra en buen estado de conservación con un mantenimiento adecuado, la cubierta podrá ser apta para el apoyo de las bases.

Si como terminación de la cubierta se encuentran membranas con revestimiento de aluminio (transitables o no), en toda la cubierta o en la zona adecuada para la colocación de las mesas, se procederá a descartar dicha vivienda, ya que el peso de las bases podría dañar la membrana y producir filtraciones.

Se debe verificar el correcto drenaje de los cursos de agua hacia los desagües pluviales de la cubierta a fin de evitar agua estancada sobre la superficie, ya que las bases podrían interferir en el paso.



Figura 108 Relevamiento fotográfico del tipo de acabado de la superficie de la cubierta de una vivienda seleccionada, en la ciudad de Armstrong, Santa Fe (fotografía de autoría propia)

7.2.2.5. Superficie mínima libre de sombras propias de la cubierta

Sobre la cubierta pre-seleccionada, hay una probabilidad muy alta de encontrar elementos en los alrededores del sector seleccionado para el emplazamiento de las mesas y propias de la vivienda, que pudieran generar sombras a los paneles fotovoltaicos, como claraboyas, chimeneas, equipos de frío, caños de salida de gases, mojinetes, etc.



Figura 109 Sombras producida por caños de salida de gases sobre módulos fotovoltaicos (<http://www.olino.org/blog/es/articulos/2011/02/02/placas-solares-en-la-sombra>)

Se debe relevar todos los elementos que pudieran arrojar sombras no deseadas, determinando sus dimensiones y ubicación. Se realiza luego un cálculo rápido de sombra arrojada dentro del rango de horas donde el equipo genera las mayores potencias. Además, puede utilizarse el software para dispositivos móviles, el cual permite determinar la posición del Sol en ese rango de horas tanto en invierno como en verano en cualquier ubicación y altura (aplicación “Sunsurveyor”, del desarrollador Adam Ratana).

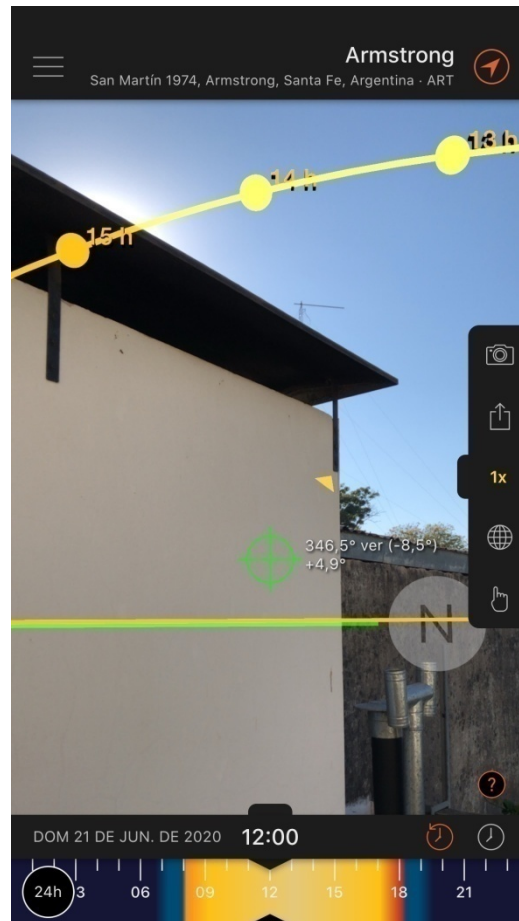


Figura 110 Visualización de la trayectoria del Sol el día 21 de junio de 2020. La chimenea producirá sombra a la instalación fotovoltaica a partir de las 14:30 hs aproximadamente (fotografía de autoría propia)

7.2.2.6. Proyectos de edificaciones vecinas

Mediante la entrevista al propietario de la vivienda pre-seleccionada puede conocerse la intención o no de intervenir el área seleccionada o sus alrededores con la construcción de cualquier volumen que pueda afectar el espacio de emplazamiento de las mesas o que pueda generar groseras sombras a las mismas.

Por una inspección visual rápida puede descartarse nuevas construcciones vecinas en altura. Sumado a eso, se entrevista a los propietarios de las construcciones vecinas para establecer su intención o no de construir edificaciones en altura que pudieran afectar a la instalación, por lo menos por un período de 10 años.

7.2.3. Aspectos normativos y legales

En cuanto a los aspectos normativos y legales de la introducción de nuevas características a la relación entre la Cooperativa de Provisión y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong y el asociado – usuario, se establece un Contrato de Comodato (ANEXO 1), en el cual se determinan los siguientes aspectos:

- El espacio de la cubierta cedida en comodato para la instalación de los equipos fotovoltaicos, independiente y conectada a la red de distribución sin ningún tipo de intercambio con la edificación, y contando con todos los elementos de seguridad y protección.
- Plazos del contrato de comodato y obligaciones del comodatario al término del mismo.
- Prohibición del uso del espacio comodatado para las instalaciones FV para otros fines, e intervención o modificación de las condiciones o estructura del inmueble por parte del comodatario.
- Permiso por parte del comodador al acceso del personal del comodatario para realizar la instalación inicial, mantenimiento, reparaciones y posible retiro del sistema.
- Permiso para disponer del uso y explotación de los derechos de imagen de los sistemas FV para el comodatario.
- Consentimiento firmado del informe de estado de la construcción donde se colocará la instalación.
- Obligación del comodato de no intervenir, alterar y/o modificar las condiciones de la instalación FV; y obligación de comunicar desperfectos, deficiencias y/o falencias que pudieran detectar.
- Obligación del comodador de realizar una capacitación sobre normas y procedimientos de seguridad referentes al sistema. Determinación de plazos e institución que la brinda.
- Rescisión del contrato de comodato. Plazos y obligaciones de las partes.

7.3. **Protocolo de montaje de las instalaciones fotovoltaicas (ANEXO 3)**

7.3.1. *Etapas del proceso de instalación*

Todas las tareas del proceso de instalación y montaje son realizadas por operarios capacitados y empleados de la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de la ciudad de Armstrong.

La secuencia de montaje se establece a partir de planos y documentación técnica. Los materiales, herramientas y otros recursos se seleccionan dependiendo el tipo de trabajo, si se trata de trabajos previos de construcción, mecánicos o eléctricos o si se trata del montaje de la instalación completa en la cubierta de una vivienda.

Se deberán aplicar medidas de seguridad preventivas a fin de evitar accidentes y minimizar riesgos.

7.3.1.1. Trabajos previos

Se realiza la construcción de bases y armado de la estructura metálica y del gabinete de protecciones y medidor previamente al montaje en la cubierta del edificio. Estas tareas son realizadas en la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda.

- **Construcción de bases:**

Como primer paso, se realizan las tareas relacionadas con la construcción de bases que requieren de un tiempo de secado de 30 días. Se procede al armado del esqueleto de hierros y varillas, que implican tareas de doblado, corte, atado y soldadura. Luego se colocan dentro de los encofrados y se llenan de cemento. Se las deja dentro el tiempo de fragüe requerido.



Figura 111 Acopio de bases de H°A° (fotografía de autoría propia)

- **Armado de la estructura metálica:**

Se procede a tomar medidas, marcar y cortar las barras de perfiles respetando los planos de despiece de la estructura. Luego se presentan en su posición final siguiendo las indicaciones de los planos de conjunto mediante los elementos de unión, sin ajustes finales.



Figura 112 Estructura metálica de una mesa de paneles FV (fotografía de autoría propia)

- **Armado del gabinete de protecciones y medidor:**

Se realiza el armado del interior del gabinete mediante la colocación de rieles DIN que servirán de agarre de las protecciones y el medidor.



Figura 113 Armado de gabinete de protecciones y medidor (fotografía de autoría propia)

Se elige un tamaño de gabinete suficiente para el cómodo trabajo y distribución de los equipos dentro. Se colocan el medidor, el interruptor electromagnético bipolar, el disyuntor diferencial, los fusibles y el descargador. Se prepara el cableado interno que conecta todos estos dispositivos dentro del gabinete.

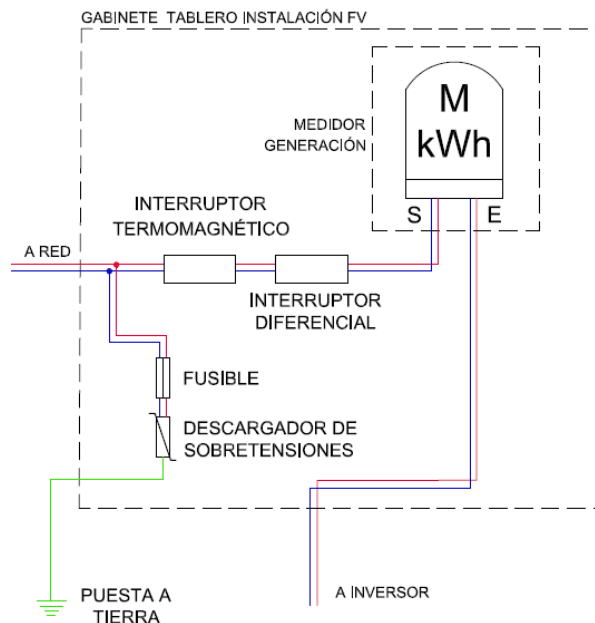


Figura 114 Gráfico de gabinete de la instalación FV. Dispositivos y cableado (elaboración propia)

7.3.1.2. Aspectos mecánicos. Instalación de estructura y fijaciones de equipos

Se cargan los elementos de la instalación en un vehículo de gran porte y se procede al traslado hasta el edificio de emplazamiento. La carga y descarga se realiza mediante grúa. Durante el transporte existe el riesgo que los módulos se dañen cuando no encajan correctamente o no están bien fijados y se muevan. Es importante moverlos apilados sobre un pallet, con el material protector de fábrica que recubre cada panel, bien amarrados.

Una vez que se encuentran en el edificio, se realiza una inspección visual de la cubierta y se marca de manera provisoria el espacio donde estarán colocadas las estructuras.

Se procede a la descarga de las bases y se las sube mediante la grúa cuidando de colocarlas lo más cercano posible a su lugar de emplazamiento final, a fin de evitar movimientos grandes de las mismas. Luego, se sube la estructura metálica y ya se la deja apoyada encima de las bases.

Los paneles fotovoltaicos también se suben por medio de la grúa, dejándolos ordenados en el espacio circundante a fin de ser acomodados de manera manual por su bajo peso. Se deberán manipular con cuidado y no pisarlos. No desembalar hasta su colocación. Elementos como el inversor, gabinete, cables y tornillería son llevados hasta la cubierta de manera manual por los operarios, así como las herramientas de trabajo.



Figura 115 Armado de mesa de paneles FV (fotografía de autoría propia)

Se comienza por unir las bases a la estructura metálica, y seguidamente desembalar, colocar y abulonar los paneles por encima de la misma por sus orificios de montaje. Se nivela la estructura y los paneles en la medida que las inclinaciones de escurrimiento del techo lo permitan, y se procede a ajustar todos los elementos. Se coloca el inversor y el gabinete por medio de bulones.



Figura 116 Colocación de inversor en la estructura metálica (fotografía de autoría propia)

7.3.1.3. Aspectos eléctricos. Conexiones

Los operarios utilizarán una copia del plano de conexión, el diagrama unifilar de la instalación. Se presenta el cableado para conectar todos los paneles fotovoltaicos en serie, identificando correctamente cables positivos y negativos. Se comprueba la polaridad de los paneles fotovoltaicos mediante el uso de una pinza amperométrica o multímetro. Una vez determinada la correcta polaridad se conectan los paneles entre sí. Seguidamente se presenta el cableado de conexión, de manera ordenada, entre el arreglo de paneles y el inversor, y luego se conecta este con el gabinete de protecciones, previamente armado su conexionado interior, precisamente con el medidor inteligente. Todo el cableado estará preferentemente alojado en la estructura metálica, sujetado a él mediante precintos resistentes a los rayos UV. Los cables de conexión de los paneles fotovoltaicos tienen en sus extremos conectores especiales, así como también el inversor. Asegurarse de utilizar los conectores adecuados y herramientas especiales para tal fin.



Figura 117 Cableado alojado en los perfiles de la estructura metálica y sujetado con precintos resistentes a los rayos UV (fotografía de autoría propia)

Para la conexión de la puesta a tierra, se debe analizar puntos de posible conexión según la disponibilidad del sector de emplazamiento, generalmente se utiliza algún poste de preensamblado, el cual dispone de una conexión por toda su longitud, llegando a tierra. Se conectan a tierra los paneles fotovoltaicos, el inversor y el descargador, en el gabinete de protecciones.

Por último, se realiza la conexión con la línea de preensamblado, a través de morsetos de acometida que cuentan con fusibles.



Figura 118 Conexión con la línea de preensamblado (fotografía de autoría propia)

7.3.1.4. Aspectos operacionales. Prueba del sistema. Limpieza y orden del lugar

Se realiza una prueba de inyección de potencia a la red con pinza amperométrica en la fase o neutro en cualquier punto del sistema, comprobando que la corriente tenga un valor razonable, distinto de cero, dependiendo de la radiación solar en el momento de la prueba.

Se realiza luego la prueba de desconexión anti-isla, que consiste en, con el sistema inyectando potencia a la red, desconectar el equipo (generalmente se abre el interruptor termomagnético) y chequear mediante la escucha de sonido de apertura del relé interno del inversor, que este interrumpa efectivamente su trabajo de conversión. Como medida extra de seguridad, se medirá la tensión de salida del inversor en alterna, debiendo ser nula.

Una vez terminadas todas las pruebas se procede a limpiar la cubierta sobre la que se ha trabajado, así como también ordenar y acomodar todos los instrumentos y herramientas utilizados por los operarios.



Figura 119 Instalaciones fotovoltaicas en 3 cubiertas de viviendas (fotografía de autoría propia)

7.4. Programa de operación y mantenimiento (ANEXO 4)

7.4.1. Operación de los sistemas fotovoltaicos

La operación normal de estos equipos conectados a la red y distribuidos sobre diferentes cubiertas de viviendas de la localidad de Armstrong, se puede determinar con la forma en que entregan la energía generada al sistema eléctrico.

La generación de energía básicamente dependerá de la irradiación solar global incidente sobre los paneles durante el día, la cual cumple teóricamente con la forma del semiciclo positivo de una función senoidal.

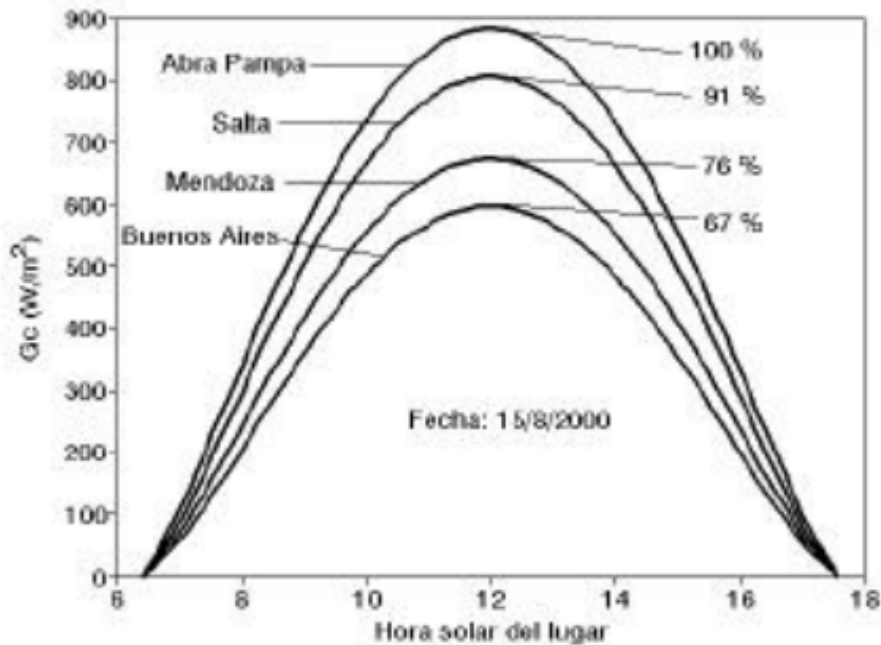


Figura 120 Radiación solar global horizontal de diferentes localizaciones (<http://www.unsa.edu.ar/passamai/passam2.pdf>)

Esta curva se ve modificada en la realidad por factores del ambiente, siendo el más significativo las sombras por nubosidad.

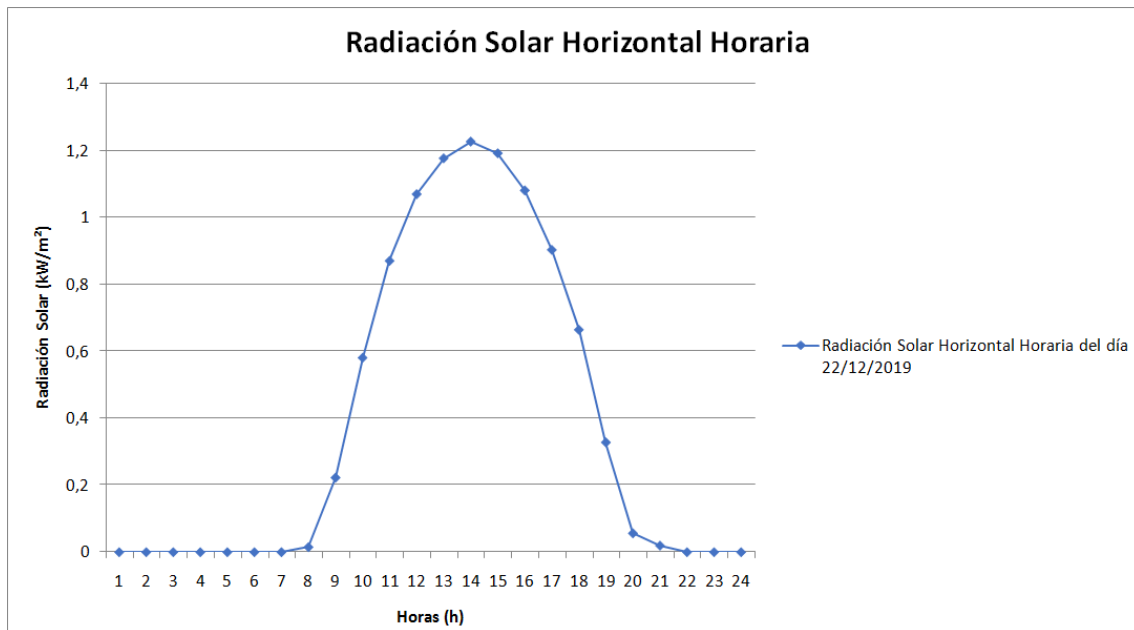


Figura 121 Radiación solar horizontal por hora para el día 22/12/2019 en la ciudad de Armstrong, Santa Fe (elaboración propia)

La curva de producción Potencia – Tiempo de los sistemas fotovoltaicos, es similar a la curva de irradiancia medida en la ciudad ya que la curva de producción tiene dependencia directa con la radiación solar siempre teniendo en cuenta que no generará más energía si supera los niveles de radiación para los cuales los paneles y el inversor han sido fabricados.

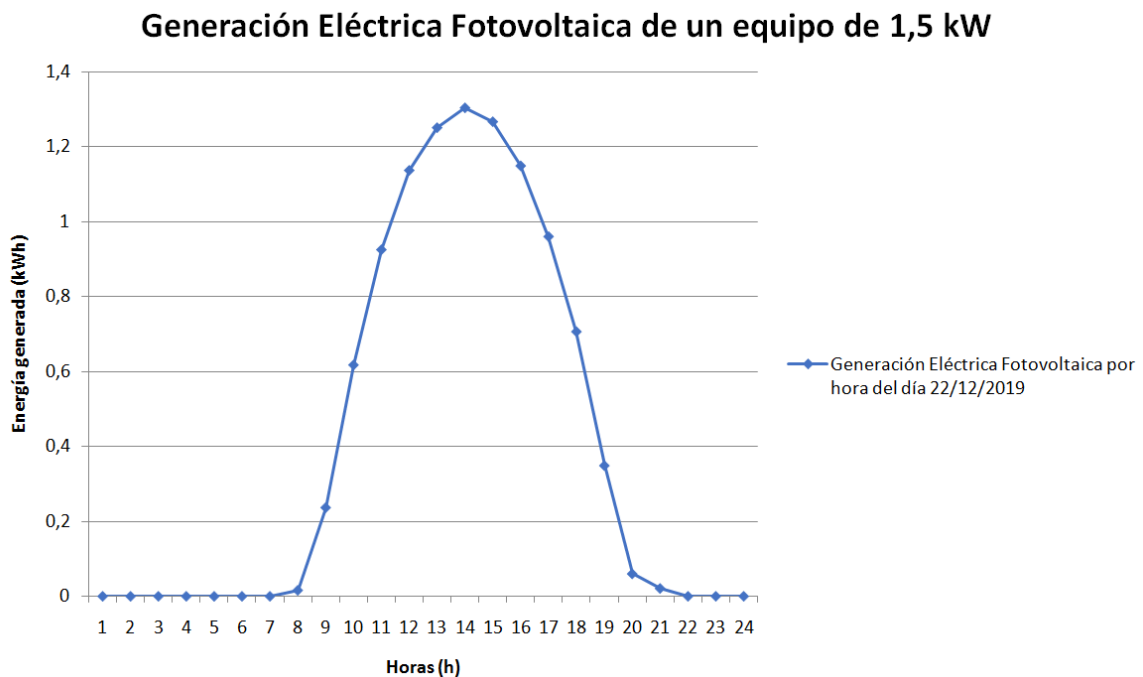


Figura 122 Generación de energía eléctrica de un equipo de 1,5 kW el día 22/12/2019 en la ciudad de Armstrong, Santa Fe (elaboración propia)

En base a la cantidad de sistemas instalados y su producción real se puede visualizar mediante el sistema de monitoreo, los datos de la cantidad de energía aportada por estos sistemas a la red durante el transcurso de un tiempo determinado, lo cual sirve no solamente para reducir la compra de energía eléctrica al mercado mayorista sino para planificar a futuro la integración de más equipos fotovoltaicos.

La operación y producción de todos estos sistemas colocados se enfoca en conseguir la máxima transferencia de potencia a la red ya que su producción no puede ser restringida o almacenada. La operación de los sistemas es automática y enfocada a generar la mayor cantidad de energía posible durante el día. La Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong tendrá acceso a la información almacenada tanto del medidor inteligente como del inversor. El control de los sistemas se realizará con el mantenimiento preventivo, el cual contiene acciones de chequeo de datos de producción en el servidor mediante páginas web a través de dispositivos electrónicos como computadoras, celulares y tablets.

Se prevé el desarrollo de un software que compare la generación de todas las instalaciones que de alarma cuando alguno esté generando muy por debajo de la media de los demás.

7.4.2. Mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos

El objeto del programa de mantenimiento es establecer una serie de actuaciones indicadas para garantizar la mayor productividad posible de las instalaciones solares fotovoltaicas, de forma que se minimicen los tiempos de parada por avería o mal funcionamiento de las mismas y costes asociados a dichas fallas.

Si bien los sistemas a instalar, en la primera etapa, responden a un único diseño del sistema instalado y prototipo de estructura, las distintas condiciones ambientales y de entorno de cada cubierta, así como también la variabilidad del diseño de las edificaciones, hace que no sea posible diseñar un plan que se ajuste, de manera precisa, a todos los proyectos. Es por esto que, dentro del programa de mantenimiento, aparecen recomendaciones generales y una serie de acciones a seguir, determinando tiempos y organizado por sectores de la ciudad.

El mantenimiento de los equipos es de carácter preventivo y correctivo. Estos sistemas tienen muy poca posibilidad de avería, especialmente si la instalación se ha realizado correctamente y si se realiza el mantenimiento preventivo.

Los operarios que realizarán el mantenimiento tendrán acceso al legajo particular de cada instalación, el cual les permitirá tener a disposición toda la documentación técnica necesaria para tener completo conocimiento de la misma. Se encontrarán los protocolos de mantenimiento a seguir. Además, contendrá un registro de visita, a completar por los operarios de mantenimiento, con detalle del estado de los componentes revisados y de las operaciones llevadas a cabo, así como también, los procedimientos de prueba de funcionamiento, después de una reparación o intervención. El estado de la instalación se documentará y los posibles daños serán fotografiados. Resulta importante registrar los resultados de la inspección para que cualquier cambio que ocurra durante las pruebas posteriores pueda ser identificado.

Legajo de la instalación fotovoltaica:

- Lista de información del propietario, socio de la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong.
- Protocolo de selección de cubiertas aptas completo, con registros fotográficos.
- Copia del comodato.
- Descripción y documentación del sistema con planos, especificaciones y consideraciones especiales.
- Listado de todos los equipos con marca, modelo y números de serie.
- Copias de los manuales de los equipos donde se señalan las descripciones de indicadores operacionales, medidores y mensajes de error, guía con problemas comunes e instrucciones para acercarse a la solución de cada problema.
- Programa de seguridad.
- Lista de acciones de mantenimiento preventivo (inspecciones) que deben realizarse, con frecuencia y recursos humanos y físicos estimados para cada una de ellas.

- Planillas de inspección según frecuencia de visita con check list de posibles defectos o anomalías en los elementos del sistema.
- Lista de acciones de mantenimiento correctivo que deben realizarse según el elemento que presente la falla.
- Registro de visita con detalle técnico de todas las operaciones de mantenimiento correctivo llevadas a cabo.
- Procedimientos para las pruebas después de una intervención o reparación.

7.4.2.1. Mantenimiento preventivo

Se busca evitar o mitigar las consecuencias de fallas de los equipos y del sistema y así aumentar su disponibilidad, limitar los costos y aumentar la vida útil de las instalaciones fotovoltaicas. El protocolo de mantenimiento preventivo está diseñado teniendo en cuenta el sistema, su tamaño, su diseño y su entorno. Las condiciones ambientales que afectan al mantenimiento incluyen: humedad, temperatura, población de aves, altos niveles de vientos, posibles emisiones de polvo, etc.

Los operarios contarán con un listado de acciones de mantenimiento preventivo según la frecuencia de visita a la instalación. En ella se indicarán las inspecciones, comprobaciones y otras acciones a realizar y además, contarán con una planilla de inspección que permitirá tomar datos rápidos de defectos u anomalías en los elementos de la instalación.

El monitoreo del sistema a través de los parámetros de generación que se reciben como datos almacenados en el servidor, mediante la comunicación entre equipos como el inversor y medidor inteligente, y cualquier dispositivo electrónico que disponga la institución con acceso a internet. Además, la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong tiene la posibilidad de contar con una estación meteorológica de la cual obtiene los parámetros meteorológicos y de medio ambiente bajo los cuales operan los equipos en la ciudad. El sistema de monitoreo recoge los datos registrados con el objetivo de mantener informada a la Cooperativa de las eventualidades que afectan a la operación normal de los sistemas instalados. Como se mencionó anteriormente, se prevé el desarrollo de un software que pueda comparar la producción de todas

las instalaciones sobre las cubiertas y de aviso si alguna de ellas está generando por debajo de la media de las demás.

El mantenimiento preventivo permite evitar futuros fallos en equipos, aumentar su disponibilidad y vida útil, así como la de los materiales y elemento eléctricos. El costo de este mantenimiento es bajo comparado con los costos de mantenimiento correctivo. Es importante planificar la frecuencia y las condiciones para realizar las acciones de mantenimiento, esto ayuda a planificar previamente para no correr riesgo de falta de repuestos, herramientas y recursos.

En cuanto a las tareas de mantenimiento preventivo, se detallan aquí posibles problemas, defectos y/o anomalías que pudieran presentar los equipos y otros elementos de la instalación, junto a las acciones a realizar para chequear el correcto funcionamiento del sistema.

Paneles fotovoltaicos:

- Limpieza:

La acumulación de polvo en los módulos fotovoltaicos reduce e incluso podría anular la producción de energía de sus células, al igual que objetos como hojas, polen, papeles, excremento de animales, ramas de árboles o polución urbana. La limpieza de los paneles se realizará semestralmente o bien luego de grandes tormentas u otros fenómenos meteorológicos. Si se trata de lluvias fuertes de caída de mucha agua, se podrá considerar como método de limpieza. Además, será necesario realizar limpieza de los paneles cuando el propietario de la cubierta donde están instalados los equipos visualice suciedades sobre los mismos y de aviso a la institución. La limpieza se realizará con agua (sin abrasivos ni instrumentos metálicos que pudieran dañar la superficie). Preferiblemente se elegirá las primeras horas de la mañana o las últimas de la tarde, a fin de evitar el sol directo (sobre todo el verano), para que no se produzcan cambios bruscos de temperatura en el panel.



Figura 123 Limpieza de paneles fotovoltaicos (<https://soltecvillena.com/servicios/>)

- Inspección visual de posibles degradaciones:

Se realizará un control de las células fotovoltaicas y de los elementos de unión y eléctricos que pudieran encontrarse en mal estado, normalmente debido a la entrada de humedad, con roturas y/o oxidaciones, chequear soldaduras y circuitos.

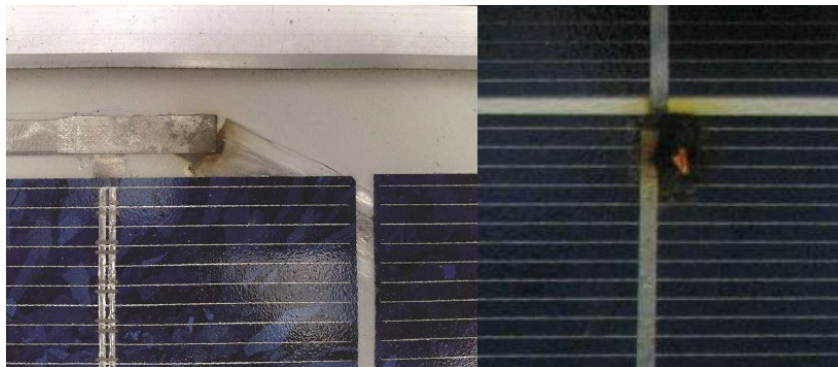


Figura 124 Interconexión dañada en un string de células (izq) (PI Berlin). Interrupción de la conexión antes de la entrada de la caja de diodos (der.) (DGS Berlin e.V.)

Comprobar que el cristal de protección y marco de cada módulo se encuentre en correctas condiciones (ausencia de deformaciones, materiales extraños, grietas y/o roturas).



Figura 125 Rotura de módulo FV por impacto mecánico (Berlin AG)

Se deberá revisar si se ha producido algún cambio de color o burbujas en el encapsulante. Además del proceso de degradación del encapsulante, puede producirse un proceso de delaminación.

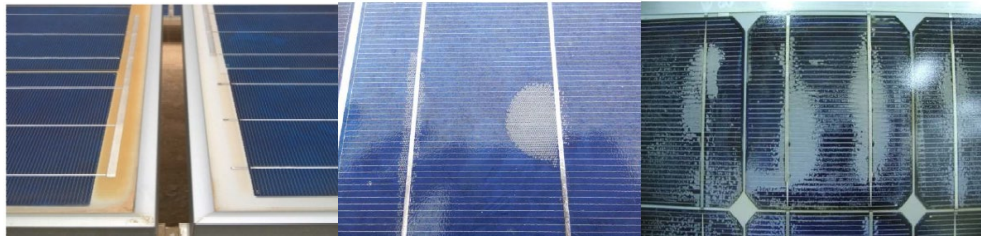


Figura 126 Cambio de color del encapsulante (izq.) y proceso de delaminación (der.) (Berlin AG)

Chequear si se han producido deformaciones en cada caja de conexión de los paneles debido a posible sobrecalentamiento de los diodos de paso.

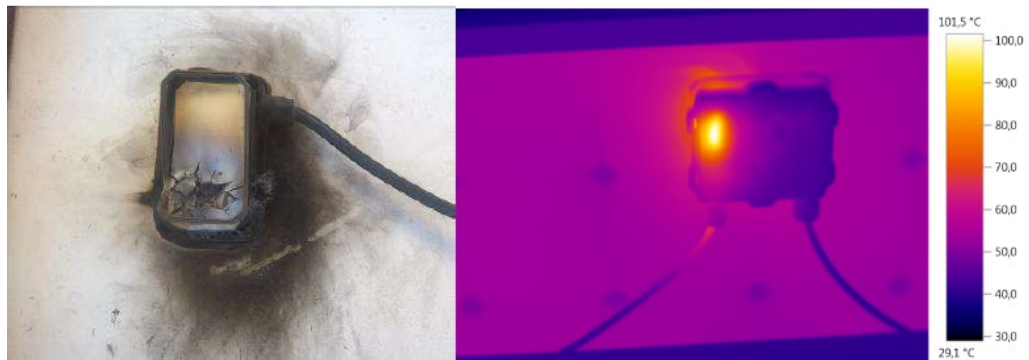


Figura 127 Caja de conexión quemada por conexión interna defectuosa (PI Berlin AG)

- Comprobación del correcto funcionamiento de las conexiones:

Comprobar aprietes, y estado y adherencia de terminales de los cables de conexión entre paneles y de los cables hacia los terminales de los paneles.



Figura 128 Conectores quemados por mala conexión (izq.) (DGS Berlin e.V.). Conector no debidamente cerrado (der.) (PI Berlin AG)

Es necesario comprobar también la estanqueidad de la caja de conexiones. Comprobar el estado de los diodos de paso. Comprobar visualmente el estado del aislamiento de los cables, que puede verse afectado al estar expuesto a la intemperie por roedores, degradación por rayos UV o cuarteamiento. Es posible detectar conexiones defectuosas a través de un análisis termográfico.

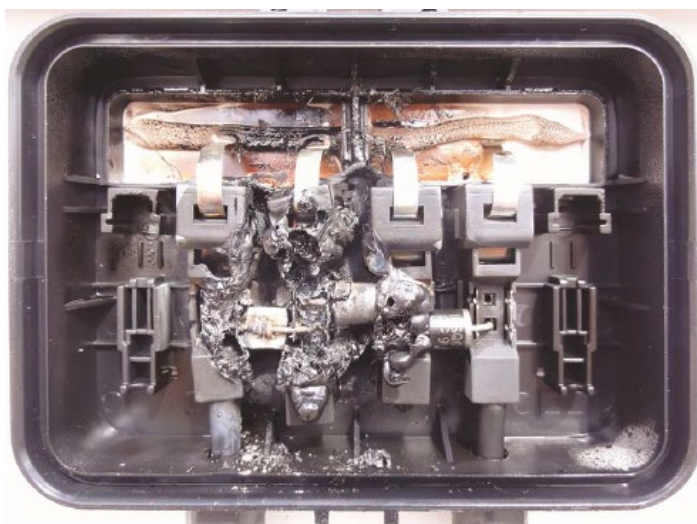


Figura 129 Caja de conexión con diodos de by pass destruidos por sobretensión (DGS Berlin e.V.)

- Comprobación del correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico:
Para comprobar el correcto funcionamiento de los paneles se debe realizar una prueba de voltaje a circuito abierto y comparar los valores con los del fabricante, prestando especial atención a la radiación solar incidente y temperatura ambiente, ya que los valores están dados para condiciones particulares. A medida que aumenta la temperatura por encima de los 25°C, el voltaje caerá a medida que los paneles comiencen a subir su temperatura.
- Control de temperatura del panel:
Se controlará, mediante una cámara termográfica, que ningún punto del panel esté fuera del rango de temperaturas admitidos por el fabricante, sobre todo en los meses de verano. Chequear si existen puntos calientes (hot spots), altas diferencias de temperatura entre celdas, producidas cuando una de ellas está, por ejemplo, sombreada y actúa como consumidor (disipando calor), alcanzando altas temperaturas.

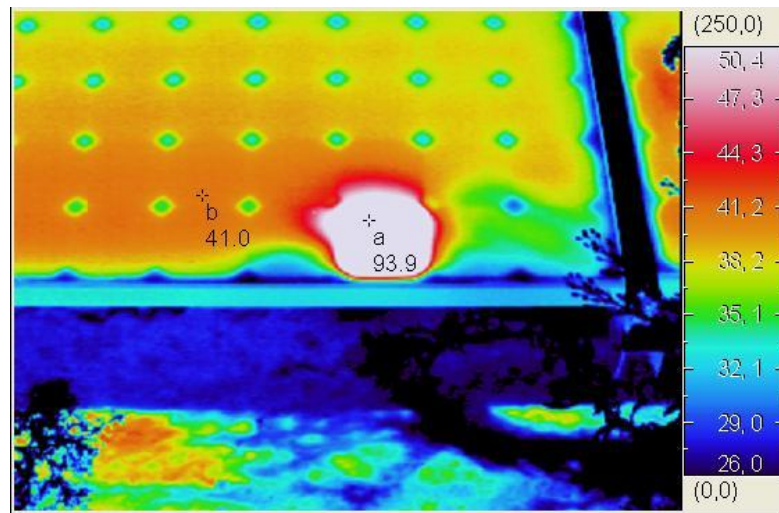


Figura 130 Punto caliente determinado gracias a termografía de un panel fotovoltaico (<https://www.greenenergy-latinamerica.com/mantenimiento-los-sistemas-fotovoltaicos/>)

Estructura soporte:

- Comprobación del estado de la estructura:

Será necesario revisar los elementos metálicos, ya que podrían aparecer deformaciones, roturas y/o oxidaciones por deterioro del revestimiento. También, se deberá comprobar el estado de fijación de los perfiles entre sí, de la estructura metálica, así como de ésta con las bases de H°A°. Se controlará que la tornillería se encuentre correctamente apretada. Revisar las uniones entre la estructura y los módulos y si éstos se encuentran bajo tensión mecánica por movimientos de la estructura o la cubierta. Comprobar que las estructuras estén posicionadas correctamente y no se hayan producido desplazamientos.

Cubierta y espacio circundante:

- Estado de la superficie de la cubierta:

Se comprobará la estanqueidad de la cubierta, chequeando la superficie donde las bases se apoyan sobre ella por la posible aparición de fisuras o grietas y/o pérdida de la capa impermeable de protección.

- Comprobación de ausencia de sombras:

Chequear la posible aparición de nuevos elementos como árboles, construcciones, etc. que puedan estar causando sombras importantes a los equipos.



Figura 131 Módulos fotovoltaicos con sombras como consecuencia de lucernarios, pararrayos y líneas eléctricas (PI Berlín AG)

Gabinete:

- Comprobar el estado del gabinete:
Verificar estanqueidad, que se encuentra en correcto estado y no presenta suciedades, daños y/o síntomas de deterioro debido a agentes externos. Chequear su correcto anclaje a la estructura soporte, asegurándose de que la tornillería esté bien apretada.
- Inspección de las protecciones:
Revisar disyuntor mediante la medición de tiempo y respuesta. Controlar la firmeza del apriete de todas las conexiones a las protecciones. Comprobar si el aislamiento a los bornes presenta descoloración o alteraciones de otro tipo. Además, comprobar la continuidad de la puesta a tierra, en múltiples puntos de conexión. Comprobar el descargador de sobretensión, el campo visual debe estar en verde, luego chequear fusible.
- Inspeccionar medidor inteligente:
Comprobar que no haya averías por sobretensiones, ingreso de agua, falta de ventilación y/o temperaturas excesivas. Revisar registro de alarmas. Chequear led de funcionamiento encendidos de manera intermitente. Asegurar todos los tornillos en los bornes de entrada y salida de los cables.

- Control de temperatura de las conexiones:

Se controlará, con cámara termográfica, la temperatura de las conexiones y en caso de que alguna conexión aparentemente correcta, presente asimetría térmica entre fase y neutro, se descartará posible mal contacto de terminales.

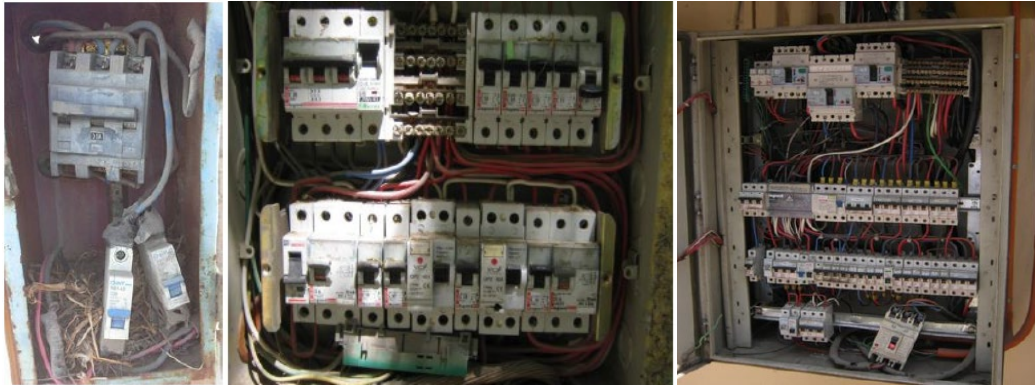


Figura 132 Ejemplos de tableros en mal estado

Inversor:

- Comprobación de buen funcionamiento:

Se controlará el funcionamiento de los indicadores. Se realizará una lectura de los datos archivados y memoria de fallos. Revisar luz led verde encendida (potencia $\geq 90\%$) o pulsante (potencia $< 90\%$) de buen funcionamiento, o rojo de error o falla, como una descarga a tierra. Revisar datos albergados en el servidor de SMA a través de página web.

- Limpieza:

Realizar la limpieza del inversor de polvo, suciedad, humedad. Limpiar disipador de calor.

- Estado de la conexión:

Comprobar si el aislamiento de los bornes presenta descoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión dañados. Comprobar temperatura de conexiones mediante cámara termográfica.

- Control de temperatura:

Asegurar que la temperatura del equipo es la adecuada para evitar posibles daños en los circuitos electrónicos.

Sistema completo:

- Supervisión visual de los parámetros de producción:

Monitorear la instalación y chequear que haya logrado su potencia máxima en alguna oportunidad en los meses de mayor radiación solar, dentro del período de 1 año.

7.4.2.2. Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo se realiza después de haber ocurrido un fallo o problema, con el objetivo de restablecer la operatividad del mismo, y corresponde a todas las operaciones de reparación y/o sustitución de partes necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil. El proceso de mantenimiento correctivo se inicia con una avería, no son programadas. Se realiza un diagnóstico para determinar la causa del fallo, a fin de tomar medidas adecuadas y evitar que se vuelva a producir. Aunque el objetivo del mantenimiento preventivo es reducir la necesidad de reparaciones inesperadas es importante conocer los procedimientos de éste, para poder hacer frente a situaciones que requieran acciones inmediatas, de tal manera que se reduzcan los costos asociados al tiempo de inactividad no planificado del sistema o la reducción en la generación.

Se realizará una visita a la instalación en los siguientes plazos:

- 48 horas, si la instalación no funciona.
- 1 semana, si el fallo no afecta el funcionamiento.
- Cada vez que el propietario de la edificación donde está instalado el equipo lo requiera.

Los operadores encargados del mantenimiento visitarán la edificación donde está instalado el sistema FV y realizarán un relevamiento de los equipos con el fin de encontrar la falla, luego se realizará un análisis de los trabajos y repuestos necesarios para la reparación del componente afectado. Contarán con un listado de acciones a realizar en caso de mal funcionamiento del sistema. Se indicarán las inspecciones, comprobaciones y otras acciones a realizar hasta encontrar el problema y, además, contarán con una planilla de trabajos de reparación y/o

sustitución para tener un registro de las acciones de mantenimiento correctivo realizadas en la instalación.

Las averías se reparan en el lugar de ubicación del equipo, si esto no es posible, deberá trasladarse el componente en cuestión a la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong. La institución se hará cargo del traslado.

En todos los casos, antes de comenzar con las tareas de mantenimiento correctivo se procederá a la interrupción de la corriente eléctrica procediendo a la apertura del interruptor electromagnético y disyuntor, siendo cuidadosos de la existencia de tensión en continua.

Una vez terminadas las reparaciones y/o sustituciones, se deberá medir el voltaje a circuito abierto con un multímetro del string, verificando que se encuentre dentro de los valores correctos de la instalación y teniendo en cuenta las condiciones climáticas como radiación solar incidente y la temperatura ambiente. Luego proceder a encender las protecciones. Una vez que el sistema esté en funcionamiento chequear la corriente de salida en alterna con una pinza amperométrica, o chequear la potencia entregada desde el medidor inteligente.

7.5. Normativa de medidas de seguridad preventivas

7.5.1. Normas de seguridad en instalaciones eléctricas

Los operarios de la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong trabajarán siguiendo un “programa de seguridad” confeccionado según las normas de seguridad, para prevenir peligros potenciales de la electricidad, que se encuentran en los siguientes documentos:

- Reglamentación de la Superintendencia de Riesgos del Trabajo. Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social. Presidencia de la Nación Argentina.
 - Ley N°19.587/72 Higiene y Seguridad en el Trabajo.
 - Ley N°24.557/95 Riesgos en el trabajo. Ley N°27.348. Complementaria de la Ley sobre Riesgos del Trabajo.

- Decreto N°351/1979. Reglamentación de la Ley N°19.587/72 Higiene y Seguridad en el Trabajo. Anexo I. Capítulo XIV. Instalaciones eléctricas.
- Resolución 592/2004 (Complementa Ley N° 24.065/92 Energía Eléctrica y Ley N°24.557/95 Ley de Riesgos del Trabajo). Ejecución de Trabajos con Tensión en Instalaciones Eléctricas Mayores a Un Kilovoltio.
- Reglamentación elaborada junto a UOCRA. Unión Obrera de la Construcción de la República Argentina. Decreto 911/96 Reglamento de Higiene y Seguridad para la Industria de la Construcción. Actualiza la reglamentación de Ley N°19.587 Higiene y Seguridad y Ley N°24.557 Riesgos en el trabajo.
- Reglamentación elaborada junto a UOCRA. Unión Obrera de la Construcción de la República Argentina. Resolución 51/97. Establécese un mecanismo para la adopción de medidas de seguridad preventivas, correctivas y de control en las obras de construcción. Programa de seguridad.
- Reglamentación elaborada por AEA Asociación Electrotécnica Argentina. Resolución 3068/14 SRT: Reglamento para la ejecución de Trabajos con Tensión en Instalaciones Eléctricas con tensión menor o igual a un kilovoltio (1kV).
 - Manual de buenas prácticas en la industria eléctrica.
 - Reglamentación de la AEA. Asociación Electrotécnica Argentina.
 - AEA 90364. Reglamentación para la ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles.

7.5.2. Normas de seguridad en instalaciones fotovoltaicas.

Las normas de seguridad en instalaciones eléctricas son llevadas a cabo por la totalidad de los operarios de la institución, en todos los trabajos que realizan día a día. La reglamentación a continuación será tenida en cuenta como complemento de las anteriores, formando parte del “Programa de Seguridad”, y de carácter obligatorio cuando los trabajos sean realizados en las instalaciones fotovoltaicas del Proyecto.

- Reglamentación de la AEA. Asociación Electrotécnica Argentina.

- AEA 90364 Parte 7 Sección 712. Lugares y locales especiales. Sistemas de suministro de Energía mediante Paneles Solares Fotovoltaicos.
- AEA 92559. Redes eléctricas inteligentes. Parte 3: Sistemas de generación de energía mediante fuentes renovables, conectados a la red de distribución de baja tensión.

7.6. **Efectos ambientales e incidencia social y económica de la tecnología adoptada**

7.6.1. *Efectos ambientales*

La fuerza más importante que impulsa el uso masivo de la tecnología fotovoltaica es de carácter ecológico o medio ambiental. Los sistemas fotovoltaicos producen energía eléctrica, que es una de las formas más valiosas y versátiles de la energía y lo hacen sin emisiones contaminantes de ningún tipo y, en particular, sin emisiones de gases que contribuyen al efecto invernadero.

Por supuesto, ninguna tecnología de generación de energía es completamente benigna con respecto al medio ambiente. En el caso de la tecnología fotovoltaica, las fases de mayor impacto ambiental ocurren durante la fabricación y deposición de los módulos y los equipos asociados al sistema. Los procesos industriales utilizados para la fabricación de los módulos fotovoltaicos son similares a aquellos utilizados para producir cualquier otro dispositivo semiconductor y los impactos medio ambientales pueden ser controlados por la adopción de prácticas industriales adecuadas.

Los efectos de la generación de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos sobre los principales factores ambientales son:

- Aire:
 - En su fabricación, se utilizan materiales varios como aluminio, vidrio y acero, los cuales por su extracción, producción y transporte suponen un mayor impacto ambiental. Su producción genera un gasto energético que produce CO₂, entre otros gases. Esto se debe a que la energía utilizada en su fabricación tiene su origen en la mezcla de fuentes energéticas convencionales. El tiempo de recuperación energética, es decir, el período de tiempo que se

necesita para que el sistema genere la misma cantidad de energía que se utilizó para su fabricación, depende de varios factores, pero está demostrado que puede reducirse a unos pocos meses, en condiciones climáticas favorables. En las peores condiciones, el tiempo de recuperación energética no supera los 2,5 años y así, para el resto de la vida del sistema, del orden de los 30 años, la energía eléctrica producida puede decirse que está libre de emisiones de CO₂.

- En su funcionamiento, no generan ningún tipo de combustión por lo que no se produce emisiones de CO₂. Además, no produce contaminación sonora, ya que son absolutamente silenciosos.

- Suelo:

- Su fabricación, se realiza con silicio, elemento extraído de la arena, muy abundante en la naturaleza y del que no se requieren cantidades significativas. No se producen grandes alteraciones en las características estructurales de los suelos.
- En su montaje e instalación, y sobre todo en este caso, no se utilizará ningún terreno natural, siendo todos colocados sobre cubiertas. Aun así, en el caso de instalaciones sobre terrenos, los trabajos de movimiento de suelo y nivelación, cimentación y montaje de estructuras son de bajo impacto sobre la estructura de los suelos.

- Agua:

- En su funcionamiento, no produce alteración de aguas subterráneas y superficiales, ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.

- Flora y fauna:

- En su funcionamiento, la repercusión sobre la vegetación es nula en este caso, ya que estarán colocados sobre cubiertas de edificaciones, pero, aun así, los territorios que se suelen seleccionar para la creación de parques fotovoltaicos carecen de frondosa vegetación y son más bien, territorios libres. No existen impactos en la fauna local.

- Paisaje:

- La instalación de estos sistemas se integra a la edificación, en algunos casos podrán visualizarse junto a la fachada. Los paneles son elementos fáciles de integrar y armonizar. Es un sistema que no necesita de nuevos postes y la conexión a la red puede integrarse visualmente con el sistema de conexión existente de la edificación, alterando muy poco el paisaje.

7.6.2. Incidencia social

Para obtener éxito en la implementación de este proyecto, y cualquier otro, relacionado con las energías renovables, es necesario ejecutar acciones duraderas en el tiempo, y para que esto ocurra la comunidad debe apropiarse del mismo. El objetivo es desarrollar una relación sinérgica entre la sociedad local y el proyecto, de manera de generar condiciones de aceptación y participación social en las decisiones energéticas locales. A partir de la educación, concientización, capacitación y participación ciudadana, la posibilidad de que este proyecto forme parte de la identidad de la ciudad se vuelve una realidad, haciendo que se asegure conciencia e involucramiento para su desarrollo y sostenibilidad.

Las políticas públicas son un instrumento clave a la hora de fortalecer el círculo virtuoso entre sociedad-academia-industria, interactuando y formulando entre los actores el uso de energías renovables. La posibilidad de llevar adelante un proyecto como este radica en, primero el aporte de fondos de la Nación y de instituciones integrantes del consorcio, así como también aportes de recursos humanos, técnicos, tecnológicos y materiales; segundo la capacidad de la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong de contar con los recursos necesarios; y tercero el involucramiento de la ciudadanía.

El trabajo colaborativo con el sector académico, integrantes del consorcio como la UTN e INTI, sirvió para comprender la importancia que posee la experiencia de un desarrollo en conjunto y la cooperación entre sectores, y cómo el aprendizaje de la experiencia sirve de plataforma para nuevos desarrollos a partir del trabajo coordinado con investigadores.

Desde el comienzo del proyecto se trabajó de manera participativa, siendo el compromiso social uno de los aspectos más fuertes del desarrollo sustentable.

Mediante reuniones, bajo el nombre de “Usina de ideas”, donde se invitaba a toda la población, se buscó generar un espacio de diálogo y discusión acerca de la implementación de energías renovables en la ciudad. Se brindó la oportunidad de participar en los procesos de toma de decisiones relacionados con el proyecto, proponer ideas y compartir visiones, se despejaron dudas y se invitó a inscribirse para participar como voluntario para “prestar” del espacio sobre las cubiertas de sus viviendas, para la instalación de los equipos fotovoltaicos. Participaron profesionales de diferentes disciplinas, comerciantes, empresarios, productores, funcionarios, educadores, estudiantes del nivel secundario, representantes de organizaciones sociales y vecinos interesados en la temática. Más de 70 vecinos y 6 instituciones ofrecieron su techo para participar y ser parte del proyecto en una primera instancia. Esta fue una condición indispensable para el surgimiento de “prosumidores” como actores activos en el desarrollo de un nuevo paradigma energético.

Además, el proyecto se comunicó, a través de diferentes medios de comunicación, para que toda la población tenga conocimiento de las acciones que se llevarían a cabo. El impacto perceptual es importante en la comunidad, tanto por la modificación del paisaje urbano, como por el desconocimiento y la resistencia al cambio.

Dichas reuniones tuvieron un balance muy positivo, y a partir de esos voluntarios se comenzó con el relevamiento para determinar si las cubiertas de sus viviendas cubrían las condiciones necesarias para convertirse en socio – usuario generador de energía renovable mediante paneles fotovoltaicos. El acceso a la información pública, transparente y fiable es un derecho de todas las personas, así como también la posibilidad de participación ciudadana. La difusión e información no solamente sobre este proyecto, sino también sobre energías renovables es sumamente importante para su potencial aprovechamiento. La posibilidad de que se despierte interés en la población y esta pueda acceder a tecnologías de generación de energía limpia es una opción que mejoraría la calidad de vida de las personas.

El proyecto PRIER es visitado, no solamente por técnicos, profesionales y empresas de todo el país; si no también por alumnos de escuelas primarias y

secundarias de la zona, así como también, alumnos de universidades de otras localidades de carreras relacionadas con las energías renovables y la eficiencia energética. La educación de las futuras generaciones debe contemplar estos temas, para transformar a largo plazo las pautas de consumo y producción conscientes y respetuosas del ambiente, generando en los ciudadanos valores, comportamientos y actitudes sustentables, motivados por el logro de mejorar la calidad de vida. La continuidad y crecimiento del proyecto permitirá ampliar la oferta formativa educativa de la zona en temas relacionados con las energías renovables, que permitan contar con profesionales capacitados en el área.

Otro de los impactos sociales positivos que dicha iniciativa ha impulsado es la incorporación de criterios de sustentabilidad en iniciativas municipales como el plan urbano de la localidad, reglamento de edificación y gestión de residuos.

7.6.3. Incidencia económica

La generación de energía eléctrica renovable permite reducir la compra de energía convencional al mercado mayorista por parte de la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong. Esto le permite a la institución invertir ese ahorro en el crecimiento y expansión del proyecto, sumando más instalaciones de generación eléctrica distribuida con energías renovables. Además, impacta positivamente en la Cooperativa en ventajas como la gestión de la energía de manera autónoma, determinar patrones de consumo para posibilitar su reducción, optimizar la infraestructura de red, ofrecer un mejor servicio al cliente con más ventajas comerciales, gestionar diversas tarifas para la optimización de consumo de energía.

La red inteligente posibilita a la población tener control de sus consumos y optimizarlos, así como también, si fuera el caso de ser prosumidor, monitorear la energía que su instalación está aportando a la red y que le implicará un ahorro de energía eléctrica a pagar a la Cooperativa.

Armstrong presenta una importante cantidad de industrias relacionadas con el agro; el proyecto PRIER, es el puntapié inicial para diversificar la matriz productiva de la ciudad y de las localidades de la zona, generando nuevos puestos de trabajo y actividades, relacionadas al abastecimiento de insumos y equipos asociados a sistemas de generación con energías renovables y redes

inteligentes. Además, el Proyecto establece condiciones favorables para la inclusión de energías renovables a las industrias, al igual que comercios, como prosumidores, como también el establecimiento de conceptos de eficiencia energética y ahorro de energía.

7.6.4. Evaluación del proyecto

El objetivo general que engloba todo el accionar del Proyecto PRIER se basa en el cambio de paradigma de la generación y distribución de energía. Cada área dentro del proyecto aporta significativamente a este mismo objetivo, con la intención de réplica en todo el territorio nacional. Como resultado a largo plazo se espera que las distribuidoras de energía se consoliden como redes de generación distribuida, se incremente la eficiencia en el uso final de la energía, se establezcan nuevas reglamentaciones que propicien el desarrollo de la generación distribuida con energías renovables, se produzca un crecimiento del aporte de “prosumidores” con esquemas virtuosos de comercialización, se multiplique la oferta de productos locales para la generación distribuida y se reduzcan las importaciones energéticas.

El proyecto PRIER, como proyecto de muchas áreas y dinámico continuo, relacionado con su evolución en el tiempo, tuvo la culminación de una “primera etapa” en agosto del año 2017, lográndose la primera planta fotovoltaica de la provincia de Santa Fe con un total de potencia de 200 kVA en el Área Industrial, la instalación de medidores inteligentes en varios sectores de la localidad, la instalación de aerogeneradores en diferentes puntos y la instalación de sistemas fotovoltaicos sobre cubiertas en edificaciones. El contexto económico, energético y social desde principios del año 2017, desvió el accionar de la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong en un esfuerzo por asistir a los usuarios que ya no estaban en condiciones de afrontar el pago de la energía con quita de subsidios, sumado a la crisis económica del país con el aumento de los precios internos y a los inconvenientes externos como el cambio brusco de la cotización del dólar, que afecta directamente la compra de insumos importados.

El área del proyecto que engloba la instalación de sistemas fotovoltaicos sobre las cubiertas de edificaciones distribuidas dentro de la ciudad de Armstrong

culminó, en esta primera etapa, con la colocación, puesta en marcha y monitoreo de 20 instalaciones fotovoltaicas sobre usuarios que voluntariamente cedieron el espacio sobre las cubiertas de sus viviendas.

Entonces, puede decirse que los inconvenientes que han surgido, y que dieron cierre a esta primera etapa sin alcanzar el objetivo total de número de instalaciones sobre cubiertas, no son de interacción (coordinación, confianza, entendimiento entre actores), sino más bien propios del proyecto (presupuestarios, políticos, situación económica). Aun así, la institución planea seguir adelante, con un ritmo de inversión más lento, expandiendo la red inteligente, instalando sistemas fotovoltaicos sobre cubiertas que aporten a la red y ampliando la planta fotovoltaica de suelo. Además, la Cooperativa está abierta a la posibilidad de incorporar otros tipos de equipos de generación de energía eléctrica renovable.

Para evaluar el área del proyecto PRIER relacionado con las instalaciones fotovoltaicas sobre las cubiertas, se les pidió a los socios-usuarios en donde se realizaron las primeras instalaciones que respondieran una encuesta. Esta encuesta (ANEXO 5) se pensó como una herramienta para la obtención de información, fundamentalmente cualitativa, y elementos de juicio que permitieran realizar un análisis y evaluación de lo logrado hasta ahora con el proyecto, y también cuáles son los aspectos que se podrían mejorar.

La encuesta se orientó a indagar las motivaciones que animaron a su participación, los beneficios que considera que la localidad obtiene, cómo fue su experiencia y si recomendaría a otras personas participar, cómo calificaría al proyecto, si ha tenido algún inconveniente en etapas de montaje y mantenimiento, y si está interesado en invertir en equipos de generación de energía eléctrica limpia para convertirse en “prosumidor”.

Se realizó la encuesta con una muestra de 10 socios voluntarios. Los resultados mostraron que la motivación personal de los mismos de participar en el proyecto está relacionada principalmente con “fortalecer los valores colectivos y solidarios de la ciudad”, luego “incorporar hábitos y conductas para la protección y cuidado del medio ambiente” y en muy pocos casos “posicionar a Armstrong como referente de innovación en energías renovables”. Se consultó en qué grado cree

que la incorporación de instalaciones solares fotovoltaicas puede propiciar beneficios como “reducir el volumen de compra al mercado mayorista”, en este caso el 40% cree que, en un muy alto grado, el 20% en un alto grado, así como también en medio grado y bajo. “Poner en marcha proyectos similares y/o complementarios”, también el 40% cree que, en un muy alto grado, otro 40% cree que en medio grado y el 20% restante en alto grado. Los mismos valores que el anterior se registra para el beneficio de “introducir criterios de sustentabilidad y cuidado del medio ambiente a iniciativas municipales”. En cuanto a “incorporar la industria de energías renovables para diversificar la matriz productiva de la ciudad”, el 60% cree que, en un alto grado, siendo un 10% de grado muy alto, al igual que de grado medio. Al igual que el punto anterior, el beneficio de “desarrollar nuevas capacidades locales ampliando la oferta formativa educativa en temas relacionados con las energías renovables”, el 60% cree que en un muy alto grado y el 40% restante en un alto grado, siendo este beneficio el seleccionado con valores más altos por la mayoría de los encuestados, seguido por la diversificación de la matriz de producción industrial.

Respecto a la calificación del proyecto, su experiencia personal; la totalidad de los encuestados manifestó la calificación de muy bueno tanto el proyecto en general como su experiencia, y que recomendaría a otra persona ceder el espacio de la cubierta de su vivienda.

Todos los encuestados manifestaron que la etapa de montaje e instalación de los equipos fue realizada de manera correcta, ordenada y limpia, sin causar inconvenientes, además de no haber tenido ningún tipo de problema mientras los operarios de la Cooperativa realizaron tareas de mantenimiento. Sólo uno de los encuestados expresa tener un problema de humedad, aunque no está seguro que pueda ser por la instalación.

El 40% de los encuestados declara que está pendiente del estado físico de los equipos, otro 40% no tiene contacto nunca con la instalación y el 20% restante de manera esporádica.

El 60% de las personas encuestadas declara que va a invertir en equipos de generación eléctrica renovable para su vivienda, siendo el 40% restante

personas que están interesadas pero que no cuentan con los recursos económicos para realizarlo.

8. CONCLUSIÓN

El presente trabajo de tesis ha sido parte de un proyecto colectivo interinstitucional de desarrollo de una experiencia de campo en una red de generación eléctrica distribuida. Entre sus objetivos se encontraba el desarrollo de capacidades locales para resolver los problemas que se fueron presentando durante el transcurso del proyecto.

A partir de la participación como apoyo a los equipos técnicos se ha logrado aportar a la sistematización para el cálculo de instalaciones fotovoltaicas y diseño de estructura soporte, que permite sentar las bases para nuevas instalaciones y el desarrollo de prototipos mejorados para diferentes tipos de cubiertas a utilizar a futuro.

En este sentido, a partir del trabajo realizado, se cuenta con el antecedente de cálculo para que las nuevas instalaciones puedan ser diseñadas con nuevas configuraciones de conexión de una manera más rápida y sin errores, permitiendo, por ejemplo, la colocación de más equipos para generar más energía en cubiertas de superficies más amplias. Además, a partir del desarrollo constructivo del prototipo utilizado, se tiene registro de las necesidades y problemáticas que surgen en el proceso de diseño, siendo un antecedente a tener en cuenta no sólo para ajustarlo y optimizarlo a futuro, sino también para su adaptación y/o creación de nuevos, que respondan a diferentes tipos de cubiertas, o superficies como fachadas, teniendo en cuenta otras tipologías de edificaciones que existen en la ciudad de Armstrong y otras ciudades.

La propuesta de metodología para la selección de cubiertas aptas y diseño de pautas de acuerdo con los propietarios, se ha consolidado como protocolo adecuado para contar con toda la información del lugar de emplazamiento que sirva para la toma de decisión respecto a la instalación de los equipos, seguido de la celebración de acuerdo con el propietario, cediendo en comodato el espacio de la cubierta de su edificación; documento que establece permisos, prohibiciones y obligaciones de ambas partes y que resguarda la propiedad del bien que ha sido prestado de forma gratuita. Se considera que los alcances logrados en este aspecto son originales y apropiados para las características sociotécnicas de la comunidad local y los objetivos del proyecto.

La formulación de protocolos de montaje y mantenimiento; forman la base técnica de documentos que han permitido a la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong organizar el personal, materiales y trabajos a realizar, reducir tiempo de armado y puesta en marcha, reducir costos de insumos y materiales tanto en el montaje como en el mantenimiento, contar con toda la documentación de cada una de las instalaciones de manera detallada.

Como se ha mencionado, el proyecto PRIER, aporta información, formas de trabajo e implementación, metodologías y soluciones que tienen que ver con la generación de energía renovable mediante variadas tecnologías, favoreciendo las políticas, acciones y proyectos relacionados en el país, con una clara intención de que el mismo se replique en diversos ámbitos y escalas. En este sentido, el presente trabajo sumado a la totalidad del proyecto ha desarrollado herramientas que facilitarán la eliminación de barreras que existen actualmente al desarrollo local, regional y a nivel país de estas alternativas energéticas. Entre ellas, el abordaje técnico, legal y económico que puedan ser transferidos a otras distribuidoras, metodologías de abordaje social para el desarrollo de proyectos energéticos locales que permita obtener beneficios de inclusión social, cuidado ambiental y acceso a la energía de forma equitativa; proveedores nacionales para los requerimientos de estos desarrollos, impulsando la industria nacional y articulándola con el sector científico - tecnológico, y personal e instituciones capacitadas para multiplicar la experiencia mediante la consolidación de un sistema de educación formal que incluya estos temas en todos sus niveles; también el desarrollo de políticas de estado nacionales, provinciales y municipales que permitan impulsar la generación de energía mediante renovables de manera articulada, tanto a corto como a largo plazo, en un plan integral y federal que sea transversal a los cambios de gestión, permitiendo diversificar la matriz energética. Este abordaje de todos los aspectos involucrados, es la intervención integral que se necesita a fin de modificar el paradigma energético de Argentina, cada vez más dependiente de combustibles fósiles e importaciones, esquema que no es sostenible en el tiempo.

Entonces, el cambio del sistema energético necesitará de espacios de desarrollo de fuentes de energía renovables que permitan modificaciones estructurales

desde el ámbito urbano, poniendo como protagonistas a las ciudades que son, en el contexto actual, sólo consumidoras de energía. Este proyecto, sobre todo en el área abordada en la presente tesis, pone a la ciudad de Armstrong como productora de energía, involucrando a la comunidad en la toma de decisiones y en el accionar; y es el puntapié inicial para no sólo continuar y expandir esta experiencia, sino también para introducir otras que la acompañen, en materia de políticas locales energéticas, urbanísticas, económicas y sociales a medida que la trama urbana se complejice.

Se considera que los objetivos planteados en el presente proyecto se han cumplido satisfactoriamente.

9. BIBLIOGRAFÍA

- Soto Olea, G. (Junio de 2015). Programa Techos Solares Públicos. Ministerio de Energía. División Energías Renovables. Gobierno de Chile.
- Wallace C. y Otros. (2019). *Guía del Recurso Solar*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Secretaría de Gobierno de Energía.
- Agencia de Protección Ambiental. Gobierno de la ciudad de Buenos Aires. (2014). Seminario de intervenciones urbanas con energía solar fotovoltaica. *Manual*.
- Aldar S. A. (s.f.). Obtenido de Aldar: <http://www.aldar.com.ar/>
- Almanarza, Daniel y Otros. (Septiembre de 2016). Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos. Programa Techos Solares. Santiago, Chile: Ministerio de Energía. Gobierno de Chile.
- Amado M. y Poggi F. (2014). Solar energy integration in urban planning: GUUD model. Portugal: Elsevier Ltd.
- Amado M. y Poggi F. (2014). Solar urban planning: a parametric approach. Portugal: Elsevier Ltd.
- Asociación Electrotécnica Argentina. (s.f.). AEA 90364. "Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles".
- Asociación Electrotécnica Argentina. (s.f.). AEA 92559 "Redes eléctricas inteligentes".
- Astorga, A. &. (2009). *Patología en las edificaciones*. Venezuela: CIGIR.
- Azqueta, P. (2006). Conceptos de geometría solar. Rosario.
- Azqueta, P. (2014). Acción patológica del agua en la construcción. La humedad como lesión. Causas, efectos, medidas preventivas y soluciones. Rosario.
- Barral, J. (2014). Energía Solar Térmica. Radiación Solar. Rosario.

- Bertinat, P. (s.f.). Ciudades y Energía, una relación compleja. *Voces en el fenix*, 30-37.
- Bertinat, P. (s.f.). Proyecto: Generación Distribuida con Energías Renovables. Aportes tecnológicos, sociales, ambientales y económicos de su aplicación en la Red inteligente de Armstrong.
- Broto C. y Mostaedi A. (2006). *Enciclopedia Broto. Patologías de la construcción*. Barcelona, España.: LINKS.
- Buitrago, H. y Schmidt J. (2015). Energía Solar Fotovoltaica. Conversión eléctrica de la radiación solar.
- Buitrago, R. (2012). Curso Energía Solar Fotovoltaica. Rosario.
- Buitrago, R. (2015). Radiación y Variables Climáticas.
- CAMMESA. (2019). *Informe Anual 2018*.
- CAMMESA. (2019). *Principales Variables MEM. Resultados Anual 2018*.
- CAMMESA. (2020). *Informe Anual 2019*.
- De Juana, J. M. (2019). *Energías Renovables para el desarrollo*. Madrid, España.: Paraninfo.
- Decreto N°351 "Reglamentación Ley N°19.587". (1979).
- Decreto N°531. "Reglamentación Ley N°27.191". (2016).
- Decreto N°911 "Reglamento para la industria de la construcción". (1996).
- Díaz, M. y Otros. (s.f.). Prevención de Riesgos en Trabajos con Corriente Eléctrica. FUSAT. UOCRA. SRT.
- Durán, J. &. (2013). *Proyecto Iresud: Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos*. Buenos Aires, Argentina.: Asades.
- Durán, J. S. (2014). *Proyecto Iresud: Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos. Estado de avance a julio de 2014*

y primeras mediciones en sistema piloto. Buenos Aires, Argentina.: Asades.

Energizar. (2018). Curso Completo Instalaciones Fotovoltaicas. Buenos Aires.

Eyras, I. (2014). Energía solar para arquitectos. BIPV Integración de la energía fotovoltaica a la arquitectura. Solarcities. IRESUD.

Fontán Balestra, J. (Julio de 2005). Reglamento argentino de cargas permanentes y sobrecargas mínimas de diseño para edificios y otras estructuras. CIRSOC 101. Buenos Aires: INTI CIRSOC.

Franco, J. y Otros. (Mayo de 2017). Energías Renovables en Argentina: Visiones y perspectivas de los actores sociales. Hacia un análisis integral de los sistemas tecnológicos sociales, desarrollo productivo y sustentabilidad socio-ambiental. CONICET - YPF.

Frenes, G. (20 de Octubre de 2014). "*San Luis da cátedra con el primer barrio sustentable, tecnológico e inteligente del país*". Obtenido de Energía Estratégica: <http://www.energiaestrategica.com/san-luis-da-catedra-con-el-primer-barrio-sustentable-tecnologico-e-inteligente-del-pais/>

Gil G. y Otros. (2017). De renovables y generación distribuida. Informe Ambiental. CABA: Fundación ambiente y recursos naturales.

Gobierno de la Provincia de Santa Fe. (16 de octubre de 2020). Decreto N°1098 Programa ERA. Santa Fe, Argentina.

Grossi Gallegos H. y Righini R. (2007). *Atlas de energía solar de la República Argentina*. APF suma.

Gubinelli, G. (28 de Septiembre de 2015). *En 6 meses mendoza comenzará a experimentar con redes inteligentes*". Obtenido de Energía Estratégica: <http://www.energiaestrategica.com/en-6-meses-mendoza-comenzara-a-experimentar-con-redes-inteligentes/>

Laborde, M. A. y Williams, R. (2016). Energía Solar. ANCEF N Academina Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales.

- Ley 24.557. (1995). Riesgos en el Trabajo.
- Ley 27.348. (2017). Complementaria de la Ley sobre Riesgos en el Trabajo.
- Ley N°19.587 "Higiene y Seguridad en el Trabajo". (1972).
- Ley N°26.190 " Regimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica". (2006).
- Ley N°27.191 " Ref. Regimen de Fomento Nacional - Uso de fuentes renovables de energía - Producción de energía eléctrica - Modificación. (2015).
- López, S. y Lill, M. (s.f.). Guía de Integración Solar Fotovoltaica. MADrid: Dirección General de Industria, Energía y Minas de la consejería de Economía y Hacienda. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid.
- Marchisio, Virginia y Otros. (s.f.). Manual de Energías Renovables para Municipios y Comunas de la Provincia de Santa Fe. Secretaría de Estado de la Energía. Provincia de Santa Fe.
- Medina, O. (2013). Redes inteligentes ¿Realidad, utopía o futuro? Buenos Aires: Secretaría Nacional de la República Argentina.
- Mercado G. y Otros. (2015). SG-SM - Smart Grid San Martin. Red de Distribución y Generación de Energía Inteligente en Ciudad Gral San Martin – Mendoza. San Martín, Mendoza, Argentina.
- Mercado, G. D. (2015). *SG-SM- Smart Grid San Martin. Red de distribución y Generación de Energía Inteligente en la ciudad Gral. San Martín, Mendoza.*
- Ministerio de Economía de la República Argentina. (28 de Enero de 2021). *Argentina.gob.ar*. Obtenido de [https://www.argentina.gob.ar/noticias/las-energias-renovables-lograron-un-crecimiento-historico-en-2020#:~:text=Las%20energ%C3%ADas%20renovables%20contin%C3%BAan%20creciendo,Mercado%20El%C3%A9ctrico%20Mayorista%20\(MEM\)](https://www.argentina.gob.ar/noticias/las-energias-renovables-lograron-un-crecimiento-historico-en-2020#:~:text=Las%20energ%C3%ADas%20renovables%20contin%C3%BAan%20creciendo,Mercado%20El%C3%A9ctrico%20Mayorista%20(MEM).).

NASA. (s.f.). *POWER Data Access Viewer*. Obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

Navntoft, C. y Otros. (2019). *Introducción a la generación distribuida con energías renovables*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Secretaría de Gobierno de Energía. Obtenido de Cámara Argentina de Energías Renovables: <http://www.cader.org.ar/>

Origlia, G. (14 de Enero de 2016). *San Luis tiene el primer barrio bioclimático de la Argentina*. Obtenido de La Nación: <http://www.lanacion.com.ar/1860196-san-luis-tiene-el-primer-barrio-bioclimatico-de-la-argentina>

Programa Prosumidores. (s.f.). Obtenido de Secretaría de Energías Renovables de Santa Fe.: <https://www.santafe.gob.ar/ms/prosumidores/>

REN 21. (2020). *Renewables 2020 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat.

REN21. (2019). *Renewables 2019 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat.

Resolución N°3.068 "Reglamento para la ejecución de trabajos con tensión en instalaciones eléctricas con tensión menor o igual a un kilovoltio". (2014).

Resolución N°51 "Establécese un mecanismo para la adopción de medidas de seguridad preventivas, correctivas y de control en las obras de construcción". (1997).

Resolución SRT N°592 "Reglamento para la ejecución de trabajos con tensión". (2004).

Sánchez, G. (8 de Septiembre de 2019). Así es la situación del marco regulatorio de la generación distribuida de las energías renovables, provincia por provincia. *Energía Estratégica*.

Solargis. (s.f.). *Global Solar Atlas*. Obtenido de <https://globalsolaratlas.info/>

- Soto Olea, G. y Otros. (Marzo de 2017). Guía de buenas y malas prácticas en instalaciones fotovoltaicas sobre techos. Programa Techos Solares. Santiago, Chile: Ministerio de Energía. Programa Techos Solares Públicos (PTSP).
- Stasi R. A., Da Peña J. M., López C. G. (Septiembre de 2019). Red inteligente Ciudad Gral. San Martín. Gral. San Martín, Mendoza, Argentina.
- Strier, D. Eyra, I. Gil, S. y Durán J. . (Mayo de 2017). Generación fotovoltaica en ambientes urbanos. Una oportunidad a potenciar en nuestro país. Cámara Argentina de la Construcción.
- Sun Earth Tools*. (s.f.). Obtenido de <https://www.sunearthtools.com/>
- Testa, M. E. (Octubre de 2016). *Renovables. Generación eléctrica distribuida*. Obtenido de Los Verdes.: <http://www.losverdes.org.ar/wp-content/uploads/2016/11/Generaci%C3%B3n-Distribuida.-Actualizaci%C3%B3n-octubre-2016.pdf>
- Zitzer, A. (2018). Energía solar fotovoltaica. Desafíos de la incorporación de Energías Renovables al mercado eléctrico mayorista. Instituto de estudios e investigaciones ambientales. UCES.

10. ANEXOS

10.1. ANEXO 1: Contrato de comodato

Entre..... (inquilino / propietario), DNI N°, con domicilio en calle de la ciudad de Armstrong -Prov. de Santa Fe-, por una parte como “COMODADOR”; y por la otra el señor, DNI N°, en su carácter de Presidente de la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong, con domicilio en calle Bv. 14 de Diciembre N° 1825 de la ciudad de Armstrong, en adelante “COMODATARIO”, se celebra el presente CONTRATO DE COMODATO, sujeto a las cláusulas siguientes:

PRIMERA: El Comodador da en comodato al Comodatario, un espacio ubicado en la terraza del inmueble sito en calle..... de la ciudad de Armstrong, que totaliza una superficie aproximada de m². para la instalación y soporte de un sistema de generación fotovoltaico de 1,5 kWp – 2 KWp de generación de energía eléctrica mediante radiación solar, de propiedad de la “Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong”. Los equipos serán conectados directamente -mediante tablero independiente- a la red de distribución eléctrica general sin tener ningún tipo de intercambio con la instalación eléctrica del inmueble.

Dichos equipos cuentan con todos los elementos de seguridad y protección para su utilización en casos de emergencia, tomando el comodador debido conocimiento de sus características y modo de funcionamiento. Las instalaciones forman parte de un proyecto de investigación y desarrollo a cargo del Consorcio PRIER sobre generación distribuida con energías renovables en las redes de distribución.

SEGUNDA: El plazo de este contrato de comodato es de doce (12) meses, comenzando en la fecha: / / 20.... y finalizando el día..... / / 20.... De no existir expresión en contrario por alguna de las partes el comodato será prorrogado automáticamente, por otro período de igual duración de manera indefinida. Si alguna de las partes desea dar por terminado el comodato deberá expresarlo con 60 días de anticipación al vencimiento. Será obligación del Comodatario restituir el espacio cedido en comodato al término del mismo con retiro de los equipos e instalaciones que se hubieran colocado, debiendo efectuar

el Comodatario las reparaciones y acondicionamiento de las superficies de apoyo dañadas y/o de los sectores dañados por los puntos de sujeción de cables e instalaciones.

TERCERA: El espacio comodatado solo podrá destinarse para soporte del sistema de generación descrito en la cláusula primera y su instalación, la que se llevará a cabo sin intervención sobre las estructuras ni modificación de las condiciones de edificación del inmueble. El Comodador deberá permitir el acceso del personal del Comodatario y/o de las personas autorizadas por este último, para realizar la instalación inicial, las eventuales reparaciones, el mantenimiento permanente de los equipos e instalaciones y el retiro final del sistema de generación colocado; autorizando expresa e irrevocablemente el Comodador al Comodatario y/o a las personas designadas por el Comodatario para disponer del uso y explotación de los derechos de imagen de los sistemas solares y las instalaciones realizadas en el espacio cedido por el presente contrato.

CUARTA: Previo a la instalación de los equipos el Comodatario realizará una inspección técnica del sector cedido tras lo cual se labrará un informe que será entregado al Comodador para su debida constancia. Expresamente se acuerda que el Comodador no podrá reclamar compensación y/o indemnización alguna por las molestias que dicho equipo de generación solar y su instalación le pudieren ocasionar, otorgando su expreso consentimiento y total conformidad.

QUINTA: El Comodador se obliga a no intervenir y/o alterar y/o modificar las condiciones de instalación del sistema de generación colocado por el Comodatario en el espacio cedido, y en caso de desperfectos y/o deficiencias y/o falencias detectadas, deberá comunicarlas inmediatamente al Comodatario, debiendo el Comodador respetar las condiciones de seguridad que son propias de todo sistema eléctrico, utilizando los elementos de protección provistos como parte de la instalación para los casos de emergencia.

SEXTA: Se conviene entre las partes que el Comodador deberá realizar una instancia de capacitación gratuita sobre normas y procedimientos de seguridad referentes al sistema de generación fotovoltaico colocado en el inmueble, dentro de los 30 días posteriores a la celebración del presente contrato y antes de la

instalación del equipamiento, capacitación que será brindada por el Comodatario.

SEPTIMA: Presente en este acto el/la Sr./a., DNI N°, con domicilio en calle; y en su carácter de propietario/a del inmueble dado en locación al Sr./a., toma conocimiento del presente contrato de comodato y presta su total consentimiento y conformidad al mismo, manifestando que de producirse la extinción del contrato de locación referido respetará y mantendrá vigente el presente contrato en todos sus términos y condiciones.-

CLÁUSULA CONDICIONAL – SÓLO PARA CUANDO FIRMA UN INQUILINO.

OCTAVA: Las partes contratantes podrán rescindir el presente contrato transcurridos los seis (6) primeros meses de su vigencia, debiendo notificar dicha circunstancia en forma fehaciente a la contraria con treinta (30) días de anticipación, sin obligación de resarcimiento y/o indemnización alguna entre las mismas.

NOVENA: Para todos los efectos del presente contrato las partes contratantes constituyen domicilios legales y especiales en los consignados "ut-supra" donde serán válidas toda citación, notificación y/o diligencias que se practiquen, aunque los interesados no vivan o no se encuentren en ellos.

DÉCIMA: Ambas partes se someten para cualquier divergencia que pudiera surgir de la interpretación y aplicación del presente contrato, a la jurisdicción de los Tribunales Ordinarios de la Ciudad de Cañada de Gómez, renunciando a todo otro fuero.

DÉCIMA PRIMERA: Los gastos de sellado del presente contrato serán a cargo total y exclusivo del Comodatario.

En Prueba de Conformidad se firman 2 (dos) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto, en la ciudad de Armstrong –Provincia de Santa Fe-, a los..... días del mes de..... de 20.....-

10.2. **ANEXO 2: Protocolo de selección de cubiertas aptas para la instalación de un equipo fotovoltaico**

10.2.1. *Preselección visual*

	REQUISITO	CUMPLE	OBSERVACIONES
TIPO DE CUBIERTA	Cubierta plana.		
SOMBRA EXTERNA	Ausencia de sombras externas a la edificación.		

Foto aérea (Google Earth).

Foto fachada (Street View).

10.2.2. *Segunda selección*

CONCEPTO	REQUISITO	CUMPLE	OBSERVACIONES
SUPERFICIE REQUERIDA	Superficie libre de obstáculos y/o elementos (20m ² /15m ² aprox. dependiendo de la disposición de mesas).	Disposición N°1 (20m ²)	
		Disposición N°2 (15m ²)	
	Superficie libre de sombras propias de elementos sobre la cubierta.		
	Espacios mínimos circundantes, posterior y laterales de la instalación (70 cm).		
	Calidad de construcción con mano de obra calificada. Construcción menor de 50 años. No		

	presentar signos de autoconstrucción.		
SITUACIÓN EDILICIA	Estado de la construcción. Sin deterioro visible en muros y cubierta.		
	Terraza accesible de terminación transitable.		
	Libre accesibilidad desde espacio público (vereda).		
PREVISIÓN DE INTERVENCIONES EDILICIAS	Ausencia de proyectos en el área prevista de instalación por un período de 10 años.		
	Ausencia de proyectos de edificaciones vecinas en altura al momento de instalar el equipo.		

10.2.3. Relevamiento fotográfico

→ Fotos de la cubierta.

→ Fotos estado interior de muros y cubierta.

10.2.4. Relevamiento de la cubierta

→ Croquis planta de techo. Superficie requerida y ubicación de elementos.

10.3. ANEXO 3: Protocolo de montaje para la instalación de un equipo fotovoltaico

10.3.1. Aspectos mecánicos. Instalación de estructura y fijaciones de equipos

PASOS	ACCIONES	OBSERVACIONES
1	Realizar una inspección visual de la cubierta y marcar de manera	El replanteo puede realizarse sin requerimientos de precisión, con

	provisoria el espacio que será utilizado para emplazar las estructuras (replanteo).	cinta métrica y cinta de papel para marcar escuadras.
2	Descargar con grúa las bases de hormigón armado y colocarlas en su emplazamiento final, con ayuda de 2 operarios que guiarán los movimientos finales de la grúa desde la cubierta.	Se trata de evitar el movimiento de las bases una vez que han sido apoyadas en la cubierta para evitar daños a la misma. Verificar que las mismas no obstruyan el curso del agua y produzcan estancamiento.
3	Descargar y subir con grúa las estructuras metálicas y apoyarlas sobre las bases ya acomodadas, con ayuda de 2 operarios que guiarán los movimientos finales desde la cubierta.	
4	Descargar los paneles fotovoltaicos y subirlos con grúa sobre la cubierta.	Se pueden apoyar, antes de montarlos sobre la estructura sobre la cubierta por su bajo peso. No desembalar hasta su colocación.
5	Subir de manera manual inversor, gabinete completo, cables y tornillería.	Se debe prestar especial atención la manipulación del inversor por ser un equipo delicado.
6	Ubicar en su posición final la estructura metálica sobre las bases. Desembalar los paneles fotovoltaicos y presentar sobre la estructura metálica.	Se colocan bulones con arandelas y tuercas en varillas roscadas sólo presentadas, sin ajustar.
7	Nivelar la estructura.	Se debe tener en cuenta que la cubierta puede presentar inclinaciones excesivas que

		impidan la nivelación correcta. Tomar medidas de compensación en casos donde la cubierta sea muy irregular.
8	Ajustar todos los elementos de unión.	
9	Abulonar en la posición indicada inversor y gabinete.	

10.3.2. Aspectos eléctricos. Conexiones

PASOS	ACCIONES	OBSERVACIONES
1	Presentar el cableado para conectar los paneles fotovoltaicos en serie. Comprobar polaridad.	Identificar correctamente los cables positivo y negativo. Utilizar una pinza amperométrica o multímetro.
2	Conectar los paneles entre sí.	Mediante conectores MC4 incorporados.
3	Presentar el cableado de conexión entre los paneles, el inversor y el gabinete.	Agregar tramos de cable en CC necesarios para salvar distancias entre equipos.
4	Conectar paneles con inversor, y luego inversor con medidor inteligente dentro del gabinete.	
5	Conectar la puesta a tierra.	Analizar posibles puntos de conexión según la disponibilidad del sector de emplazamiento.
6	Presentar el cableado de conexión desde el gabinete hasta la línea de preensamblado.	
7	Conectar a la red, dar de alta el servicio.	Mediante morsetos de acometidas que cuentan con fusibles.

10.3.3. Aspectos operacionales. Prueba del sistema. Limpieza y orden del lugar

PASOS	ACCIONES	OBSERVACIONES
1	Verificar inyección de potencia a la red del sistema FV.	Utilizar pinza amperométrica.
2	Verificar correcto funcionamiento del sistema anti-isla.	Cortar interruptor electromagnético y verificar ausencia de tensión de red. Verificar nula tensión de salida del inversor en alterna.
3	Limpiar la superficie de los paneles fotovoltaicos.	No emplear disolventes o detergentes, usar agua limpia sin demasiada presión y paño suave. Verificar temperatura de los módulos para evitar diferencias grandes con la temperatura del agua.
4	Limpiar la cubierta de la edificación.	
5	Ordenar instrumentos y herramientas de trabajo.	

10.4. ANEXO 4: Programa de mantenimiento de equipos fotovoltaicos

10.4.1. Mantenimiento preventivo

10.4.1.1. Tareas semestrales:

PASOS	ACCIONES	OBSERVACIONES
1	Inspeccionar visualmente todos los componentes de la instalación.	Detectar posible deterioro prematuro de los componentes expuestos a rigores del clima, roturas, oxidaciones, cambios de color de materiales, golpes. En caso de infestación de insectos o

		plagas, retirar cualquier nido de las mesas de paneles FV. Retirar hojas o cualquier tipo de suciedad que haya quedado retenido en la estructura o equipos.
2	Limpiar los módulos fotovoltaicos y el inversor.	No emplear disolventes o detergentes, usar agua limpia sin demasiada presión y paño suave. Verificar temperatura de los módulos para evitar diferencias grandes con la temperatura del agua.
3	Inspeccionar gabinete de conexión CC y CA.	Inspeccionar gabinete eléctrico por corrosión o intrusión de agua o insectos. Limpiar o secar y sellar si es necesario.
4	Inspeccionar conexión CC y CA.	Comprobar aprietes y estado de los terminales de los cables de conexionado.

10.4.1.1.1. Planilla de inspección semestral

PLANILLA DE INSPECCIÓN SEMESTRAL		
ELEMENTOS	DESCRIPCIÓN ANOMALÍA O DEFECTO	SÍ / NO
Módulos Fotovoltaicos	Daños en la superficie de cristal.	
	Daños en el marco metálico.	
	Polvo, hojas y suciedades en la superficie.	
Estructura	Corrosión, roturas o deformaciones en estructura metálica y elementos de sujeción.	
	Grietas y/o roturas en bases de hormigón armado.	
Inversor	Infestación de plagas.	
	Polvo, hojas y suciedades.	

Gabinete de protecciones	Corrosión en las superficies.	
	Intrusión de agua. Pérdida de estanqueidad.	
	Infestación de plagas.	
	Desanclaje de la estructura soporte.	
Conexiones CC y CA	Terminales eléctricas no sujetadas.	
	Interconexiones eléctricas oxidadas, dañadas, quebradas o defectuosas.	
Registro de componentes afectados:		
Fecha:		
N° de serie:		
Ubicación:		
Observaciones:		

10.4.1.2. Tareas anuales

PASOS	ACCIONES	OBSERVACIONES
1	Inspeccionar protecciones de CA.	Verificar funcionamiento de los dispositivos de protección. Medir tiempo y respuesta del disyuntor. Chequear estado del testigo del descargador, verificar fusible.
2	Medir puesta a tierra.	Probar la continuidad de puesta a tierra del sistema con telurímetro.
3	Inspeccionar cableado CC y CA.	Comprobar estado mecánico del cableado para detectar signos de grietas, defectos, desconexiones, sobrecalentamientos, cortocircuitos, fallas a tierra.
4	Revisar inversor.	Comprobar estado y funcionamiento. Revisar apriete de conexiones en los bornes. Chequear el estado físico del inversor, limpieza de disipador y

		<p>apriete de uniones atornilladas, y el funcionamiento revisando estado de indicadores y alarmas. Revisar datos de funcionamiento del equipo vía web. Chequear la correcta temperatura del equipo.</p>
5	<p>Verificar funcionamiento del medidor inteligente.</p>	<p>Revisar registro de alarmas por posibles averías. Chequear led de funcionamiento encendidos de manera intermitente. Asegurar todos los tornillos en los bornes de entrada y salida de los cables.</p>
6	<p>Inspeccionar arreglo de paneles FV.</p>	<p>Recorrer cada mesa de paneles y verificar los módulos FV. Notificar cualquier daño visible y particularidades para tomar medidas adecuadas, como oxidaciones y roturas en los circuitos y soldaduras de las células, burbujas y/o cambio de color a amarillo del encapsulante, deformaciones en las cajas de conexión de los módulos. Deformaciones o rotura del cristal y/o marco de cada panel FV. Comprobar apriete y estado de terminales de cables de conexionado de los paneles. Comprobar estado de diodos de paso. Registrar ubicación y N° de serie de los módulos cuestionables.</p>

7	Inspeccionar estructura metálica.	<p>Revisar la firmeza de la fijación de los módulos a la estructura metálica y de ésta a las bases. Re-apretar los bulones que se puedan encontrar sueltos.</p> <p>Revisar si los módulos no tienen tensión mecánica por movimientos de la estructura o la cubierta. Revisar la ubicación de las estructuras comprobando que no se hayan producido desplazamientos.</p>
8	Inspeccionar el apoyo de las bases sobre la cubierta.	<p>Revisar el apoyo de las bases sobre la cubierta, que no hayan producido daños en la superficie y que no estén produciendo estancamiento de agua. Verificar estanqueidad de la cubierta.</p>
9	Inspeccionar espacio circundante a la instalación.	<p>Determinar si hay objetos nuevos, como el crecimiento de árboles, que puedan causar sombra a los módulos FV e impedir el correcto asoleamiento. Realizar un chequeo rápido con la aplicación SunSurveyor para celulares.</p>
10	Monitoreo de la instalación.	<p>Supervisión de los parámetros de producción guardados en el servidor a través de dispositivos electrónicos. Chequear que la instalación haya logrado su potencia máxima en alguna</p>

		oportunidad, dentro del período de 1 año.
--	--	---

10.4.1.2.1. Planilla de inspección anual

PLANILLA DE INSPECCIÓN ANUAL		
ELEMENTOS	DESCRIPCIÓN ANOMALÍA O DEFECTO	SÍ / NO
Protecciones de CA	Corrosión en conexiones.	
	Disyuntor dañado.	
	Interruptor termomagnético dañado.	
	Aislamiento de bornes alterados o dañados.	
	Fusible dañado.	
	Dispositivo de sobretensión con testigo rojo.	
Puesta a tierra	Corrosión en terminales.	
	Ausencia de continuidad.	
Cableado CC y CA	Sobrecalentamiento.	
	Desconexiones.	
	Grietas, roturas y defectos en el aislante.	
Inversor	Daños físicos.	
	Suciedades y polvo en disipador.	
	Desajuste de uniones con estructura.	
	Indicación led sobre errores o fallas.	
	Mal funcionamiento.	
	Sobrecalentamiento.	
	Terminales de conexión desajustadas.	
Medidor inteligente	Terminales de conexión no sujetadas.	
	Indicación y alarma de mal funcionamiento.	
Paneles Fotovoltaicos	Rotura y/o oxidaciones en circuitos y soldadura de celdas.	
	Cambio de color y/o presencia de burbujas en encapsulante.	
	Deformación y/o rotura de caja de conexiones.	
	Desajuste de terminales de conexión.	

	Daño en terminales de conexión.	
	Diodos de paso dañados.	
Estructura	Desajuste de elementos de fijación.	
	Tensión mecánica en módulos.	
	Desplazamiento de la mesa.	
Superficie de la cubierta	Daños, grietas y/o fisuras en la superficie de la cubierta.	
	Estancamiento de agua.	
	Filtraciones hacia el interior de la vivienda.	
Espacio	Elemento que produce sombra.	
Instalación completa	No se alcanzó la potencia máxima en el periodo.	
Registro de componentes afectados:		
Fecha:		
N° de serie:		
Ubicación:		
Observaciones:		

10.4.1.3. Tareas cada 3 años

PASOS	ACCIONES	OBSERVACIONES
1	Inspeccionar temperatura de elementos de la instalación y todas las conexiones.	Escanear con cámara termográfica para identificar puntos calientes.

10.4.1.3.1. Planilla de inspección cada 3 años

PLANILLA DE INSPECCIÓN CADA 3 AÑOS		
ELEMENTOS	DESCRIPCIÓN ANOMALÍA O DEFECTO	SÍ / NO
Módulos Fotovoltaicos	Sobrecalentamiento en puntos del panel.	
Protecciones de CA	Sobrecalentamiento en conexiones.	
Inversor	Sobrecalentamiento del equipo y en conexiones.	

Medidor inteligente	Sobrecalentamiento en conexiones.	
Registro de componentes afectados:		
Fecha:		
N° de serie:		
Ubicación:		
Observaciones:		

10.4.2. *Mantenimiento correctivo*

10.4.2.1. Tareas en caso de mal funcionamiento

COMPONENTE	ACCIONES	OBSERVACIONES
PANELES FV	Inspeccionar temperatura.	Escanear con cámara termográfica posibles puntos calientes.
	Inspeccionar estado físico.	Revisar posible corrosión de materiales, delaminación y/o amarillamiento de encapsulante, humedad, rotura de la superficie y/o marco metálico, rotura de vidrio, deformaciones de caja de conexiones, degradaciones y/o roturas en cableado de conexión entre paneles.
	Inspeccionar correcto asoleamiento.	Revisar nuevos elementos que pudieran estar generando sombra, si es imposible eliminar el elemento que la produce, analizar posibilidad de modificar el emplazamiento de la instalación. Chequear que la

		superficie se encuentre limpia de suciedades.
	Inspeccionar correcto funcionamiento.	Medir voltaje de circuito abierto del string completo, midiendo uno por uno si hay sospecha de avería de alguno de los paneles.
INVERSOR	Inspeccionar temperatura.	Revisar posible obstrucción de disipadores con residuos, nidos o excremento. Escanear con cámara termográfica posible sobrecalentamiento que limita la potencia.
	Lectura de datos archivados y memoria de fallos.	Revisar luz led verde encendida (potencia $\geq 90\%$) o pulsante (potencia $< 90\%$) de buen funcionamiento, o rojo de error o falla, como una descarga a tierra, falta de sincronización con la red, voltaje y/o frecuencia fuera de rango. Revisar datos albergados en el servidor de SMA a través de página web.
	Inspeccionar conexiones.	Verificar las conexiones al inversor, que se encuentre bien ajustadas y que los conectores no presenten roturas o deformaciones. Verificar temperatura de las conexiones con cámara termográfica.
	Inspeccionar puesta a tierra.	Verificar continuidad de puesta a tierra con telurímetro.

GABINETE DE PROTECCIONES	Revisar correcto funcionamiento de interruptores y dispositivos de protección.	Verificar la correcta conexión de los dispositivos, que se encuentren bien colocados y ajustados. Medir tiempo y respuesta del disyuntor.
	Revisar dispositivos de sobretensión (fusible y descargador).	Verificar la correcta conexión de los dispositivos, que se encuentren bien colocados y ajustados. Verificar estado del descargador, si accionó (testigo rojo), verificar estado del fusible.
	Inspeccionar buen funcionamiento de medidor inteligente.	Inspeccionar visualmente el display. Revisar registro de alarmas por posibles averías. Chequear led de funcionamiento encendidos de manera intermitente. Verificar ajuste de todos los tornillos en los bornes de entrada y salida de los cables. Chequear temperatura correcta de las conexiones.
	Inspeccionar cableado.	Comprobar estado mecánico del cableado para detectar signos de grietas, defectos, desconexiones, sobrecalentamientos, cortocircuitos, sujeción inadecuada a estructura.

10.4.2.1.1. Planilla de trabajos de sustitución y/o reparación

	FALLA	ACCIONES DE REPARACIÓN Y/O SUSTITUCIÓN	REALIZADO SÍ / NO
Aislar el sistema de la red mediante la interrupción de la energía por medio del interruptor electromagnético y disyuntor diferencial mientras se realizan los trabajos en la instalación.			
PANELES FV	Daño irreparable.	Desconectar conectores MC4 del panel. Retirar bulones de sujeción con la estructura. Retirar el panel dañado. Chequear voltaje a circuito abierto del panel nuevo y luego presentarlo y ajustarlo a la estructura. Unir conectores de paneles existentes con el panel nuevo.	
	Daño en cables de conexión y/o conectores.	En caso de MC4 dañado, desconectar y sustituir conector. En caso de cable dañado, desconectar MC4 del tramo. Sustituir tramo de cable y colocar MC4 nuevo.	
	Incorrecto asoleamiento. Suciedad superficial.	Limpiar la superficie de los paneles con agua limpia y paños o cepillos suaves.	
	Incorrecto asoleamiento. Sombras externas.	En caso de crecimiento de árboles, realizar escamonda. En caso de edificaciones nuevas u otros elementos inamovibles, chequear nuevo emplazamiento en la superficie de la cubierta utilizando la app "Sunsurveyor". Mover la instalación implicará desarmar todo el sistema, se deberá seguir las acciones de montaje nuevamente.	

INVERSOR	Sobre calentamiento.	Limpiar suciedades y retirar residuos de los disipadores de calor.	
	Error o falla.	Reiniciar sistema. Chequear correcto funcionamiento monitoreándolo vía página web.	
	Daño irreparable.	Gestionar la garantía, si se encuentra dentro del período. Apagar equipo, desconectarlo, retirarlo de la estructura y contactar al servicio técnico. Cambiar el equipo, volver a abulonarlo a la estructura y conectarlo al sistema. Encender el equipo.	
	Daño o inadecuada conexión.	Ajustar conexiones del inversor. Si los conectores estuvieran dañados o deformados, retirarlos y cambiarlos por conectores nuevos.	
	Sin funcionamiento.	Una vez verificado que las protecciones se encuentran sin acusar falla y presencia de tensión en el lado de continua y alterna, se procede a verificar la continuidad de las masas hasta la puesta a tierra.	
GABINETE DE PROTECCIONES	Daño en dispositivos e interruptores de protección.	Desajustar conexiones del dispositivo o interruptor, retirarlo. Colocar elemento nuevo.	
	Fusible dañado.	Desajustar conexión del fusible, retirarlo. Colocar fusible nuevo.	
	Mal contacto en medidor inteligente.	Ajustar tornillos desajustados en los bornes de entrada y salida de los cables.	

	Daño irreparable del medidor inteligente.	Gestionar la garantía, si se encuentra dentro del período. Apagar equipo, desconectarlo, retirarlo del gabinete y contactar al servicio técnico. Cambiar el equipo, volver a colocarlo dentro del gabinete y conectarlo al sistema. Encender el equipo.	
	Cableado dañado.	Cambiar tramo de cable por nuevo. Si se trata de pérdida de aislante solamente, puede contemplarse cubrir la zona con cinta aisladora, siempre que se trate de un daño pequeño.	
Encender las protecciones. Chequear la corriente de salida en alterna con una pinza amperométrica, o chequear la Potencia entregada desde el medidor inteligente.			

10.5. ANEXO 5: Encuesta a los socios – usuarios voluntarios

ENCUESTA A SOCIOS – USUARIOS VOLUNTARIOS

Proyecto PRIER – Instalación de sistemas fotovoltaicos sobre cubiertas.

1. ¿Cuál fue su motivación personal de prestar la cubierta de su vivienda para el desarrollo del proyecto?
 - a. Posicionar a Armstrong como referente de innovación en energías renovables.
 - b. Incorporar hábitos y conductas para la protección y cuidado del medio ambiente.
 - c. Fortalecer los valores colectivos y solidarios de la comunidad.
 - d. Otro. ¿Cuál?.....
2. ¿En qué grado cree que la incorporación de generación distribuida mediante la instalación de sistemas fotovoltaicos en la ciudad puede propiciar los siguientes beneficios?

	Muy alto	Alto	Medio	Bajo	Muy Bajo
Reducir el volumen de compra de energía al mercado mayorista.					
Poner en marcha proyectos similares y/o complementarios (energía solar térmica y fotovoltaica, eólica, biomasa, etc.)					
Introducir criterios de sustentabilidad y cuidado del medio ambiente a iniciativas municipales como Plan Urbano, Reglamento de Edificación, Gestión de Residuos, etc.					
Incorporar la industria de las energías renovables para diversificar la matriz productiva de la ciudad.					
Desarrollar nuevas capacidades locales ampliando la oferta formativa educativa en temas relacionados con las energías renovables.					

3. ¿Recomendaría a otra persona ceder el espacio de la cubierta de su vivienda para continuar con la instalación de otros equipos?

- a. Sí
- b. No
- c. No sé
- d. Otro.....

4. ¿Cómo calificaría su experiencia?

- a. Muy buena
- b. Buena
- c. Mala

Comentarios:.....

5. ¿Cómo calificaría el Proyecto hasta el momento?

- a. Muy bueno
- b. Bueno
- c. Malo
- d. Muy malo

Comentarios:.....

6. En la etapa de montaje de la instalación de los equipos sobre la cubierta de su vivienda, ¿Se realizaron los trabajos de manera ordenada y limpia, sin inconvenientes para usted y su vivienda?

- a. Sí
- b. No

Comentarios:.....

...

7. ¿Ha tenido algún tipo de problema cuando los operarios de la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos Ltda. de Armstrong realizaron tareas de mantenimiento?

- a. Sí
- b. No

Comentarios:.....

8. ¿Está pendiente del estado físico de los equipos que se encuentran en su vivienda?

- a. Sí. Aviso a la Cooperativa cuando veo suciedades o daños en los equipos.
- b. A veces. Cuando subo a la cubierta de mi vivienda de manera esporádica.
- c. No. Nunca tengo contacto con la instalación.

9. ¿La instalación de los equipos le trajo problemas físicos a la vivienda como humedades, grietas y/o fisuras, etc.?

- a. No.
- b. Sí, ya hice el aviso a la Cooperativa.
- c. Sí, pero no estoy seguro/a que fuera por la instalación.

10. Luego de esta experiencia ¿invertiría en colocar equipos de generación de energía limpia y convertirse en prosumidor?

- a. Sí, voy a invertir en equipos para generar energía en mi vivienda.
- b. Estoy interesado/a pero no cuento con los recursos económicos para hacerlo.
- c. No estoy interesado/a.