

Universidad Nacional de Rosario

Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura

Escuela de Posgrado y Educación Continua



Tesis de Maestría

**ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE LA INTEGRACIÓN DE  
ENERGÍAS RENOVABLES EN PROYECTOS DE GENERACIÓN  
ELÉCTRICA DISTRIBUIDA DE LA PROVINCIA DE SANTA FE.**

Ing. Julián Jorge Ronco

Director: Dr. Roque Stagnitta

Co - Director: Ing. Marcelo Fabián Cassin

Proyecto de Tesis presentado en la Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura, en cumplimiento parcial de los requisitos para optar el título de

**Maestría en Energía para el Desarrollo Sostenible**

Rosario, Agosto de 2021

## INDICE

<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	10
<b>DEDICATORIA</b> .....	11
<b>RESUMEN</b> .....	12
<b>ABSTRACT</b> .....	14
<b>PALABRAS CLAVES</b> .....	16
<b>KEYWORDS</b> .....	16
<b>1 INTRODUCCIÓN</b> .....	17
1.1 Uso de Recursos Energéticos Renovables.....	17
1.1.1 Cambio Climático. Impactos Ambientales.....	22
1.1.2 Uso Eficiente de la Energía.....	23
1.2 Balance Energético de la Provincia de Santa Fe.....	24
1.3 Generación Distribuida en la Argentina y en la Provincia de Santa Fe.....	25
1.3.1 Evaluación Regional de los Recursos Energéticos Renovables disponibles en la Provincia de Santa Fe.....	27
1.3.2 Energía Solar Fotovoltaica en la Provincia de Santa Fe.....	33
1.3.2.1 Disponibilidad del Recurso Solar.....	35
1.3.3 Energía Eólica en la Provincia de Santa Fe.....	36
1.3.4 Energía de Biomasa en la Provincia de Santa Fe.....	33
1.3.5 Energía Hidráulica en la Provincia de Santa Fe.....	36
1.3.6 Antecedentes y Proyectos Adjudicados de GD en la Provincia de Santa Fe.....	43
1.4 Marco legal.....	46
<b>2 ENFOQUE METODOLÓGICO DE LA INVESTIGACIÓN</b> .....	48
2.1 Problema e hipótesis de la investigación.....	48
2.2 Objetivo General.....	49
2.3 Objetivos Específicos.....	49
2.4 Desarrollo del trabajo de investigación.....	50
<b>3 MARCO TEÓRICO</b> .....	51
3.1 Cambio de paradigma en la Generación de la Energía Eléctrica.....	51
3.1.1 La importancia y los beneficios de la Generación Distribuida.....	52
3.2 Tecnologías de la Generación Eléctrica Distribuida.....	54

3.3	Impacto de la GD en la red de distribución de la Provincia de Santa Fe...	61
3.3.1	Confiabilidad de las redes de distribución y/o cooperativas eléctricas..	67
3.3.2	Calidad de la Energía y Niveles de Fallas en Redes de Distribución...	71
3.4	Fuentes de Generación Eléctrica Distribuida.....	72
3.4.1	Generación Eléctrica Fotovoltaica.....	73
3.4.2	Generación Eléctrica Eólica.....	80
3.4.3	Generación Eléctrica a partir de la Biomasa.....	86
3.4.4	Generación Hidroeléctrica (< 30 MW).....	91
3.5	Proyectos híbridos de GD con aporte de fuentes de energías renovable..	95
3.6	Análisis Evolutivo de los Costos de Generación de Energías Renovables	98
3.7	Análisis económico - financiero de proyectos de inversión de Generación Eléctrica Distribuida para la Provincia de Santa Fe.....	102
3.7.1	Análisis de proyectos de inversión de GD con energía solar FV.....	106
3.7.2	Análisis de proyectos de inversión de GD con energía eólica.....	110
3.7.3	Análisis de proyectos de inversión de GD con energía de la biomasa.....	114
3.8	Políticas Energéticas de la Provincia de Santa Fe para incentivar la Ejecución de Proyectos de Inversión de GD con la integración de Energías Renovables.....	123
<b>4</b>	<b>METODOLOGÍA PARA EVALUACIÓN DE FUTUROS PROYECTOS DE INVERSIÓN DE GD CON EL APOORTE DE ENERGÍAS RENOVABLES.....</b>	<b>126</b>
4.1	Propuesta de indicadores para la evaluación de proyectos de inversión de GDM.....	129
4.2	Metodología para evaluar la tecnología disponible más apropiada para la ejecución de proyectos de inversión de GD en la provincia de Santa Fe.....	133
4.3	Análisis de incidencia de la interconexión al sistema de distribución de un proyecto de GD con empleo de ER.....	136
4.3.1.	Evaluación de la calidad y del grado de confiabilidad de servicio de la red de distribución ante la puesta en servicio de nuevos proyectos de GD con ER.....	137
4.3.1.1.	Impacto en la regulación de tensión.....	137
4.3.1.2.	Impacto en armónicos.....	138
4.3.1.3.	Impacto en los niveles de cortocircuito.....	139
4.3.2.	Metodología utilizada para evaluar el grado de confiabilidad de la red.....	139

4.3.2.1. Estudios realizados de evaluación de potenciales proyectos de GD con ER para determinar la potencia máxima admisible factible de instalación en diferentes Estaciones Transformadoras (ET) de la EPE.....	143
4.4. Evaluación del Impacto Ambiental para proyectos de GD con la integración de las distintas fuentes de ER.....	147
4.4.1. Principales impactos de GD utilizando la energía eólica.....	148
4.4.2. Principales impactos de GD utilizando la energía solar FV.....	149
4.4.3. Principales impactos de GD a partir de la biomasa.....	151
4.5. Revisión de las políticas energéticas vigentes para fomentar la ejecución de potenciales proyectos de GD con integración de ER en la provincia de Santa Fe.....	155
4.5.1. Lineamientos propuestos para la política energética provincial.....	158
<b>5 ANÁLISIS GLOBALES.....</b>	<b>160</b>
5.1 Montos de inversión y ahorro de emisiones por proyectos con uso de las diferentes tecnologías de energías renovables disponibles.....	160
5.2 Análisis y evaluación financiera de proyectos de inversión de GD con uso de las diferentes fuentes de energías renovables.....	168
5.2.1 Introducción de los principales indicadores de rentabilidad para evaluar proyectos de inversión.....	168
5.2.2 Análisis de resultado de casos prácticos de evaluación de proyectos de inversión de generación eléctrica distribuida con el uso de diferentes fuentes de energías renovables.....	174
5.2.2.1. Planta Fotovoltaica potencia instalada 65 KWp (Programa ERA).....	174
5.2.2.2. Planta de Generación de Energía Eléctrica con Biogás de 6 MW en la localidad de Avellaneda (Central Térmica a partir de la biomasa).....	176
5.3 Beneficios e impactos socio económicos de proyectos de inversión de GD con el empleo de las diferentes fuentes de ER.....	180
5.4 Análisis de las políticas energéticas provinciales actuales y propuestas de mejoras.....	183
<b>6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>187</b>
6.1 Conclusiones sobre la viabilidad técnica y financiera de proyectos de generación distribuida con uso de energías renovables.....	187

6.2 Conclusiones relativas al impacto de la GD con fuentes de ER en la sociedad santafesina.....	188
6.3 Conclusiones relativas a los aspectos metodológicos de evaluación de proyectos de inversión de GD con uso de Energías Renovables.....	189
<b>7 BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>191</b>

### ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Tipos de Energías Renovables.....	17
Tabla 1.2. Sistemas bioenergéticos de la Provincia de Santa Fe.....	31
Tabla 3.1. Energía generada (GWh) en la provincia de Santa Fe en el año 2020.....	53
Tabla 3.2. Valores típicos de niveles de cortocircuito de la GD.....	66
Tabla 3.3. Clasificación de aerogeneradores en función de la tecnología de construcción.....	81
Tabla 3.4. Componentes constituyentes de un aerogenerador.....	82
Tabla 3.5. Tipos de biomasa agrícola acorde a sus composición.....	87
Tabla 3.6. Caracterización energética de residuos agrícolas.....	90
Tabla 3.7. Clasificación de las fuentes de biocombustibles.....	116
Tabla 3.8. Oferta de la biomasa húmeda por tipo y departamento.....	120
Tabla 3.9. Oferta de la biomasa húmeda expresada en tep/año.....	120
Tabla 3.10. Indicadores económicos para el proyecto de biogás variando el precio de la energía eléctrica.....	122
Tabla 4.1. Evaluación multicriterio para potenciales proyectos de inversión de GD..	129
Tabla 4.2. Sistema de indicadores para la evaluación multicriterio de proyectos de inversión en el sector energético (para proyectos de GD).....	132
Tabla 4.3. Metodología para la evaluación de proyectos de GD con tecnologías de energías renovables.....	135
Tabla 4.4. Variaciones en la tensión en barras de MT frente a diferentes fluctuaciones rápidas de potencia de la GD solar fotovoltaica.....	144
Tabla 4.5. Variaciones en la tensión en barras de MT frente a diferentes fluctuaciones rápidas de potencia de la GD solar fotovoltaica.....	144
Tabla 4.6. Variaciones en la tensión en barras de MT frente a diferentes fluctuaciones rápidas de potencia de la GD solar fotovoltaica.....	144
Tabla 4.7. Límites máximos para la inserción de módulos de generación FV en corredor norte EPE de la provincia de Santa Fe.....	146

Tabla 5.1. Factores de capacidad (%) de las centrales eléctricas FV en operación en las distintas regiones de Argentina.....	161
Tabla 5.2. Factores de capacidad (%) de las centrales eléctricas eólicas en operación en las distintas regiones de Argentina.....	162
Tabla 5.3. Precios máximos de adjudicación para cada tecnología renovable en Argentina.....	164
Tabla 5.4. Matriz de intensidad de impacto ambiental por categorías para cada fuente de energía para proyectos de GD (convencional o renovable).....	165
Tabla 5.5. Estudios de resultados financieros. Análisis de de VAN y TIR, planta de 6 MW (biogás).....	178
Tabla 5.6. Análisis socio-laboral de planta de biogás de generación de energía eléctrica distribuida del SADI de 2 MW, en operación desde noviembre de 2020.....	181
Tabla 5.7. Planilla para determinar puestos de trabajos directos para obras de GD con empleo de las diferentes fuentes de ER.....	182
Tabla 5.8. Resultados por fuente de ER de impacto de empleo directo (construcción y O&M).....	182

### INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Estimación crecimiento demanda de energía eléctrica período 2019-2030.....	19
Figura 1.2. Potencia instalada (MW) de centrales de generación por región y por tecnología.....	20
Figura 1.3. Potencia total instalada (MW) centrales de generación eléctrica con renovables.....	20
Figura 1.4. Generación actual diaria Vs. potencia total instalada por tecnología.....	21
Figura 1.5. Potencia total instalada (total fuentes renovables y total fuentes convencionales).....	21
Figura 1.6. Emisiones de Argentina CO <sub>2</sub> por sector de consumo.....	23
Figura 1.7. Balance Energético (energía eléctrica).....	24
Figura 1.8. Generación distribuida en un sistema eléctrico.....	26
Figura 1.9. Resultados del programa Renovar a Septiembre de 2019.....	27
Figura 1.10. Potencial de generación de biogás en feedlots, por departamento en la provincia de Santa Fe.....	29

Figura 1.11. Potencial de generación de biogás por porcinos, por departamento en la provincia de Santa Fe.....	30
Figura 1.12. Producción de bioenergía en la provincia de Santa Fe.....	31
Figura 1.13. Oferta de biomasa en la provincia de Santa Fe.....	32
Figura 1.14. Capacidad mundial de energía solar FV, por país y por región.....	33
Figura 1.1.5. Irradiación horizontal anual en Argentina.....	36
Figura 1.16. Rosa de los vientos de distintas ciudades de la República Argentina..	37
Figura 1.17. Rosa de los vientos de frecuencia de la localidad de Venado Tuerto....	38
Figura 1.18. Estudio de recursos energéticos renovables por región en la provincia de Santa Fe.....	40
Figura 1.19. Clasificación de Rotores de Turbinas.....	43
Figura 3.1. Tipo de celdas solares FV existentes en el mercado.....	55
Figura 3.2. Evolución temporal eficiencia de las diferentes celdas solares FV.....	56
Figura 3.3. Relación entre la potencia nominal y el diámetro del rotor de una turbina moderna.....	57
Figura 3.4. Coeficiente de potencia (frente a velocidad), para distintos tipos de aerogeneradores.....	57
Figura 3.5. Resumen de los diferentes procesos de transformación de la biomasa...	58
Figura 3.6. Esquema de funcionamiento de una central de generación de biogás...	59
Figura 3.7. Biodigestor tipo Chino (izq.). Biodigestor tipo hindú (der.).....	59
Figura 3.8. Modelo de Biodigestor tubular.....	60
Figura 3.9. Escenarios de la GD conectada a una red de distribución.....	63
Figura 3.10. Perfil de tensión de un alimentador radial de una red eléctrica de distribución.....	63
Figura 3.11. Diagrama vectorial de tensión de una red radial.....	64
Figura 3.12. Perfil de tensión con y sin GD.....	64
Figura 3.13. Perfil de tensión con GD conectado en un extremo de la red.....	65
Figura 3.14. Curva Tipo "U".....	65
Figura 3.15. Pérdidas en redes de distribución en función del nivel de penetración de la GD para distintas tecnologías.....	66
Figura 3.16. Esquema de la instalación eléctrica fotovoltaica.....	73
Figura 3.17. Esquema unifilar con la distribución de los componentes de un sistema On-Grid fotovoltaico.....	74
Figura 3.18. Esquema del funcionamiento de un inversor monofásico.....	75
Figura 3.19. Principio de funcionamiento de tecnología PWM.....	75

Figura 3.20. Punto de máxima potencia (MPP) de un generador fotovoltaico.....	76
Figura 3.21. Curva tensión - corriente de una célula fotovoltaica.....	77
Figura 3.22. Curva característica V-I de las células FV en función de la irradiancia incidente.....	78
Figura 3.23. Curva característica V-I de las células FV en función de la temperatura de los módulos.....	78
Figura 3.24. Instalación de diodos de bypass en una central FV.....	79
Figura 3.25. Efecto de sustentación aerodinámica.....	80
Figura 3.26. Configuraciones de aerogeneradores de eje horizontal.....	81
Figura 3.27. Componentes constituyentes de un aerogenerador.....	82
Figura 3.28. Representación de una pala de un aerogenerador.....	82
Figura 3.29. Histograma de frecuencia de velocidad del viento.....	84
Figura 3.30. Curvas de Weidbull para distintos valores de k.....	85
Figura 3.31. Curvas de Weidbull para diferentes valores de la velocidad media del viento.....	85
Figura 3.32. Ciclo de Carbono (C) con producción de energía eléctrica a partir de la biomasa.....	86
Figura 3.33. Tipos de biomasa según diferentes clasificaciones.....	87
Figura 3.34. Esquema de turbina hidrocínética.....	92
Figura 3.35. Esquema de una central hidráulica generadora de paso.....	93
Figura 3.36. Configuración propuesta para la minicentral hidroeléctrica de paso.....	93
Figura 3.37. Componentes de una central hidroeléctrica.....	94
Figura 3.38. Esquema de una turbina Pelton de eje horizontal.....	95
Figura 3.39. Fotos de turbina de reacción tipo Francis.....	95
Figura 3.40. Estructura de un sistema híbrido de GD.....	97
Figura 3.41. Evolución de los costos de capital de la energía solar FV.....	98
Figura 3.42. Porcentual de precios de los componentes para una instalación eléctrica FV.....	99
Figura 3.43. Evolución de los costos de capital de la energía solar FV en Argentina.....	100
Figura 3.44. Evolución de los costos de capital de la energía eólica en Argentina....	100
Figura 3.45. Evolución de los costos destinados de capital para la energía eólica....	101
Figura 3.46. Evolución de los costos destinados de capital para la energía solar FV.....	101
Figura 3.47. Oferta total de la biomasa para la provincia de Santa Fe.....	116
Figura 3.48. Potencial de biogás por tambo para la provincia de Santa Fe.....	118

Figura 3.49. Potencial de biogás por feedlot en la provincia de Santa Fe.....	119
Figura 3.50. Potencial de biogás por establecimiento porcino en la provincia de Santa Fe.....	119
Figura 3.51. Valor Actual Neto (VAN) según la variación en el precio de la energía eléctrica.....	122
Figura 3.52. Ejemplo de un análisis multiobjetivo. Diagramas Radiales.....	124
Figura 3.53. Evolución de la Intensidad Energética.....	125
Figura 4.1. Corredor en condiciones de operación sin nuevo potencial proyecto de GD fotovoltaico.....	143
Figura 4.2. Fluctuaciones de tensión en barras de MT frente a variaciones rápidas de la potencia generada por la Granja Solar tipo A.....	145
Figura 4.3. Fluctuaciones de tensión en barras de MT frente a la salida de servicio de la Granja Solar Tipo B.....	145
Figura 4.4. Exposición sonora de aerogeneradores.....	149
Figura 5.1. Participación de las diferentes energías renovables para el cubrimiento de la demanda en Argentina (%).....	160
Figura 5.2. Costos promedios de GD con diferentes fuentes de ER en comparativa con el rango de las energías convencionales fósiles.....	173

## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a todas aquellas personas de nuestra sociedad argentina, que con sus aportes continuos al estado hacen posible que hoy en día algunos pocos tengamos la oportunidad de poder estudiar y poder formarnos como profesionales en nuestras prestigiosas Universidades Nacionales. Tengo además, la grata satisfacción de que mi formación de postgrado también haya sido en la Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura de la Universidad Nacional de Rosario. Vaya mi enorme agradecimiento a esta casa de altos estudios, y a todos aquellos docentes que han sido parte de mi formación profesional, tanto de grado como de postgrado.

Agradezco muy especialmente a todos los integrantes de mi hermosa familia Ronco, dado que sin su amor y "aguante" nada sería posible.

- A mis hermosas abuelas Julia y Marita, y a mis adorados abuelos Jorge y Pepito.
- A mi "viejo" y "vieja", que con todo el amor del mundo siempre están ahí presentes, transmitiendo valores importantísimos para todos sus hijos e hijas por igual.
- A mis hermanas Vero y Vale.
- A mis hermanos Seba y Nico.

Le agradezco tanto a mi director como a mi co-director por la especial dedicación y asesoramiento profesional que me han brindado, y por el seguimiento continuo durante el transcurso de la elaboración de mi tesis final de maestría.

Finalmente, agradezco a los lectores que se hayan interesado en la lectura de esta investigación. Gracias por su tiempo, único recurso invertido el cual que no se recupera.

## **DEDICATORIA**

Dedicado a una hermosa mujer, gran luchadora y trabajadora; la cual nos ha brindado siempre todo su amor, respeto y cariño.  
Para Carmen, con amor.

## **RESUMEN**

Los actuales modelos de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica están transitando un importante cambio de paradigma; en principal medida en lo referente a la generación eléctrica en las cercanías de los puntos de consumo, y por los mismos usuarios que se encuentran conectados a la red eléctrica de distribución y/o cooperativas eléctricas.

En consecuencia y en esta dirección, numerosos países han adoptado y con éxito nuevos modelos descentralizados de generación de energía eléctrica mediante el aporte de energías renovables con la factibilidad de inyección a la red de distribución. La República Argentina mediante la sanción de la Ley Nacional N° 27.424 “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública” del año 2017 se ha sumado a dicha tendencia mundial, permitiendo que los consumidores puedan además ser generadores. Previamente, en el año 2015 se promulgaba la Ley Nacional N° 27.191 “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica” y su Decreto Reglamentario N° 531/16, la cual modificaba la Ley Nacional N° 26.190 del año 2006.

En el contexto del cambio climático mundial es de suma necesidad que los países adopten políticas públicas y medidas que tiendan a desacelerar las emisiones responsables de intensificar el efecto invernadero natural del planeta. La introducción de un modelo de generación eléctrica distribuida con el aporte de fuentes de energías renovables trae consigo beneficios en el orden social, económico y medioambiental. Entre ellos se destacan la creación de empleo, la mejora de la eficiencia del sistema de distribución eléctrica y el aprovechamiento de la utilización de las fuentes de energías renovables.

Teniendo en cuenta que Santa Fe es la primer provincia argentina en habilitar la conexión a la red de sistemas distribuidos de energía renovable, el presente trabajo se basa en dicho conocimiento y en el análisis regional sobre el potencial que tienen las diferentes fuentes de energías renovables en los distintos departamentos de la Provincia de Santa Fe, proponiendo una metodología diferente para poder evaluar la factibilidad y la ejecución de los diferentes proyectos de Generación Eléctrica Distribuida (GD) con el uso

e integración de las diferentes fuentes de energías renovables y sus tecnologías existentes.

Se propone evaluar mediante metodología propuesta, proyectos de GD los cuales integren las diferentes fuentes de energías renovables disponibles y más apropiadas disponibles en cada departamento / región / nodo de la provincia de Santa Fe, con una consecuente propuesta de programa de incentivos; teniendo en consideración tanto las barreras económicas, institucionales, financieras, regulatorias, técnicas como tecnológicas. Dentro de este trabajo se tendrán en consideración los marcos legales, normativos y regulatorios provinciales vigentes, el conocimiento de las leyes provinciales N° 12.503 y N° 12.692 las cuales expresan qué se entiende por energías renovables, alternativas o blandas como todas aquellas que “se producen naturalmente, en forma inagotable y sin ocasionar perjuicio al equilibrio ambiental”; considerando la última reglamentación del programa “Prosumidores” vigente desde el año 2016 y su correspondiente programa de financiación existente desde el año 2018 y el actual programa “ERA” de la Empresa Provincial de la Energía de la Provincia de Santa Fe.

Se evaluarán los impactos técnicos que conllevan los proyectos de GD en la red de distribución de la Empresa Provincial de la Energía de la Provincia de Santa Fe (EPE) y/o cooperativas eléctricas; y se propone medir los beneficios tanto para la red como para los usuarios generadores independientes.

Acorde a la potencialidad de los recursos energéticos renovables en los diferentes departamentos de nuestra provincia de Santa Fe, los cuales pueden integrarse en futuros proyectos de GD, y al no haberse alcanzado los objetivos porcentuales estimados tanto del programa nacional de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (Renovar) como del Programa de Generación de Energías Renovables de la Provincia de Santa Fe (Generfe), es que este trabajo de investigación hace hincapié en la propuesta de una metodología diferente para poder evaluar la factibilidad de futuros proyectos de GD con la integración de las diferentes fuentes de energías renovables disponibles en los distintos departamentos de la provincia de Santa Fe, analizando cuales son los déficit y qué cuestiones hacen falta incentivar para llevar a cabo esta clase de inversiones.

## **ABSTRACT**

The current models of generation, transport and distribution of electrical energy are undergoing an important paradigm shift; mainly in relation to electricity generation in the vicinity of consumption points, and by the same users who are connected to the electrical distribution network and / or electrical cooperatives.

Consequently and in this direction, many countries have successfully adopted new decentralized models of electricity generation through the contribution of renewable energies with the feasibility of injection into the distribution network. The Argentine Republic, through the enactment of National Law N° 27.424 "Regime for the Promotion of Distributed Generation of Renewable Energy integrated into the Public Electricity Grid" of the year 2017 has joined this global trend, allowing consumers to also be generators. Previously, in 2015, National Law N° 27.191 was promulgated "Regime of National Promotion for the Use of Renewable Sources of Energy for the Production of Electric Power" and its Regulatory Decree N° 531/16, which modified National Law N° 26.190 of the year 2006.

In the context of global climate change, it is extremely necessary that countries adopt public policies and measures that tend to decelerate emissions responsible for intensifying the planet's natural greenhouse effect. The introduction of a distributed electricity generation model with the contribution of renewable energy sources brings benefits in the social, economic and environmental order. These include job creation, improving the efficiency of the electricity distribution system and taking advantage of the use of renewable energy sources.

Taking into account that Santa Fe is the first Argentine province to enable the connection to the grid of distributed renewable energy systems, the present work is based on this knowledge and on the regional analysis of the potential of different sources of renewable energy in the different departments of the Province of Santa Fe, proposing a different methodology to be able to evaluate the feasibility and execution of the different Distributed Electricity Generation (DG) projects with the use and integration of different sources of renewable energy and their existing technologies.

It is proposed to evaluate through the proposed methodology, DG projects which integrate the different available and most appropriate renewable energy sources available in each department / region of Santa Fe province, with a consequent proposal for an

incentive program; taking into consideration both economic, institutional, financial, regulatory, technical and technological barriers. Within this work, the current provincial legal, normative and regulatory frameworks will be taken into consideration, as well as knowledge of provincial laws N° 12.503 and N° 12.692, which express what is understood by renewable, alternative or soft energies such as all those that "occur naturally , inexhaustibly and without damaging the environmental balance "; considering the latest regulation of the "Prosumers" program in force since 2016 and its corresponding financing program existing since 2018 and the current "ERA" program of the Provincial Energy Company of the Province of Santa Fe.

The technical impacts that DG projects entail in the distribution network of the Provincial Energy Company of the Province of Santa Fe (EPE) and / or electrical cooperatives will be evaluated; and it is proposed to measure the benefits both for the network and for independent generating users.

According to the potential of renewable energy resources in the different departments of our province of Santa Fe, which can be integrated into future DG projects, and as the estimated percentage objectives of both the national electricity supply program have not been achieved from renewable sources (Renovar) and the Renewable Energy Generation Program of the Province of Santa Fe (Generfe), is that this research work emphasizes the proposal of a different methodology to be able to evaluate the feasibility of future DG projects with the integration of the different sources of renewable energies available in the different departments of the province of Santa Fe, analyzing what the deficits are and what issues need to be encouraged to carry out this kind of investment.

## **PALABRAS CLAVES**

- Energías Renovables o Alternativas
- Generación Eléctrica Distribuida
- Políticas Energéticas
- Reducción de Impacto Ambiental
- Evaluación de Proyectos de Inversión con integración de energías renovables

## **KEYWORDS**

- Renewable or Alternative Energies
- Distributed Electric Generation
- Energy Policies
- Environmental Impact Reduction
- Evaluation of Investment Projects with integration of renewable energies

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 Uso de Recursos Energéticos Renovables

Desde hace ya unas décadas la ciencia ha comenzado a aprovechar la energía brindada por los recursos naturales renovables<sup>1</sup> mediante diferentes dispositivos. La misma naturaleza es la encargada de proporcionar ciertas fuentes de energía, siendo luego el hombre con capacidad científica y tecnológica, el encargado de explotar en forma racional estas fuentes primarias de energía y transformarlas luego en energías secundarias y en vectores energéticos como lo es la propia energía eléctrica; la cual es de vital utilidad e importancia para poder cubrir la mayoría de las necesidades cotidianas humanas.

Las energías llamadas "alternativas" provienen de "fuentes renovables de energía", y a continuación en la siguiente tabla resumiremos brevemente sólo a aquellas fuentes de energías renovables las cuales serán analizadas en este trabajo de investigación; con el objeto de poder ser utilizadas en proyectos de inversión de centrales de generación de energía eléctrica para el desarrollo sustentable<sup>2</sup> de la sociedad de la Provincia de Santa Fe:

Tabla 1.1. Tipos de Energías Renovables.

Tipo de energía	Dispositivo empleado para su aprovechamiento
Energía Solar	Paneles fotovoltaicos (energía solar a eléctrica)
Energía Eólica	Aerogeneradores (energía mecánica a eléctrica)
Energía del agua	Represas, centrales hidroeléctricas o centrales mini-hidráulicas (energía potencial y cinética en eléctrica)
Energía de la biomasa	Biodigestores (conversión a metano)

Desde el punto de vista de la mitigación de los impactos ambientales, el empleo de este tipo de energías renovables reduce considerablemente las cantidades de toneladas de CO<sub>2</sub> que se emiten a la atmósfera. Pero el uso de estas energías renovables tiene los siguientes inconvenientes:

- Su aprovechamiento es intermitente en la mayoría de las fuentes. Un breve ejemplificación, es que al no contar con irradiación solar en las horas de la noche, y habiendo necesidad de demanda de energía eléctrica, no se dispone del recurso renovable en dicha franja horaria.

<sup>1</sup> Dentro de las energías renovables se incluyen la geotérmica, solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, etc.

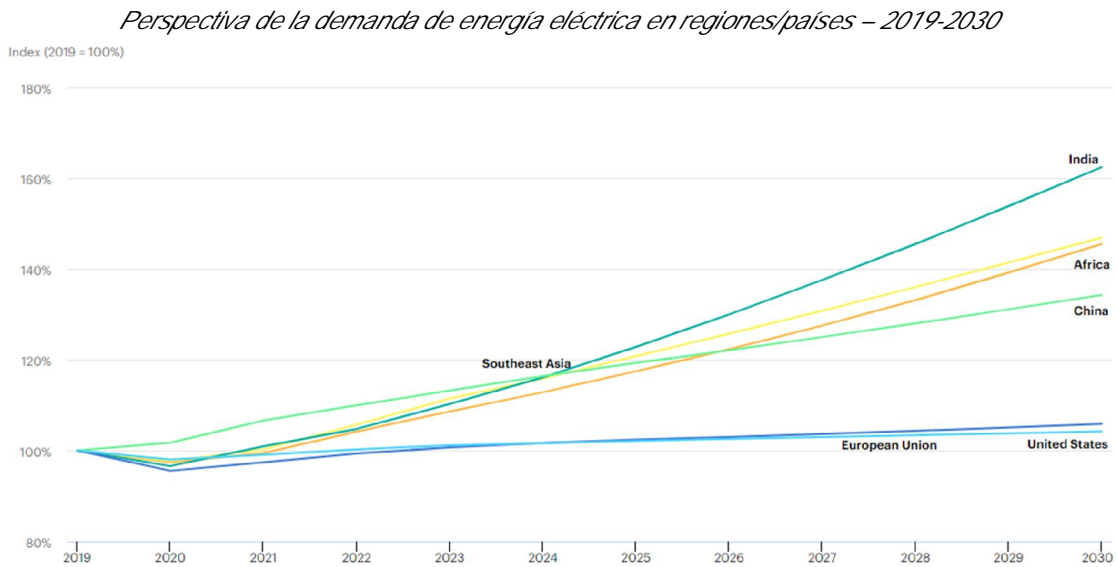
Otro ejemplo es la falta de los vientos en algunas de las horas del día, en las cuales haya necesidades de consumos eléctricos.

- Dado su característica de fuente intermitente de energía, la generación de energía eléctrica con el uso de estas fuentes de energía renovable también lo será, lo cual representa una gran desventaja frente a la generación de energía eléctrica con fuentes convencionales - combustibles fósiles, ya que esta última puede generar energía eléctrica constante sin depender de las condiciones meteorológicas.
- La eficiencia de los paneles solares comerciales está entre el 15% y 20% de la energía de entrada incidente. Si bien las plantas termoeléctricas, las cuales usan como fuente primaria de energía fuentes no renovables como el gas natural o gas-oil, no superan el 30% de eficiencia (exceptuando las plantas de generación de energía eléctrica termoeléctricas de ciclos combinados, las cuales mejoran ampliamente la eficiencia muy por encima de dicho porcentual); cuando se las evalúa con su regularidad y estabilidad, son hasta más rentables.
- Requieren de políticas regulatorias, beneficios e incentivos fiscales e instrumentos sociales para poder mejorar su difusión, y por sobre todo su desarrollo y aplicación.
- Al comparar los costos (USD/MW) para instalación de centrales de generación de energía eléctrica las cuales utilizan recursos energéticos renovables versus las que emplean fuentes convencionales derivadas de los combustibles fósiles, estas últimas son aún más rentables. Esto torna menos viable (poco rentables) a las inversiones de generación de energía eléctrica con el uso de fuentes de energías renovables.
- De acuerdo a la tecnología empleada, la energía necesaria para fabricar algunos dispositivos de algunas fuentes puede llegar a ser mayor que la energía que entregará este dispositivo en toda su vida útil.
- Requieren mayores costos de mantenimiento en comparativa con otras fuentes no renovables o fósiles. Si bien no generan contaminación ambiental considerable, deben limpiarse regularmente para no reducir aún más su eficiencia - rendimiento (por ejemplo, el polvo depositado en los colectores solares).

La crisis de Covid-19 ha subrayado la importancia de un suministro de electricidad confiable, asequible y seguro que sea capaz de adaptarse a los cambios repentinos en el comportamiento y la actividad económica mientras continúa apoyando los servicios vitales de salud e información. El sector de la energía eléctrica desempeñará un papel clave en

el apoyo a la recuperación económica, y un papel cada vez más importante a largo plazo en el suministro de la energía que el mundo necesita. Con el tiempo, parece que evolucionará hacia un sistema con menores emisiones de CO2, una base de infraestructura más sólida y una mayor flexibilidad.

Si observamos en la Figura 1.1 la perspectiva de la demanda de la energía eléctrica en algunas regiones - países seleccionados del mundo, en el escenario de nuevas políticas<sup>2</sup> declaradas entre los años 2019 y 2030; se prevé un incremento considerable a nivel mundial para los próximos 10 años, que en algunos países llega al 40% e inclusive hasta el 60%.



**Figura 1.1** *Estimación crecimiento demanda de energía eléctrica período 2019-2030*  
 Fuente del gráfico: Agencia Internacional de Energía (IEA). Año 2020.

En los últimos años los principales países que integran el continente sud americano se han ido interesando y de forma creciente, en la incorporación de fuentes de Energías Renovables (ER) en los procesos licitatorios de generación de energía eléctrica, con la implementación de mejores y nuevos marcos regulatorios y legales, con la generación de mejoras fiscales para el fomento de esta clase de proyectos de inversión, y conociéndose los beneficios sociales indirectos, económicos regionales y principalmente ambientales que la ejecución y puesta en marcha de esta clase de proyectos conlleva.

El incremento de las energías renovables es importante debido a que se necesita

<sup>2</sup> El escenario denominado de Nuevas Políticas es uno de los escenarios futuros previstos en los estudios de la Agencia Internacional de Energía (IEA).

controlar las elevadas emisiones de gases de efecto invernadero al medio ambiente, gases que producen impactos ambientales como el calentamiento global. A continuación, en la Figura 1.2, se observa la potencia instalada por región y tecnología en la Argentina, de las centrales de generación de energía eléctrica que sólo utilizan fuentes de energía primarias renovables.

*Potencia Instalada (MW) de Centrales de Generación por región y por tecnología*



**Figura 1.2** *Potencia Instalada (MW) de Centrales de Generación por región y por tecnología.*

*Fuente del gráfico: CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.) - año 2020.*

En la próxima Figura 1.3, se observa el aporte porcentual de la totalidad de las centrales de generación de energía eléctrica con uso de fuentes de energía renovables en la Argentina, para cubrir el total de la demanda diaria (16-10-2020) de energía eléctrica. Lo cual significa, que el porcentual de la demanda a cubrir restante es brindado por centrales de generación de energía eléctrica las cuales utilizan fuentes de energías convencionales (uso de energías no renovables, derivadas de los combustibles fósiles).

*Total aportes (instantáneo) de Centrales de Generación con renovables versus demanda total*

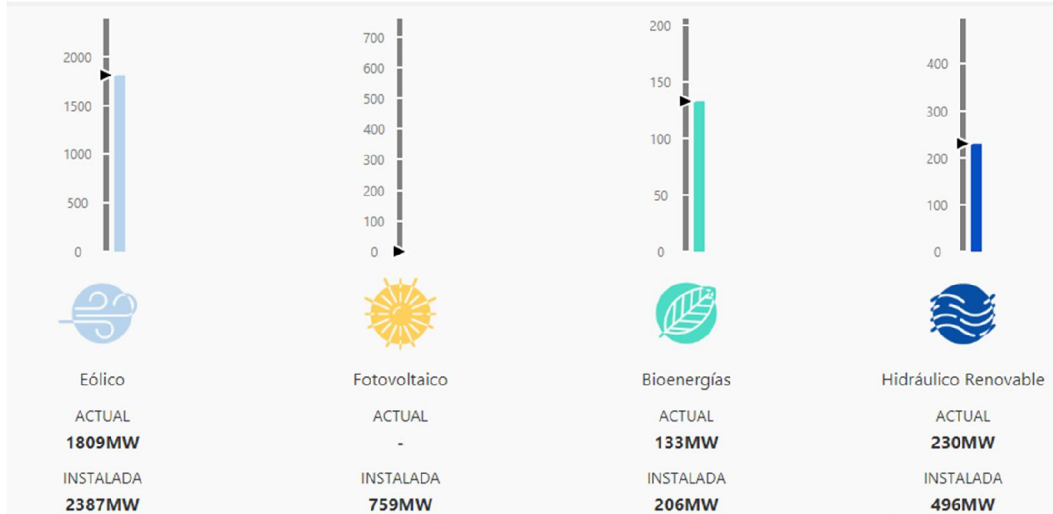


**Figura 1.3** *Potencia Total Instalada (MW) Centrales de Generación Eléctrica con Renovables.*

*Fuente del gráfico: CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.) - año 2020.*

En la Figura 1.4 tenemos la generación actual (en fecha de un día del año) versus la potencia actual instalada a finales del año 2020 para cada tecnología.

*Generación fecha 16-10-2020 Vs. Potencia Instalada en Argentina por cada tecnología renovable*

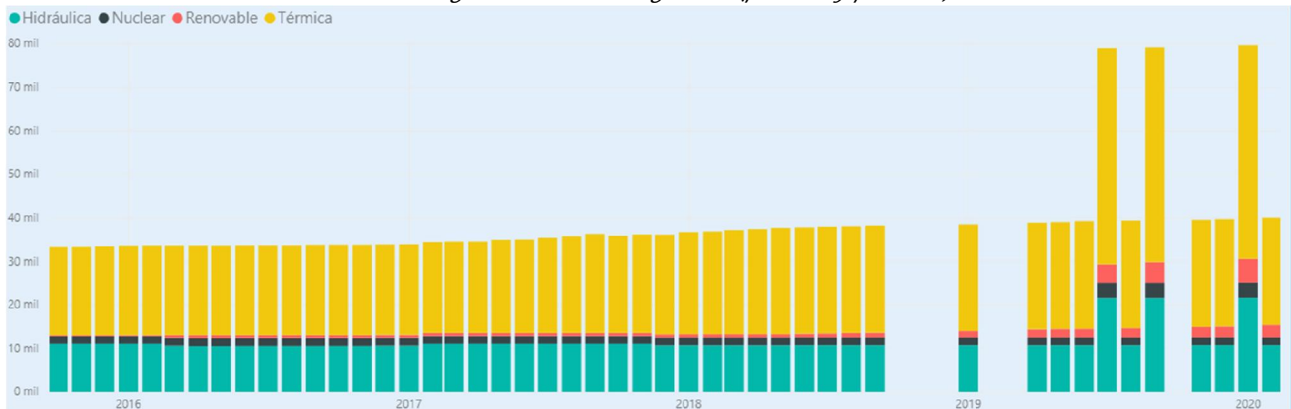


**Figura 1.4** *Generación Actual Diaria versus Potencia Total Instalada por Tecnología*

*Fuente del gráfico: CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.) - año 2020.*

Finalmente, la Figura 1.5 nos da una noción relativa de la evolución desde el año 2016 al año 2020, de la Potencia Instalada Total de Energía Eléctrica en la República Argentina generada por cada fuente de energía (total por renovables, y total por las restantes fuentes convencionales de energía); contabilizando al aporte de la totalidad de las fuentes de energías renovables (no incluyendo a las centrales hidráulicas dentro de esta denominación), y detallando la potencia instalada en la Argentina de las restantes fuentes convencionales de energía, discriminadas en centrales Hidráulicas, Nucleares y Térmicas (fósiles).

*Potencia Total Instalada Energía Eléctrica en Argentina (por año y por mes), desde 2016 al 2020.*



**Figura 1.5** *Potencia Total Instalada (total fuentes renovables y total fuentes convencionales).*

*Fuente del gráfico: Secretaría de Energía / Presidencia de la Nación - año 2020.*

La principal conclusión que se obtiene al observar el último gráfico<sup>3</sup> de potencias totales instaladas, discriminadas por las diferentes fuentes de energía disponibles (tanto renovables, como fuentes no renovables o convencionales), es que si bien en los últimos años se han ido incrementando paulatinamente las potencias totales instaladas de generación de energía eléctrica en la Argentina empleando las diversas fuentes de energías renovables (acorde a la ley 27.191 de fomento para el desarrollo de energías renovables), se ha llegado al año 2020 a contribuir con sólo el aprox. 9,07% del total de la matriz de potencia total instalada de generación de energía eléctrica de la República Argentina (sólo ese porcentual proviene del uso de fuentes renovables). Un restante elevado 60,35%, proviene de la combustión de gas natural y gas oil de las centrales térmicas instaladas en nuestro país; teniendo instalada nuestra matriz de generación de energía eléctrica una mayor contribución proveniente de quema de material fósil convencional. Sin embargo, existe un 26,32% que proviene del aporte de las centrales hidroeléctricas del país, y un aprox. 4,26% que proviene de la energía nuclear.

### **1.1.1 Cambio Climático. Impactos Ambientales**

Las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) han tenido un fuerte incremento en los últimos 70 años. Nos enfrentamos a una problemática vigente, debido a un elevado y creciente consumo mundial de combustibles fósiles, lo cual da como resultado desprendimiento de elevadas cantidades inadmisibles de CO<sub>2</sub> que son emitidas a la atmósfera terrestre con consecuencias desfavorables para nuestro medio ambiente. En el período 2000-2016, las emisiones de CO<sub>2</sub> mundiales se incrementaron en un 44,36% (Banco Mundial, 2016); y en la Argentina el incremento en el mismo período fue de aproximadamente un 34% debido a la utilización de combustibles fósiles (Unidad de Cambio Climático. Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. Jefatura de Gabinete de Ministros, 2016). Pero si nos focalizamos únicamente en las emisiones totales de CO<sub>2</sub> provenientes de la Generación de Energía Eléctrica, en el mismo período 2000-2016, se incrementaron en más de un 70% (Unidad de Cambio Climático. Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. Jefatura de Gabinete de Ministros, 2016); lo cual tiene su veraz asidero si lo comparamos con la evolución de la composición de nuestra matriz de potencias instaladas del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y con los porcentuales de despachos diarios y estacionales de generación de energía eléctrica de CAMMESA al SADI.

<sup>3</sup> <https://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Informe%20Mensual/Informe%20Mensual.pdf>

Las principales causas fueron la quema de combustibles fósiles y los cambios en el uso de la tierra. Estas emisiones de GEI crecieron un 80% entre 1970 y 2004, siendo el CO<sub>2</sub> el gas de origen antropogénico más relevante. En la Figura 1.6 se detallan las emisiones en Argentina de CO<sub>2</sub> por sector de consumo. La alternativa para mitigar el cambio climático es la de sustituir el empleo de combustibles fósiles a partir de la promoción de las diferentes fuentes de energías renovables y la aplicación de políticas del Uso Racional y Eficiencia de la Energía (Fundación Vida Silvestre Argentina, 2013, pag.9).

*Emisiones en Argentina de CO<sub>2</sub> por área de consumo*



**Figura 1.6** Emisiones en Argentina CO<sub>2</sub> por sector de consumo

*Fuente: Inventario Nacional GEI - Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable Argentina 2017*

Con las condiciones naturales de la República Argentina y de la provincia de Santa Fe, tanto el país como nuestra provincia tienen el suficiente potencial de recursos de energías renovables para el aprovechamiento energético en las cercanías de los centros de consumo. Para concretar y llevar a cabo nuevos diversos proyectos de inversión con la integración de renovables, son necesarias nuevas herramientas y lineamientos políticos.

### 1.1.2 Uso Eficiente de la Energía

El Uso Racional y Eficiente de la Energía es un protagonista fundamental de las matrices energéticas de los países desarrollados y de muchos países en vías de desarrollo, ya que las fuentes de energías renovables son abundantes, de bajo coste y no contaminan. Utilizar de forma racional la energía es sinónimo de minimizar consumos energéticos, actuando adecuadamente en la manera de operar las instalaciones ajustando los niveles de los servicios energéticos y controlando el apagado y encendido

de las demandas eléctricas. El concepto de "eficiencia energética" o "uso racional de la energía" hacen hincapié en el consumo responsable de recursos (entendidos tales como la materia prima para generar energía) a fin de obtener un determinado aprovechamiento, esto es, un efecto útil. El hecho de ser eficientes desde un punto de vista energético permite obtener el mismo efecto útil con la menor cantidad de consumo requerido.

Acorde al decreto<sup>4</sup> nacional vigente sobre eficiencia energética y a los avances legislativos<sup>5</sup> de la provincia de Santa Fe, la cual es la primer provincia argentina en promulgar una ley de eficiencia energética (en este caso para las prestaciones energéticas de un inmueble); analizaremos estos conceptos desde el punto de vista del consumo responsable de la energía eléctrica y desde el punto de vista de la utilización de energías renovables para la obtención de la energía eléctrica que solicitamos consumir.

## 1.2 Balance Energético de la Provincia de Santa Fe

El Balance Energético Nacional es un conjunto de relaciones de equilibrio que contabilizan los flujos de energía a través de distintos procesos desde su producción hasta su consumo final. Esta contabilización se lleva a cabo, tanto para el territorio nacional como para el territorio provincial santafesino, para un mismo año determinado. El balance es una herramienta que facilita la planificación global energética. Permite visualizar cómo se produce la energía, se exporta o importa, se transforma o se consume por los distintos sectores económicos, permitiendo además el cálculo de relaciones de eficiencia y diagnósticos de situación.

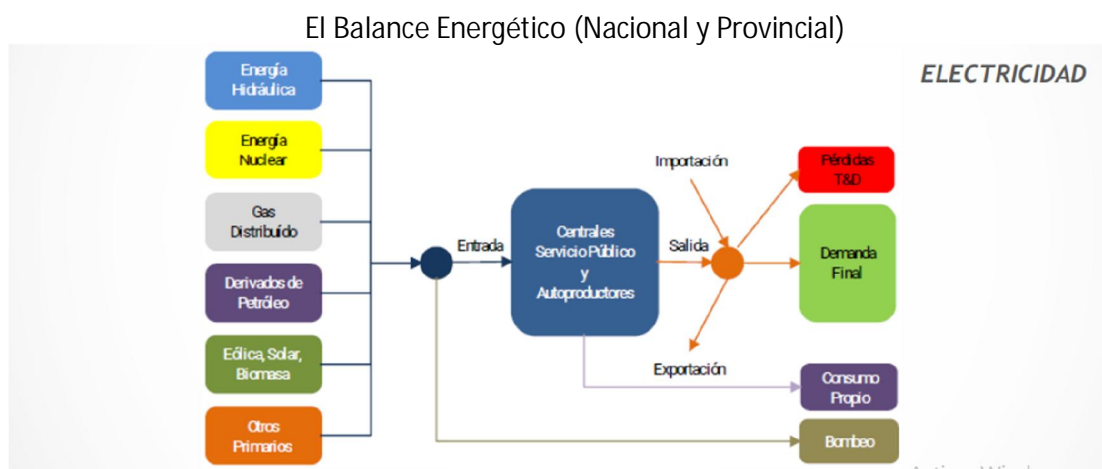


Figura 1.7 Balance Energético (energía eléctrica)

Fuente: Secretaría de Estado de la Energía Provincia de Santa Fe - Año 2018.

<sup>4</sup> [http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/PRONUREE\\_Decreto140.pdf/\\$FILE/PRONUREE\\_Decreto140.pdf](http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/PRONUREE_Decreto140.pdf/$FILE/PRONUREE_Decreto140.pdf)

<sup>5</sup> <https://www.santafe.gob.ar/ms/eficienciaenergetica/wp-content/uploads/sites/25/2019/11/Ley-13903.pdf>

La existencia del balance energético, que se muestra en la Figura 1.7, es una condición necesaria para el planeamiento energético y para elaborar políticas de mediano y largo plazo, tanto a nivel país como a nivel provincial.

### **1.3 Generación Distribuida en Argentina y en la Provincia de Santa Fe**

El modelo convencional de Generación, Transporte y Distribución de la Energía Eléctrica, es el predominante en nuestro país y es de una estructura fuertemente "vertical". En este modelo tradicional la energía se genera en grandes centrales, las cuales están localizadas a grandes distancias de los grandes centros de consumos (generalmente donde se encuentran los recursos disponibles para los procesos de conversión de energía a gran escala), luego es transportada a elevados niveles normalizados de tensión a través de las amplias distancias (con el objeto de reducir las pérdidas por transmisión de la energía eléctrica y mejorar por consecuencia la eficiencia total de la transmisión); para por último ser transformada a menores niveles de tensiones nominales para ser distribuida a los diversos puntos de consumos y/o usuarios domiciliarios e industriales.

En la actualidad, existe el concepto a nivel mundial del nuevo modelo de Generación Eléctrica Distribuida (GD), el cual propone la existencia de centrales de generación de energía eléctrica de menores escalas y más próximas a los principales centros de consumos o demandas eléctricas; con el objeto de reducir las solicitudes de energía a la red de Transporte en Alta Tensión. Esto no significa que la estructura convencional de Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica de nuestro Sistema Interconectado Nacional (SIN) dejara de existir o siga siendo la primordial, dado no sería nunca factible prescindir de la misma, debido a que las grandes centrales de generación de energía eléctrica son las que abastecen en mayor escala al SIN y a sus debidas demandas de energía eléctrica, y le brindan su debida estabilidad en tensión y frecuencia al sistema.

Existen múltiples factores que determinan la definición de GD, como lo son las tecnologías empleadas, los límites de potencias nominales instaladas, los tipos de conexiones a la red, etc. En la siguiente Figura 1.8, se esquematiza la incorporación de centrales de GD en sistemas eléctricos. Luego, se muestran algunas de las definiciones más relevantes de GD brindadas por instituciones internacionales eléctricas de renombre.

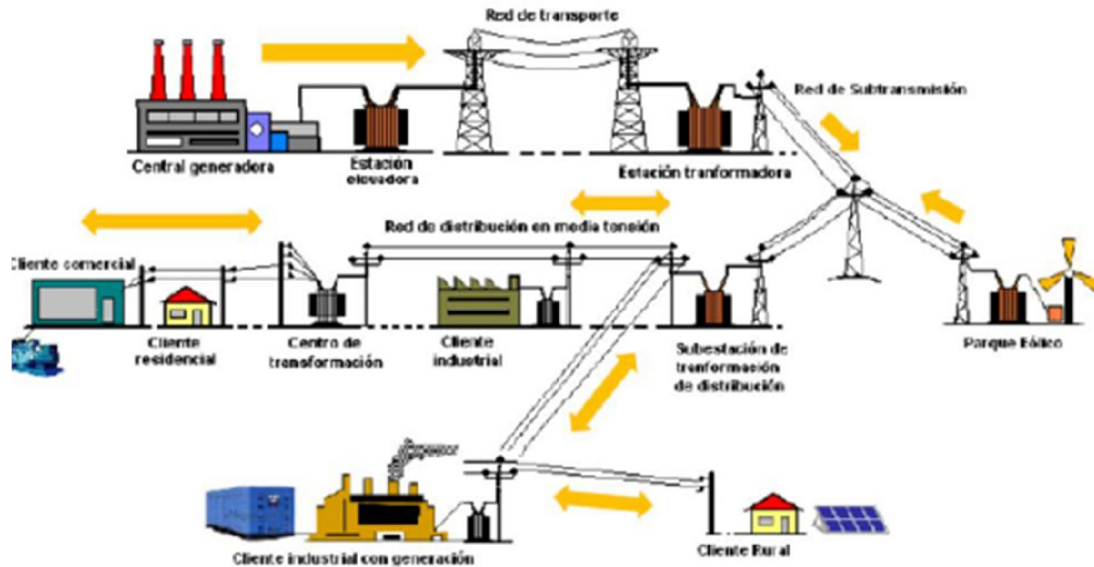


Figura 1.8 *Generación Distribuida en un Sistema Eléctrico*

Fuente: Material de Clase *Principios Básicos y Tecnologías Energéticas*, Marcelo Cassin.

- Para DPCA (*Distribution Power Coalition of America*) la GD es definida como cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más próximos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte de distribución (Fenercom, 2007).
- La IEA (*International Energy Agency*), considera la GD, como aquella que se interconecta a la red de distribución en baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores, mini y micro turbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica (Fenercom, 2007).
- Para CPUP (*California Public Utility Commission*), se define a la GD como la generación, almacenamiento y/o tecnologías que son conectadas o se inyectan a niveles de distribución de un sistema de Transmisión y Distribución ubicados en los predios del usuario (El-Saadany, 2014).
- La IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*), define a la GD como la producción de energía eléctrica con instalaciones que son pequeñas en relación a las grandes centrales de generación, de forma que se puede conectar en cualquier punto de un sistema eléctrico.

Una de las clasificaciones de las Centrales de Generación Distribuida, es la de diferenciar a aquellas centrales de GD que contribuyen a minimizar los impactos ambientales utilizando los recursos energéticos renovables a disposición en las cercanías de los centros de consumos domiciliarios e industriales; respecto a las centrales de GD convencionales las cuales solamente utilizan recursos de origen fósil para realizar los procesos de conversión de energía correspondientes.

En la Argentina y acorde a la legislación vigente (marco legal regulatorio el cual será detallado en su totalidad dentro del punto 1.4), a Septiembre de 2019 se habían re-adequado licitaciones de proyectos de centrales de GD con el uso de fuentes renovables por un total de 500 MW adicionales. Si nos focalizamos en las fuentes de energías renovables utilizadas para los proyectos de GD para la Provincia de Santa Fe, los mismos se corresponden en su totalidad a la utilización del biogás, biogás de relleno sanitario, derivados de la biomasa y energía solar. Estos potenciales proyectos de GD, se observan con mejor detalle en la siguiente Figura 1.9.

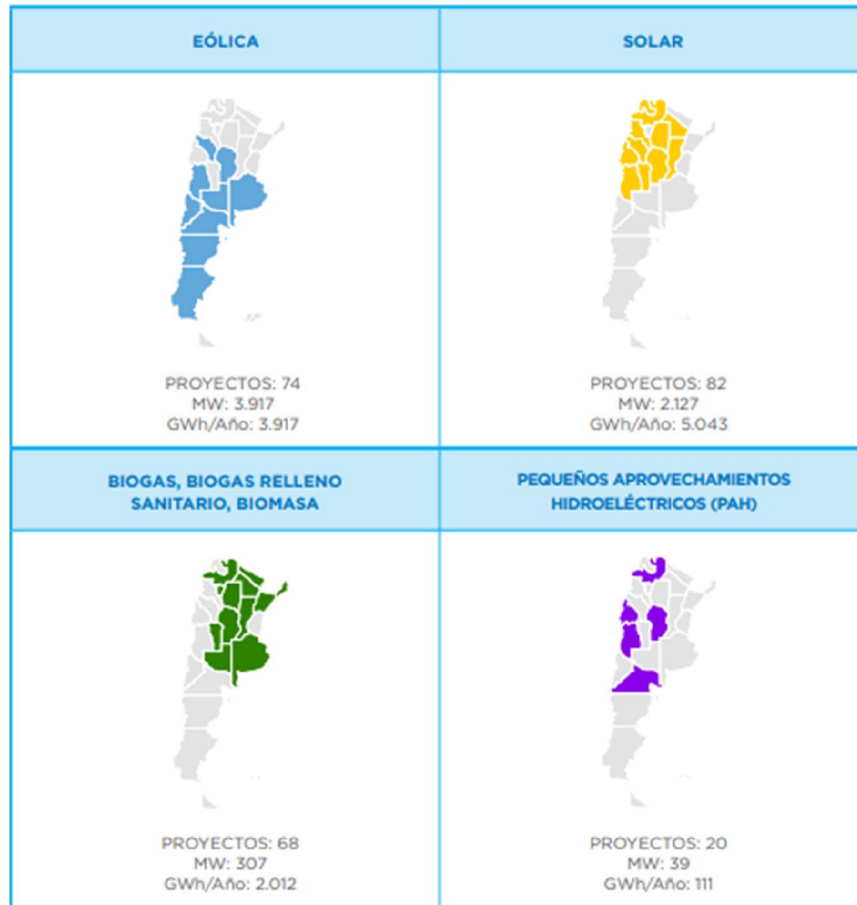


Figura 1.9 Resultados programa Renovar a Septiembre de 2019.

Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética (Argentina).

### 1.3.1 Evaluación Regional de los Recursos Energéticos Renovables disponibles en la Provincia de Santa Fe

En la Provincia de Santa Fe, acorde a la existencia del Programa de Generación de Energías Renovables (GENERFE), ya se cuenta desde finales de 2018 con el informe estadístico de radiación solar para cinco (5) localidades de la provincia de Santa Fe.

Esta “Red Solarimétrica” está emplazada en cinco (5) diferentes Estaciones Transformadoras de la empresa de Distribución de Energía Eléctrica de la Provincia de Santa Fe (EPE). Se conocen las radiaciones solares horarias y diarias, de las siguientes localidades:

- 1) Tostado (Departamento 9 de Julio);
- 2) Reconquista (Departamento General Obligado);
- 3) Elisa (Departamento Las Colonias);
- 4) Cañada Rosquín (Departamento San Martín);
- 5) Firmat ((Departamento General López).

Además, desde fines de 2010 se realizan mediciones de vientos en la provincia de Santa Fe, con el objeto de determinar la capacidad eólica de la provincia a los fines de aprovecharlo para la generación de energía eléctrica. Los sitios seleccionados para la evaluación del recurso fueron las localidades de Las Rosas, Rufino, San Jorge y Venado Tuerto. Con estas estadísticas de vientos mediante anemómetros instalados a distintas alturas, y con campañas de medición que duraron entre 30 a 70 meses, ya se tienen a disposición los datos de las velocidades medias y máxima de los vientos (m/s) para cada altura de cada anemómetro, se conoce la función de Distribución de Probabilidad de Weidbull y la gráfica de la rosa de los vientos de frecuencia para cada localidad (para cada altura diferente).

En base a estos datos estadísticos fundamentales (< 5 años), es que se observa un potencial interesante para el aprovechamiento de este recurso con fines de generación de energía eléctrica distribuida, principalmente en el sur de la provincia de Santa Fe y en las cercanías de las localidades de Rufino y Venado Tuerto, con velocidades medias por encima de los 6 m/s a 60 metros de altura y con vientos predominantes principalmente del sector Norte.

Por otro lado, los recursos de biomasa factibles de ser aprovechados en el territorio Santafesino por regiones y/o departamentos para la producción de biogás, son aquéllos principalmente provenientes de la actividad pecuaria (vacuna, porcina, aviar), de la actividad agrícola (restos de cereales, como barrido de silos; o cultivos dedicados), de la actividad industrial (con efluentes orgánicos) y de las urbanizaciones.

En la Figura 1.10 se detalla el mapa del potencial de generación de biogás, pero a partir únicamente de los residuos vacunos y por departamento de la provincia de Santa Fe (en toneladas/año, y por departamento). Como podemos observar, administrativamente Santa Fe está dividida políticamente en 19 departamentos y su ciudad capital Santa Fe de la Vera Cruz. Por una mera cuestión de descentralización administrativa, es que se divide a la provincia de Santa Fe en 5 regiones, las cuales son las siguientes: Región 1: Nodo Reconquista / Región 2: Nodo Rafaela / Región 3: Nodo Santa Fe / Región 4: Nodo Rosario / Región 5: Nodo Venado Tuerto.

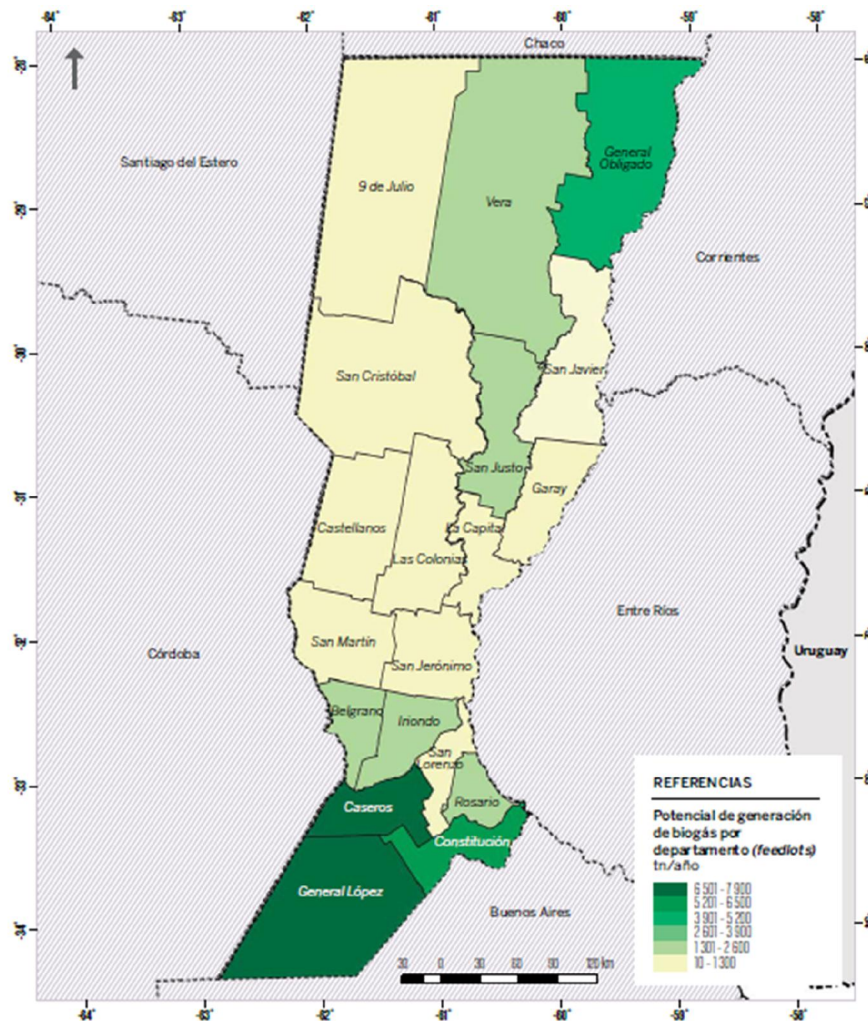


Figura 1.10 Potencial de generación de biogás en feedlots, por departamento Provincia Santa Fe  
 Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

En cambio en la posterior Figura 1.11 se detalla el mapa del potencial de generación de biogás, pero a partir únicamente de los residuos porcinos y por departamento de la provincia de Santa Fe (en toneladas/año y por departamento).

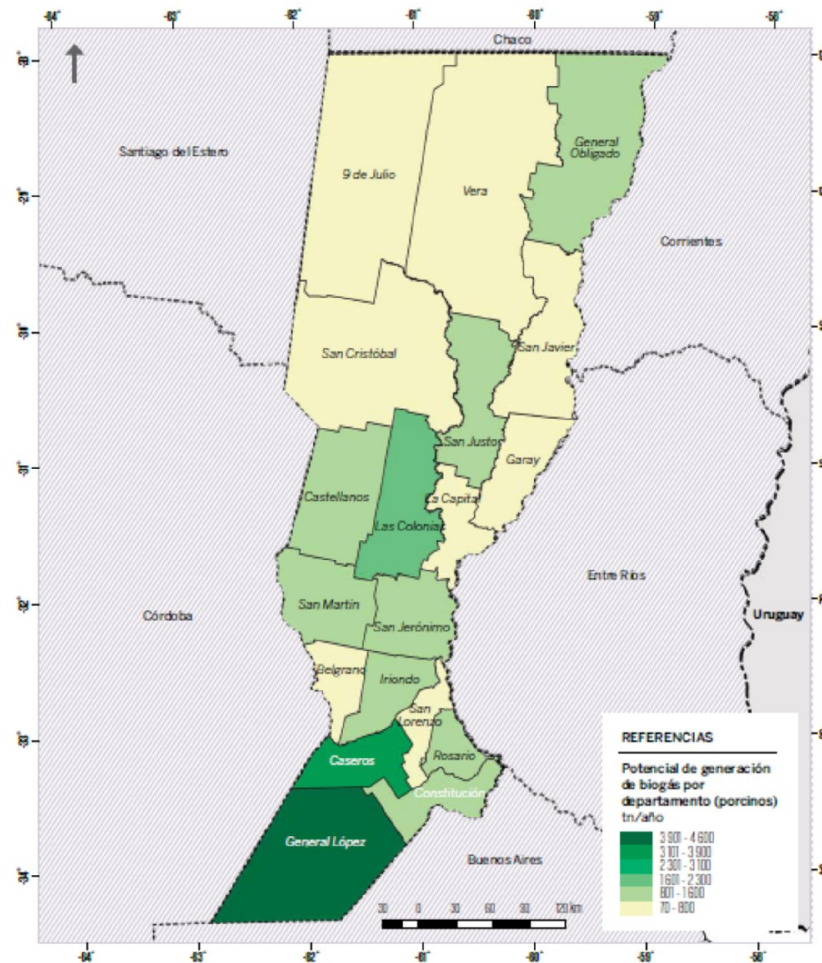


Figura 1.11 Potencial de generación de biogás por porcinos, por departamento Provincia Santa Fe  
 Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

La provincia de Santa Fe cuenta con el mayor número de plantas de producción de biocombustibles<sup>6</sup> y de biodigestores<sup>7</sup> instalados a nivel nacional. Por ello encabeza la producción de bioenergías en el país y juega un rol importante en el mercado global del biodiésel. Este protagonismo se explica por dos factores fundamentales: el volumen de producción de oleaginosas y la posición geográfica estratégica que brinda el puerto de Rosario, lo que genera ventajas en términos de costo de transporte.

La región norte de la provincia de Santa Fe es la más extensa en cuanto a superficie y abarca más del 50% del territorio provincial.

<sup>6</sup> [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/lineamientos\\_estrategicos\\_para\\_la\\_politica\\_de\\_cti\\_santa\\_fe.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/lineamientos_estrategicos_para_la_politica_de_cti_santa_fe.pdf)

<sup>7</sup> Digestor biológico (reactor), dentro del cual se deposita materia orgánica; a su vez materia que segregue bacterias dentro de una solución con agua. Esta mezcla, mediante la fermentación anaeróbica de los microorganismos, es degradada obteniendo como producto gas metano (biogás) con traza de otros gases.

Sin embargo, la misma es la menos favorecida en cuanto a la capacidad productiva de los suelos para la agricultura extensiva (debido a la elevada salinidad del suelo).

Sólo un 10% del área es apta para cultivos de girasol, algodón, soja y en menor medida maíz y sorgo. La característica diferencial de esta región es la alta concentración de ganado bovino, orientado fundamentalmente a la cría. Además, la zona tiene un importante desarrollo de la actividad avícola y porcina.

Cuantitativamente, el norte de Santa Fe posee el 30% de existencia ganadera de toda la provincia, lo que representa el 10% de las existencias nacionales. A continuación, la Tabla 1.2 determina los Sistemas Bioenergéticos de la Provincia de Santa Fe.

Tipo de Recurso	Modo de Recolección	Modo de Conversión	Producto Final
Silvicultura convencional	Técnicas de extracción, recolección y manejo	Bioquímica	Combustibles para transportes
Bosques de rotación corta			Calor
Residuos agrícolas		Termoquímica	Energía Eléctrica
Plantas oleaginosas y cultivos energéticos		Procesos fisiológicos	Cogeneración
Residuos sólidos urbanos			Combustibles sólidos

Tabla 1.2. Sistemas bioenergéticos de la provincia de Santa Fe.

Fuente: Remedio y Domac (2003)

Considerando los recursos biomásicos existentes, la mayor disponibilidad de biomasa está dada por el uso sustentable de pastizales y de los bosques nativos, con un total de 3.850.500 toneladas anuales. La mayor parte de estos recursos se encuentran en el norte santafesino (como se observa en la Figura 1.12).



Figura 1.12 Producción de bioenergía en la provincia de Santa Fe.

Fuente: Plan del norte de la provincia de Santa Fe.

En la Figura 1.13 se observa la oferta de biomasa de la provincia de Santa Fe.

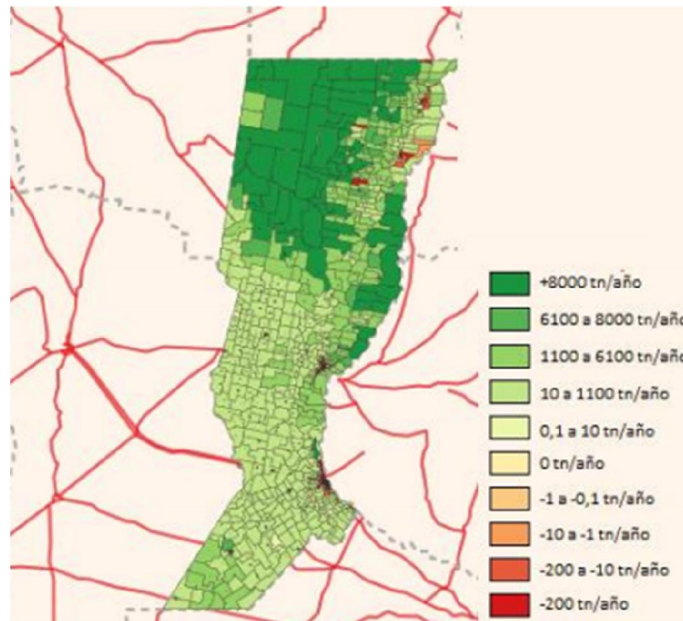


Figura 1.13 Oferta de biomasa en la provincia de Santa Fe.

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

La provincia de Santa Fe destaca principalmente en la materia de energías renovables por contar múltiples sectores productivos cuya producción y desechos se pueden reutilizar para la generación energética como biomasa. Estos recursos, según su grado de humedad, se pueden utilizar para producir energía de dos formas distintas: por un lado, a partir de procesos de combustión directa de biomasa seca se puede generar energía tanto eléctrica como térmica; por otro, existen materiales húmedos que requieren un proceso de conversión previa utilizando *biodigestores* para la generación de biogás, del cual también se pueden obtener ambos tipos de energía quemándolo posteriormente.

La biomasa seca se caracteriza por contar con un grado de humedad menor al 60%, lo que permite, mediante un proceso termoquímico de combustión del material en equipos como calderas, que se genere energía. La misma se puede aprovechar en forma calórica, lo que permite reemplazar combustibles fósiles. Por otro lado, con instalaciones de gran escala también se puede extraer energía eléctrica con turbinas propulsadas por vapor de agua generado con la combustión de la biomasa seca.

Existen distintos residuos o subproductos de varias cadenas agroindustriales en el norte de la provincia de Santa Fe que se pueden utilizar como biomasa seca. La producción agrícola santafecina se caracteriza por contar con un volumen considerable de

estos desechos: se pueden reutilizar las cáscaras de la actividad arrocera, de la soja o del girasol, así como también los marlos del maíz, el bagazo proveniente de la industria azucarera y los tallos del algodón entre los cultivos de mayor relevancia. De hecho, estos subproductos suelen exportarse al exterior, principalmente a Europa, donde se utilizan para la producción de energía, con lo que el agregado de valor de esta cadena no es enteramente aprovechado en la provincia.

La biomasa húmeda, que es aquella que tiene un componente de humedad mayor al 60%, se puede utilizar para producir energía de dos formas distintas. Por un lado, algunos residuos o incluso productos, principalmente provenientes de la producción agropecuaria tradicional, se pueden utilizar para producir aceites y biodiesel. Por otro lado, desechos de distintos sectores económicos o incluso residuos urbanos pueden aprovecharse para producir biogás.

En ambos casos, estos resultantes pueden ser utilizados para la producción de energía mecánica, térmica o "eléctrica" a través del proceso de combustión, similar al utilizado para el petróleo, el gas natural y sus derivados. De esta forma, se pueden sustituir combustibles fósiles con elementos renovables, *reduciendo el impacto ambiental* y favoreciendo la sustentabilidad de la actividad económica. La alternativa en estudio dentro de esta investigación es la aprovechar el biogás generado para producir energía eléctrica, por medio de generador o turbina a gas metano.

### 1.3.2 Energía Solar Fotovoltaica en la Provincia de Santa Fe

En las últimas décadas el auge, la evolución y el crecimiento de la capacidad solar fotovoltaica instalada en el mundo ha sido de carácter exponencial. A finales del 2016 la capacidad total global acumulada mundial ya superaba los 300 GW, y en pleno crecimiento. Esta evolución de potencia fotovoltaica total instalada por año en el mundo se ve reflejada en la siguiente Figura 1.14 (desde año 2008 al año 2016 inclusive).

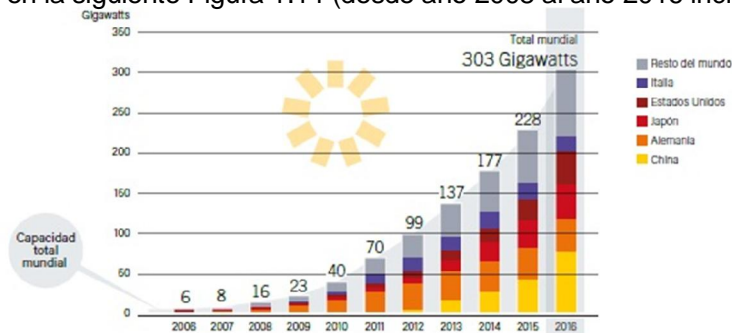


Figura 1.14. Capacidad mundial de energía solar FV, por país y región (2006 - 2016)

Fuente: REN21 Renewables 2016 Global Status Report

Acorde a la siguiente fuente estadística (Solar Power Europe, 2018), la capacidad mundial global instalada de solar FV ascendía a más de 400 GW para finales del año 2017, y a 509 GW ya finalizado el año 2018.

Para el análisis para la República Argentina, primero tenemos que diferenciar aquellos grandes, medianos y pequeños proyectos de Generación de Energía Eléctrica FV los cuales son diseñados para inyectar la energía eléctrica generada a la red de distribución y/o transmisión, de aquellos otros pequeños proyectos que son para autoabastecimiento, rurales o diseñados únicamente para trabajar en "isla" o sin conexión / acceso a la red de energía eléctrica local.

El desarrollo de la energía solar FV de gran escala en Argentina no ha sufrido de grandes avances hasta la llegada del Programa RenovAr en el año 2016. Hasta ese momento, sólo cinco plantas solares fotovoltaicas se encontraban operando comercialmente, sumando un total de 8,68 MW. Luego de la sanción de la Ley 27.191 del 15 de octubre 2015, y su reglamentación por medio del Decreto 531 del 30 de marzo de 2016, se lanzó el Programa RenovAr el cual provocó la adjudicación de proyectos solares fotovoltaicos por más de 1.700 MW en sus cuatro rondas. Además, por medio del Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER) se añadieron aproximadamente 300 MW más a la matriz energética argentina. Todos datos oficiales de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, Ministerio de Hacienda de la Presidencia de la Nación Argentina (año 2019).

Acorde al Programa de Generación de Energías Renovables de la Provincia de Santa Fe (Generfe) del año 2019, se tenía como objeto la finalidad de licitar contratos de abastecimiento de energía eléctrica a través de fuentes de generación renovables. El 80% de la provisión de energía eléctrica de las futuras instalaciones de GD (por un total de 40 MW) se correspondería a licitaciones públicas de centrales de GD Solares FV para la provincia de Santa Fe, por un total de siete (7) centrales Solares FV. Un total de cuatro (4) de estas centrales Solares FV, de 5 MW (c/una), serían para el corredor norte santafesino y estarían emplazadas en las cercanías de las Estaciones Transformadoras (E.T.) de las localidades de Tostado / Ceres / Arrufó y San Guillermo; y un total de tres (3) centrales Solares FV, dos (2) de 5 MW (c/una) - Firmat & Rufino - ;y una (1) de 10 MW (Venado Tuerto) corresponderían al total de las futuras centrales de GD del corredor sur santafesino. Por cuestiones netamente de índole político, es que este programa nunca tuvo avance ni en todo el 2019 ni en lo que transcurrió del año 2020 (pandemia), lo cual

motiva a desarrollar nuevos programas de evaluación de políticas energéticas para la provincia de Santa Fe los cuales incentiven y aceleren los inicios de este tipo de proyectos de GD con uso de energías renovables.

Actualmente, la central de GD Solar fotovoltaica de la Provincia de Santa Fe que únicamente está generando e inyectando energía en paralelo con la red de distribución de la EPE, es la emplazada en la localidad de San Lorenzo, de 1,1 MWpico y conformada por 4.400 módulos fotovoltaicos. El parque es administrado por la empresa Enerfe Santa Fe Gas y Energías Renovables SAPEM, y la producción energética inyectada a la red equivale a la energía eléctrica consumida por únicamente 450 hogares (aproximadamente).

Un caso emblemático es el de la planta solar fotovoltaica instalada en la Cooperativa de Provisión de Obras y Servicios Públicos de Armstrong, iniciativa realizada en conjunto entre la Universidad Tecnológica Nacional (UTN) y en Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), y con financiamiento del Ministerio de Ciencia y Tecnología de la Nación. En este caso esta cooperativa no sólo cumple la función de ser la distribuidora de la energía eléctrica que le suministra a sus usuarios locales, sino que además pasa a ser generadora para la misma localidad santafesina. Si bien cabe resaltar, que los porcentuales de energía eléctrica que demanda la localidad son muy superiores a la potencia solar FV instalada.

Por otro lado, el 30 de Mayo de 2019 se recibieron numerosas ofertas en la Ronda 3 del Programa RenovAr (de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética del Ministerio de Hacienda de la Presidencia de la Nación), de las cuales 18 proyectos fueron de tecnología Solar FV y un solo de estos proyectos fue adjudicado para la Provincia de Santa Fe (proyecto "P.S.F. Calchaqui", de potencia nominal instalada 10 MW), el cual tampoco tuvo viabilidad ni desarrollo a la fecha.

### **1.3.2.1 Disponibilidad del Recurso Solar**

La energía solar es un recurso renovable aprovechable en todos los países del planeta, y en la República Argentina y tal como se observa en la Figura 1.15 la mayoría de sus provincias presentan valores promedios de irradiación horizontal global anual por encima de 1,5 (KWh / m<sup>2</sup> / año), lo que demuestra el potencial de la energía solar fotovoltaica para cada una de las regiones de nuestro territorio nacional.

La Provincia de Santa Fe dispone de una insolación promedio de entre 1,5 - 1,6 (KWh / m<sup>2</sup> / año), y con esta irradiación horizontal anual se evidencia la potencialidad de generar y poner en servicio nuevos proyectos de GD con el uso de este recurso renovable.



Figura 1.15 Irradiación horizontal anual en Argentina

Fuente: Foro de Ecología Política (Los Verdes-FEP) - Generación Distribuida en Argentina

### 1.3.3 Energía Eólica en la Provincia de Santa Fe

La energía eólica es un recurso renovable aprovechable principalmente en las localizaciones geográficas con velocidades específicas<sup>8</sup> de los vientos que se encuentran por encima de los 4 a 8 (m/s) y que llegan hasta velocidades máximas entre los 16 a 20 (m/s), siendo los aerogeneradores de eje horizontal los que extraen mayor energía en comparativa con los de eje vertical; y los de mayor sustentación y mejor performance.

En la Figura 1.16 se observan las rosas de vientos de diferentes localidades de Argentina, donde se aprecia que a partir de la Patagonia los vientos son muy direccionales; en cambio en el litoral y norte del país las rosas de los viento no son tan sesgadas; y para cada ciudad o localización geográfica específica debe de realizarse un estudio meteorológico particular.

<sup>8</sup> Se define como velocidad específica, cómo el cociente entre la velocidad tangencial (de punta de pala) y la velocidad del viento.

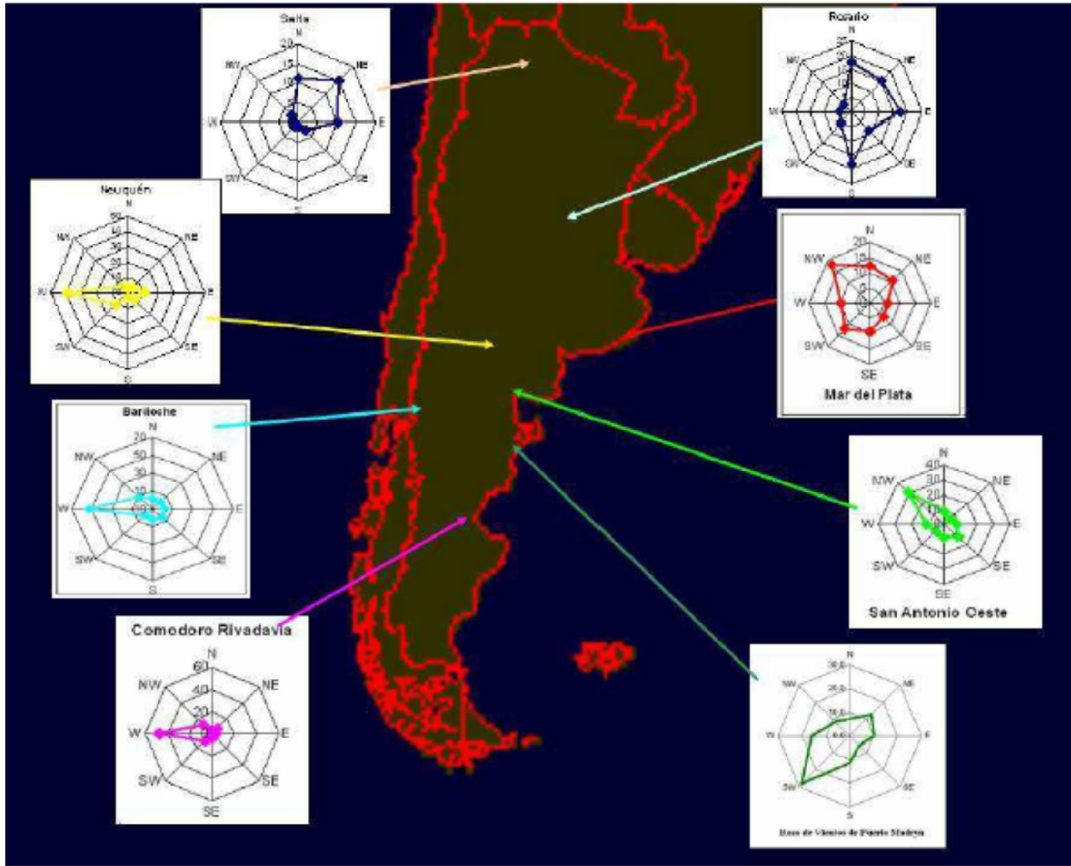


Figura 1.16 Rosa de Vientos de distintas ciudades de la República Argentina

Fuente: Cátedra Energía Eólica Postgrado FCEIA\_UNR (Doc. Ing. Jorge Lassig)

Desde fines del año 2010 que se realizan mediciones de vientos en la provincia de Santa Fe, con el objetivo de determinar la capacidad eólica de la provincia a los fines de aprovecharlo para la generación de energía eléctrica distribuida. Los sitios seleccionados para la evaluación del recurso fueron las localidades de Las Rosas, Rufino, San Jorge y Venado Tuerto.

La provincia de Santa Fe cuenta con una importante cantidad de datos de viento, campañas de medición con más de cinco años de registros en las localidades de Las Rosas, Rufino y San Jorge, y con tres años en Venado Tuerto.

En base a estos datos, se observa un potencial interesante para el aprovechamiento de este recurso con fines de generación de energía eléctrica, principalmente en el sur de la provincia en las localidades de Venado Tuerto y Rufino, con velocidades medias por encima de los 6 m/s a 60 metros de altura, con vientos predominantes del sector Norte (Figura 1.17).

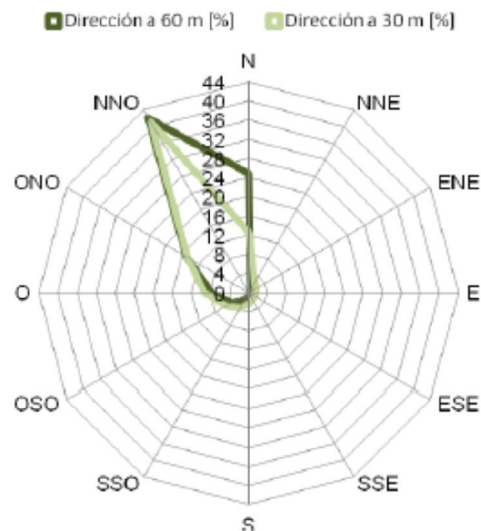


Figura 1.17 Rosa de los vientos de frecuencia de la localidad de Venado Tuerto

Fuente: Programa de Generación de Energías Renovables de la Provincia de Santa Fe (Generfe)

### 1.3.4 Energía de Biomasa en la Provincia de Santa Fe

A partir de la evaluación del recurso de la capacidad de la energía entregada por la biomasa<sup>9</sup> para potenciales proyectos de biodigestión<sup>10</sup> en la provincia de Santa Fe, de diferentes escalas, es que se deben evaluar los m<sup>3</sup> necesarios de biogás a utilizar para los diferentes proyectos de inversión de generación de energía eléctrica distribuida con el empleo de este recurso renovable. Dentro de las energías renovables se encuentra la bioenergía, generada a partir de la biomasa. La bioenergía moviliza inversiones para la generación de energía eléctrica, promoviendo el desarrollo del sector, la creación de nuevos puestos de trabajo y una mejora en las condiciones socioeconómicas en las cercanías de las localidades del interior provincial.

En 16 provincias argentinas y al año 2016 (acorde a fuente brindada por el Instituto Nacional de Tecnología Industrial: INTI) ya se contaba con 105 plantas con biodigestores, siendo que el 27 % del total se encontraban ubicadas en el territorio santafesino.

<sup>9</sup> Se define como biomasa, a todo material biológico, vegetal (rastros, residuos forestales, cultivos energéticos) o animal (estiércol, purines o biomasa microbiana); siendo la fracción biodegradable de los productos, residuos o desechos de origen biológico procedentes de actividades agrarias (incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal, de la silvicultura y de las industrias conexas, incluida la pesca y la acuicultura).

<sup>10</sup> Se define como biodigestión al proceso por el cual ciertas bacterias digieren anaeróticamente (en ausencia o deficiencia de oxígeno) residuos sólidos o líquidos orgánicos de origen industrial, rural, de servicios y/o domésticos o de cultivos especiales llamados "cultivos energéticos", produciendo "biogás", un gas combustible que puede aprovecharse para obtener energía eléctrica y energía térmica.

Dedicado a promocionar la producción energética por las vías térmica y eléctrica sobre la base de recursos biomásicos para asegurar un creciente suministro de energía limpia, confiable y competitiva, el "Programa Probiomasa" es una iniciativa de los Ministerios de Agricultura y de Planificación – a través de la Secretaría de Agricultura, Ganadería y Pesca– y de la Secretaría de Energía. Su instrumentación cuenta con el respaldo técnico de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO).

En la actualidad son cuatro las provincias (*Buenos Aires, Córdoba, Entre Ríos y Santa Fe*) las cuales lideran la generación de energía eléctrica por biomasa en la Argentina, concentrando aproximadamente el 65 % del total de los proyectos.

Las energías renovables derivadas de la biomasa son el núcleo que hace de la provincia de Santa Fe una de las regiones con mayor potencial para aprovechar este tipo de energías limpias y sostenibles.

El biogás generado con la inversión de biodigestores posee un poder calorífico menor al del gas envasado y al del gas natural, con lo cual se necesita mayor cantidad de m<sup>3</sup> biogás para generar la misma cantidad de calor o de KW eléctricos.

Si sub-dividimos a la provincia de Santa Fe en cinco regiones, tal cual se observa en la Figura 1.18, se podrá observar que en la Región 1, Nodo Reconquista, predominan los recursos de biomasa procedentes de residuos foresto-industriales, de la industria relacionada a la madera, de la industria del arroz, como la cascarilla, las que pueden ser aprovechables para su combustión directa de forma sustentable. Además, la producción de cultivos energéticos, tanto boscosos como agrícolas, se constituye como posible fuente de materia prima para obtener biocombustibles o biogás. Se cuenta con una importante cuenca de caña de azúcar, siendo la producción de bioetanol una alternativa para promocionar el cultivo.

En cambio, en la Región 2, nodo Rafaela, los residuos de biomasa de las actividades agropecuarias, agro-industriales e industriales, dentro de las cuales tienen gran importancia por su magnitud las relativas a la lechería, presentan gran potencialidad para su aprovechamiento por medio de la biodigestión y la cogeneración de energías térmica y eléctrica, haciendo un manejo sustentable de los mismos y con el objetivo de promover la generación distribuida de la energía. También se identifican como posibles fuentes de biogás la planta de tratamiento de efluentes cloacales y los residuos urbanos de la ciudad

de Rafaela que se destinan a relleno sanitario, para abastecer a las instalaciones del mismo e inyectar a la red los excedentes de energía generados.

En la Región 3, nodo Santa Fe, los importantes centros urbanos presentan como potencialidad el aprovechamiento de sus residuos para la obtención de biogás y posterior generación de energía térmica y eléctrica

En la Región 4, nodo Rosario, actualmente dispone de importantes emprendimientos de producción de biocombustibles. Esta región es la que cuenta con el aglomerado urbano más importante, siendo los residuos orgánicos biodegradables, generados por la población, una potencial fuente de energía. A partir de la misma, se puede obtener biogás para la generación de energía térmica y eléctrica.

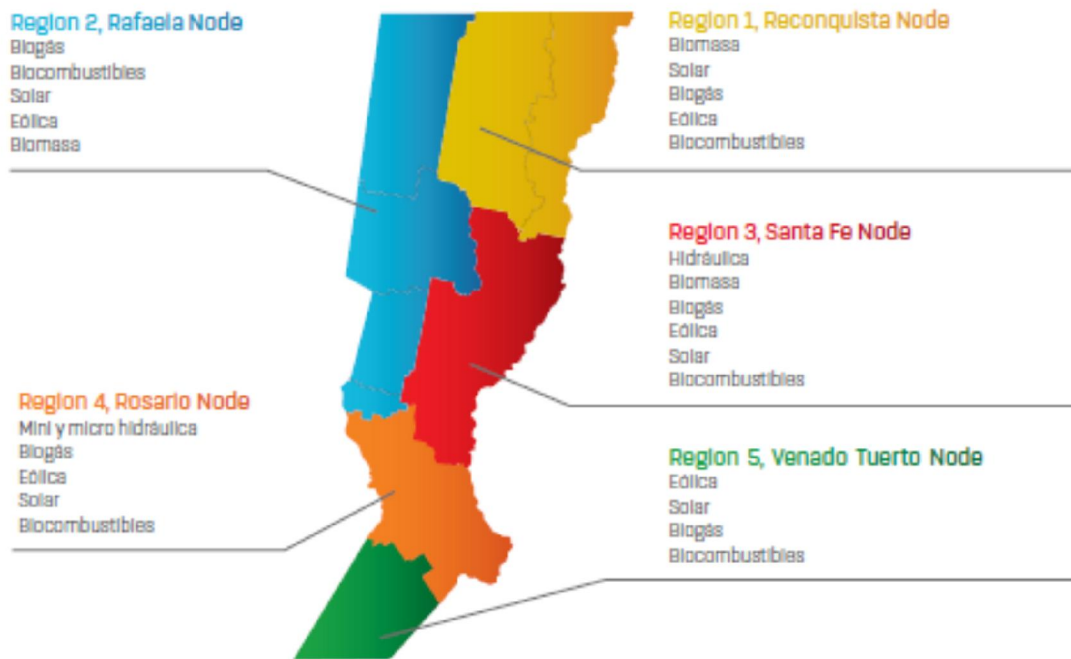


Figura 1.18 Estudio de Recursos Energéticos Renovables por Región en la Provincia de Santa Fe  
Fuente: Ministerio de la Producción de la Provincia de Santa Fe

Acorde al tipo de residuo utilizado (F.O.R.S.U.<sup>11</sup>, purín de cerdo, estiércol vacuno, desechos de huerta, etc) y en función del tipo de biodigestor instalado, es que se conocerá la relación entre la cantidad de kilos (Kg.) por día de alimentación de residuos utilizados versus la cantidad de litros / m3 diarios de biogás producidos con el objeto de mover los rotores de los generadores sincrónicos para la generación de energía eléctrica distribuida.

<sup>11</sup> Se define como F.O.R.S.U. a la Fracción Orgánica de Residuos Sólidos Urbanos.

### 1.3.5 Energía Hidroeléctrica en la Provincia de Santa Fe

La energía hidroeléctrica consiste en la conversión de energía potencial gravitatoria contenida en los saltos de agua en energía eléctrica, integrando tanto a los aprovechamientos "de acumulación o de embalse" (agua embalsada por un dique o represa) como los denominados aprovechamientos "de pasada" (o de agua fluyente). Si ordenamos los tipos de centrales, de menor a mayor monto de inversión necesaria para la misma capacidad de generación instalada (KW o MW), tendremos las centrales hidrocínicas<sup>12</sup>, las centrales de paso<sup>13</sup>, las centrales de pie de presa<sup>14</sup>, las centrales con embalse de reserva<sup>15</sup> y las centrales de bombeo<sup>16</sup>.

---

<sup>12</sup> En los tipos de Centrales Hidrocínicas, la turbina se sumerge en el curso del río y se aprovecha la energía cinética del mismo para generar energía eléctrica. Es la energía eléctrica que genera una turbina la cual menor inversión requiere, pero la energía eléctrica que se genera es relativamente baja en comparación con otros tipos de aprovechamientos hidráulicos.

Criterios de elección: caudal constante, potencia baja, profundidad suficiente.

<sup>13</sup> Las Centrales de Paso se caracterizan por no existir un gran reservorio superior para acumular agua corriente arriba de las turbinas. En estos casos la generación estará directamente influenciada por el caudal del río, pudiendo haber faltantes en determinadas épocas del año como también exceso de caudal, que será desperdiciado.

Criterios de elección: caudal constante, potencia baja / media.

<sup>14</sup> En las Centrales a Pie de Presa la casa de máquinas suele estar ubicada a pie de presa (desnivel medio), aprovechando el salto entre la presa y la sala de máquinas. Las turbinas más utilizadas son las Pelton.

Criterios de elección: Caudal variable; potencia media; desnivel medio/grande entre la presa.

<sup>15</sup> Las Centrales con Embalse de Reserva, son de potencia media/alta. Pueden ser utilizadas en ríos donde el caudal tenga grandes variaciones durante el año. Cuenta con una o más presas embalsando una cantidad considerable de agua, que permite regular el caudal de agua que pasa por las turbinas. Si bien son las más versátiles, requieren de una mayor inversión y conllevan un impacto ambiental mayor que las centrales de paso.

Criterios de elección: Caudal variable; potencia media/alta.

<sup>16</sup> Las Centrales de Bombeo permiten almacenar energía bombeando agua a reservorios superiores en los momentos de menor demanda. Cuando la demanda de energía eléctrica alcanza su máximo nivel, las centrales de bombeo funcionan como una central convencional generando energía turbinando el volumen de agua que había sido bombeado anteriormente. Una vez que fue turbinada, se almacena el agua en un embalse inferior para ser bombeada nuevamente al embalse superior en los momentos de menor consumo de energía.

Criterios de elección: Generación variable.

Nos enfocaremos en los Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH), los cuales comprenden centrales hidroeléctricas de pequeñas escalas, que dependiendo de su potencia, pueden abastecer de energía eléctrica tanto a la red de distribución de la EPE (o a la cooperativa eléctrica local) como a una pequeña vivienda o establecimiento rural alejado de la red de distribución. Estos pequeños emprendimientos se caracterizan por no requerir los prolongados estudios técnicos, económicos y ambientales asociados a los grandes proyectos, lo cual los torna una opción de abastecimiento viable en aquellas zonas y regiones no abastecidas por los sistemas convencionales.

Acorde a la Figura 1.18, en la Región 3 (nodo Santa Fe), el sistema fluvial ofrece la oportunidad de realizar aprovechamientos de los recursos hídricos en su tramo medio y en una parte considerable de su tramo bajo; los que reciben las aguas de todos los cursos superficiales naturales que surcan el territorio, nacientes en él o extra provinciales y de los canales artificiales de drenaje. Dentro del sistema fluvial precitado, se pueden realizar usos sustentables de este recurso por medio de pequeños y mini desarrollos hidroenergéticos.

Los proyectos de generación hidroeléctrica son los que tienen el mayor factor de disponibilidad de todas las fuentes renovables, por encima del 98 %, lo que significa que pueden operar continuamente sin interrupción a lo largo de todo el año, aspecto que es determinante desde el punto de vista de la operación de la red de energía eléctrica para nuevos proyectos de generación eléctrica distribuida.

Con el objeto de fomentar la ejecución de proyectos renovables "mini-hidroeléctricos" que se adicione a la Generación Eléctrica Distribuida provincial (o que sirvan para auto-consumos o consumos independientes de la red de distribución de energía eléctrica local), y debido a la topografía de la provincia de Santa Fe (ríos con cauces en llanuras con pendientes muy moderadas); es que los tipos de centrales más convenientes (costo / beneficio) y que minimizan los impactos ambientales, son los de las centrales del tipo "Hidrocinéticas" y luego los de centrales "de Paso"; siendo centrales las cuales necesitan de una mayor cantidad de turbinas en cada proyecto individual para poder tener un mayor aporte de generación de energía eléctrica. Estas mini centrales hidroeléctricas aportarían a la generación eléctrica distribuida, sin necesidad alguna de realizar embalses los cuales ocasionan serios impactos ambientales. El tamaño de las turbinas se determina en función de la profundidad que tenga cada cauce de río en estudio, y de las mediciones mensuales de los caudales y de la velocidad del agua a dichas diferentes profundidades.

Para clasificar a las turbinas cinéticas, se analiza primordialmente la estructura de la misma y la técnica que se usa para aprovechar la corriente hídrica. Al comparar el eje del rotor con respecto al flujo de agua, se clasifican en turbinas de Eje Horizontal, turbinas de Eje Vertical y Turbinas de Eje Cruzado, acorde a la siguiente Figura 1.19.



Figura 1.19 Clasificación de Rotores de Turbinas

Fuente: Khan Bhuyan, Iqbal y Quaicoe, 2009.

### 1.3.6 Antecedentes y Proyectos Adjudicados de Generación Eléctrica Distribuida en la Provincia de Santa Fe.

Acorde a los beneficios que conllevan los diversos proyectos de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (G.D.), los cuales utilizan las diversas fuentes / recursos de energías renovables existentes en la provincia de Santa Fe con el objeto de generar energía eléctrica en las cercanías de los puntos de consumos, es que a la fecha ya se cuenta con diversos proyectos de GD en servicio y con estudios avanzados para potenciales proyectos de inversión al respecto; los cuales mejorarán la sustentabilidad, la calidad de vida y el desarrollo socio-económico de los cinco nodos / regiones de los diferentes departamentos santafesinos.

Estos antecedentes de proyectos de GD, algunos de los cuales se enumeran a continuación, tienden a aprovechar los recursos energéticos renovables disponibles, a desarrollar recursos humanos capacitados, a fortalecer el marco normativo e institucional, a promover la eficiencia energética<sup>17</sup> y la cogeneración<sup>18</sup>; y a desarrollar políticas públicas que incentiven económica y financieramente potenciales proyectos de inversión de GD con el uso de energías renovables.

<sup>17</sup> La eficiencia energética es una actividad que tiene por objeto mejorar el uso de fuentes de energía. El uso racional de la energía también llamado simplemente la eficiencia energética, es utilizar la energía de manera eficiente para obtener un cierto resultado. Por definición, la eficiencia energética es la relación entre la cantidad de energía utilizada en una actividad y la prevista para su realización.

<sup>18</sup> La cogeneración consiste en el uso local del calor residual, originado en los procesos termodinámicos de generación de electricidad que de otro modo se perdería.

- En Christophersen, departamento de General López provincia de Santa Fe, la firma Adecoagro puso en marcha un sistema capaz de transformar efluentes de 7.000 vacas de ordeño en 1.4 MW de energía eléctrica, inyectándolos al Sistema Interconectado Nacional. Se trata de una planta que genera energía a partir del aprovechamiento de los residuos orgánicos de dos tambos, donde se producen 93 millones de litros de leche al año.

La planta donde se genera el biogás, está instalada cerca de dos tambos y aprovecha las excretas de los animales y otras matrices orgánicas (residuos de alimentos balanceados). La energía eléctrica es generada con un grupo de cogeneración, compuesto por un motor endotérmico de avanzada.

En base a los relevamientos de los recursos energéticos renovables, la provincia de Santa Fe cuenta como principal recurso a la biomasa para potenciales inversiones / nuevos proyectos de Generación de Energía Eléctrica Distribuida.

- En la localidad de Timbúes de la provincia de Santa Fe, se encuentra la empresa Solamb, dedicada al procesamiento de residuos líquidos no peligrosos de elevada carga orgánica generados en los distintos procesos de producción industrial. Esta es una planta diseñada para la cogeneración de energía eléctrica y térmica, lo que significa que los residuos líquidos son sometidos a un proceso físico-biológico, un tratamiento que inicia en unidades anaeróbicas (ausencia de oxígeno) y finaliza en un acondicionamiento aeróbico. Como resultado del primero se genera biogás con alto contenido de gas metano. Luego de la purificación del metano, este se transforma en energía calórica y eléctrica que retorna al proceso, convirtiendo al proceso en un sistema ambiental económicamente sostenible. Para esto, la empresa instaló un equipo denominado recuperador de calor, que permite utilizar parte del metano para calentar el afluente al sistema de tratamiento; y por otro lado, se instalaron dos motogeneradores que transforman el gas metano en energía eléctrica que permitirá autoabastecer todo el consumo requerido por la planta. Está operando desde el año 2012 a la fecha.
- El primer parque fotovoltaico de la provincia de Santa Fe, se encuentra instalado en la intersección de la autopista Rosario-Santa Fe con la ruta provincial N° 10, jurisdicción de la localidad de San Lorenzo y está en servicio desde el año 2018, y cuenta con más de 4.400 paneles instalados sobre una superficie de 20 mil metros cuadrados; y tiene una potencia instalada de 1.1 MW pico.

La producción de energía anual inferida es de aproximadamente 1.270 MWh.

El parque fotovoltaico trae como beneficio un ahorro de 270 toneladas equivalentes de petróleo al año. Esto equivale a la no emisión de 720 toneladas al año de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) a la atmósfera. La obra demandó una inversión de Usd 2 millones (moneda dólares norteamericanos).

Acorde a proyectos adjudicados del Programa RenovAr19 (Rondas 1, 1. 5 y 2), para la Región del Litoral y la provincia de Santa Fe, se adjudicó un único Proyecto de GD mediante la tecnología de biomasa de 7 MW de potencia nominal instalada, y a un precio promedio ponderado de la energía de (USD /MWh) 106,7, con emplazamiento en la CT Venado Tuerto.

---

<sup>19</sup> <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>

Este proyecto de biomasa de la CT Venado Tuerto pertenece a la empresa Global Dominion Access S.A. y va a generar energía eléctrica mediante marlo de maíz, chala de maíz y sorgo.

Se han adjudicado para la provincia de Santa Fe los siguientes diez (10) proyectos de GD, mediante tecnología de biogás, por un total de 22 MW a un precio promedio ponderado de 157,10 (USD/MWh):

- Oferente: Adeco Agro / Nombre Proyecto "C.T. San Pedro Verde" /  
 $P_{\text{nominal}}$ : 1,42 MW / Precio Adjudicación (USD/MWh): 158,92
- Oferente: Martín Nacarato / Nombre Proyecto "C.T. Biogás Ricardone" /  
 $P_{\text{nominal}}$ : 1,20 MW / Precio Adjudicación (USD/MWh): 118,00
- Oferente: Tanonia Hermanos S.A. / Nombre Proyecto "C.T. Bombal Biogás" /  
 $P_{\text{nominal}}$ : 1,20 MW / Precio Adjudicación (USD/MWh): 165,00
- Oferente: Aczia Biogás, S.L. / Nombre Proyecto "*C.T. Recreo*" /  
 $P_{\text{nominal}}$ : 2,40 MW / Precio Adjudicación (USD/MWh): 156,00
- Oferente: Aczia Biogás, S.L. / Nombre Proyecto "*C.T. Bella Italia*" /  
 $P_{\text{nominal}}$ : 2,40 MW / Precio Adjudicación (USD/MWh): 156,00
- Oferente: Sesnich, Nestor Omar / Nombre Proyecto "C.T. Biocaña" /  
 $P_{\text{nominal}}$ : 3,00 MW / Precio Adjudicación (USD/MWh): 156,85
- Oferente: Seeds Energy de Venado Tuerto S.A. / Nombre Proyecto "C.T. Venado Tuerto" /  $P_{\text{nominal}}$ : 2,00 MW / Precio Adjudicación (USD/MWh): 156,85
- Oferente: Industrias Juan F. Secco S.A. / Nombre Proyecto "C.T. Avellaneda" /  
 $P_{\text{nominal}}$ : 6,00 MW / Precio Adjudicación (USD/MWh): 160,00
- Oferente: Silvina Hacen / Nombre Proyecto "C.T. del Rey" /  
 $P_{\text{nominal}}$ : 1,00 MW / Precio Adjudicación (USD/MWh): 169,00
- Oferente: Silvina Hacen / Nombre Proyecto "C.T. Don Nicanor" /  
 $P_{\text{nominal}}$ : 1,00 MW / Precio Adjudicación (USD/MWh): 169,00

Los proyectos adjudicados "C.T. Recreo" y "C.T. Bella Italia" (ubicado en Rafaela), ambos de 2,4 MW, pertenecen a la empresa Universum Invenio Limited, y generarán energía eléctrica utilizando como insumos la gallinaza (estiércol de la cría de pollo), los purines (estiércol de cría de animales), restos de aceites de origen vegetal y animal, restos de frutas, verduras y poda, subproductos agroindustriales, lodos urbanos y agroindustriales, sustratos de origen animal sin procesar y cadáveres animales.

Por su parte, la empresa Adreas Keller Sarmiento es la propietaria del proyecto “CT Venado Tuerto”, y utilizará como insumos para generar energía eléctrica biomasa de origen vegetal (marlo y chala) y animal (guano de ave ponedora), además de suero lácteo.

#### **1.4 Marco Legal**

A raíz de la sanción de la **Ley Nacional 27.424 de Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública**, el Decreto N° 986/18, la Resolución N° 314/18 de la Secretaría de Gobierno de Energía, las Disposiciones de la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética N° 28/19, 48/19, 62/19, 83/19, y las disposiciones del Ente Regulador (ENRE) N° 111/19 y 189/19, Resolución General 4511 AFIP, se establece un marco regulatorio a nivel nacional el cual es tomado de base para analizar la situación de la provincia de Santa Fe; la que ha adherido a esta Ley nacional mencionada, y las que ha establecido un marco regulatorio propio.

El Marco Regulatorio nacional define los siguientes hitos:

- Esquemas de facturación.
- Régimen de incentivos fiscales.
- Régimen de estabilidad fiscal.
- Requisitos técnicos para los equipos de medición.
- Condiciones de contratación.
- Invitación a Municipios.
- Normativa sobre Edificios Públicos.

Mediante el **Decreto N° 1565/16 y N° 1710/18**, la Provincia de Santa Fe en el año 2018 actualizo la nueva versión del Programa Prosumidores<sup>20</sup> para el fomento de generación eléctrica distribuida, cuyo objeto es fomentar exclusivamente la adquisición de equipos de energía renovable con la prestaciones técnicas que cumplan con el procedimiento de interconexión de EPE - Res. N° 442/13.

---

<sup>20</sup> Son usuarios generadores que están conectados a la red de distribución eléctrica de la EPE, y a la vez producen parte de la energía que consumen. Programa de fomento a las energías renovables para Generación de Energía Eléctrica independiente y autoabastecimiento energético.

Mediante el Art. 11 de la Ley N° 12.692 de Energías Renovables, se establece que todo importe que resulte de la aplicación del programa Prosumidores Máxima Producción, se reconocerá con el pago a favor del usuario por parte de la EPE; el cual será deducido del monto mensual que por dicho concepto se recaude. Esta Ley N° 12.692 de Energías Renovables es considerada como la normativa provincial de fomento a las energías renovables o régimen promocional provincial para las energías renovables.

Mediante la Ley 27.191 y la Ley 26.190, sancionada y promulgada en el año 2015, se establece la modificación para el fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.

Mediante la Ley N° 12.503 se declaró de interés provincial la generación y el uso de energías alternativas o blandas a partir de la aplicación de las fuentes renovables en todo el territorio de la provincia de Santa Fe, entendiéndose como energías renovables, alternativas o blandas a toda a todas aquellas que se producen naturalmente en forma inagotable y si ocasionar perjuicio al equilibrio ambiental.

Finalmente, y acorde al Decreto N°1098 emitido el 16 de Octubre de 2020 en el boletín oficial de la provincia de Santa Fe, conforme la Ley Provincial N° 12.503 y la Ley Nacional 27.424, se crea el Programa “Energía Renovable para el Ambiente (ERA); el que tendrá como objetivo incentivar el uso de energías renovables para generación de energía eléctrica distribuida, impulsar el desarrollo de redes inteligentes, y el uso eficiente de las mismas.

## **2. ENFOQUE METODOLÓGICO DE LA INVESTIGACIÓN**

### **2.1 Problema e Hipótesis de la Investigación**

De acuerdo a la introducción anterior y en base al cambio de paradigma mundial en lo referente a la Generación de Energía Eléctrica en las cercanías de los centros de consumo, y conociendo los resultados de los diversos estudios realizados sobre el potencial para las distintas regiones y/o departamentos de la provincia de Santa Fe en la referente a la Generación Eléctrica Distribuida (GD) con el empleo de las diversas fuentes de energías renovables existentes; es que actualmente la provincia de Santa Fe aún depende y fuertemente en su matriz de distribución de la energía eléctrica provista por hidrocarburos, con la consecuente emisión de CO<sub>2</sub> a la atmósfera y con el considerable impacto ambiental que esto ocasiona.

Esta investigación analiza la problemática en la metodología de evaluación política, económica, financiera y ambiental para los proyectos de inversión que integran nuevas tecnologías con el uso de las diferentes fuentes de energías renovables disponibles, con el objeto de aportar a la generación de energía eléctrica en las cercanías de las pequeñas y grandes demandas eléctricas de la provincia de Santa Fe. Uno de los factores que ha despertado un gran interés respecto a la GD es la contribución al desarrollo sostenible. Por tal motivo y conociendo el marco regulatorio legal nacional y de la provincia de Santa Fe vigentes; se propondrán mejoras a las actuales políticas energéticas que tiendan a incentivar el uso de energías alternativas. La actual preocupación por los problemas de cambios climáticos, sumado a la inestabilidad en los precios de los combustibles fósiles que afectan la seguridad energética, conllevan a la necesidad de hallar soluciones energéticas de desarrollo sostenible que permitan mantener un apropiado margen de reserva para la generación de energía eléctrica. Esta GD a pequeña escala en estudio, y a ser inyectada en diversos nodos de la red de distribución de la EPE y/o cooperativas eléctricas de las distintas comunas de nuestra provincia, es una opción válida de investigación con el objeto de preservar y minimizar los impactos ocasionados al medio ambiente mediante la generación eléctrica convencional.

La hipótesis que se sostiene y que busca refutarse es que “no se ejecutan y ponen en servicio una mayor cantidad de proyectos de inversión de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GD) con el aporte de fuentes renovables para la red de distribución de energía eléctrica de la provincia de Santa Fe, debido a los elevados costos de estas tecnologías en comparación a las convencionales”, en donde la palabra “costos” implica una gran cantidad de factores involucrados a analizar (factibilidad técnica, financiera y

económica; ventaja competitiva; estudios de impacto ambiental; mantenimiento requerido).

## **2.2 Objetivo General**

El objetivo general es analizar por regiones y/o nodos de la provincia de Santa Fe el potencial de integrar los diferentes recursos energéticos renovables a disposición, y proponer una nueva metodología política para evaluar la viabilidad técnica, económica y financiera de potenciales proyectos de inversión de Generación Eléctrica Distribuida (G.D.), con el fin de promover el desarrollo sostenible y minimizar los impactos ambientales. Proponer nueva metodología de política energética, para fomentar, incentivar y evaluar la viabilidad y ejecución de potenciales proyectos de inversión de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GD) con el aporte e integración de las diferentes fuentes de energías renovables disponibles en la provincia de Santa Fe.

## **2.3 Objetivos específicos**

- Evaluar el potencial de los diferentes proyectos de Generación Eléctrica Distribuida a vincularse a la red de distribución de la EPE (y/o cooperativas); en qué regiones, departamentos y/o localidades de nuestra provincia es más conveniente cada proyecto de GD con la integración de cada uno de los diferentes recursos energéticos renovables existentes.
- Identificar las principales barreras económicas, financieras, institucionales y regulatorias que reducen la viabilidad de ejecución de mayor cantidad de proyectos de inversión de GD mediante el uso de las diferentes fuentes de energías renovables en la provincia de Santa Fe.
- Evaluar el impacto de la integración de fuentes de generación distribuida con el aporte de energías renovables en la confiabilidad de la red de distribución eléctrica santafesina (EPE y/o cooperativas).
- Analizar las posibles ventajas y desventajas que trae consigo la generación distribuida (GD) para la red de distribución de la EPE (y/o cooperativas).
- Analizar los impactos ambientales para cada uno de los diferentes tipos de proyectos de GD con el uso / aporte de las diferentes fuentes de energías renovables, en comparativa con los proyectos de GD con el empleo de energías convencionales.

Estudiar los proyectos híbridos de GD y comparar los impactos ambientales correspondientes.

## **2.4 Desarrollo del trabajo de investigación**

El estudio (acompañado de su metodología) comprenderá las siguientes etapas:

- 1) Se comienza con el análisis de los antecedentes de los proyectos de inversión de Generación Distribuida (GD) con el uso de fuentes de energías renovables y en operación vigente en la provincia de Santa Fe, en sus diferentes nodos y/o regiones.
- 2) Se analiza la potencialidad del uso del principal recurso energético renovable por cada región y/o nodo de la provincia de Santa Fe, con el fin de generar energía eléctrica distribuida.
- 3) Luego se detectan las oportunidades de los potenciales proyectos de GD con el empleo de fuentes renovables, realizando estudios de prefactibilidad técnica.
- 4) Se procede a analizar la prefactibilidad financiera y económica de cada proyecto de inversión de GD con el uso de energías renovables, cuantificando los beneficios socio-económicos.
- 5) Se analizan los estudios de impacto ambiental para cada proyecto de GD, con el uso de las diferentes y principales fuentes renovables disponibles para cada región y/o nodo en la provincia de Santa Fe (cuantificando la minimización de cada impacto ambiental).
- 6) Finalmente se procede a estudiar la metodología política vigente para evaluar la viabilidad técnica, económica y financiera de los potenciales proyectos de inversión de Generación Eléctrica Distribuida (G.D.) en la provincia de Santa Fe, con el objeto de proponer mejoras metodológicas de evaluación que tiendan a incrementar la puesta en servicio / operación de una mayor cantidad de proyectos de GD con el uso de las distintas fuentes de energías renovables predominantes en cada región y/o nodo.

A lo largo del trabajo, ciertos temas deben destacarse como pilares fundamentales. Estos son: reducción de impactos ambientales, impactos negativos reducidos, sustentabilidad, eficiencia energética, confiabilidad de la red.

### 3. MARCO TEÓRICO

#### 3.1 Cambio de paradigma en la Generación de la Energía Eléctrica

El concepto de desarrollo sostenible se define como aquel que “permite satisfacer nuestras necesidades actuales sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras”, pone en manifiesto las contradicciones del actual modelo económico y su repercusión en un futuro cercano. Conocida la enorme dependencia actual en los combustibles fósiles en la composición de la matriz energética nacional y provincial, y sus consecuencias ambientales, es que se hace énfasis en estudiar la mitigación de los impactos ambientales mediante el uso de las diferentes energías renovables disponibles para la generación de energía eléctrica distribuida en la provincia de Santa Fe.

El cambio de paradigma ha venido para quedarse de forma definitiva, estando en auge los proyectos de generación eléctrica distribuida en el mundo, proyectos de generación eléctrica próximos a la demanda de los pequeños y grandes usuarios de centros urbanos residenciales, y próximo de los grandes y pequeños usuarios industriales.

El sólido crecimiento mundial de los proyectos de generación de energía eléctrica distribuida con el aporte e integración de los diferentes recursos energéticos renovables se debe en gran medida al impulso y al apoyo necesario que brindan las diversas políticas energéticas estatales, las cuales se focalizan en mejorar la confiabilidad energética, en visibilizar los beneficios socio económico, en incentivar los medios financieros, en adecuar los marcos regulatorios necesarios; y en priorizar la minimización de los impactos ambientales.

El mundo asiste a un cambio de paradigma. Las condiciones internacionales, comerciales, ambientales y el perfil de los consumidores de nuevas generaciones inciden en los cambios y mejoras de políticas energéticas de los diferentes países, provincias y localidades, generando un nuevo interés para los cambios de estrategias de desarrollo local más sustentables.

A nivel provincial se requieren modificaciones en las políticas energéticas que se centren en las oportunidades, las cuales favorezcan e incentiven el incremento del uso de las diversas fuentes de energías renovables como la energía solar fotovoltaica, energía eólica, energía de la biomasa, etc; forzando los mecanismos necesarios para facilitar una mejor integración de las diferentes energías renovables en las redes de distribución locales.

El aprovechamiento de los diferentes recursos energéticos renovables varía significativamente entre las cinco (5) regiones geográficas de la provincia de Santa Fe. En relación a esta característica, los sistemas de información geográfica (SIG)<sup>21</sup> son particularmente adecuados para la evaluación y análisis de los distintos tipos de recursos energéticos renovables geográficamente distribuidos en la provincia de Santa Fe.

Toda política energética ha de ser soportada por tres pilares: competitividad, seguridad de abastecimiento y sostenibilidad ambiental. Los diferentes gobiernos nacionales y provinciales han adoptado diferentes políticas de energías renovables para cumplir ciertos objetivos, entre ellos la creación de beneficios locales en materia de medio ambiente y salud; avances para lograr los objetivos de seguridad energética al diversificar la cartera de tecnologías y recursos energéticos; y un mayor desarrollo social y económico gracias a oportunidades de empleos potenciales y crecimiento económico local en las áreas geográficas donde se emplazan proyectos de GD.

La provincia de Santa Fe posee características que ofrecen múltiples oportunidades para el desarrollo de energías renovables, y en base al conocimiento de estas potencialidades, es que se propone un análisis metodológico diferente para evaluar la viabilidad de proyectos de GD con la integración de energías renovables. Con el objeto de incentivar considerablemente el aumento de proyectos de GD con integración de fuentes de energías renovables, se analizarán tanto factores geográficos, técnicos / tecnológicos, económicos, financieros, ambientales como sociales.

### **3.1.1. La importancia y los beneficios de la Generación Distribuida**

La energía eléctrica en la República Argentina se produce en más de un 60 % con combustibles de origen fósil, acorde a la base de datos de CAMMESA, la cual contiene información relativa a los porcentuales de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables de energía en relación al régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica, sancionado a través de la Ley N° 26.190.

---

<sup>21</sup> La tecnología de los SIG puede ser utilizada para investigaciones científicas, la gestión de los recursos, la evaluación de impacto ambiental, etc.

La Base de Datos es de paso mensual, desde Enero 2011, conteniendo los siguientes campos:

- a) Central / máquina por región del país;
- b) Tipo de fuente de energía renovable (Hidro < 50 MW; Eólico, Solar, Biomasa, Biodiesel).
- c) Energía Generada (GWh).
- d) Demanda total MEM (GWh).

En la Provincia de Santa Fe, el mayor porcentual de aporte de centrales de Generación de Energía Eléctrica Distribuida operativas al año 2020 se corresponde al programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables "RENOVAR", y se obtiene mediante la instalación y puesta en servicio de generadores eléctricos que utilizan el biogás generado procedente de la biomasa como fuente de energía renovable para mover los rotores de las máquinas eléctricas sincrónicas.

AÑO	CENTRAL	CENTRAL DESCRIPCIÓN	MAQUINA	FUENTE DE ENERGÍA	REGIÓN	PROVINCIA	MES	ENERGÍA GENERADA (GWh)	Nueva Generación
2020	AVEL	BIOGAS CT AVELLANEDA SECCO	AVELDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	ene-20	4,5	RENOVAR
2020	SPEV	SAN PEDRO VERDE	SPEVDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	ene-20	0,5	RENOVAR
2020	AVEL	BIOGAS CT AVELLANEDA SECCO	AVELDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	feb-20	4,0	RENOVAR
2020	SPEV	SAN PEDRO VERDE	SPEVDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	feb-20	0,1	RENOVAR
2020	AVEL	BIOGAS CT AVELLANEDA SECCO	AVELDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	mar-20	4,4	RENOVAR
2020	SPEV	SAN PEDRO VERDE	SPEVDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	mar-20	0,3	RENOVAR
2020	AVEL	BIOGAS CT AVELLANEDA SECCO	AVELDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	abr-20	4,3	RENOVAR
2020	SPEV	SAN PEDRO VERDE	SPEVDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	abr-20	0,0	RENOVAR
2020	AVEL	BIOGAS CT AVELLANEDA SECCO	AVELDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	may-20	4,5	RENOVAR
2020	SPEV	SAN PEDRO VERDE	SPEVDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	may-20	0,8	RENOVAR
2020	AVEL	BIOGAS CT AVELLANEDA SECCO	AVELDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	jun-20	4,3	RENOVAR
2020	SPEV	SAN PEDRO VERDE	SPEVDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	jun-20	0,9	RENOVAR
2020	AVEL	BIOGAS CT AVELLANEDA SECCO	AVELDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	jul-20	4,5	RENOVAR
2020	SPEV	SAN PEDRO VERDE	SPEVDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	jul-20	1,0	RENOVAR
2020	AVEL	BIOGAS CT AVELLANEDA SECCO	AVELDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	ago-20	4,5	RENOVAR
2020	SPEV	SAN PEDRO VERDE	SPEVDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	ago-20	0,9	RENOVAR
2020	AVEL	BIOGAS CT AVELLANEDA SECCO	AVELDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	sep-20	4,3	RENOVAR
2020	SPEV	SAN PEDRO VERDE	SPEVDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	sep-20	1,0	RENOVAR
2020	VTBG	Central Térmica a Biogás VENADO TUERTO	VTBGDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	sep-20	0,5	RENOVAR
2020	AVEL	BIOGAS CT AVELLANEDA SECCO	AVELDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	oct-20	4,5	RENOVAR
2020	SPEV	SAN PEDRO VERDE	SPEVDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	oct-20	1,0	RENOVAR
2020	VTBG	Central Térmica a Biogás VENADO TUERTO	VTBGDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	oct-20	0,5	RENOVAR
2020	AVEL	BIOGAS CT AVELLANEDA SECCO	AVELDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	nov-20	4,3	RENOVAR
2020	SPEV	SAN PEDRO VERDE	SPEVDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	nov-20	0,9	RENOVAR
2020	VTBG	Central Térmica a Biogás VENADO TUERTO	VTBGDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	nov-20	0,4	RENOVAR
2020	AVEL	BIOGAS CT AVELLANEDA SECCO	AVELDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	dic-20	4,4	RENOVAR
2020	SPEV	SAN PEDRO VERDE	SPEVDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	dic-20	0,9	RENOVAR
2020	VTBG	Central Térmica a Biogás VENADO TUERTO	VTBGDI01	BIOGAS	LITORAL	SANTA FE	dic-20	0,3	RENOVAR

Tabla 3.1 Energía Generada (GWH) en la Provincia de Santa Fe en el año 2020

Fuente: <https://cammesaweb.cammesa.com/erenovables/>

Con el objeto de poder ser un usuario generador, la empresa provincial de la energía (EPE) de la provincia de Santa Fe generó en 2020 el nuevo programa de Energía Renovable para el Ambiente (ERA), el cual reemplaza al anterior programa "Prosumidores"; para que un usuario pueda generar el total, un porcentual parcial de la energía eléctrica que consume o vender la energía excedente a la red de distribución. Para poder ser un usuario generador hay que ser un usuario de la red de la EPE, o de Cooperativas eléctricas adheridas; y generar a partir de fuentes de energías renovables.

A su vez, la provincia de Santa Fe aprovechando el potencial en fuentes de energía renovables disponibles, generó el programa “Generfe” como desarrollo conjunto entre el Gobierno de Santa Fe y la EPE; con el fin de mejorar el servicio eléctrico a partir de incorporar energías renovables. Esto impulsa el desarrollo sostenible, minimizando los impactos ambientales mediante el aprovechamiento de energías limpias a disposición, e incentiva la creación de valor agregado dentro del territorio provincial santafesino.

Como beneficios de ejecutar y poner operativamente este tipo de proyectos de GD, con el aporte de energías renovables, se destacan principalmente:

- contribuir a mitigar el impacto climático a partir de la sustitución de combustibles fósiles.
- generar puestos de trabajos directos e indirectos.
- reducir las pérdidas de energía del sistema de distribución, y contribuir a mejorar los perfiles de tensión en algunos nodos específicos de la red eléctrica de distribución de la EPE.
- contribuir a diversificar la matriz energética provincial.
- mejorar la calidad de servicio.
- promover la independencia energética.

### **3.2 Tecnologías de la Generación Eléctrica Distribuida**

Se denomina "energía renovable" a aquella proveniente de fuentes energéticas que aprovechan los recursos naturales como el sol, el viento, el agua, la biomasa vegetal o animal, entre otras. Se caracterizan por no utilizar combustibles fósiles, como sucede con la generación de energía eléctrica convencional, sino recursos capaces de renovarse ilimitadamente.

En este trabajo de investigación se analiza las tecnologías referentes a la energía solar fotovoltaica, la energía eólica, la energía hidroeléctrica y la energía de la biomasa (bioenergías).

La energía solar fotovoltaica consiste en la conversión de la radiación solar en corriente eléctrica mediante el uso de celdas fotovoltaicas que debido al efecto fotoeléctrico transforman la luz que incide sobre ellas en electricidad, y es la tecnología más utilizada a nivel mundial en las instalaciones de generación distribuida. Estas celdas, hechas

comúnmente de silicio, se interconectan entre si formando un módulo fotovoltaico, o más comúnmente llamado panel solar. Los módulos fotovoltaicos se clasifican en función del tipo de celda que lo constituye, y las mismas pueden ser: monocristalinas, policristalinas o amorfas, y se diferencian principalmente en el proceso de fabricación, costo y eficiencia de conversión, que es la relación entre la radiación solar que recibe y la corriente eléctrica que genera. Actualmente la tecnología más utilizada es la de celdas policristalinas, con una eficiencia de conversión de aproximadamente un 15%, mientras que las amorfas alcanzan el 7% y las monocristalinas un 19% pero tienen un costo muy superior.

Una de las magnitudes más importantes de los módulos fotovoltaicos es la potencia pico que generan y su unidad de medida es el Watt-pico (Wp). Es decir, la potencia eléctrica que generan en condiciones normalizadas. La potencia que genera un módulo fotovoltaico depende, entre otros factores, del rendimiento del panel solar y de cuánta radiación solar recibe. Todos los módulos fotovoltaicos generan diferencia de potencial y corriente del tipo continua (Vdc e Idc); y para utilizarlos en un sistema de generación distribuida, se deben conectar a un inversor de conexión a red cuya función es la de convertir la corriente continua en corriente alterna (Vca e Ica) y adecuar los parámetros de calidad eléctrica (tensión y frecuencia) para su interacción en paralelo con la red de energía eléctrica de distribución.

Estos son los tipos de celdas fotovoltaicas existentes en el mercado:

- A) PERC: Passivated Emitter and Rear Contact (mejor pasivación de los contactos).
- B) HIT: Celda de Heterojuntura c-S / a-Si:H (3 tipos diferentes: Simple / Bifaz / Con Contactos Posteriores).
- C) BC-BJ: Back Contact - Back Junction.
- D) IBC: Interdigitated Back Contact.
- E) BC: Buried Contact.

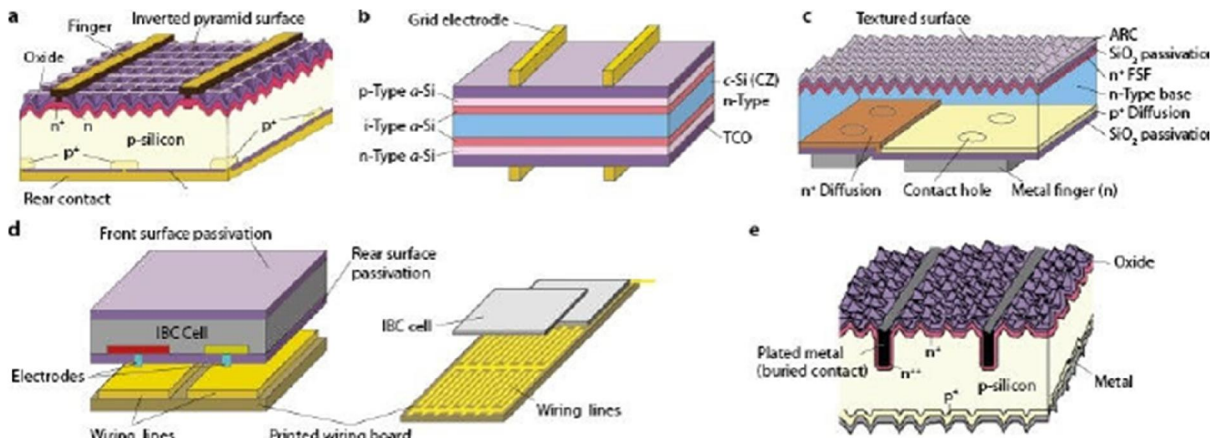


Figura 3.1 Tipo de Celdas existentes en el mercado

Fuente: Compendio Asignatura ME-1.6.1 Energía Solar Fotovoltaica, Prof. Javier Schmidt

Luego las celdas se interconectan, encapsulan y protegen, formando los diferentes módulos fotovoltaicos monocristalinos y policristalinos (compuestos por las diferentes tipos de celdas):

- Celdas de Silicio Cristalinas en lámina delgada.
- Celdas de Silicio Amorfo.
- Otras Celdas de lámina delgada.
- Celdas basadas en calcopiritas.
- Celdas de CdTe.
- Celdas orgánicas.
- Celdas de alta eficiencia (del tipo GaInP/GaAs/Ge).

A continuación se observa la evolución en el tiempo de la mejora de la eficiencia de las diferentes celdas solares, fabricadas con distintos materiales y tecnologías:

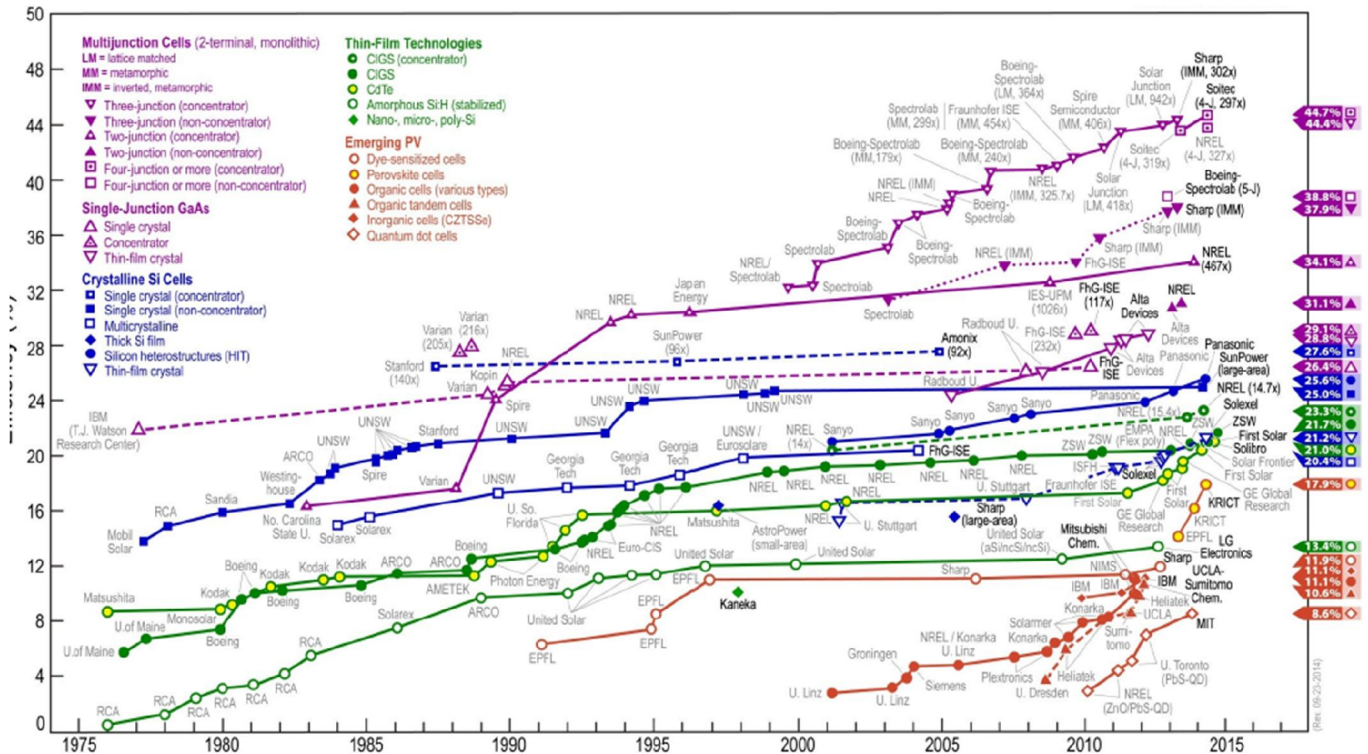


Figura 3.2 Evolución Temporal Eficiencia de las diferentes celdas solares fotovoltaicas

Fuente: Compendio Asignatura ME-1.6.1 Energía Solar Fotovoltaica, Prof. Javier Schmidt

Otra de las formas de generación de energía eléctrica distribuida más relevante se obtiene aprovechando el recurso eólico disponible. En la Figura 3.3. se observa la evolución tecnológica de los aerogeneradores, y la relación entre la potencia nominal y el diámetro de rotor de una turbina eólica moderna.

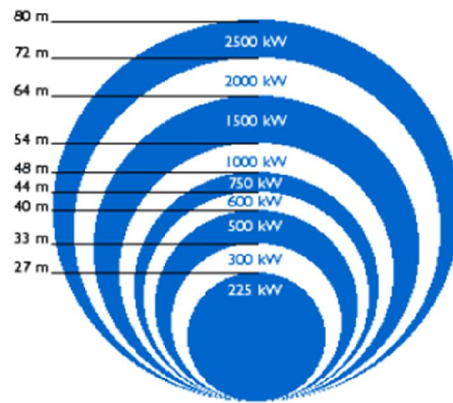


Figura 3.3 Relación entre la potencia nominal y el diámetro de rotor de una turbina moderna

Fuente: Material de la asignatura Energía Eólica, Prof. Dr. Ing. Jorge Lassig.

Tanto la aerodinámica del rotor, como el diseño y el material de las palas han ido evolucionando para los grandes aerogeneradores, siendo actualmente las palas del rotor fabricadas con plástico reforzado con fibra de vidrio, es decir poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio. Los aerogeneradores de eje horizontal (o "HAWTs", que corresponde a las siglas de la denominación inglesa "horizontal axis wind turbines") son los más utilizados para los proyectos de Generación Eléctrica Distribuida (GD) y con rotores de tres palas, acorde a la Figura 3.4.

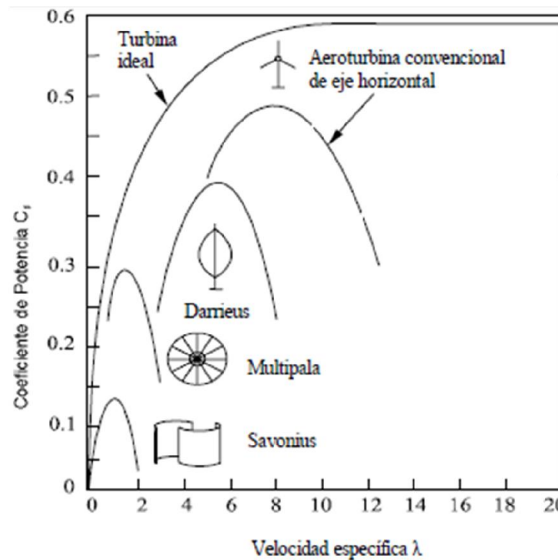


Figura 3.4 Coeficiente de Potencia (frente a velocidad), para distintos tipos de aerogeneradores

Fuente: Material de la asignatura Energía Eólica, Prof. Dr. Ing. Jorge Lassig.

Además, veremos los procesos tecnológicos asociados a centrales de biomasa, instalaciones diseñadas para generar energía eléctrica a partir de recursos biológicos. A partir de la biomasa, que no es aprovechada con otros fines, se puede obtener energía, transformando un residuo en un recurso energético. Además, se trata de una fuente renovable, por la capacidad de la biomasa de regenerarse a través del uso y manejo sustentable de los recursos.

Para comprender los procesos de generación de la energía derivada de biomasa, es importante diferenciar los tipos de biomasa de acuerdo al porcentaje de humedad que contienen, en biomasa seca y biomasa húmeda: si el tenor es menor al 60%, se la considera seca (residuos industriales agrícolas y forestales); en tanto, si la biomasa presenta más del 60% de humedad, es considerada húmeda (efluentes con alta carga orgánica, tales como los que provienen de criaderos de animales).

Según el tipo de biomasa, se requieren procesos tecnológicos diferentes para su conversión y utilización en la producción de energía. Un esquema simplificado que describe los diferentes tipos de biomasa se muestra en la Figura 3.5.

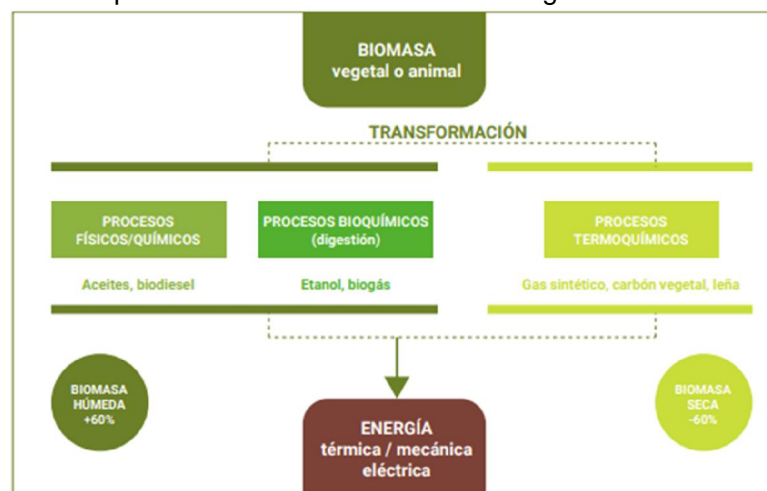


Figura 3.5 Resumen de los diferentes procesos de transformación de la biomasa

Fuente: Introducción a la Generación Distribuida de Energías Renovables, Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, Presidencia de la Nación (2019).

En lo que respecta a la biomasa húmeda, la misma se transforma en energía a partir de su procesamiento en biodigestores, mezclando desechos orgánicos con agua y mediante su descomposición con bacterias anaeróbicas, obteniendo biogás con porcentajes de metano que oscilan entre el 55 y el 75%. El biogás se transforma luego en energía eléctrica que puede ser inyectada al Sistema Interconectado Nacional. De las fuentes de energías renovables, la biomasa es una de las más confiables para la generación de energía eléctrica porque es constante y almacenable, no depende de la variabilidad meteorológica, a la vez que constituye una solución para la reducción de residuos y efluentes. Además, los desechos producidos por los distintos procesos de transformación de la biomasa en energía pueden ser utilizados como fertilizantes orgánicos. En la Figura 3.6, se muestra un esquema de funcionamiento de una planta que usa biomasa para la generación de biogás, que posteriormente es quemado para la generación de energía eléctrica.

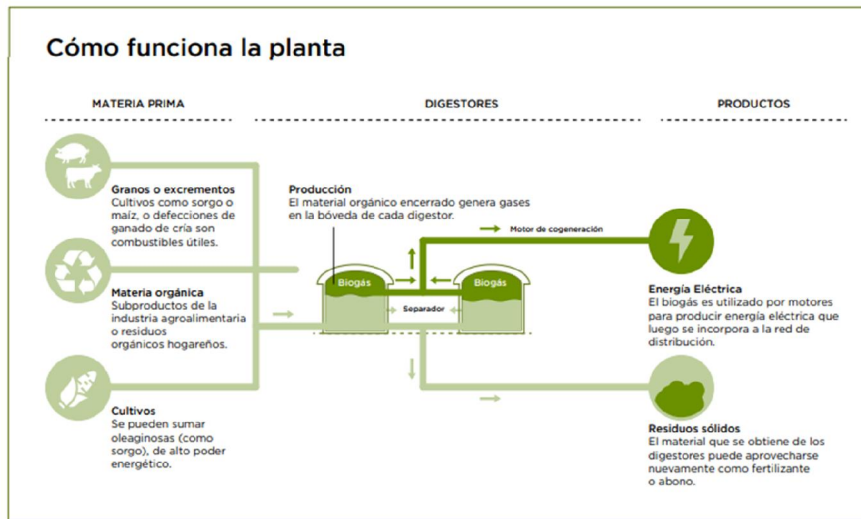


Figura 3.6 Esquema de funcionamiento de una central de generación de biogás

Fuente: Introducción a la Generación Distribuida de Energías Renovables, Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, Presidencia de la Nación (2019).

Los biodigestores se pueden clasificar según su régimen de carga<sup>21</sup>, y los mismos serán enumerados a continuación:

- *Biodigestores de lote o batch:* se cargan de una vez en forma total o por intervalos durante varios días, y la descarga se efectúa cuando han dejado de producir gas combustible. Es aplicable cuando se presenten problemas de manejo o cuando la materia orgánica está disponible de forma intermitente.
- *Biodigestores de régimen semi-continuo:* este tipo de biodigestor es más utilizado en la agricultura, normalmente se cargan por gravedad una vez al día con volúmenes de mezcla que depende del tiempo de fermentación. Producen una cantidad de gas constante al día, de acuerdo con su principio de funcionamiento y construcción. Pueden ser de campana flotante o tipo hindú, de tipo chino o de cúpula fija, los cuales, tienen un diseño básico en el que el biogás es colectado en una cúpula fija (ver Figura 3.7).

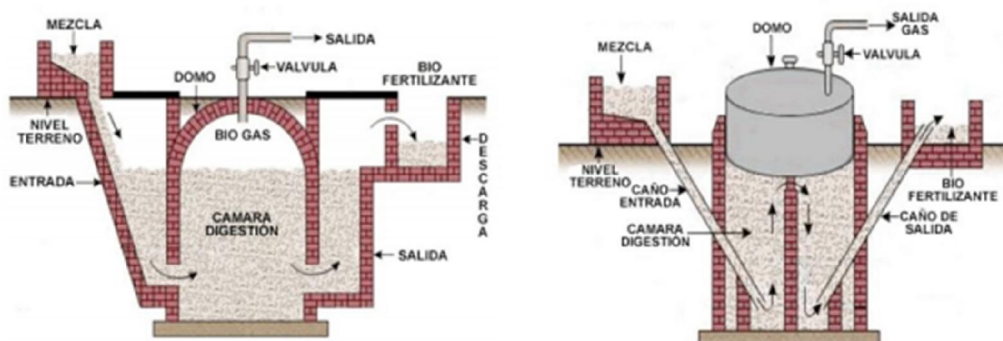


Figura 3.7 Biodigestor tipo chino (izquierda). Biodigestor tipo hindú (derecha).

Fuente: Departamento de Ing. Química, Universidad Carlos III de Madrid, España.

- *Biodigestores de régimen continuo.* están diseñados para el tratamiento de aguas negras y grandes aplicaciones. Se requiere de equipos comerciales para alimentarlos, requieren de agitación y control. Por estas razones son grandes consumidoras de energía.
- *Biodigestores horizontales:* generalmente se construyen enterrados, son poco profundos y alargados, semejando un canal. Utilizan el sistema de operación semi-continuo, entregando la carga por un lado y saliendo los lodos por el otro extremo (ver Figura 3.8).

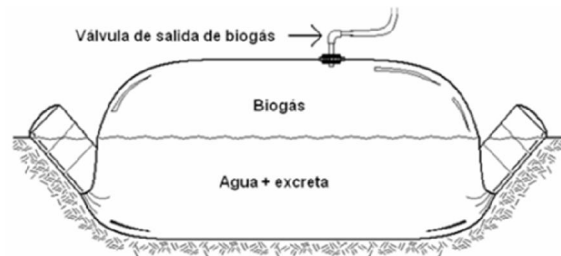


Figura 3.8 Modelo de biodigestor tubular

Fuente: Lansing et al.,2008

- *Biodigestores combinados:* son sistemas con menores tiempos de retención, de 10 a 30 días. Para residuos con alto porcentaje de sólidos totales, a fin de lograr un mayor contacto entre la biomasa microbiana y el sustrato en cuestión.
- *Biodigestores de dos etapas.* en este tipo de biodigestor actúan varios tipos de bacterias en el proceso de descomposición de la materia orgánica compleja. Requieren diferentes condiciones de pH y tiempo de retención para su crecimiento óptimo. Este Biodigestor tiene dos recámaras de fermentación. En una recámara ocurre la hidrólisis y acidogénesis<sup>22</sup> de la materia orgánica compleja, mientras que en la segunda se lleva a cabo la acetogénesis y metanogénesis<sup>23</sup> del material acidificado.

<sup>22</sup> López,1998,Mayari,1998.

<sup>23</sup> El proceso de digestión se inicia con la hidrólisis bacteriana de los materiales de aporte para romper los polímeros orgánicos insolubles, tales como carbohidratos, y los transforma en compuestos adecuados para otras bacterias. Las bacterias acidogénicas convierten los azúcares y aminoácidos en dióxido de carbono, hidrógeno, amonio y ácidos orgánicos.

<sup>24</sup> Las bacterias acetogénicas entonces convierten estos ácidos resultantes en ácido acético, con la producción adicional de amonio, hidrógeno y dióxido de carbono. Finalmente en la fase metanogénica se convierten estos productos en metano y dióxido de carbono, gas de alto poder calorífico conocido como biogás.

Finalmente, disponemos del recurso hídrico para la puesta en servicio de proyectos de Generación de Energía Eléctrica en las cercanías de las demandas y/o usuarios eléctricos; siendo el tipo de central más comúnmente utilizado ya desde siglos anteriores, el cual convierte la energía cinética del agua a energía mecánica y finalmente a energía eléctrica. Las centrales mini-hidráulicas o mini-hidroeléctricas son un tipo especial de central hidroeléctrica, utilizada para la generación de energía eléctrica en pequeña escala, a partir de la energía potencial o cinética del agua. La energía mini-hidráulica se considera un tipo de energía renovable, y se encuentra dentro del marco legal y regulatorio asociado a estas energías limpias. Existen dos tipos diferentes de centrales mini-hidráulicas:

- Las centrales de "agua fluyente", en las cuales se desvía el agua de un río por un canal y tuberías hasta alcanzar una turbina, la cual convierte la energía mecánica en el eje del rotor en energía eléctrica por el estator de una máquina síncrona.
- Las centrales "a pie de presa", las cuales basan su funcionamiento en el almacenamiento de agua en un embalse; instalando una tubería ubicada en la base de la represa la cual hace que la energía cinética del agua mueva el rotor de una máquina síncrona y convierta esta energía mecánica en energía eléctrica de salida.

Además, se puede clasificar a las pequeñas centrales hidroeléctricas según la capacidad instalada:

- Pequeñas centrales hidroeléctricas: mayores a 10 MW y menores a 30 MW.
- Mini-Hidroeléctricas: entre 1 y 10 MW.
- Micro-Hidroeléctricas: menores a 1 MW.

### **3.3 Impacto de la Generación Distribuida en la red de distribución de energía eléctrica de la provincia de Santa Fe.**

La introducción y puesta en servicio de proyectos de Generación Eléctrica Distribuida (GD) modifican y alteran las características de los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica convencionales.

A continuación, se enumeran los principales inconvenientes técnicos:

- 1) Flujos de potencia.
- 2) Pérdidas en las líneas de distribución.
- 3) Variación de los niveles de tensión.

#### 4) Modificación de los valores de las corrientes de cortocircuito ( $I_{CC}$ ) de la red.

Respecto al análisis del punto 1, la introducción de la GD a las redes de distribución pueden producir modificaciones en los flujos de potencia; y además pueden producir sobrecarga en los equipos e instalaciones de la red.

El límite térmico está asociado a la máxima capacidad de corriente que puede circular a través de los equipos de la red. De excederse este límite en un cierto período de tiempo, un equipo puede sobrecalentarse y ocasionar un daño permanente.

Al entrar en funcionamiento una central de GD, los equipos de la red no deben sufrir sobrecargas ni salidas intempestivas de servicio, y se debe asegurar un buen desempeño de la red.

Además, la GD puede alterar la dirección del flujo de potencia, eso se da en caso de que la GD produce mayor cantidad de energía que la que necesita la red. Esto podría cambiar el perfil de carga de la red, y para el análisis referente al punto 2, también podría modificar las pérdidas en las líneas de distribución / transmisión de energía eléctrica.

En la Figura 3.9, se observa un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), con una Subestación Transformadora (SET) y una Línea de Distribución de Energía, con el objeto de alimentar a una cierta demanda eléctrica. Esta figura muestra cuatro posibles escenarios, donde la red alimenta a una carga de 400 KW. En los escenarios iii y iv la GD produce mayor potencia que la requerida por la carga, por lo que implica que el exceso se transmite a través de la red de Distribución hacia el SEP (supone un escenario de flujos eléctricos de potencia inversos). Finalmente, se observan las variaciones de los niveles de pérdidas de la línea de transmisión para cada escenario diferente planteado.

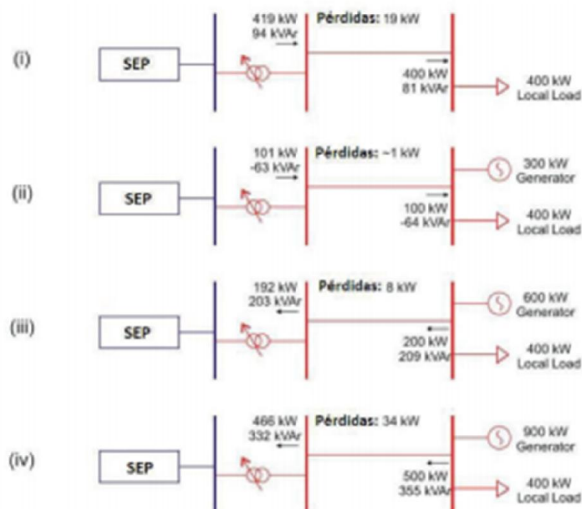


Figura 3.9 Escenarios de la GD conectada a una red de Distribución

Fuente: Seguras Heras, I; "Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en Sistemas de Distribución Primaria de Energía Eléctrica", 2005.

Respecto al punto 3, la contribución y aporte de la GD para mejorar los perfiles de tensiones en los distintos nodos de la red de distribución es de mucha validez, principalmente para distribuidores radiales, para Estaciones Transformadoras en finales de línea, para los nodos de la red que tienen déficit de potencia reactiva o para los nodos de la red en donde existe falta de inversión en infraestructura.

A continuación se evidencia la influencia de la potencia activa y reactiva sobre la tensión en nodos de la redes de distribución. La Figura 3.10 muestra el perfil de tensión de un alimentador radial, y su esquema eléctrico de representación.

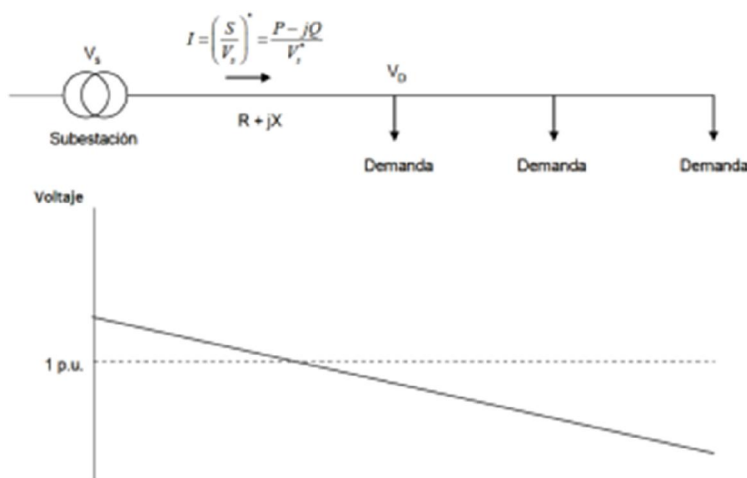


Figura 3.10 Perfil de Tensión de un alimentador radial de una red eléctrica de distribución

Fuente: Cátedra de Sistemas Eléctricos de Potencia, Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura - Universidad Nacional de Rosario.

La tensión en los nudos de la demanda ( $V_D$ ), viene dada por la siguiente ecuación:

$$V_D = V_S - I(R + jX) = V_S - \left( \frac{P - jQ}{V_S^*} \right) (R + jX)$$

Se asume que la tensión de referencia se encuentra en la subestación transformadora. En la siguiente figura 3.11 se observa el diagrama vectorial de tensión de una red radial

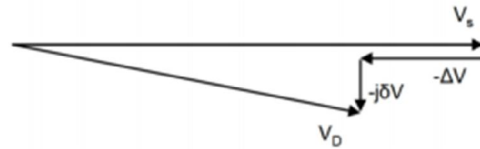


Figura 3.11 Diagrama Vectorial de tensión de una red radial

Fuente: Cátedra de Sistemas Eléctricos de Potencia, Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura - Universidad Nacional de Rosario.

Cómo se puede observar en la siguiente ecuación, la tensión del nodo de carga depende de los flujos de potencia activa y reactiva.

$$V_D = V_S - \frac{1}{V_S} (RP + XQ) - \left( j \frac{1}{V_S} \right) (XP - RQ)$$

Además, las máquinas síncronas utilizadas como compensadores síncronicos<sup>25</sup>, trabajando de modo sobre-excitadas sirven para compensar el déficit de potencia reactiva y mejorar los perfiles de tensión en los nodos correspondientes., como se puede observar en la Figura 3.12.

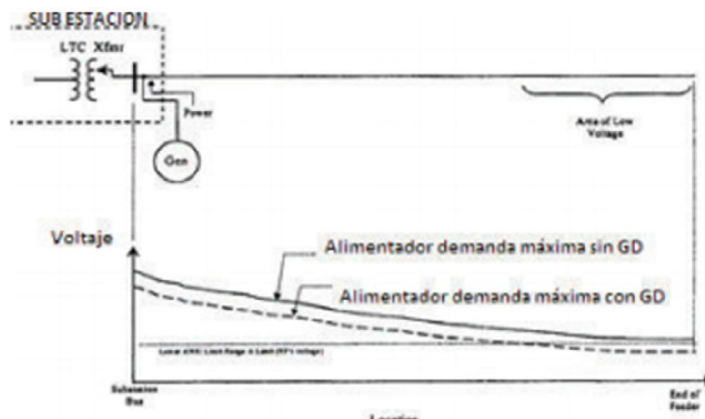


Figura 3.12 Perfil de Tensión con y sin GD.

Fuente: Philip P. Baker, R. W. (2000), Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 – Radial Distribution Systems. 12. IEEE. Retrieved 02 16, 2011, from IEEE.

<sup>25</sup> Se ha desarrollado un tipo especial de máquina síncrona que puede operar de forma segura y puede comprometer su vida útil, siendo la salida de potencia activa de la misma igual a cero. Esto hace que se cuente con un generador en donde la única variable de control es la tensión en bornes y con ello la potencia reactiva.

De acuerdo a la siguiente ecuación:  $\Delta V = \frac{RP + XQ}{V}$ , si se reduce el flujo de potencia activa y reactiva, la caída de tensión disminuirá a lo largo de la red. Esto se observa en la siguiente Figura 3.13:

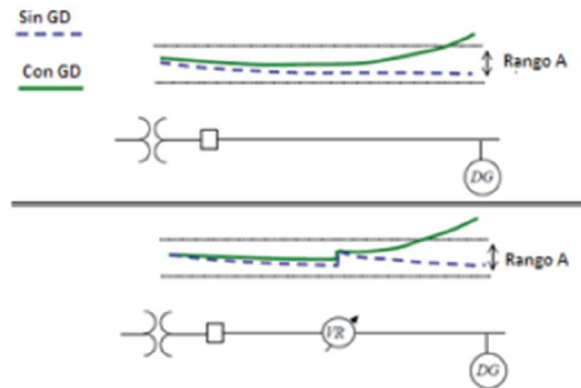


Figura 3.13 Perfil de Tensión con GD conectado en un extremo de la red.

Fuente: Philip P. Baker, R. W. (2000), Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems. 12. IEEE. Retrieved 02 16, 2011, from IEEE.

Respecto al punto 3 existe el concepto de pérdidas en las líneas de distribución y/o sub-transmisión, en función del Nivel de Penetración. El nivel de penetración para la Generación Distribuida, se define acorde a la siguiente ecuación:

$$Penetración(\%) = \frac{Potencia_{GD}}{Potencia_{Alimentador}} * 100$$

Siendo:

- Potencia<sub>GD</sub>: Potencia Instalada de Generación Distribuida.
- Potencia<sub>ALIMENTADOR</sub>: Potencia de Carga del Alimentador.

Al analizar las pérdidas en función del nivel de penetración, se obtienen las siguientes curvas en forma de "U" de la Figura 3.14.

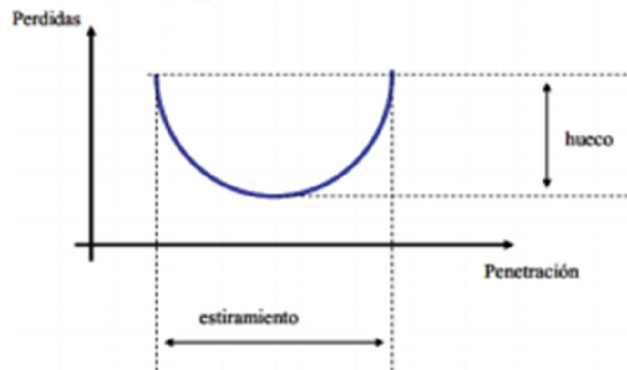


Figura 3.14 Curva Tipo "U"

Fuente: Philip P. Baker, R. W. (2000), Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems. 12. IEEE. Retrieved 02 16, 2011, from IEEE.

Esta última gráfica muestra dos aspectos conceptuales de sumo interés, el estiramiento y el hueco. El estiramiento nos brinda el índice del grado de penetración en la red antes de que se vuelva a tener un incremento en las pérdidas de las líneas de distribución. En cambio, el hueco da una medida de la reducción de las pérdidas que puede provocar cada nueva tecnología instalada en la red. En la Figura 3.15, se observan las pérdidas en las redes de distribución en función del nivel de penetración de la GD, para distintas tecnologías.

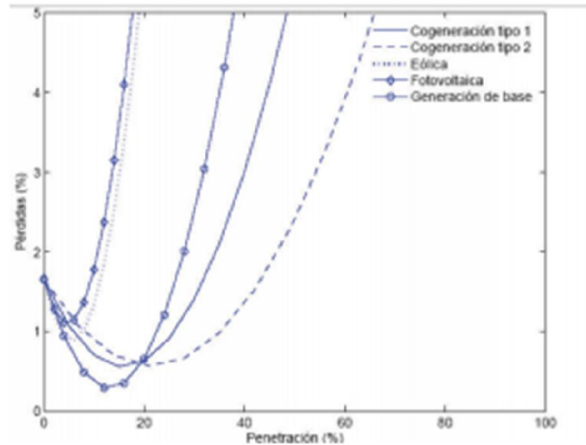


Figura 3.15 Pérdidas en redes de distribución en función del nivel de penetración de la GD para distintas tecnologías.

Fuente: Philip P. Baker, R. W. (2000), Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems. 12. IEEE. Retrieved 02 16, 2011, from IEEE.

Finalmente y respecto al punto 4 (influencia de la GD en los niveles de potencia y corrientes finales de cortocircuito), muchos de los efectos causados por la conexión de generación a las redes de distribución están relacionados con la planeación y el diseño de la red; siendo que tradicionalmente la redes están diseñadas para que los flujos de potencia fluyan en una única dirección. A continuación en la Tabla 3.2, se muestra la contribución al nivel de cortocircuito de los diferentes tipos de tecnologías de GD.

Tipo de Generador	Corriente de falla en los terminales como porcentaje de corriente nominal de salida
Inversor	100-400% (duración dependerá de la configuración del controlador , y la corriente puede ser incluso menor al 100% en algunos inversores)
Generador Síncrono de excitación independiente	A partir de 500 – 1000% para los pocos primeros ciclos y decae a 200 – 400%
Generador de Inducción o Generador Síncrono Auto excitado	500 – 1000% para los pocos primeros ciclos y decae a un valor despreciable dentro los 10 ciclos.

Tabla 3.2 Valores Típicos de niveles de cortocircuito de la GD.

Fuente: DTI; "The Contribution to Distribution Network Fault Levels from the Connection of Distributed Generation; Crown 2005.

Estos valores de tabla son ilustrativos para el peor de los casos, siendo preciso los datos de cada generador de energía eléctrica para los análisis precisos y particulares a cada proyecto de inserción de GD. La contribución de una pequeña unidad de generación de escasa potencia nominal no suele ser tan importante y llega a ser hasta despreciable en la influencia de los valores finales de las corrientes de cortocircuitos para luego seleccionar y especificar los correctos elementos de protecciones de las redes. Pero cuando se cuenta con la instalación y puesta en servicio de muchas unidades pequeñas o algunas unidades grandes de generación, se alteran los niveles de cortocircuitos, lo cual esto puede ocasionar la pérdida de coordinación de los elementos que protegen la red.

### **Beneficios de la Generación Distribuida**

- La conexión de GD intenta incrementar la confiabilidad en cuanto al suministro de energía eléctrica, siendo debido a que la GD se basa en recursos renovables pero próximos a los centros de consumo.
- La conexión de GD a un sistema de potencia le puede mejorar el perfil de tensión, brindar una mayor estabilidad de tensión y puede mejorar la calidad de la energía.
- La baja emisión de contaminación, y el mejoramiento en la eficiencia del sistema (reducción de pérdidas en líneas de distribución y sub-transmisión).

### **Inconvenientes de la Generación Distribuida**

- Algunos tipos de tecnologías de generación distribuida utilizan equipos electrónicos para poder conectarse al sistema de distribución de energía eléctrica, y estos componentes pueden inyectar distintos niveles de armónicos al sistema.
- La conexión de GD puede causar sobre-tensión, fluctuación y desbalance en los perfiles de tensiones, si la coordinación con el sistema al cual se conecta (red eléctrica) no es la apropiada.
- Si se conectan varias unidades de generación a la red, pueden incrementarse las pérdidas de potencia de las líneas de distribución y/o sub-transmisión de la red.

### **3.3.1. Confiabilidad de las Redes de Distribución y/o Cooperativas Eléctricas**

La confiabilidad en sistemas de distribución es la capacidad para abastecer de servicio de energía eléctrica con el mínimo de interrupciones, como calidad de servicio técnico comercial y producto. Un buen análisis de confiabilidad de los elementos que conforman la red eléctrica de distribución, debe incluir los aportes de las centrales de GD existentes y operativas. Existen diversos indicadores que forman parte de los parámetros básicos de

confiabilidad, para poder establecer el análisis de confiabilidad orientado al cálculo de los índices de confiabilidad de un sistema de distribución. Estos parámetros básicos o indicadores se obtienen así:

- Tramo Total de la Red

$$L_T = L_1 + L_2 + \dots + L_n$$

Dónde;

$L_1$ : longitudes individuales en metros.

$L_T$ : longitud total de la red en metros.

- Tasa de Falla.

= Número de Fallas Verificadas en el Período / Número de equipamientos disponibles x unidad de tiempo

Dónde;

está en (fallas/año).

- Tasa de Falla del Sistema.

$$\tau = \sum_i i$$

Dónde;

$i$ : cantidad de interrupciones en el elemento  $L_i$

$\tau$ : tasa de fallas totales

$n$ : número de elementos considerados de la red.

Para tramos de alimentadores, la tasa de falla es un parámetro que puede determinarse de la siguiente forma:

- A través del historia de fallas, para el tramo individual
- Mediante una estimación, considerando el sistema completo

$$= b \times l \text{ (fallas / año)}$$

$$b = m / (L \times T) \text{ (fallas / Km.año)}$$

Dónde:

$m$ : cantidad de fallas

$L$ : longitud total de la línea, en km

$T$ : período de estudio, en años

$b$ : número de fallas, por kilómetro por año

$l$ : longitud de la línea de interés

Para elementos individuales, tales como transformadores, interruptores, etc, se plantea la siguiente ecuación:

$$= m / N \times T \text{ (fallas / año)}$$

Dónde:

m: cantidad de fallas

L: cantidad de elementos expuestos a la falla

T: período de estudio, en años

- Duración de la falla promedio por tramo.

$$r_{i-esima} = Tr_{Li} + \sum_{i=1}^j Td_{Li} + Ti \text{ (horas / falla)}$$

Dónde:

i: primer nodo con seccionamiento

j: segundo nodo con seccionamiento

Tr<sub>Li</sub>: tiempo de reparación de los tramos fallados

Td<sub>Li</sub>: tiempo de despeje de los seccionadores / elementos de protección

Ti: tiempo de operación de las interrupciones de servicio

- Tiempo de despeje de seccionadores / elementos de protección.

$$Td = Tc + Tp + Ti$$

Dónde:

Tc: tiempo para el conocimiento de la falla

Tp: tiempo de preparación

Ti: tiempo de localización

- Duración de la falla promedio del sistema.

$$r_T = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad i = 1, 2, \dots, n$$

Dónde;

r<sub>i</sub>: tiempo equivalente de reparación del elemento i (horas).

λ<sub>i</sub>: cantidad de interrupciones del elemento i

r<sub>T</sub>: duración de la falla promedio

- Tiempo de interrupción por tramo:  $U_n = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad i = 1, \dots, n$

Dónde;

$r_i$ : tiempo equivalente de reparación del elemento  $i$  (horas).

$\lambda_i$ : cantidad de interrupciones del elemento  $i$

$U_n$ : tiempo de interrupción

- Tiempo de interrupción del sistema:  $U_n = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i$   $i = 1, 2, \dots, n$
- Variación de la probabilidad: la probabilidad de que un punto cualquiera disponga de energía eléctrica, se define como:

$$P_{ot} = \frac{u_i}{\lambda_i + u_i}$$

Dónde:

$u_i = 1 / r_i$  = inversa de la duración de la falla promedio (taza de reparación)

Para un punto de carga determinado, la probabilidad de disponer de energía eléctrica aumenta, si las variaciones en las tasas de falla o tiempos de reparación son pequeñas.

### Índices de Confiabilidad

- Índice medio de frecuencia de interrupción del sistema.

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \text{ (fallas / cliente.año)}$$

Dónde:

$\lambda_i$ : es la tasa de falla del punto de carga  $i$

$N_i$ : es el número de usuarios del punto de carga  $i$

- Índice medio de frecuencia de interrupción del sistema.

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \text{ (horas / cliente.año)}$$

Dónde:

$U_i$ : es el tiempo de interrupción anual del punto de carga  $i$

- Índice medio de duración de interrupción del sistema.

$$CAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum (\text{Usuarios Afectados})} \text{ (fallas / clien_.afec.año)}$$

- Índice medio de duración de interrupción a los usuarios:

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \text{ (horas / cliente)}$$

- Índice medio de disponibilidad del sistema:

$$ASAI = \frac{N_T \cdot 8760 - \sum_{i=1}^N U_i N_i}{N_T \cdot 8760}$$

Dónde:

i: interrupción i-ésima

NT: es el número total de usuarios

- Índice medio de indisponibilidad del sistema:  $ASUI = 1 - ASAI$
- Energía No Suministrada:  $ENS = \sum_{i=1}^N L_i U_i$  (MWh/año)

Donde:

$L_i$ : carga en Kw por cliente

$U_i$ : es el tiempo de interrupción anual del punto de carga i.

### 3.3.2. Calidad de la Energía y Niveles de Fallas en Redes de Distribución

La GD puede influir en la calidad de la energía de los Sistemas de Distribución. Los principales causas están relacionados a los disturbios transitorios en los perfiles de tensión de la red de distribución, asociados con los conceptos de “flickers” y “distorsiones armónicas” en la forma de la onda de la tensión.

El Flicker puede ser originado por las conexiones y desconexiones súbita de los generadores, o por pulsaciones transitorias de la fuente primaria de energía; por ejemplo ante variaciones de la velocidad importantes en los vientos para los molinos eólicos.

Las distorsiones armónicas se producen por el uso de los equipos electrónicos conectados a las redes de distribución de energía eléctrica, por ejemplo para la conversión de energía eléctrica Vdc en energía eléctrica en Vca para poder inyectar la energía generada a la red de distribución. El parámetro de la calidad de la energía es muy importante debido a que se tienen equipos electrónicos de gran sensibilidad conectados a la red. (Kumar Injeti & Prema Kumar, 2009).

Para conocer la calidad de la energía se deben de tener presentes los conceptos importantes de flujo armónico y penetración armónica. El flujo armónico, al igual que el flujo de carga convencional busca establecer el estado del sistema a partir de los elementos lineales que lo conforman, de información sobre demanda de los nodos, de la potencia generada por los generadores sincrónicos, de la topología del sistema y de la característica de los elementos no lineales los cuales dan origen a tensiones y corrientes de frecuencias múltiplo de la fundamental (Garcés, Galvis, & Gallego, 2004). En la problemática de la penetración armónica, se hace referencia a dos cuestiones importantes:

- El modelo de cargas no lineales depende de las tensiones de frecuencia fundamental.
- La potencia de las cargas lineales está asociada a la frecuencia fundamental.

Para estos trabajos se utiliza un software de simulación, el cual para sus procesos cumple con la Norma IEC 61000-3-6, el que considera que la evaluación de las componentes armónicas de un sistema eléctrico debe contemplar las peores condiciones, la inyección de armónicos de una carga o generación dada puede ser evaluada usando la máxima corriente en cada armónico<sup>26</sup>, y la frecuencia interarmónica<sup>27</sup>. El método de solución realiza la ley de sumatoria alternativa en IEC 61000-3-6 para la evaluación de la distorsión armónica (IEC).

Respecto a los **Niveles de Falla**, la adición de una GD a un sistema de distribución tiene el efecto de incrementar los niveles de falla en puntos de la red cercanos al punto de interconexión. Con la GD, esta nueva topología del sistema y de sus flujos de potencia, tendrá una alteración considerable de la relación ( $X/R$ ) visto desde el punto de falla (Kumar Injeti & Prema Kumar, 2009). Los elementos de protección existentes instalados en el sistema original han sido seleccionados para unos valores de falla determinados, y tienen ciertos valores de tolerancia en el rango del nivel de la corriente de falla de diseño o de los niveles / valores de poder de ruptura ante las peores condiciones de los niveles de las corrientes admisibles de cortocircuito. Estos nuevos valores de corrientes de cortocircuito se deben de calcular y conocer, con el fin de poder determinar si son o no un factor que pueda llegar a limitar la conexión de nuevos generadores o cargas.

### **3.4 Fuentes de Generación Distribuida**

En esta parte se pretende presentar las principales características de todas las fuentes de Generación Distribuida cuya fuente primaria de energía sea renovable, en referencia a la energía solar fotovoltaica, energía eólica, energía de la biomasa y energía hidroeléctrica de menor escala, para potenciales proyectos de inversión para los distintos nodos, regiones y departamentos de la provincia de Santa Fe.

<sup>26</sup> Una armónica se puede definir como aquellas ondas sinusoidales de frecuencia igual a un número entero de la frecuencia fundamental (50 Hz para Arg.) (Arconel., 2003).

<sup>27</sup> Frecuencia interarmónica, se refiere a aquellas ondas sinusoidales que se sitúan entre la frecuencia de los armónicos, es decir cuya frecuencia no es múltiplo entero de la frecuencia fundamental (Balcells, y otros, 2011).

### 3.4.1. Generación Fotovoltaica

Una célula fotoeléctrica, también llamada celda, fotocélula o célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía lumínica (fotones) en energía eléctrica, flujo de electrones libres mediante el efecto fotoeléctrico: absorben fotones de luz y emiten electrones; cuando estos electrones, libres son capturados el resultado es una corriente eléctrica en corriente continua la cual es aprovechable.

Una planta fotovoltaica está compuesta por un generador (Paneles FV – Módulos FV), un bastidor de soporte para montar los paneles sobre el terreno, un sistema de control y acondicionamiento energético, *un posible* sistema de almacenamiento de la energía, tableros con los correspondientes elementos de protección y elementos de maniobra eléctricos, equipos de control y regulación, cables y fichas de conexión, como se observa en el siguiente esquema de una instalación fotovoltaica de la Figura 3.16.

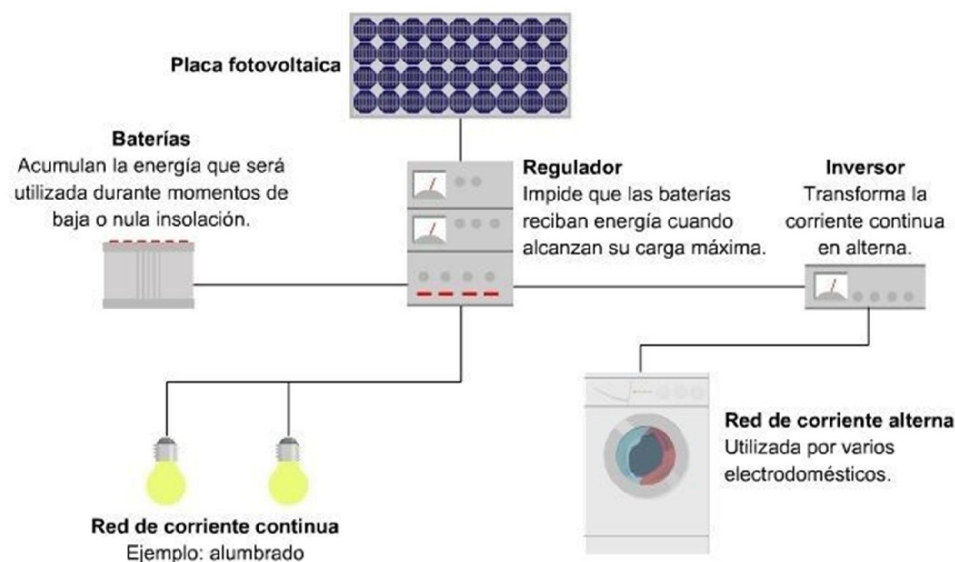


Figura 3.16 Esquema de Instalación Eléctrica Fotovoltaica

Fuente: Internet

Además, la Figura 3.17 corresponde al esquema unifilar presentado para una Central Fotovoltaica Sistema On Grid<sup>28</sup> para la EPE (Empresa Provincial de la Energía de la Provincia de Santa Fe), estando todos los componentes debidamente especificados en el mismo. Este circuito unifilar corresponde al ex programa "Prosumidores", actual programa "ERA" de la EPE.

<sup>28</sup> Los sistemas On Grid se caracterizan por devolver energía sobrante a la red eléctrica de la empresa proveedora de energía, en lugar de almacenarla en baterías. De esta forma, la empresa abona al cliente la energía generada a un precio por lo general superior al que lo paga.

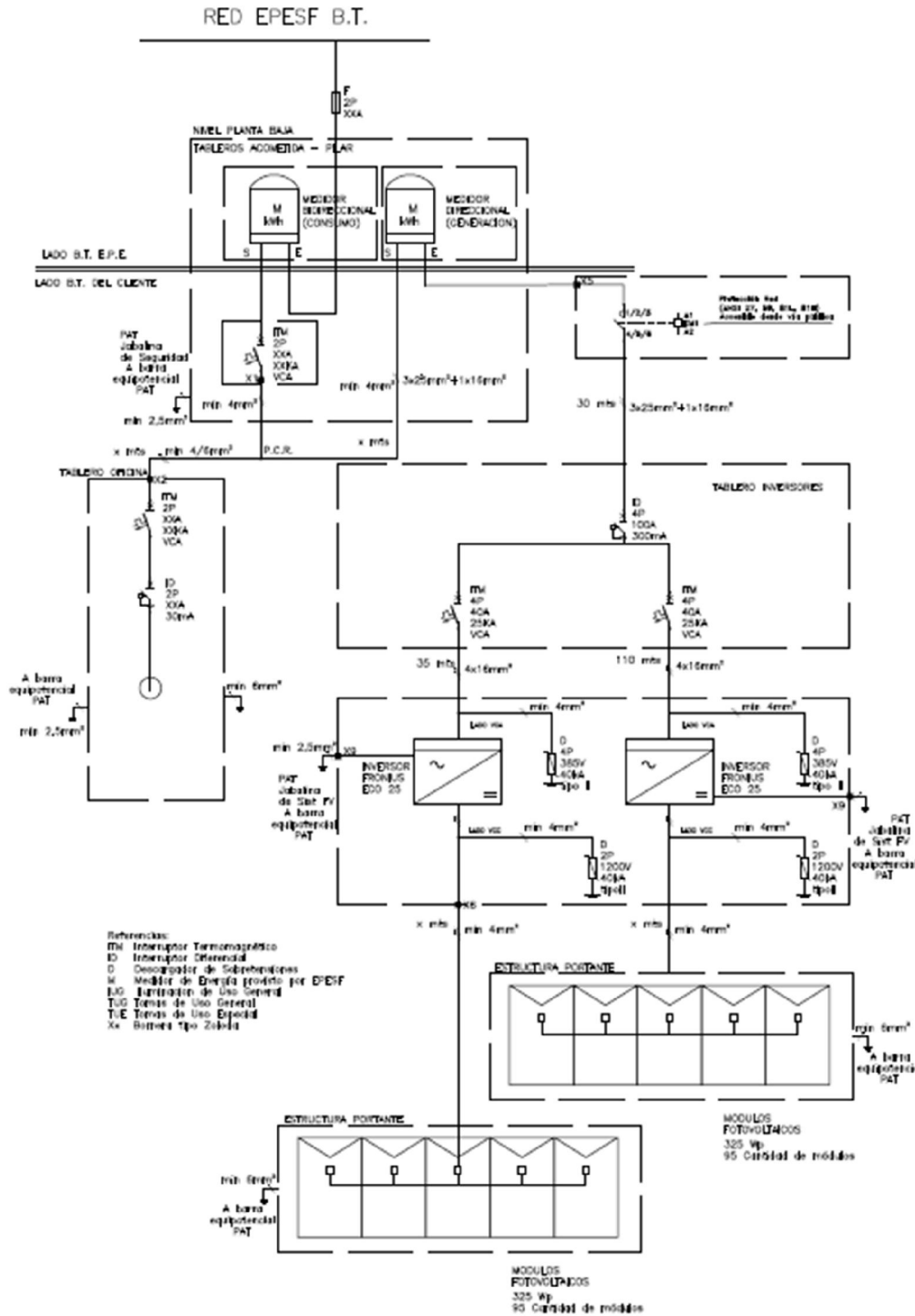
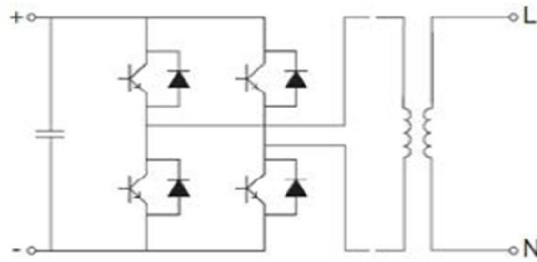


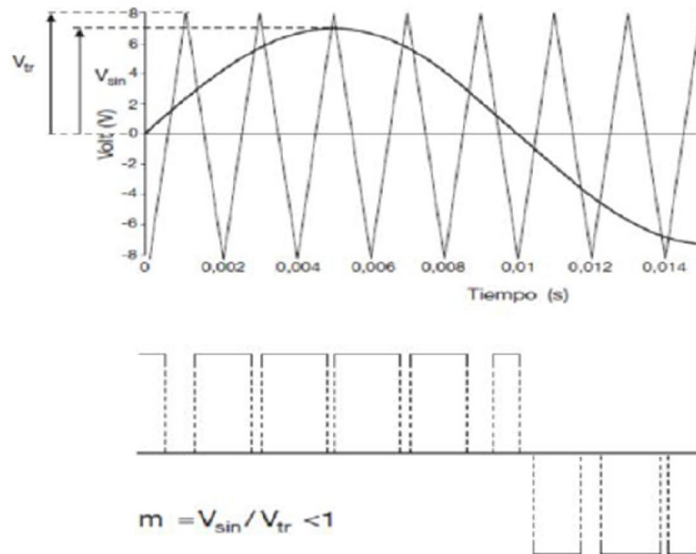
Figura 3.17 Esquema Unifilar con la distribución de los componentes de un sistema On-Grid fotovoltaico  
 Fuente: Unifilar Proyecto cliente confidencial Programa ERA - Empresa Provincial de la Energía (EPE).

El sistema de almacenamiento y control de la energía está formado por un inversor, el cual convierte la energía eléctrica en corriente continua generada por los paneles FV en energía eléctrica en corriente alterna (ver Figura 3.18).



**Figura 3.18** Esquema del funcionamiento de un inversor monofásico  
 Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Fotovoltaicas, página 11.

Los componentes de electrónica de potencia utilizados como conmutadores estáticos (transistores, tiristores, IGBT's, etc) son controlados mediante una debida señal de corriente en las compuertas de estos semiconductores, haciéndolos trabajar al corte y saturación (apertura - cierre), generando ondas cuadradas de salida. Con la intención de la que la onda de salida sea lo más sinusoidal posible, se utiliza una técnica más sofisticada: la modulación por ancho de pulso (PWM: pulse with modulation). Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor máximo de la forma de onda de salida (ver Figura 3.19).



**Figura 3.19** Principio de funcionamiento de tecnología PWM  
 Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Fotovoltaicas, página 11.

La potencia suministrada por un generador FV depende del punto de trabajo en el que está operando. Par optimizar el suministro de energía de la planta el generador debe adaptarse a la carga de modo que el punto de funcionamiento corresponda siempre al punto de potencia máxima. Con este objetivo dentro del inversor se utiliza un "chopper" controlado, llamado seguidor del punto de potencia máxima MPPT (Maximun Power Point Tracking), el cual calcula el valor instantáneo de la curva I-V (tensión- intensidad) del

generador al cual se produce la potencia máxima. Esto se observa en la siguiente figura 3.20, tomando la curva I-V de un generador.

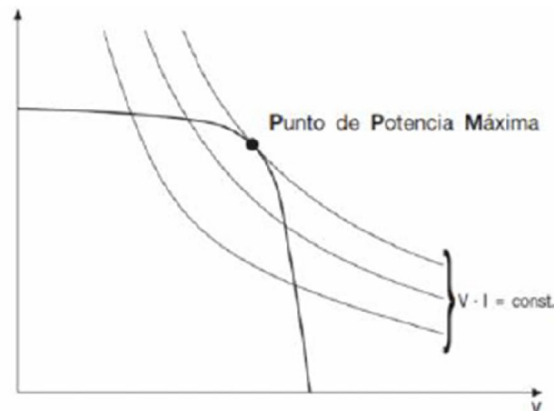


Figura 3.20 Punto de máxima potencia (MPP) de un generador fotovoltaico.

Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Fotovoltaicas, página 11.

El sistema MPPT identifica el punto de potencia máxima de la curva característica del generador. Pequeñas desviaciones de carga determinan las desviaciones de los valores de tensión e intensidad, evaluando si el producto resultante I-V es menor o mayor que el anterior. En caso de aumento de carga, se mantiene la variación de las condiciones de carga en la dirección elegid. De lo contrario, se modifican las condiciones en sentido opuesto.

Los inversores que trabajan en sistemas "on grid" / paralelo con la red, en comparado con los modelos de inversores que trabajan en isla (ante ausencia de red), tienen necesidades diferentes:

- En las plantas FV aisladas de la red / en isla, los inversores deben ser capaces de proporcionar una tensión del lado de CA lo más constante posible dentro de la variabilidad de la producción del generador y de la demanda de carga.
- En las plantas FV que generan en paralelo con la red / conectadas a la red, los inversores deben producir lo más fielmente posible la tensión de la red, y al mismo tiempo deben optimizar y maximizar la energía de salida de los paneles FV.

Los datos característicos de un módulo solar se pueden resumir a:

- $I_{SC}$ : Corriente de cortocircuito
- $V_{OC}$ : Tensión en vacío (sin carga)
- $P_m$ : Potencia producida máxima en condiciones estándar (STC)
- $I_m$ : Corriente producida en el punto de potencia máxima

- $V_m$ : Tensión en el punto de máxima potencia
- $F_F$ : factor de llenado o factor de forma, parámetro que determina la forma de la onda característica I - V e indica la relación entre la potencia máxima y el producto ( $V_{OS} \times I_{SC}$ ) de la tensión sin carga multiplicada por la intensidad de corriente en cortocircuito.

En la siguiente Figura 3.21 se muestra la curva característica V (tensión) - I (corriente) de un módulo FV.

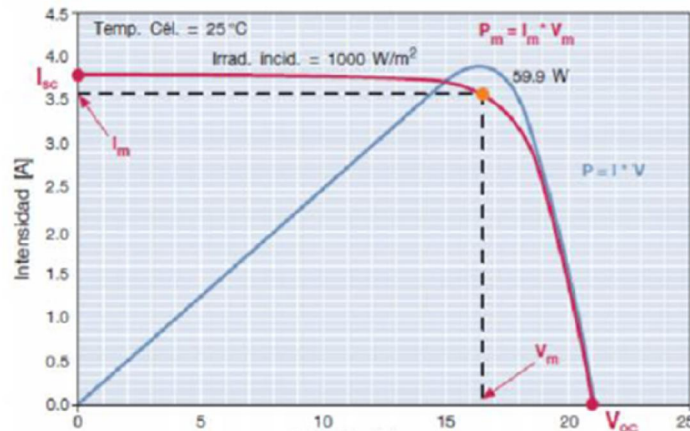


Figura 3.21 Curva Tensión - Corriente de una célula fotovoltaica.

Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Fotovoltaicas, página 18.

La potencia nominal pico ( $W_p$ ) representa la potencia eléctrica que es capaz de suministrar una planta FV bajo condiciones de prueba estándar (STC).

- Insolación perpendicular a los paneles: 1 (KW / m<sup>2</sup>)
- Temperatura de las células: 25 °C
- Masa de aire (MA<sup>29</sup>): igual a 1,5

Los factores principales que afectan la energía eléctrica producida por una instalación FV son: *Irradiancia, Temperatura de los módulos, Sombreado.*

En la Figura 3.22 se muestra el cambio de la curva característica V-I de las células FV en función de la irradiancia incidente. Se puede concluir que cuando la irradiancia descende, la corriente FV generada disminuye proporcionalmente, mientras que la variación de tensión de circuito abierto no experimenta grandes variaciones al modificarse las condiciones de la radiación solar. La eficiencia de conversión no es la misma en un día claro que en otro nublado.

<sup>29</sup> La masa de aire (MA) es la longitud del camino tomado por la luz a través de la atmósfera normalizado a la ruta más corta posible (cuando el sol se encuentra directamente vertical).

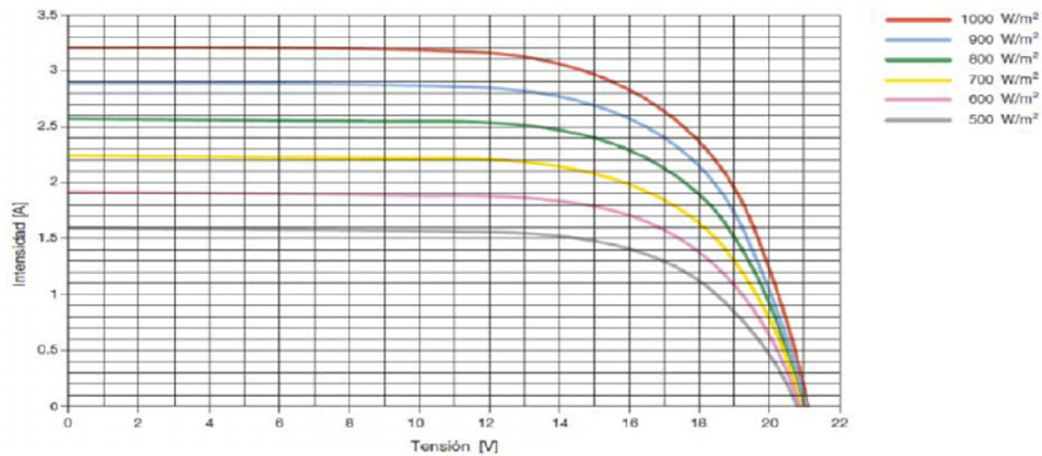


Figura 3.22 Curva característica V - I de las células fotovoltaicas en función de la irradiancia incidente  
 Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Fotovoltaicas, página 24.

Cuando la temperatura de los módulos aumenta, la corriente producida permanece prácticamente inalterada, mientras que la tensión disminuye y con ellos se produce una reducción en los rendimientos de los paneles en términos de energía eléctrica producida / generada (ver Figura 3.23).

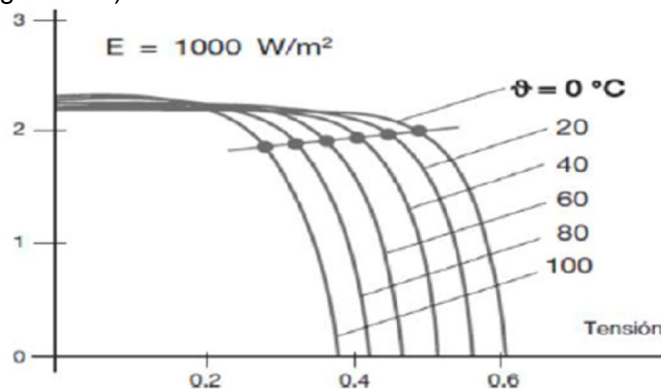


Figura 3.23 Curva característica V - I de las células fotovoltaicas en función de la temperatura de los módulos.  
 Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Fotovoltaicas, página 25.

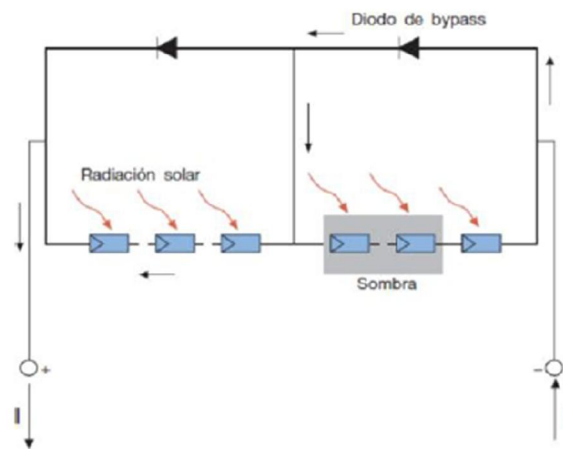
Acorda a (Schmidt, 2013, pág.69), el efecto del incremento de la temperatura genera:

- Disminuye el  $V_{OC}$  (- 2,3 mV / °C para Si; - 2 a -2,2 mV / °C para GaAs)
- Disminuye el FF, por lo tanto, disminuye la eficiencia (se reduce entre el 0,4 y 0,5 % por °C en células de Si; y alrededor de 0,3 % por °C en las de GaAs)
- Aumenta muy ligeramente la  $I_{SC}$

Por lo tanto, para evitar una reducción excesiva del rendimiento de los paneles FV, conviene tener bajo control la temperatura de funcionamiento de los mismos, manteniendo los paneles bien ventilados para limitar las variaciones de temperatura de los mismos.

Finalmente, considerando el área ocupada por los módulos de una planta FV, es posible que sobre parte de ellos (uno o varias células) se proyecte la sombra de árboles, hojas caídas, chimeneas, nubes o paneles FV instalados cerca (El-Saadany, 2014).

A la sombra, una célula FV constituida por una unión P-N ve sustancialmente disminuida su capacidad de generar energía eléctrica y se convierte en una carga pasiva. La célula se comporta como un diodo que bloquea la intensidad producida por el resto de células conectadas en serie, poniendo en peligro toda la producción del módulo. Además, el diodo depende de la tensión del resto de las células y esto puede causar perforación de la unión por un sobrecalentamiento localizado (punto caliente) y daños al módulo. Con el objeto de evitar que el sombreado en una o varias células ponga en peligro la producción de toda una cadena se incluyen en el módulo algunos diodos de bypass que conectan las partes del módulo dañada o en sombra, garantizando la funcionalidad del módulo fotovoltaico aunque su eficiencia se vea reducida. Para esto, es necesario instalar / insertar un diodo de bypass en paralelo con cada célula individual. De acuerdo a la siguiente Figura 3.24, se requiere que se incluyan de 2 a 4 diodos en cada módulo para evitar el efecto sombra del sistema fotovoltaico, brindando un claro impacto en la relación costo/beneficio de la instalación.



**Figura 3.24** Instalación de diodos de bypass en una central FV

Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Fotovoltaicas, página 25.

En el desarrollo de este trabajo, se evalúan potenciales proyectos de inversión de plantas FV que puedan inyectar energía en paralelo con la red de distribución de la empresa provincial de la energía de la provincia de Santa Fe (EPE), o que sean parte del actual programa "ERA" (ex "Prosumidores").

### 3.4.2. Generación Eólica

Un aerogenerador o turbina convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica, pasando por el estado intermedio de conversión a energía mecánica de rotación a través de las palas (El-Saadany, Distributed Generation, 2014). Los aerogeneradores pueden ser de "sustentación" o de "resistencia", en función de cuál de las fuerzas generadas por el viento se use como fuerza motriz (ABB Cuaderno Técnico de Aplicaciones N°12). Las turbinas de sustentación, a diferencia de las de resistencia, permiten que el viento circule por ambas caras de la pala las cuales tienen perfiles geométricos distintos, creando de esta forma un área de depresión en la cara superior respecto a la presión de la cara inferior<sup>30</sup>.

Esta diferencia de presiones produce una fuerza llamada sustentación aerodinámica (ver Figura 3.25) sobre la superficie de la pala, de forma parecida a lo que sucede en las alas de los aviones.

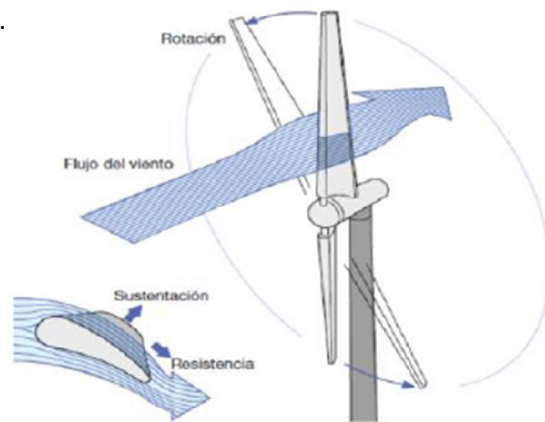


Figura 3.25 Efecto de sustentación aerodinámica

Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Eólicas, página 10.

Al mismo tiempo, se genera una fuerza de resistencia que se opone al movimiento y la cual es perpendicular a la fuerza de sustentación.

Un aerogenerador necesita una velocidad del viento mínima (velocidad de acoplamiento o cut-in) de 3 a 5 (m/s) y entrega la potencia nominal a una velocidad de entre 12 a 14 (m/s). Por razones de seguridad para velocidades elevadas, por general superiores a los 25 (m/s), se produce el bloqueo del aerogenerador (velocidades de desconexión o cut-off).

<sup>30</sup> El perfil de ala de la pala eólica produce una velocidad distinta de la vena fluida que se desliza sobre la superficie superior respecto a la de la vena fluida que se desliza por la superficie inferior. Esta diferencia de velocidades es el origen de la diferencia de presiones.

El bloqueo puede efectivizarse mediante frenos mecánicos que detienen el rotor, o en el caso de palas de inclinación variable "escondiéndolas del viento" al ponerlas en la posición conocida como bandera<sup>31</sup>.

Los tipos de aerogeneradores se clasifican en función de la tecnología de construcción, y pueden dividirse en dos grandes familias (ABB Cuaderno Técnico de Aplicaciones N°. 12), acorde a la siguiente Tabla 3.3:

Aerogeneradores de Eje Vertical (Vertical Axis Wind Turbine VAWT) - 1 % del total	Aerogeneradores de Eje Horizontal (Horizontal Axis Wind Turbine HAWT) - 99 % del total
Savonius	Barlovento
Darrieus	Sotavento
Híbridos Savonius-Darrieus	

Tabla 3.3 Clasificación de aerogeneradores en función de la tecnología de construcción  
 Fuente: ABB Cuaderno Técnico de Aplicaciones N°12.

El desarrollo de este trabajo respecto al análisis de potenciales proyectos de inversión de mediana y gran escala para inyección de generación de energía eléctrica distribuida renovable en la provincia de Santa Fe, aprovechando los estudios realizados sobre el recurso eólico por regiones / nodos, nos focaliza únicamente en el estudio técnico - económico de los aerogeneradores de eje horizontal a barlovento. Son llamados de esta manera, debido a que el viento encuentra antes el rotor que la torre, tienen una mayor eficiencia que los aerogeneradores a sotavento, ya que no presentan interferencias aerodinámicas con la torre (ver Figura 3.26).

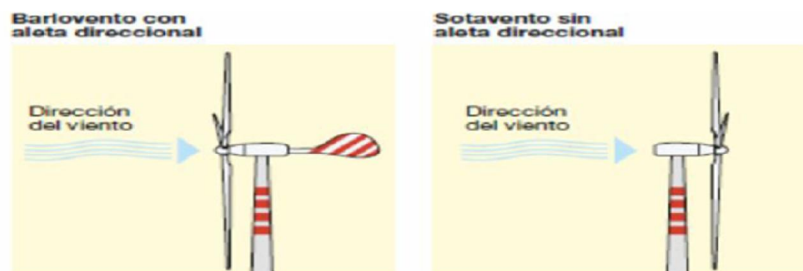
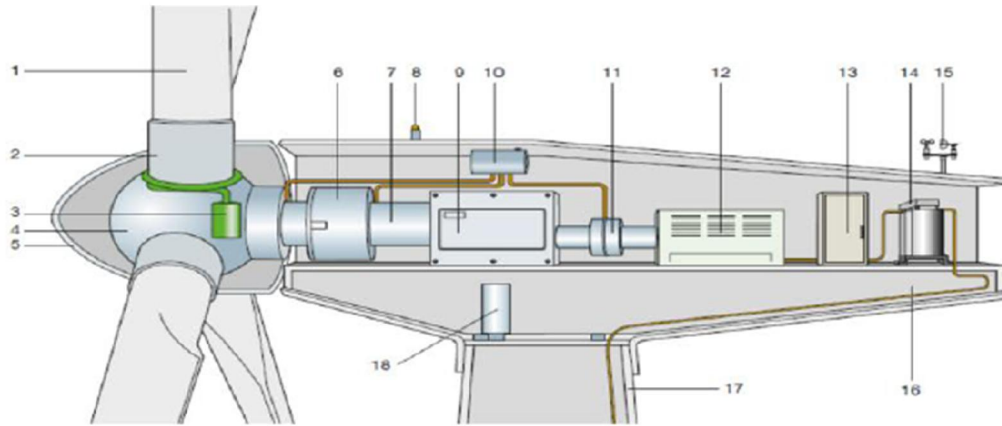


Figura 3.26 Configuraciones de aerogeneradores de eje horizontal  
 Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Eólicas, página 13.

A continuación, se observan en la Figura 3.27 los principales componentes que constituyen un aerogenerador de eje horizontal:

<sup>31</sup> Posición en la cual la cuerda del perfil de la pala es paralela al eje del rotor y el borde de ataque que mira al viento. En esta posición la carga aerodinámica sobre las palas se reduce al mínimo.



**Figura 3.27** Componentes constituyentes de un aerogenerador

Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Eólicas, página 22.

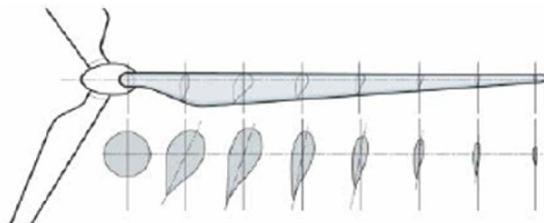
1. Pala	2. Soporte de Pala	3. Actuador del Ángulo de paso
4. Buje	5. Cubierta	6. Soporte principal
7. Eje principal	8. Luces de señalización aérea	9. Multiplicador
10. Dispositivos hidráulicos de refrigeración	11. Frenos mecánicos	12. Generador
13. Convertidor de potencia y dispositivos eléctricos de control, protección y seccionamiento	14. Transformador	15. Anemómetros
16. Estructura de góndola	17. Torre de soporte	18. Mecanismo actuador de la orientación

**Tabla 3.4** Componentes constituyentes de un aerogenerador

Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Eólicas, página 22

La descripción de los componentes más importantes de un generador eólico son: las palas y el tipo de generador a instalar (puede ser asíncrono o sincrónico).

Las palas son los componentes que interactúan con el viento, por lo que se diseñan con un perfil que maximice su eficiencia aerodinámica. La sección transversal de la pala es bastante grande con el fin de obtener la rigidez necesaria para resistir las cargas mecánicas variables que se dan en el funcionamiento normal y que producen su deterioro (ver Figura 3.28).



**Figura 3.28** Representación de una pala de un aerogenerador

Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Eólicas, página 23.

El Generador Asíncrono, esencialmente es un motor trifásico de inducción, en donde la velocidad del eje del rotor nunca alcanza la velocidad del campo rotante el cual alcanza la

velocidad de sincronismo, la cual depende del número de pares de polos y de la frecuencia de la red. Si la velocidad del eje del rotor es superior a la velocidad de sincronismo, está máquina pasa a convertir energía mecánica a energía eléctrica y se comporta como un generador el cual entrega / inyecta energía eléctrica a la red. Pero para este tipo de máquinas eléctricas dinámicas, siempre es necesario el trabajar con presencia de la red, con el estator de la máquina conectada a la red de distribución. A la diferencia relativa entre la velocidad de sincronismo de los campos electromagnéticos y la velocidad de rotación del rotor, se la conoce como deslizamiento ( $s$ ), que funcionando en modo generador tiene un valor negativo ( $s < 1$ ).

El otro tipo de generador utilizado es la máquina síncrona, donde los pares de polos del rotor principal de la máquina están alimentados por corriente continua o bien por imanes permanentes, contando con 2 campos electromagnéticos independientes y existiendo el efecto de reacción de armadura el cual determina el flujo magnético resultante de esta máquina eléctrica. La velocidad del rotor, estando la máquina en paralelo con la red, es independiente de la carga. Al variar la velocidad incidente en las palas del rotor, aumenta la conversión de energía cinética en energía mecánica, y por consiguiente aumenta la conversión de energía mecánica en energía eléctrica activa la cual es inyectada por el estator de la máquina síncrona hacia la red de energía eléctrica (red de distribución).

La producción de potencia eléctrica mediante aerogeneradores depende de la interacción entre las palas del rotor y el viento, transformando primero la energía cinética de este en energía mecánica de rotación y después transformando esta última en energía eléctrica. La energía cinética  $E_c$  de una masa de aire  $m$  que se mueve a una velocidad  $V_1$  constante, viene dado por:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v_1^2$$

Por lo tanto, la potencia específica disponible  $P_{Disp}$  de una masa de aire de caudal  $q = dm/dt$ , es:

$$P_{Disp} = dE_c / dt = \frac{1}{2} \cdot q \cdot v_1^2$$

El caudal también se puede expresar según la siguiente ecuación:

$$Q = dm / dt = m \cdot A \cdot v_1 ; \text{ donde:}$$

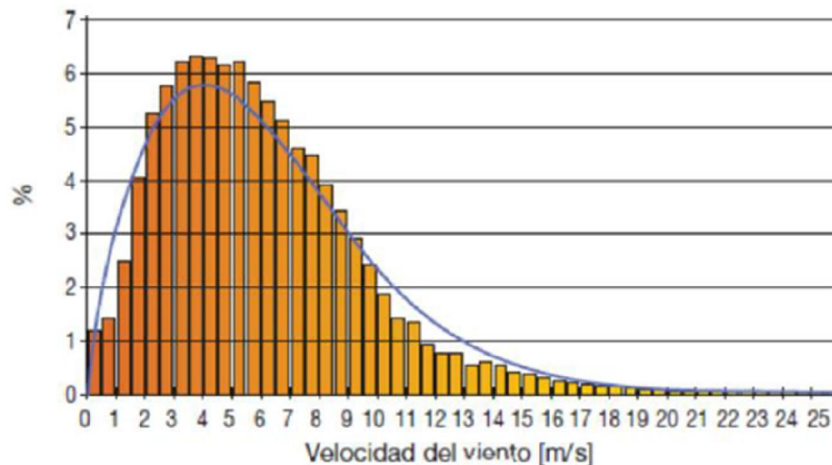
- $\rho$ : densidad del aire
- $A$ : área de barrido de las aspas

De donde la potencia específica disponible es igual a:

$$P_{Disp} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3$$

Para poder estimar la productividad energética de un aerogenerador, se requiere disponer los datos que muestra el histograma de la duración porcentual de las diversas velocidades del viento, tomadas durante un determinado período de tiempo, y que correspondan a valores medios en un intervalo de 10 minutos mediante torres anemométricas (di Prátula, 2017).

La distribución temporal de velocidades del viento de un lugar suele describirse utilizando la función de distribución de Weidbull (ver Figura 3.29), ya que es la que más se aproxima a la frecuencia de distribución de velocidades medias del viento (ABB).



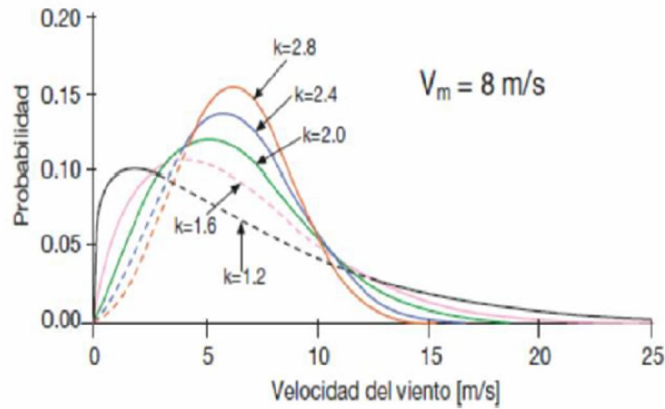
**Figura 3.29** Histograma de frecuencia de velocidad del viento

Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Eólicas, página 38.

$$f(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right]$$

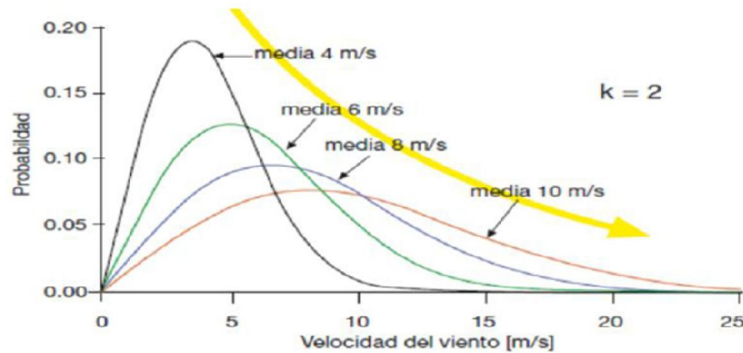
La distribución de Weidbull es la que describe anemológicamente el emplazamiento adecuado para la correcta inversión para una central de generación de energía eléctrica con unidades de aerogeneradores. Esta distribución, queda definida conociendo los parámetros: Factos de Escala "A" y Factor de Forma "k".

El factor de escala (A) se expresa en (m/s) y se relaciona de forma directa con la velocidad media. El factor de forma (k) es adimensional, y modifica la simetría de distribución; siendo valores cercanos a 1 los que corresponden a distribuciones muy asimétricas, mientras que valores elevados (k > 2-3) se corresponden a distribuciones simétricas a las de Gauss. Esto se puede visualizar en la siguiente Figura 3.30.



**Figura 3.30** Curvas de Weibull para distintos valores de k  
 Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Eólicas, página 38.

El factor de forma (k), representa físicamente la dispersión de los valores de velocidad en torno a la velocidad media. Cuando mayor es el valor de k, menor será la dispersión en torno al valor medio, como se observa en la Figura 3.31.



**Figura 3.31** Curvas de Weibull para diferentes valores de la velocidad media del viento  
 Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Eólicas, página 39.

Para poder estimar la productividad anual de la energía, y entendiendo que en el diseño de una instalación eólica se tiene como objetivo maximizar la producción anual de energía eléctrica inyectada a la red (KWh), utilizamos la distribución de Weibull para las velocidades del viento en el lugar de la instalación, y la curva de potencia eléctrica producida por el generador en función de la velocidad del viento (ABB). La productividad anual se calcula con la siguiente expresión:

$$E = 8760 \cdot \int P(v) \cdot f(v) \cdot dv$$

Dónde:

- 8760: es el número de horas en un año.
- P(v): es la potencia en [KW] producida por el aerogenerador a la velocidad del viento v (m/s), obtenida de la curva de potencia proporcionada por el fabricante.

- $f(v)$ : es la función de distribución estadística de Wibull de frecuencia de velocidades del viento en el lugar de la instalación (s/m).

### 3.4.3. Generación Eléctrica a partir de la Biomasa

El término biomasa se refiere a toda la materia orgánica que proviene de árboles, plantas y desechos de animales que pueden ser convertidos en energía; o los provenientes de la agricultura (residuos de maíz, café, arroz, etc), del aserradero (podas, ramas, aserrín, cortezas, etc) y de los residuos urbanos (aguas negras, basura orgánica y otros), siendo esta la fuente más antigua de energía renovable conocida por el ser humano. Posee dos (2) características principales, la primera de ellas es que, al desarrollarse producto de la energía electromagnética proveniente del sol, es una fuente de energía renovable, constante y almacenable y de gran utilidad para la producción térmica y eléctrica. La segunda es que, a partir de la propia reacción química biológica, la combustión de la misma no contribuye al efecto invernadero, dado que se libera carbono (C) previamente capturado del ambiente por fotosíntesis acorde a la siguiente Figura 3.32.

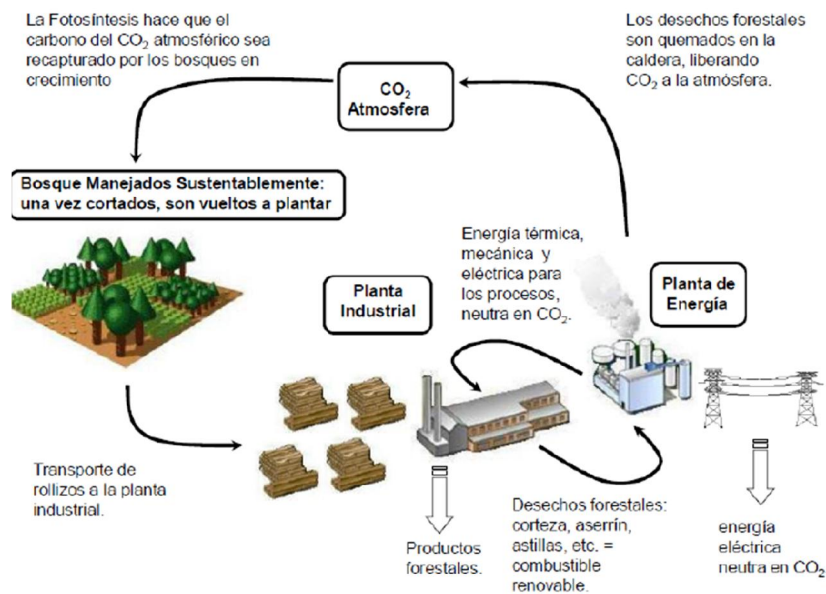


Figura 3.32 Ciclo del Carbono (C) con producción de energía eléctrica a partir de biomasa.

Fuente: Internet.

Al definir biomasa encontramos gran cantidad de variantes y tipos, siendo que los recursos biomásicos provienen de fuentes muy diversas y heterogéneas. En la Figura 3.33 se clasifican los diferentes tipos de biomasa acorde a propia elaboración. En cambio en la Tabla 3.5 se refleja otra clasificación de la biomasa según su composición, con ejemplos basados en biomasa agrícola.

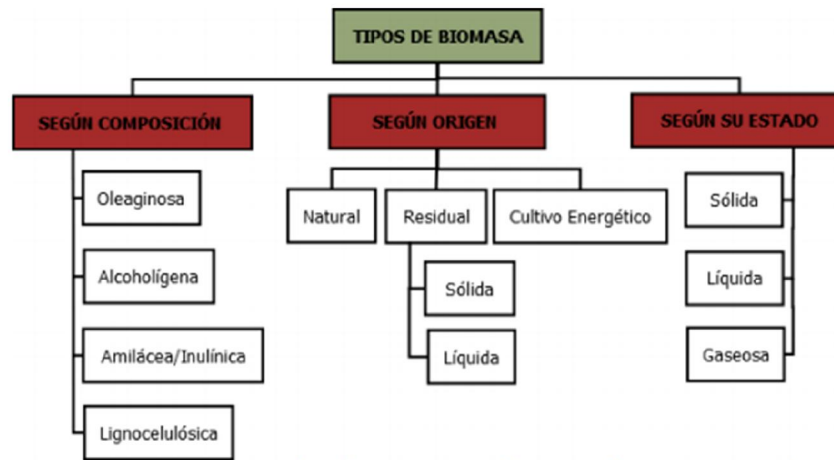


Figura 3.33 Tipos de biomasa según diferentes clasificaciones.

Fuente: Elaboración propia.

TIPO	SUSTANCIA BIOORGÁNICA		EJEMPLOS
<b>LÍPIDOS</b>			
Oleaginosa			Semillas de girasol, soja, maíz, lino, almendro
<b>HIDRATOS DE CARBONO</b>			
Alcohólica	Monosacáridos	Glucosa	Pulpa de fruta
		Fructosa	Pulpa de fruta
	Disacáridos	Sacarosa	Caña de azúcar, sorgo dulce, remolacha
Amilácea /Inulínica	Polisacáridos	Insulina	Tubérculo de patata y rizomas de dalia, achicoria
		Almidón	Granos de cereal, Tubérculo de patata
Lignocelulósica	Polisacáridos	Hemicelulosa	Maderas en general
		Celulosa	Residuos lignocelulósicos

Tabla 3.5 Tipos de biomasa agrícola acorde a su composición.

Fuente: Biomasa, Combustible y Sostenibilidad, Centro Tecnológico y Agrario Unión Europea 2012.

La evaluación de la viabilidad técnica y económica de un proceso de conversión de la biomasa en energía eléctrica y/o térmica, requiere considerar ciertos parámetros y condiciones de suma importancia. Para conocer las características energéticas de la biomasa, debemos conocer su composición química, su contenido de humedad, su porcentaje de cenizas, su poder calorífico y su densidad aparente.

La utilización de la biomasa con fines energéticos posee numerosas ventajas, no sólo para el propietario de la instalación, sino también para el conjunto de la sociedad. Uno de los grandes potenciales de la energía renovable de la biomasa o bioenergía es que puede desplazar las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la combustión de combustibles fósiles, y por lo tanto ayudar a mitigar el cambio climático. Puede suponer una fuente alternativa para incrementar la seguridad energética. Además, puede resolver problema del tratamiento de residuos en el caso de la biomasa residual. La gestión de los bosques mejora la calidad de las masas forestales y proporciona residuos forestales que

se pueden aprovechar energéticamente. Los cultivos agrícolas, la industria maderera y agroalimentaria producen residuos orgánicos los cuales podrían revalorizarse y emplearse para la producción y diversificación de energía. La utilización energética de la biomasa puede generar ingresos y la creación de nuevos puestos de trabajo, especialmente en el medio rural. La biomasa tiene la gran ventaja de que puede ser almacenada y utilizada cuando se la necesita.

Cómo una de sus *ventajas ambientales* se disminuyen las emisiones de CO<sub>2</sub> respecto a otros combustibles fósiles, ya que aunque para poder realizar el aprovechamiento energético de esta fuente renovable tengamos que proceder a una combustión (la cual dará como resultado H<sub>2</sub>O y CO<sub>2</sub>), la cantidad de dióxido de carbono emitida (causante del efecto invernadero) se considera como la misma cantidad que es captada por las plantas durante su crecimiento; por lo cual, esta combustión no supone un incremento de este gas a la atmósfera. La segunda ventaja ambiental es que no emite contaminantes sulfurados o nitrogenados (causales de las lluvias ácidas), dado el uso de biocarburos en motores de combustión interna supone una reducción en las emisiones generadas (hidrocarburos volátiles, partículas de SO<sub>2</sub> y CO). La tercera ventaja ambiental es la disminución de residuos, debido al reciclaje de la biomasa procedente de residuos de otras actividades. Por ejemplo, el empleo del proceso de digestión anaeróbica para tratar las biomásas residuales húmedas, además de anular su carga contaminante, reduce fuentes de olores molestos y elimina, casi en su totalidad, los gérmenes y los microorganismos patógenos del vertido. Los fangos resultantes del proceso de digestión anaeróbica (residuos) pueden utilizarse como fertilizantes de la agricultura. Por último y como cuarta ventaja ambiental, evitan la erosión y la degradación del suelo, mediante la implantación de cultivos energéticos<sup>32</sup> en tierras abandonadas.

Como ventajas socioeconómicas, tenemos:

- Diversificación energética: el aprovechamiento de la biomasa contribuye al objetivo marcado por los planes energéticos nacionales y provinciales.
- Disminuye la dependencia externa del abastecimiento de combustibles.
- Nuevas oportunidades para el sector agrícola: ya que los cultivos energéticos podrían sustituir a otros cultivos dentro del mercado de alimentos.

---

<sup>32</sup> Se define cultivo energético como todo cultivo no alimentario destinado a la producción de energía y que se utiliza fundamentalmente para la producción de los siguientes productos energéticos (energía térmica, energía eléctrica producida a través de la biomasa y los biocarburos como el biodiesel, bioetanol, biogás, etc.)

- Puede contribuir a un incremento económico en el medio rural: con el aprovechamiento de algunos tipos de biomasa, principalmente la forestal y los cultivos energéticos.

En función de la característica que presenta la biomasa, es que existen algunos pequeños inconvenientes:

- Poseen menores rendimientos energéticos que los combustibles derivados de los combustibles fósiles.
- De momento, aún poseen mayores costes de producción en comparación a la energía que proviene de los combustibles fósiles.
- La biomasa posee una baja densidad energética, es decir, que para conseguir la misma cantidad de energía se requiere utilizar mayor cantidad de materia prima. Lo cual trae aparejado problemas de transporte (logística) y almacenamiento.
- Necesidad de acondicionamiento o transformación para su utilización.

La gran variedad de biomásas existentes vinculada al desarrollo de distintas tecnologías de transformación de ésta en energía (combustión interna, pirolisis, gasificación, fermentación, digestión anaeróbica, etc.) permiten plantear una gran cantidad de posibles aplicaciones entre las que se destacan la producción de energía térmica, *producción de energía eléctrica*, biocombustibles y gases combustibles. En este trabajo de investigación nos focalizaremos en la producción de energía eléctrica, obtenida minoritariamente a partir de biomasa residual (restos de cosecha y poda, etc.), de la biomasa agrícola y de residuos de industrias agroalimentarias; y principalmente a partir de cultivos energéticos leñosos de crecimientos rápidos. También se utiliza el biogás resultante de la fermentación de ciertos residuos (residuos sólidos urbanos, etc.) para generar energía eléctrica.

La producción de energía eléctrica precisa de sistemas aún más complejos dado el bajo *poder calorífico*<sup>33</sup> de la biomasa, su elevado porcentual de humedad y su gran contenido en volátiles. Por tal motivo es que se necesitan centrales térmicas específicas con grandes calderas, con volúmenes de hogar mayores que si utilizaran un combustible convencional, que conllevan inversiones elevadas y reducen su rendimiento.

---

<sup>33</sup> Se define al poder calorífico como la cantidad de energía por unidad de masa que desprende un combustible cuando se quema, y se expresa en Kcal/Kg o en MJ/Kg.

En función del tipo y de la cantidad de biomasa disponible, es que varía la *tecnología más adecuada* a emplear para este fin.

A continuación en la siguiente tabla, se observan los valores de los poderes caloríficos inferior y superior (PCS y PCI) de algunos residuos agrícolas

RESIDUOS	MJ/kg materia seca	
	PCS	PCI
Paja de trigo	18,6	17,2
Paja de centeno	18,6	17,2
Cascarilla de arroz	17,0	15,8
Residuo de maíz	18,4	17,1
Almendra	18,9	17,6
Olivo	19,5	18,1
Sarmiento	19,2	17,9
Plátano de sombra	19,1	-

**Tabla 3.6** Caracterización energética de residuos agrícolas

Fuente: Biomasa, Combustible y Sostenibilidad, Centro Tecnológico y Agrario Unión Europea 2012.

Cuando se trata de producir calor y/o electricidad, la biomasa procedente de especies leñosas posee características químico-energéticas más adecuadas que la biomasa procedente de especies herbáceas. Los valores medios que poseen las especies leñosas de rotaciones cortas, expresados en porcentaje sobre biomasa seca, son: PCS = 19-20 MJ/Kg y PCI 17,5-18,5 MJ/Kg de biomasa seca (0 % humedad), un contenido en cenizas entre 2-3 % y valores de nitrógeno < 1 %, y de azufre y cloro < 0,1 %.

Como otras fuentes importantes de biomasa se cuenta con los residuos ganaderos, proveniente de explotaciones ganaderas intensivas (avícolas, porcinas, ovinas y vacunas). Se producen grandes cantidades de residuos procedentes de los derivados del tratamiento de las deyecciones de animales, denominados estiércoles y purines. La producción de las heces que produce cada animal varía dependiendo de la especie, la raza, la alimentación, la estación climática, etc., con valores medios que van desde 0,1-0,5 Kg. heces/día para las aves, hasta 30-50 Kg. heces/día para el ganado vacuno. Asimismo, la composición de las heces es variable dependiendo sobre todo de la especie.

Finalmente los residuos urbanos se generan diariamente en grandes cantidades en las ciudades, y éstos pueden incluirse dentro de dos grandes grupos:

- Residuos sólidos urbanos (RSU): materiales generados en los procesos de consumo humano que son destinados al abandono; constituyen la biomasa residual más aprovechable ya que está concentrada.

- Aguas residuales urbanas (ARU): líquidos procedentes de la actividad humana, cuya fracción sólida contiene una apreciable cantidad de biomasa residual; su depuración genera unos fangos que poseen una alta carga contaminante, que es necesario reducir.

Las características principales de los RSU que nos permitirán tomar decisiones sobre el correspondiente sistema de tratamiento a emplear son: densidad, humedad, poder calorífico y relación C:N (indica la capacidad del residuo para ser utilizado para compostaje).

### **3.4.4. Generación Hidroeléctrica (< 30 MW)**

Los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos son centrales hidroeléctricas de pequeña escala capaces de abastecer energía eléctrica tanto al sistema interconectado nacional como también a consumos mucho menores y aislados de la red.

Estos aprovechamientos consisten en utilizar la energía potencial y cinética del agua para la generación de electricidad. Los proyectos de generación hidráulica tienen el más alto factor de disponibilidad de todas las fuentes renovables, por encima del 98%, lo que quiere decir que pueden operar continuamente sin interrupción a lo largo de todo el año, aspecto que es muy importante en la red eléctrica.

En Argentina se considera como pequeño aprovechamiento hidroeléctrico a una central hidroeléctrica con capacidad menor a 30MW.

Al instalar el sistema en el cauce del río, es mínima la inversión en infraestructura. No requiere represas, ni reservorios, ni desviar el río de su cauce natural. Se trata del último gran avance tecnológico en generación de energía hidráulica. El rotor de la turbina gira con la corriente, transformando la energía cinética del río en electricidad. Puesto que se debe sumergir la turbina en el río, la profundidad del mismo es un factor determinante, ya que será la profundidad la que límite el diámetro del rotor de la turbina y por lo tanto la potencia que la misma generará.

La siguiente expresión permite calcular la potencia que generará una turbina hidrocínética:

$$P = \frac{1}{2} \rho \times A \times V^3 \times C_p$$

Siendo:

: densidad del agua

A: área del rotor

V: velocidad del agua

: rendimiento del sistema

La velocidad y la profundidad son dos variables importantes para el diseño de una central hidrocinética. La velocidad es la variable clave a la hora de dimensionar el sistema de generación, con lo que se deben de considerar los valores estadísticos de los cauces de cada uno de los ríos (valores de la velocidad de la corriente del agua).

A fines de determinar la potencia que generará una turbina hidrocinética, se utilizará la menor velocidad de las aguas de cada cauce de cada río en estudio (m/s).

Por otro lado, se deben de conocer las profundidades medias mensuales, puesto que se busca una solución que pueda funcionar durante todo el año. Se debe de contemplar un margen de seguridad, para poder instalar el rotor correspondiente. En el caso de turbina hidrocinética de eje inclinado, como se observa en la Figura 3.34, la fórmula de potencia será:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot (D_{MAX} \cdot \cos 30^\circ)^3 \cdot \eta$$

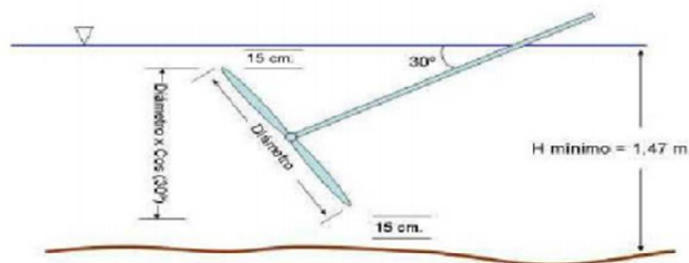


Figura 3.34 Esquema de turbina hidrocinética.

Fuente: Estudio hidráulico en la cuenca del río Caroní, para ubicación central hidrocinética.

En las centrales de generación de paso, parte del caudal del río se desvía por medio de tuberías y canales, hasta hacerlo llegar a las turbinas aguas abajo. Una vez que el agua pasa por las turbinas, habiendo entregado su energía potencial, ésta es devuelta al río, tal como se ve en la siguiente Figura 3.35.

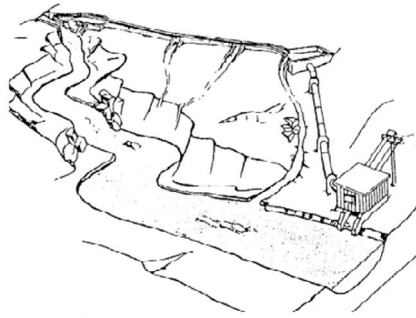


Figura 3.35 Esquema de una central hidráulica generadora de paso.

Fuente: Micro-Hydro Design Manual - A Guide to Small Scale Water Power Schemes.

Debido a la infraestructura necesaria para este tipo de proyectos, la inversión es mayor que en el caso de la hidrocínética, pero mucho menor que en los casos donde se debe construir un dique. El impacto medioambiental también se será menor al de las centrales que requieren diques. Las condiciones para la utilización de este tipo de central son:

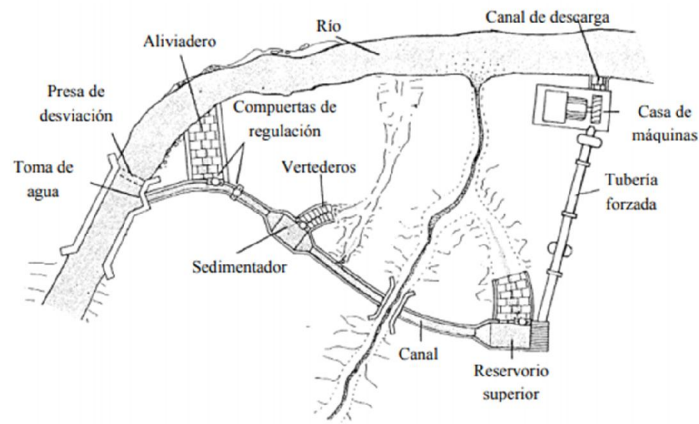
- Caudal constante: al no existir un dique para almacenar el agua, la potencia generada estará influenciada por las variaciones de caudal del río. En la mayoría de los casos, se construyen reservorios, para lograr la mitigación de las pequeñas fluctuaciones en el caudal.
- Salto y caudal: el principio de funcionamiento de las turbinas a utilizar está fundado en estos dos factores. El salto será la diferencia de altura entre el reservorio superior y las turbinas. La relación de estos dos parámetros será la que determinará cuál será la turbina a utilizar.

A continuación veremos en la Figura 3.36 las partes constitutivas de una central de hidroeléctrica de paso y en la Figura 3.37 las obras civiles de la misma



Figura 3.36 Configuración propuesta para la minicentral hidroeléctrica de paso.

Fuente: Elaboración Propia en base a datos del Instituto Geográfico Nacional.



**Figura 3.37** Componentes de una central hidroeléctrica.

Fuente: Micro-Hydro Design Manual - A Guide to Small Scale Water Power Schemes.

Dentro de los tipos de turbinas para las centrales mini-hidráulicas en estudio, existen dos categorías: *de acción y de reacción*.

Las turbinas de acción aprovechan únicamente la velocidad del flujo del agua, mientras que en las turbinas de reacción, el diseño del rotor permite aprovechar la presión del agua cuando entra al rotor, convirtiéndola en energía cinética. Las turbinas de reacción deberán estar cuidadosamente presurizadas y para las mismas condiciones de salto y caudal se obtendrá una velocidad de rotación mayor que con las de acción. La velocidad de rotación puede llegar a ser tan alta que permite acoplar el eje del rodete directamente al generador. Las turbinas de reacción requerirán mayor mantenimiento y su fabricación será más costosa que en el caso de las turbinas de acción.

El conjunto de las turbinas de acción abarca las: Pelton, Turgo y Flujo Cruzado; mientras que las turbinas de reacción comprenden las: Francis, Kaplan, Hélice.

Para el caso de las turbinas de acción, veremos el caso de la turbina tipo Pelton, donde la dirección tangencial del chorro de agua es la que impulsará el rotor haciéndolo girar junto al eje. El eje puede estar dispuesto en forma vertical u horizontal. En la Figura 3.38 se puede observar el esquema de una turbina tipo Pelton de eje horizontal.

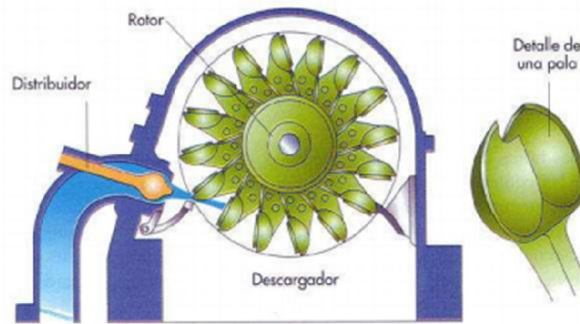


Figura 3.38 Esquema de una turbina Pelton de eje horizontal.

Fuente: WKV INC.

En cambio una turbina tipo Francis, es una turbina de reacción donde el flujo de agua ingresa de forma radial y a medida que el fluido recorre la máquina hasta la salida se convierte en dirección axial y con admisión completa. El agua ingresa por el estator aumentando su velocidad y perdiendo presión a medida que se acerca al centro, donde se encuentra el rotor. El rotor tiene un radio creciente para que de esta manera disminuya la presión del fluido y aumente la velocidad de rotación. El distribuidor tiene como misión dirigir el agua hacia los álabes del rodete, regulando el caudal admitido, modificando de esta forma la potencia de la turbina. Esto le permite a este tipo de turbinas ajustarse a las variaciones de la red eléctrica. En la Figura 3.39 se observa la complejidad de la construcción de estas turbinas, lo que las hace costosas frente a las turbinas de acción.



Figura 3.39 Fotos de Turbina de reacción tipo Francis.

Fuente: Internet.

### 3.5. Proyectos Híbridos de GD con aporte de fuentes de energías renovables

Se puede denominar híbrido a un sistema de generación de energía eléctrica distribuida el cual incluya tanto fuentes de energías convencionales como no convencionales, y también puede llamarse híbrido a un sistema compuesto por más de una fuente sea cual sea, renovable o no. Así podemos encontrar entonces hasta sistemas híbridos constituidos únicamente por diferentes fuentes renovables. A los efectos de este trabajo de investigación, nos referimos como híbrido al sistema conformado por fuentes

de energía no convencionales (energías renovables) incluyendo fuentes de energías convencionales.

Si se desea reemplazar tecnologías contaminantes este es un criterio totalmente válido, sin embargo, para regiones no cubiertas por los sistemas de interconexión (como por ejemplo regiones rurales aisladas), se puede lograr un punto intermedio que permita hacer viable la operación de un esquema conjunto de generación que aproveche los recursos energéticos renovables disponibles y que además considere el soporte disponible como lo son los equipos de generación de energía en base a diesel (equipos de generación de energía eléctrica que emplean fuentes derivadas de los hidrocarburos, fuentes no renovables o convencionales).

El compromiso es proporcionar una solución híbrida de Generación Distribuida (GD) a un costo viable y técnicamente posible, reduciendo al máximo de lo posible el uso y el costo del combustible fósil, sin comprometer la calidad y la confiabilidad del servicio continuo; ya que en este esquema se propone que las plantas diesel o a gas natural estén como soporte (back up) en las horas de consumos pico. Este tipo de generadores se convierten en reserva del sistema, de manera que solo se utilizan en casos de alta demanda (hora pico), durante pocas horas y cada dos o tres semanas. Se tiene como objeto proveer un sistema híbrido confiable de GD, con disminución en el costo de operación, mantenimiento y reducción de las emisiones contaminantes globales.

Las tecnologías de generación no convencional, aunque cada vez son más eficientes y de menor costo, aún no pueden competir con los costos del sistema interconectado y siguen siendo objeto de estudio y desarrollo. Los sistemas más promisorios y con mejores resultados ya implementados a nivel mundial son el eólico y el fotovoltaico.

Las características de un sistema híbrido de GD está diseñado y sujeto a la disponibilidad de los recursos no convencionales o renovables. Un buen suministro de energía eléctrica requiere un alto grado de confiabilidad, se debe evaluar el grado y frecuencia de riesgos técnicos del sistema, el tiempo promedio entre fallas, la redundancia, así como los tipos de fallas y sus efectos. Por otro lado, la planeación de una correcta operación y mantenimiento permitirá reducir los costos de manera considerable; y la ubicación de éstos sistemas de generación y su acceso no permite que este aspecto sea algo improvisado, de manera que hay que capacitar a la comunidad

para estas labores. El impacto que tengan estos proyectos híbridos de GD con el empleo de alguna de las energías renovables mencionadas en este trabajo, dependerá de la capacidad de replicarse en otros sitios teniendo en cuenta las diferencias de ubicación, recursos, demanda y aceptación.

Un sistema híbrido es aquel que combina en una sola instalación varias fuentes energéticas, conectadas a una mini-red de distribución. Están compuestos generalmente por fuentes renovables y generación fósil, un sistema de control, y pueden incluir o no baterías para acumular la energía eléctrica producida. En la siguiente Figura 3.40 se observa un factible sistema híbrido de GD.

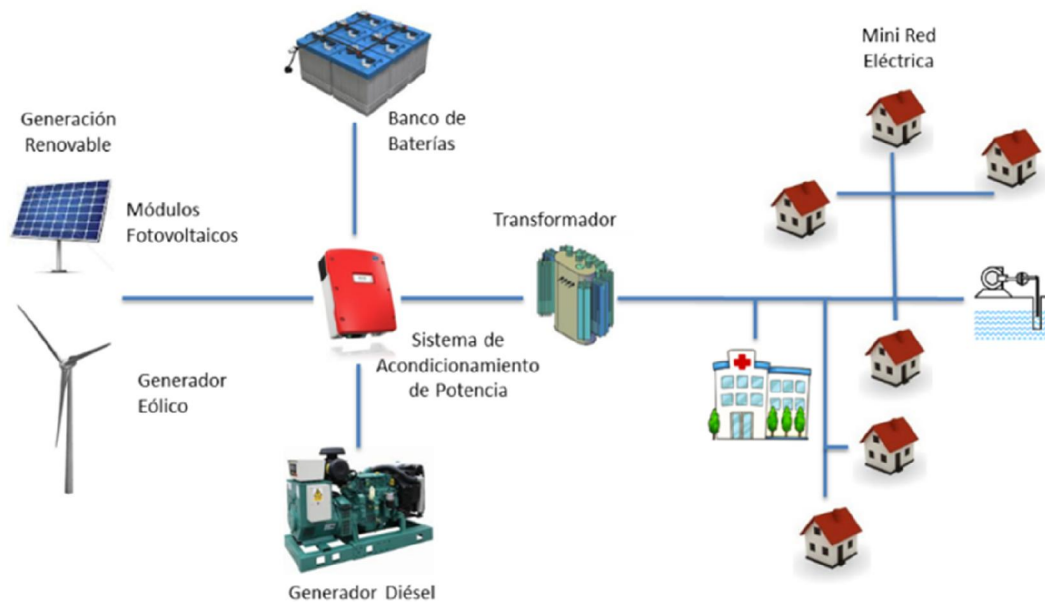


Figura 3.40 Estructura de un sistema híbrido de GD

Fuente: Internet

Con el fin de reducir considerablemente el uso de combustible de la generación fósil, se reemplazan durante las horas del día con las distintos generadores con fuentes renovables instalados. Un sistema híbrido renovable no elimina el consumo de combustible, ayuda a disminuirlo. El dimensionamiento de los componentes del sistema híbrido busca obtener una combinación óptima entre el tamaño de la instalación renovable, las baterías y el generador fósil, a fin de minimizar el costo total y maximizar las horas de suministro. Comúnmente, es necesario adaptar el sistema renovable a una instalación de generación fósil ya existente; y en estos casos existen complejidades adicionales a considerar, incluyendo, el estado actual del generador fósil y la necesidad de invertir en un sistema de control que permita su funcionamiento en paralelo con los sistemas de energía renovable.

### 3.6. Análisis Evolutivo de los Costos de Generación de Energías Renovables

La planificación de los sistemas eléctricos se ha constituido como una herramienta fundamental para poder buscar el balance entre las necesidades energéticas de la sociedad moderna y los recursos disponibles en el planeta. No hay otro momento en la historia reciente de la humanidad donde el futuro de los sistemas energéticos sea tan relevante para la sostenibilidad del planeta, como las próximas décadas en el contexto de las consecuencias y riesgos por el uso de estos recursos y combustibles tradicionales. El avance de las tecnologías de energía renovable no convencional, por sus características temporales y geográficas muy diferentes a las tradicionales, ha hecho mucho más complejo el ejercicio de la planificación. Se trata de disponer de mejores modelos que integren adecuadamente las características de estas fuentes de energía renovables, y de contar con una buena información de entrada sobre la calidad del recurso y sobre los costos de capital de las tecnologías de energías renovables que los aprovechan.

Respecto a la generación con paneles fotovoltaicos, la mayoría de los mercados han roto la barrera de 1 dólar (Usd) por cada Watio generado en corriente continua (Usd / W dc). En el 2018, el precio promedio de un sistema conectado a la red *tipo llave en mano* en el mercado global fue de Usd 0,89 / W dc. La India presentó al año 2019 el precio promedio más bajo para este tipo de sistemas a nivel mundial con Usd 0,48 / W dc; en cambio Japón presenta al 2019 el mercado con el precio más elevado del mundo de Usd 1,87 / W dc. En los siguientes países de Sudamérica (*Argentina, Brasil y Chile*), el precio promedio de energía solar fotovoltaico (*Fuente: Wood Mackenzie, año 2018*) se encuentra entre Usd 0,75 / W dc. y Usd 0,89 / W dc. En la Figura 3.41 se observa la tendencia de la reducción de los costos de capital de la energía fotovoltaica entre los años 2018 y 2030.

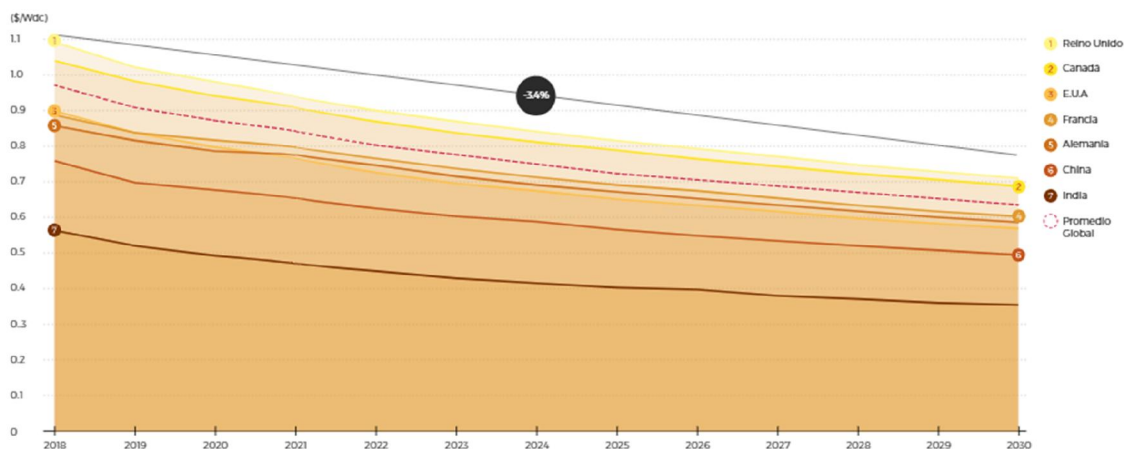


Figura 3.41 Evolución de los costos de capital de la energía solar fotovoltaica

Fuente: Wood Mackenzie para informe del BID, año 2019.

En la siguiente Figura 3.42, se desglosan los componentes que hacen a una instalación de generación eléctrica fotovoltaica (FV) y se observa el porcentual respecto al costo total máximo por watio instalado para la Argentina al año 2019.

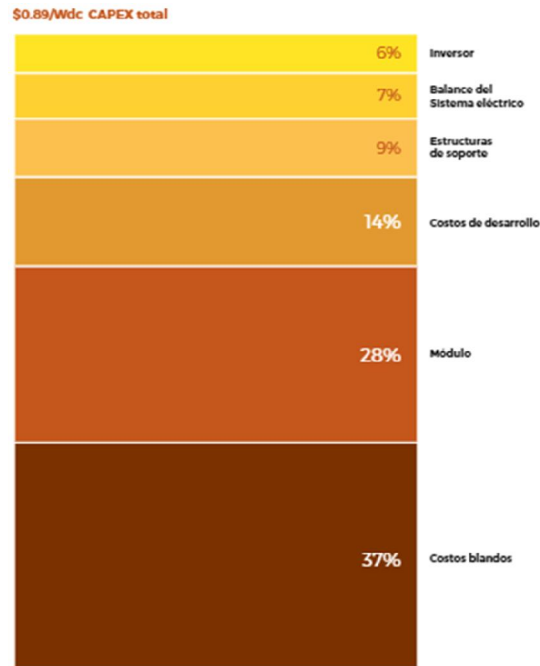


Figura 3.42 Porcentual de precios de los componentes para una instalación eléctrica FV.

Fuente: Wood Mackenzie para informe del BID, año 2019.

Por otro lado, los precios de los módulos fotovoltaicos disminuyeron en el año 2018 y tienen esa tendencia a la baja en los principales mercados mundiales y de manera progresiva hasta el horizonte del año 2023. Esto es debido principalmente a los nuevos cambios en la política energética de China, que tienden a empujar al mercado global hacia un ciclo de sobreoferta; y esto trae como consecuencia un impacto directo en la reducción de los precios de los módulos FV en todos los mercados de los restantes países del mundo. A final del año 2019, los precios promedio fijados por los principales proveedores de módulos FV monocristalinos del mercado global estaban entre Usd 0.30-0.34 / W; y con precio promedio de Usd 0.28 / W para los módulos FV policristalinos. De todas formas, los costos finales de los módulos FV varían según los distintos proveedores, dependiendo de la región de producción y del tipo de tecnología de los mismos.

Finalmente y en la Figura 3.43, se observa la evolución del costo llave en mano (Usd / Wdc) instalado de generación eléctrica fotovoltaica para la Argentina y la comparativa respecto al costo promedio global para esta tecnología.

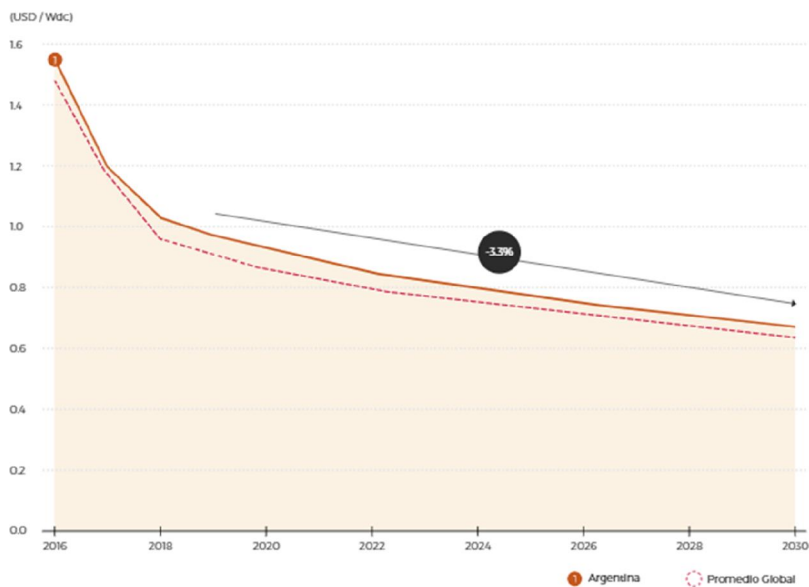


Figura 3.43 Evolución de los costos de capital de la energía solar FV en Argentina

Fuente: Wood Mackenzie para informe del BID, año 2019.

Respecto al contexto del mercado eólico en la Argentina y a partir del programa Renovar, acompañó las tendencias de las subastas regionales de los países de Sudamérica, con costos (USD / MW) a la baja. Esto se visualiza en la Figura 3.44.

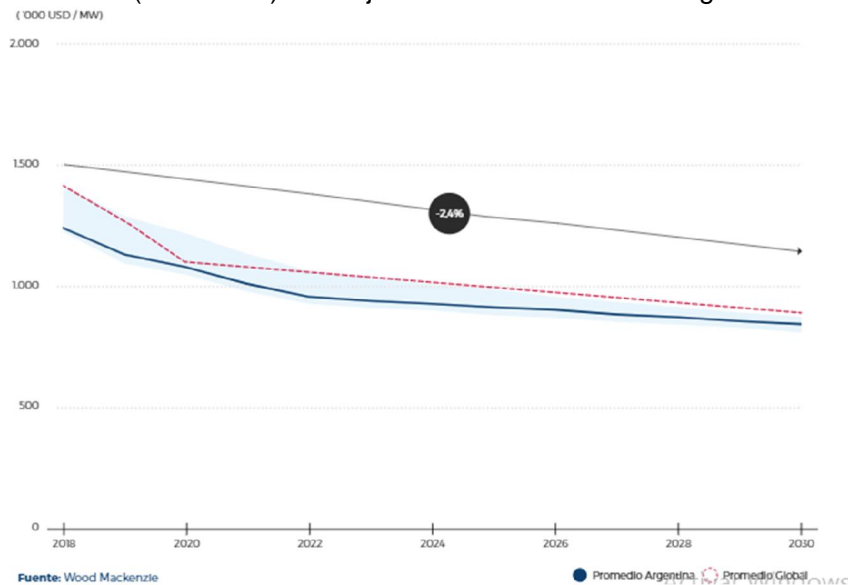


Figura 3.44 Evolución de los costos de la generación eólica en Argentina

Fuente: Wood Mackenzie para informe del BID, año 2019.

La industria experimentó una fuerte reducción de los costos finales llave en mano (USD / MW) instalado eólico, inmediatamente luego de las subastas competitivas del programa Renovar desde el año 2016 a la fecha. Los contratos de compraventa de energía firmados en la segunda ronda del programa RenovAr fueron un 27% más bajos que en la primera subasta (USD 41/MWh contra USD 56/MWh).

Finalmente, mostramos las comparativas de las tendencias en la evolución de los costos de los principales países de Sudamérica (incluyendo a México y Panamá), tanto para la energía eólica como para la energía solar FV. Siendo que, acorde a las Figura 3.45 y 3.46, México lidera la carrera por reducir el costo final estimado de capital; tanto de la tecnología solar FV como de la tecnología eólica.

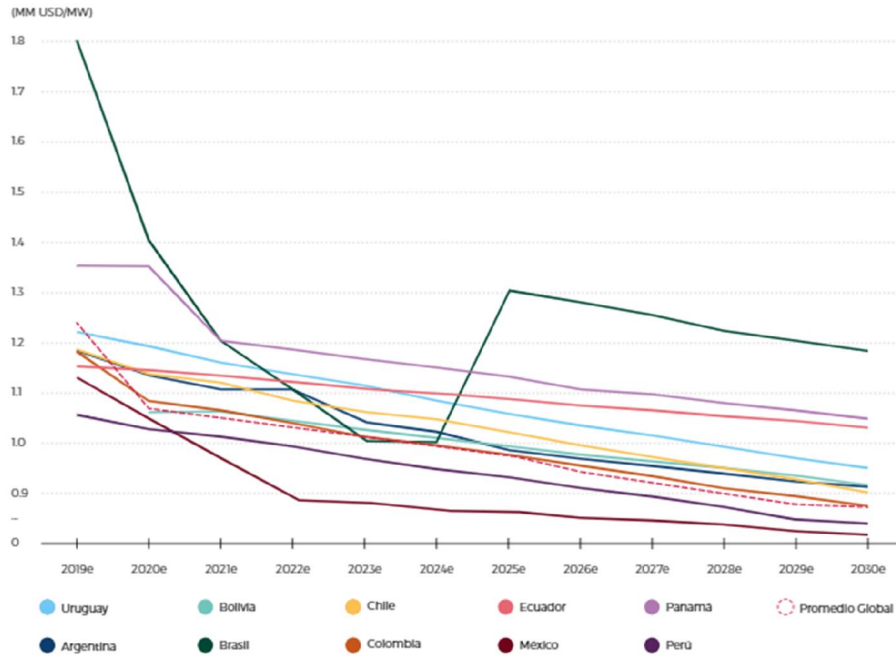


Figura 3.45 Evolución de los costos estimados de capital para la energía eólica.

Fuente: Wood Mackenzie para informe del BID, año 2019.

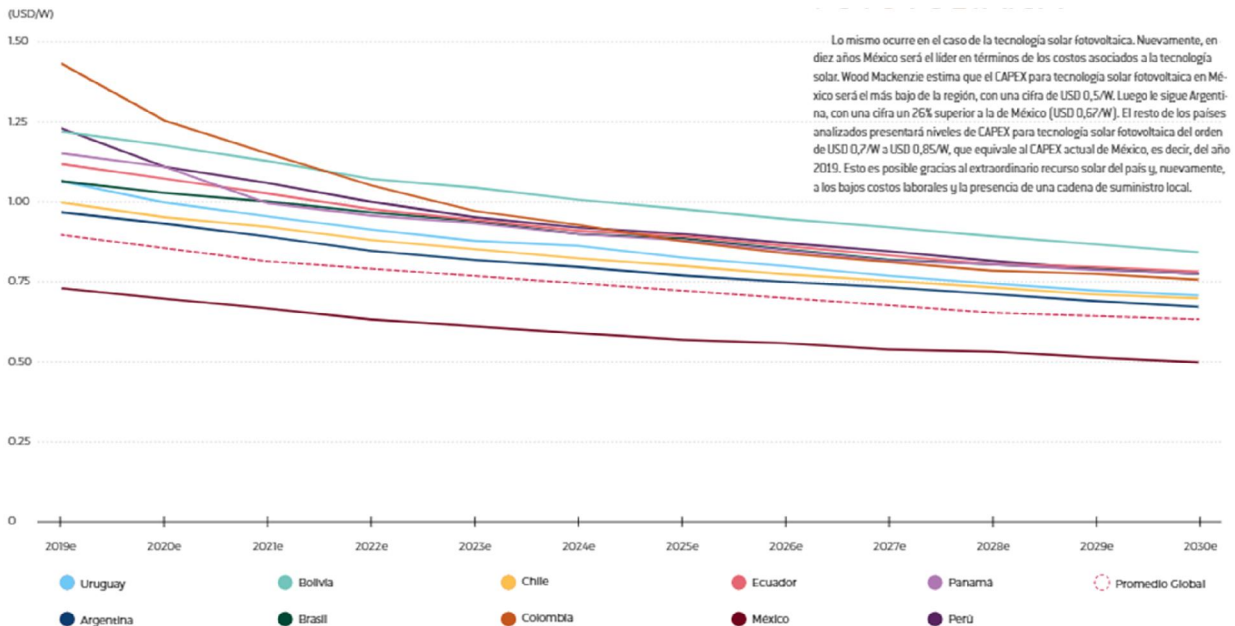


Figura 3.46 Evolución de los costos estimados de capital para la energía solar fotovoltaica.

Fuente: Wood Mackenzie para informe del BID, año 2019.

### **3.7. Análisis económico - financiero de proyectos de inversión de GD para la provincia de Santa Fe.**

Desde que se reglamentó la Ley de Generación Distribuida (Ley 27.424) en Argentina, la cual brinda un nuevo contexto nacional para que tanto empresas como usuarios domiciliarios puedan generar su propia energía eléctrica y vender el excedente a las empresas distribuidoras o cooperativas eléctricas, se evidenciaron avances poco significativos a inicios del año 2021; y la provincia de Santa Fe no se encuentra ajena a este mismo análisis de magros resultados. Destacando que la provincia de Santa Fe dispone de su propio régimen independiente acorde a la Ley Provincial N°12.503 y al Decreto provincial, vigente desde Octubre del año 2020, correspondiente al nuevo Programa ERA (Energía Renovable para el Ambiente).

La potencia en GD en relación al total de la capacidad fotovoltaica a instalar, es reducida a nivel mundial y del orden aproximado del 35 %; siendo que en Argentina es menor al 0,3 %. En este sentido, cabe detectar, analizar e investigar los principales factores que obstaculizan nuevas instalaciones de GD con el aporte de energías renovables en Argentina y en especial en la provincia de Santa Fe.

En primer lugar no existe un horizonte claro en relación a la evolución futura de las tarifas de energía eléctrica de las empresas distribuidoras, por lo cual no es posible conocer con certeza el período de repago de las inversiones de GD.

En segundo lugar aún se encuentran pendientes de reglamentación, acorde a la Ley Nacional 27.424, los principales incentivos que tiendan a fomentar una mayor cantidad de inversiones en GD.

Por último y en tercer lugar la falta de acceso al crédito para el financiamiento de proyectos de energías renovables distribuida, tanto para el contexto nacional como para la provincia de Santa Fe.

En relación a la primera dificultad para evaluar proyectos de GD, actualmente y acorde al contexto socio-económico nacional y a la pandemia mundial, rige un congelamiento de precios de la tarifa eléctrica. Si bien en algún período del 2021 se dejará de prorrogar el congelamiento, con la posible implementación de un esquema diferencial para el sector residencial o para los segmentos de menores ingresos, no existe un panorama concreto de evolución futura de las tarifas de energía eléctrica.

En relación a la segunda y tercera dificultad planteada, estos obstáculos son vinculantes, dado la normativa nacional contempla la creación de un Fondo para la Generación Distribuida (FODIS) como instrumento para incentivar la instalación de equipamiento de generación renovable distribuida a través de préstamos bancarios, bonificación de tasas de interés para créditos, bonificaciones para adquisición de sistemas, garantías, créditos fiscales, entre otros.

Si bien ya se estableció que el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) será el fiduciario y, asimismo, se publicó el modelo de contrato, todavía restan reglamentaciones para su instrumentación. La aplicación del FODIS, por tanto, es clave para otorgar incentivos promocionales sobre la retribución por la inyección de energía pero también para ampliar la disponibilidad de crédito para proyectos de GD. De acuerdo a información del Presupuesto Nacional 2021, el FODIS tiene fuentes de financiamiento por \$114 millones además de los \$500 millones iniciales que provinieron de Aportes del Tesoro Nacional.

Uno de los beneficios que sí ha sido reglamentado, y que ya se encuentra disponible, es el certificado de crédito fiscal. En la normativa se estableció el otorgamiento de un certificado de \$30.000 por Kw instalado (con un máximo de \$2 millones por proyecto). A pesar de que el beneficio ha sido fijado en pesos y *las inversiones son en dólares*, por lo cual se vuelve menos relevante a medida que se producen devaluaciones cambiarias, se trata de una herramienta atractiva porque *impacta en la disminución del costo real de los proyectos*. En concreto, una instalación de GD de 65 KWp con un valor de inversión de aproximadamente U\$S 64.500, podría contar con un crédito fiscal de U\$S 20.000, generando una disminución de aproximadamente el 30% del costo en dólares y reducir de esta manera el plazo de repago de la inversión en aproximadamente dos años.

Sin dudas, la sanción de la Ley Nacional de GD y su reglamentación han sido un gran paso. También lo ha sido la adhesión de la mayoría de las provincias del país y los avances sucedidos para comenzar a instrumentar algunas de las herramientas creadas para promocionar las inversiones. Sin embargo, todavía resta un largo camino por recorrer si se quiere apoyar su desarrollo. No debe olvidarse que los países pioneros en impulsar este tipo de generación de energía eléctrica, como Australia, Alemania y luego China e India, donde existen decenas de GW instalados, lo han hecho a través de esquemas de incentivos sobre tarifas de inyección de energía renovable, planes de financiamiento para las inversiones e, incluso, utilizando medidas de obligatoriedad para promover la GD.

Los beneficios de impulsar la GD son múltiples: descongestiona las redes de transporte al generar la energía cerca de los puntos de consumo; impacta en el desarrollo socioeconómico local ya que impulsa la contratación de mano de obra; tracciona la producción de bienes y servicios nacionales para la construcción de los pequeños y medianos parques eólicos y plantas solares FV y, por último, reduce emisiones de dióxido de carbono resultando una medida más de mitigación frente al Cambio Climático.

Argentina tiene al menos tres grandes ventajas que le son específicas:

- 1) altos niveles de radiación (por ejemplo, todas las capitales de las provincias del país, excepto Ushuaia, tienen mayor irradiación que la ciudad de Berlín en Alemania, donde llevan más de 36 GW instalados);
- 2) espacio disponible para instalar sistemas fotovoltaicos en los techos de edificios y casas en centros urbanos y, más aún, en zonas aledañas, donde existe metros cuadrados de sobra;
- 3) empresas nacionales con capacidad de proveer componentes (se fabrican tableros, cables, transformadores y estructuras de soporte para los paneles) y con capacidad de desarrollar la ingeniería y la construcción de los parques fotovoltaicos.

Se deben de implementar las políticas públicas necesarias que permitan una expansión de las inversiones en GD y, al mismo tiempo, que impulsen el crecimiento de las empresas proveedoras de bienes y servicios nacionales.

Para el contexto provincial santafesino, y acorde al programa ERA desde el año 2020, cabe resaltar los siguientes requisitos:

- Los usuarios generadores deben poseer como mínimo dos medidores eléctricos digitales inteligentes, el primero de tipo unidireccional el cual deberá medir la energía generada, y el segundo del tipo bidireccional el cual deberá medir la energía neta que entra y que sale. El consumo del Usuario Generador se obtiene sumando estas dos mediciones.
- Las tarifas fijadas por la Empresa Provincial de la Energía de la Provincia de Santa Fe (EPE), acorde al programa ERA, tanto de la energía consumida como de la energía generada (\$/Kwh) es ahora la misma.
- Para el caso particular de generación monofásica se admiten conectar unidades de generación de energía siempre que la  $P_{generada} < 5 \text{ KW}$ .

- Sistemas con potencias generadas superiores a los 15 KW deben obligatoriamente ser conectados mediante generadores trifásicos balanceados.
- Debido a la operación de un sistema de generación distribuida, la corriente de cortocircuito de la red de baja tensión se ve incrementada por la corriente de cortocircuito aportada por el sistema de generación en el punto de conexión. Por tal motivo, no se admite la instalación de generadores sincrónicos con  $> 8$  veces la corriente nominal, y no se admite la instalación de generadores asíncronos con  $> 6$  veces la corriente nominal. Además, para generadores con inversores electrónicos, no se admite  $> 1,2$  veces la corriente nominal.
- Las variaciones de tensión del sistema de generación distribuida con renovables no deberá superar el  $\pm 3\%$  en comparativa con la tensión sin el sistema de generación presente.
- Los niveles admisibles de flicker<sup>34</sup>, producto del nuevo sistema de generación, no deben superar los valores permitidos por la Resolución ENRE 0089/1997.
- La distorsión armónica<sup>35</sup> de tensión admisible al sistema de generación no deberá superar los valores permitidos por la Resolución ENRE 184/2000.
- La potencia máxima de un proyecto de GD para usuarios conectados a la red de BT de la EPESF es de 300 KW. En este nivel de tensión, sólo se admitirá para sistema de GD con potencia  $> 100$  KW, a los usuarios que se encuentren alimentados de la red mediante un transformador de rebaje exclusivo, es decir un transformador que no alimente a otros usuarios de BT.

---

<sup>34</sup> Se define como flicker a las fluctuaciones y/o variaciones de tensiones. Esto se ve reflejado como consecuencia en el parpadeo de la luz y se define como "la impresión subjetiva de fluctuación de la luanancia", de acuerdo con la IEC-555-1 (Comisión Electrotécnica Internacional).

<sup>35</sup> La distorsión armónica se produce cuando la señal u onda de tensión de salida resultante de un sistema no equivale a la señal de entrada al sistema. Esta falta de linealidad afecta a la forma de la onda, porque algún equipo ha introducido armónicos que no estaban en la señal de entrada del sistema. Puesto que son armónicos, es decir múltiplos de la frecuencia de la onda fundamental de tensión, esta distorsión se descompondrá en sumatoria de múltiplos de dicha frecuencia fundamental (descomposición por series de Fourier).

### **3.7.1. Análisis de Proyectos de inversión de GD con energía solar fotovoltaica**

La generación de energía eléctrica puede obtenerse de diferentes fuentes energéticas y de la aplicación de diferentes tecnologías con una misma fuente energética. Esto conlleva a utilizar análisis comparativos para medir las ventajas económicas de una fuente energética con respecto a otra.

La EIA define al costo nivelado de la electricidad, también conocido como costo normalizado o costo equivalente, (abreviado como LCOE por sus siglas en inglés) como "el costo por kilovatio en dólares reales de la construcción y operación de una planta de generación en base a un ciclo de vida útil del proyecto y a las condiciones financieras del proyecto" (US EIA (United States Energy Information Administration), 2016). Es decir, se trata de una valoración económica del costo del sistema de generación de electricidad que incluye todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto: la inversión inicial, operación y mantenimiento, el costo de combustible, y costo de capital. El conocimiento del LCOE es una herramienta útil para la comparación de los costos unitarios de diferentes tecnologías.

Casi el 70% de la capacidad instalada de generación se ubica en GBA, LIT Y BAS (Mayormente térmica) y COM (mayormente hídrica), acorde a fuentes de CAMMESA. Las Energías Renovables todavía tienen una participación menor, aún al año 2021. La generación a partir de fuentes de energías renovables específicamente alcanzó al 8% del consumo de energía eléctrica en el país a finales del año 2020. El porcentaje debiera duplicarse a Diciembre de 2021 para poder cumplir con los objetivos de la legislación vigente.

El Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) forma parte del Protocolo de Kioto y es un acuerdo que permite a gobiernos y empresas de los países industrializados cumplir con metas de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) a través de la inversión en proyectos de reducción de emisiones en países en vías de desarrollo. Para que un proyecto de reducción de emisiones de GEI sea considerado MDL debe ser aprobado por la Oficina Argentina del Mecanismo para un Desarrollo Limpio y por la Junta Ejecutiva del Protocolo, quienes estiman la cantidad de dióxido de carbono "ahorrado" y lo traducen en Certificados de Emisiones Reducidas (CER). Un CER equivale a una tonelada de dióxido de carbono o su equivalente, según el gas que se esté cuantificando. Este sistema de compra-venta de emisiones de gases de efecto invernadero, permite a aquellos que han reducido sus emisiones más de lo comprometido, vender los certificados de emisiones

excedentes a los países que no hayan alcanzado a cumplir con su compromiso. El sistema ofrece incentivos económicos para que empresas privadas contribuyan a la mejora de la calidad ambiental y se consiga regular la contaminación generada por sus procesos productivos, considerando el derecho a contaminar como un bien canjeable y con un precio establecido en el mercado. La transacción de los bonos de carbono (un bono de carbono representa el derecho a contaminar emitiendo una tonelada de dióxido de carbono) permite mitigar la generación de gases contaminantes, beneficiando a las empresas que no contaminan o disminuyen la contaminación y haciendo pagar a las que contaminan más de lo permitido. La institución encargada de entregar estos bonos son las Naciones Unidas. El requisito que tienen que cumplir las empresas para poder recibirlos es demostrar nuevas inversiones en tecnologías menos contaminantes. Los proyectos MDL deben contribuir al desarrollo sustentable y dar lugar a beneficios reales, mensurables y duraderos para el clima, en forma de reducción y/o absorción de emisiones de GEI, adicionales a las que se habrían producido sin el proyecto.

Santa Fe ya cuenta con los datos de medición de radiación solar, convirtiéndose en la primera Provincia argentina en realizar un Mapa Solar que alcance todo su territorio, que posiciona a la Provincia a la vanguardia en la promoción y desarrollo de energías renovables. La Red Solarimétrica en la provincia de Santa Fe, cuenta con equipos de medición de radiación solar y variables meteorológicas, en las localidades de:

- Tostado (Departamento 9 de Julio).
- Reconquista (Departamento General Obligado).
- Elisa (Departamento Las Colonias).
- Cañada Rosquín (Departamento San Martín).
- Firmat (Departamento General López).

Para llevar a cabo las acciones de instalación, puesta en marcha, mantenimiento y recopilación de datos de las estaciones, se procedió a la firma de un Convenio con la Universidad Nacional del Litoral (UNL), a través del Grupo de Energías No Convencionales.

Para el desarrollo de un nuevo proyecto de inversión de un parque solar FV, luego de haber sido calculado y de ser aprobado técnicamente, se procede a realizar el análisis económico - financiero del mismo. Se deben contemplar distintos escenarios, para tener un mejor espectro de análisis.

En caso de análisis de un proyecto de inversión de empresa privada, industria local santafesina con disponibilidad de terreno privado ( $m^2$ ) disponibles para tal fin, el objetivo fundamental es evaluar dichos escenarios versus la factibilidad de la autogeneración de energía.

Para la totalidad de las alternativas y escenarios a proponer, se debe realizar y conocer el flujo de fondos de cada alternativa, partiendo del conocimiento del costo actual del mercado en (USD/MWh) para la compra de energía renovable para proyectos en paralelo con la red de distribución; y conociendo el plazo en años del horizonte o vida útil para la evaluación de cada proyecto.

Para todas las alternativas, se deben conocer los costos de la inversión inicial, tanto de los activos fijos tangibles (ejemplo: terrenos, equipos (inversores - paneles FV, etc); obra civil, etc.) como de los activos fijos intangibles (ejemplo: evaluación de recursos, ingeniería de montaje, licencias y permisos, gestión y administración, seguros e impuestos, etc).

Para todas las alternativas, y para conocer los ingresos anuales totales en USD, es necesario conocer el precio por megavatio y tener previamente bien calculado el estimativo promedio anual de la cantidad de MW/año a generar. Además, se deben de considerar los costos anuales de operación y mantenimiento, los costos anuales del capital del trabajo asignado al proyecto, los costos de los insumos y materiales (ejemplo: repuestos, recambio componentes eléctricos y electrónicos, etc.) y los costos de los servicios y gastos anuales generales. En cada escenario, también se deben contemplar las amortizaciones anuales sobre el total de los activos fijos tangibles del proyecto.

Para el caso argentino y santafesino en particular, el índice anual inflacionario es muy difícil de estimar, e influirá en los resultados de los distintos escenarios de estudio. Además el contar con financiamiento propio o con financiamiento externo bancario (con diferentes tasas anuales y en USD), hará variar considerablemente los resultados de los resultados de los flujos de fondos.

Para todos los escenarios (diferentes resultados de flujos de fondos), los intangibles no sufrirán amortización.

Para todos los escenarios (diferentes resultados de flujos de fondos), para poder calcular la depreciación o amortización, se considerarán proyectos con horizonte de aproximadamente 20 años. El valor residual o valor estimado de recupero es del 100 % del valor inicial de los terrenos y del 10 % de los paneles solares FV al final de su vida útil. Además, los rodados utilizados para operación y mantenimiento del sistema solar FV deben amortizarse en 10 años y se debe prever que a los 10 años se debe reinvertir en reponer la totalidad de los rodados por el valor estimado futuro de mercado en USD.

Para cada uno de los escenarios planteados, se deberán conocer los resultados de los siguientes indicadores financieros: TIR<sup>36</sup>, VAN<sup>37</sup>, ROI<sup>38</sup> y el Período de Repago<sup>39</sup>.

---

<sup>36</sup> Se define como TIR a la Tasa Interna de Retorno de una inversión, como la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". Es la tasa de descuento con la que el valor actual neto (VAN) es igual a cero. La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad. La TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la TIR es > que la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

<sup>37</sup> El VAN (valor actual neto) corresponde al valor presente de los flujos de caja neto (ingresos - egresos) originados por una inversión. La fórmula para calcular el valor del VAN es: 
$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$
; donde  $V_t$  representa los flujos de caja en cada período  $t$  /  $I_0$  es el valor del desembolso inicial de la inversión /  $n$  es el número de períodos considerados /  $k$  es la tasa de descuento (= coste de capital, que es una medida financiera para determinar el valor actual de un pago futuro).

<sup>38</sup> El ROI (Retorno Sobre la Inversión) es una razón financiera que compara el beneficio o la utilidad obtenida en relación a la inversión realizada, es decir, representa una herramienta para analizar el rendimiento que la empresa tiene desde el punto de vista netamente financiero.

<sup>39</sup> El Período de Repago es un criterio estático de valoración de inversiones que permite seleccionar un determinado proyecto sobre la base de cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión inicial mediante flujos de caja. Resulta muy útil cuando se quiere realizar una inversión de elevada incertidumbre y de esta forma tenemos una idea del tiempo que tendrá que pasar para recuperar el dinero que se ha invertido en el proyecto.

### 3.7.2. Análisis de Proyectos de inversión de GD con energía eólica

Para este tipo de proyectos de inversión en Argentina, se deben analizar los financiamientos necesarios externos a disposición. Estas tecnologías frecuentemente buscan financiarse a través de inversores de riesgo o financiamiento gubernamental. A continuación se presentan diferentes instrumentos que se emplean para financiar parques eólicos:

- **Préstamos bancarios:** lo más asimilable es el crédito para adquisición de bienes de capital, pero las condiciones financieras (importe máximo del préstamo, tasas, períodos de repago, etc.) distan de ser adecuados para su apalancamiento. Existen organismos de crédito multilaterales que ofrecen líneas de crédito destinadas a financiar emprendimientos vinculados con energías limpias. Las condiciones de financiamiento dependen entre otros factores del concepto crediticio del país de destino. Frecuentemente, estos organismos de crédito multilaterales realizan el préstamo a través de bancos presentes en los países destinatarios de los fondos, constituyendo su alta calidad crediticia un aval para conceder préstamos a tasas bajas. Algunos de estos organismos son el Banco Mundial (BM), la Corporación Andina de Fomento (CAF), el Banco Alemán de Desarrollo (DEG), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Mundial (BM).
- **Agencias de crédito a las exportaciones (ECAs):** actúan como intermediarias entre los gobiernos nacionales y las empresas exportadoras para financiar exportaciones. Las ECAs son instituciones privadas o cuasigubernamentales cuyo financiamiento se presenta en forma de créditos o seguros de créditos y garantías. Estos créditos y coberturas pueden provenir del gobierno o de la propia ECA. El riesgo de estos créditos, las garantías y los seguros es asumido por el gobierno promotor, salvo en el caso de países de alto riesgo (como lo es Argentina al año 2021).
- **Mecanismo de Desarrollo Limpio y Mercados Voluntarios de Carbono (MDL):** es una herramienta surgida del protocolo de Kioto en 1997, que facilita la transferencia de tecnologías limpias a los países en desarrollo. Al invertir los gobiernos o las empresas en estos proyectos MDL, reciben CERs (uno de los tres tipos de bonos de carbono) y simultáneamente cumplen con las metas de reducciones a las que se han comprometido. Un bono de carbono equivale al derecho a emitir una tonelada de dióxido de carbono.

- **Fideicomisos financieros:** es una alternativa de financiamiento de la empresa y una opción de inversión en el mercado de capitales, integrando el “proceso de titulización de activos”. Una característica esencial del fideicomiso financiero es que el fiduciario debe, necesariamente, ser una entidad financiera o una sociedad especialmente autorizada por la Comisión Nacional de Valores para actuar en tal carácter. Esta figura legal permite obtener fondos de manera más o menos rápida y con un costo menor que si se recurre a las tradicionales formas de financiación. Es importante que el fiduciario realice una acertada evaluación del riesgo. Para esto, se debe contar con Calificadoras de Riesgo Especializadas que determinan el riesgo de la emisión de títulos valores en función de la calidad de los activos titulizados y de la estructura del fideicomiso. El desarrollador deberá suministrar a la entidad financiera documentación económico-financiera que incluye una proyección de flujo de fondos del proyecto y la identificación de los principales riesgos inherentes al proyecto eólico.
- **Oferta pública de venta (IPO):** consiste en la emisión de activos financieros al público por primera vez, por parte de una empresa. Dichos activos financieros pueden ser obligaciones, pagarés o acciones. Con frecuencia son emitidas por compañías pequeñas buscando capital para expandirse, pero también son comunes en grandes empresas privadas que quieren cotizar en bolsa. La empresa emisora contará con un colocador que la asesorará sobre el tipo de activo a vender, su precio y el momento apropiado para efectuar la emisión. Puede constituir una inversión de riesgo. Es difícil predecir el curso de una acción cuando existen pocos datos históricos de la empresa. Además, muchos IPOs son realizados por compañías que atraviesan un período de crecimiento transitorio y están sujetas a incertidumbre sobre su valor futuro.
- **Joint ventures:** Dos o más empresas pueden constituir una alianza comercial en la que cada una hará un aporte al negocio. Este aporte puede consistir en capital, tecnología, conocimiento, personal, acceso al mercado, etc. La unión de las empresas puede tomar la forma de UTE (Unión Transitoria de Empresas), o puede consistir en la firma de un contrato de colaboración o la creación de una sociedad participada por ambas. Son características del joint venture el largo plazo del vínculo y la ausencia de fusión o absorción de los participantes. Los beneficios o pérdidas del

negocio repercutirán en los resultados de cada parte en función de la forma jurídica bajo la cual se ha estructurado la empresa conjunta. Entre las ventajas del joint venture para el desarrollo de parques eólicos están el compartir riesgos y costos, particularmente en la etapa de proyecto. Fue común la unión de empresas generadoras de energía con contratistas de obras eléctricas y desarrolladores de parques eólicos.

Una de las principales características económicas de un proyecto eólico es la gran importancia del componente de inversión, que representa un 75% del coste total de la energía. La diferencia en este sentido con otras tecnologías de generación como el ciclo combinado es notable, donde el costo de inversión representa entre el 30% y el 60%, estando el resto compuesto principalmente por el combustible y en menor medida por los gastos de operación y mantenimiento. Dentro del costo de inversión, se encuentran el costo de la turbina eólica (76%), el costo de la infraestructura de red (9%), las bases de cemento (6%), terrenos (4%) y otros (5%). El resto de los costos está compuesto por los costos de operación y mantenimiento (25%) dentro de los cuales el 60% corresponde a operación y mantenimiento estrictamente y el restante 40% corresponde a seguros, gastos generales y otros.

Es de destacar el gran desarrollo que ha tenido la industria de los aerogeneradores, que ha permitido reducir los costos en forma casi ininterrumpida durante los últimos 25 años, haciendo a esta tecnología cada vez más competitiva mundialmente. Las tendencias a futuro parecen mostrar un continuo decrecimiento en costos. En definitiva, la energía eólica tiene un LCOE bajo, sólo superado por la generación térmica con gas natural. Si se tienen en cuenta los costos de las emisiones, y el hecho de que en la Argentina se debe importar el gas natural lo que implica un alto costo, la energía eólica se vuelve mucho más competitiva.

En Argentina, el precio de la energía pagado a los generadores puede variar ampliamente, dependiendo de las condiciones de comercialización. El comercio de energía se efectúa a través del MEM en alguna de las siguientes formas:

- **Mercado Spot:** el precio para la compra-venta de energía se sanciona en forma horaria, en tiempo real, de acuerdo a la cantidad de energía demandada y a la disponibilidad de equipos de generación en el momento (oferta), su costo marginal de producción y transporte.

- **Mercado a Término:** se establece entre generador y distribuidor o gran usuario con la firma de un contrato. Se determinan las cantidades, las condiciones de entrega de la energía, y de pago, como así también los plazos de vigencia y los resarcimientos de una de las partes por incumplimiento de la otra.
- **Licitación RenovAr (Ej:2016):** si la fuente de generación es una energía renovable, es posible también aplicar a la licitación RenovAr (2016), donde el precio de la energía se fija por contrato para los próximos 20 años.

La comercialización de energía en el mercado Spot ha de ser contemplada a su vez en dos posibles escenarios:

- Precios de la energía eléctrica regulados por el Gobierno.
- Precios de la energía eléctrica liberados.

La elección de la forma de comercialización de la energía producida por el parque eólico (Mercado Spot, Mercado a Término o Licitación RenovAr) dependerá de los precios futuros esperados en cada una de las alternativas, en cada uno de los posibles escenarios. Para toda alternativa que cubra los costos de generación, se ha de optar por la alternativa que maximice el precio, ponderando el riesgo de la misma.

El precio futuro pagado a los generadores eléctricos depende de las proyecciones de precio en cada mercado (Mercado Spot, Mercado a Término, Licitación RenovAr ), teniendo en cuenta los posibles escenarios que podrían condicionar su evolución (regulación de precios por parte del gobierno o mercado desregulado).

Es importante diferenciar los conceptos de quita de subsidios y desregulación del precio Spot. La quita de subsidios implica el acercamiento del precio estacional al valor del *precio monómico*<sup>40</sup>, incrementando el pago de los usuarios finales y reduciendo los subsidios estatales. La desregulación del precio Spot es el acercamiento del precio Spot al precio monómico, uniformando el pago de la energía eléctrica y permitiendo la rentabilidad de los generadores en función de sus costos y eficiencia de producción.

---

<sup>40</sup> El precio monómico o costo medio monómico de la energía eléctrica se define como la suma de los costos representativos de producción (propios y asociados) de energía eléctrica del MEM, dividida la demanda abastecida total, en un período de control. En la definición del costo monómico, los costos asociados al uso del combustible representan más del 60 % del costo total del sistema.

### 3.7.3. Análisis de Proyectos de inversión de GD con energía de la biomasa

Un proyecto en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) es un proyecto de reducción de emisiones o secuestro de carbono que se lleva a cabo en un país en desarrollo, como ser la Argentina. Los proyectos MDL generan CERs o Bonos de Carbono, que pueden ser comercializados en el mercado de carbono. 1 CER equivale a 1 Tn de CO<sub>2</sub> reducida. Los beneficios de los MDL, pueden hacer más atractivo un proyecto desde el punto de vista económico-financiero, a tal punto que solo puede ser viable si cuenta con ellos.

#### Ejemplos Proyectos MDL (Biomasa) en Argentina son:

- Proyecto AGD - General Deheza, Córdoba - Cogeneración - 10 MW. (183.000 Tn/año de cáscara de girasol y maní), reducirá 585.760,9 Tn CO<sub>2</sub> en 21 años.
- Proyecto PINDO - Puerto Esperanza, Misiones - Cogeneración - 4 MW, aportara excedentes a la red. (102.000 Tn/año de residuos forestoindustriales), reducirá 491.127 Tn CO<sub>2</sub> en 21 años.
- Proyecto Don Guillermo - S. de Liniers, Misiones - Cogeneración - 3 MW (residuos forestoindustriales), reducirá 102.489 Tn CO<sub>2</sub> en 7 años.

En la Provincia de Santa Fe, se cuenta con un potencial enorme para la ejecución de nuevos futuros proyectos de GD mediante el aprovechamiento de la biomasa. En base al estudio realizado en 2018, análisis espacial del balance energético derivado de la biomasa - metodología Wisdom para la provincia de Santa Fe - se identifica, localiza y cuantifica la disponibilidad y el consumo de los recursos biomásicos en la provincia de Santa Fe con el fin de promover el desarrollo de esta energía renovable para proyectos de GD.

Las fuentes identificadas, localizadas y cuantificadas en función de su origen fueron: como oferta directa, pastizales (64,57%), bosques nativos (34,56%) y forestaciones, (0,87%); como oferta indirecta, residuos de poda urbana (77,7%), residuos de semilleros (21,7%) y residuos de fábricas de muebles (0,6%).

Considerando los recursos biomásicos existentes, la mayor disponibilidad de biomasa está dada por el uso sustentable de pastizales y de los bosques nativos, con un total de 3 850 451 toneladas anuales. Este volumen se encuentra principalmente en el norte de Santa Fe.

En este estudio se avanzó en la evaluación del potencial de biogás derivado de las deyecciones de ganadería bovina (tambos y feedlots) y porcina. Esta oferta de biomasa húmeda es muy importante cuantitativamente, ya que asciende a 3 921 672 tn/año, o bien, a 7 497 toneladas equivalente petróleo (tep). Un 46,4% corresponde a los feedlots, un 27,8% a cerdos y un 25,8% a tambos. Se concluye que Santa Fe tiene un potencial bioenergético susceptible de ser aprovechado para producir energía renovable.

Es necesario tener en cuenta que la biomasa es una fuente de baja densidad energética, que se encuentra ampliamente dispersa y posee una alta dependencia geográfica. Esto hace que el costo de transporte constituya una parte significativa del costo total de producción, de entre el 33 y el 50% (Sultana y Kumar, 2012). Por ello, es indispensable conocer espacialmente su disponibilidad, para lo cual las herramientas SIG<sup>41</sup> son particularmente apropiadas.

En la Tabla 3.7 se pueden observar las clasificaciones de las diferentes fuentes de biocombustibles para la provincia de Santa Fe.

La industria santafesina es muy dependiente del gas natural, directa e indirectamente. Por su escala y alta concentración en pocos rubros, puede esperarse que se concreten estrategias de provisión exitosas, como políticas de promoción de cogeneración energética (calor más electricidad), autogeneración eléctrica o uso racional de la energía.

Se entiende por oferta directa, a la biomasa que se encuentra en el campo. Una de sus características es la dispersión territorial. En lo referente a Santa Fe, se considera y analiza las coberturas correspondientes a los bosques nativos, a los pajonales de la región conocida como Bajos Submeridionales y a los residuos producidos en las plantaciones forestales, con el objetivo de estimar a disponibilidad de recursos biomásicos con fines energéticos.

En la Figura 3.47 se pueden observar la oferta total de biomasa en porcentual.

---

<sup>41</sup> SIG (Sistema de Información Geográfica o GIS), es un conjunto de herramientas que integra y relaciona diversos componentes que permiten la organización, almacenamiento, manipulación, análisis y modelización de grandes cantidades de datos procedentes del mundo real que están vinculados a una referencia espacial, facilitando la incorporación de aspectos sociales-culturales, económicos y ambientales que conducen a la toma de decisiones de una manera más eficaz.

Fuentes biocombustibles		Biomasa leñosa	Biomasa herbácea	Biomasa de frutas y semillas	Varios/Mezclas
		Dendrocombustibles	Agrocombustibles		
Cultivos energéticos	Directos	Árboles de bosques energéticos	Plantas herbáceas energéticas	Cereales energéticos	
		Árboles de plantaciones energéticas	Cultivos energéticos de cereales enteros		
Subproductos	Indirectos	Subproductos de desmonte	Subproductos de cultivos agrícolas		Subproductos animales y hortícolas
		Subproductos de operaciones de raleo y poda	Pajilla, tallos	Carozos, cáscaras, vainas	
Materiales derivados de otros usos	De recuperación	Subproductos de industria maderera	Subproductos de elaboración de fibras	Subproductos de la industria alimentaria	Desechos de lechería y feedlots
		Licor negro			Efluentes citrícolas
		Madera usada	Productos usados de fibra	Productos de frutas y semillas usadas	Residuos sólidos urbanos (RSU)

Tabla 3.7 Clasificación de las fuentes de biocombustibles.

Fuente: Ministerio de Energía de la República Argentina, año 2018.

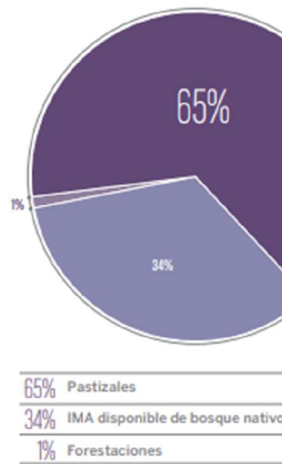


Figura 3.47 Oferta Total de la Biomasa para la Provincia de Santa Fe.

Fuente: Ministerio de Energía de la República Argentina, año 2018.

La oferta de biomasa de los bosques nativos se reduce 51% por razones legales, y la de pastizales disminuye 47% por factores físicos. En cuanto a la oferta total accesible, el 70% se ubica en solo dos departamentos (Vera y 9 de Julio).

Respecto a la oferta de biomasa húmeda, la digestión anaeróbica de la biomasa húmeda de efluentes de actividades agropecuarias e industriales produce energía (biogás) y un biofertilizante (digestato), evitando a la vez que esos residuos contaminen el ambiente.

El valor energético del biogás depende principalmente del contenido de CH<sub>4</sub>, que varía entre 50 y 75%. El digestato obtenido se puede utilizar como biofertilizante, ya que presenta excelentes características agronómicas, permitiendo el aumento de la fertilidad química de los suelos y, por lo tanto, la sustitución de algunos agroquímicos de origen sintético.

La digestión anaeróbica es un proceso que puede ocurrir en residuos ganaderos y agrícolas, así como en los provenientes de las industrias de transformación de productos agropecuarios. Se realiza en contenedores herméticamente cerrados, denominados reactores, biodigestores o fermentadores. Por su diseño y funcionamiento, los biodigestores permiten la codigestión con otras materias primas, como pueden ser los recursos biomásicos provenientes de cultivos bioenergéticos, lo que garantiza el suministro de biocombustible a la planta de generación.

Respecto a los Tambos de la provincia de Santa Fe, la mayoría de los trabajos de investigación coinciden en que una vaca lechera defeca entre el 7 y el 10% de su peso vivo (Robertson, 1977). Esto significa de 45 a 55 kg de estiércol (base fresca) por vaca y por día, con un contenido de materia seca de aproximadamente 18% (García et al., 2008). Si se quisiera cuantificar el potencial ideal de generación de biogás que puede haber en un tambo, ese sería el valor a considerar. Pero en la mayoría de los sistemas productivos de la provincia las vacas no están confinadas, por lo que es imposible recolectar la totalidad del estiércol. Para considerar el potencial real de generación, se tendrá en cuenta el estiércol que realmente se podría coleccionar. Por lo tanto, se considerará lo que se acumula en el corral de espera. En cuanto a esto, los valores obtenidos en diferentes estudios son ampliamente variables y está demostrado que dependen directamente del manejo y la rutina que se tenga en cada instalación privada. Para los *feedlots* bovinos se estima un residuo potencial de 23,9 kg de estiércol fresco/día/animal, que al multiplicarlo por la cantidad de días del año resulta en 8723 kg de estiércol fresco/año/animal, según datos proporcionados por expertos del INTA (FAO, 2016b).

En el caso de los establecimientos porcinos se calculó un residuo potencial de 3,4 kg de estiércol fresco/día/animal, que al multiplicarlo por la cantidad de días del año resulta en 1 241 kg de estiércol fresco/año/animal, según expertos del INTA (FAO, 2016a).

En la Figura 3.48 se muestra el potencial de biogás por tambo en la provincia de Santa Fe.

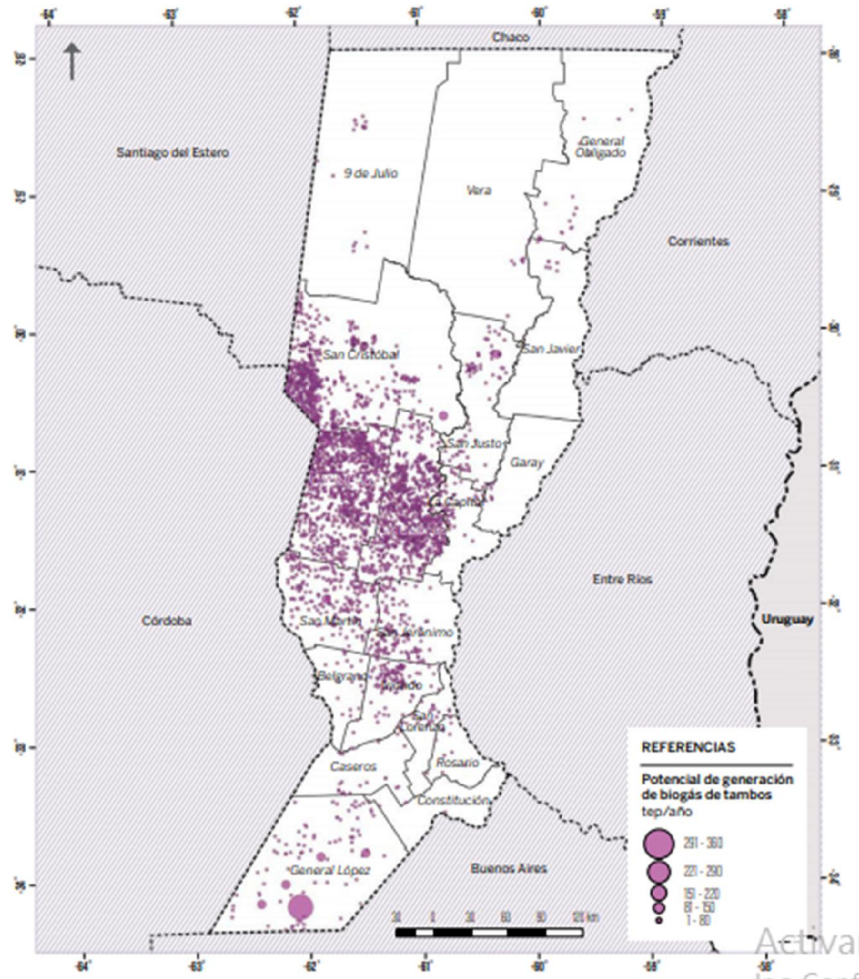


Figura 3.48 Potencial de Biogás por Tambo para la Provincia de Santa Fe.

Fuente: Ministerio de Energía de la República Argentina, año 2018.

En la Figura 3.49 se muestra el potencial de biogás por feedlot en la provincia de Santa Fe.

En la Figura 3.50 se muestra el potencial de biogás por establecimiento porción en la provincia de Santa Fe.

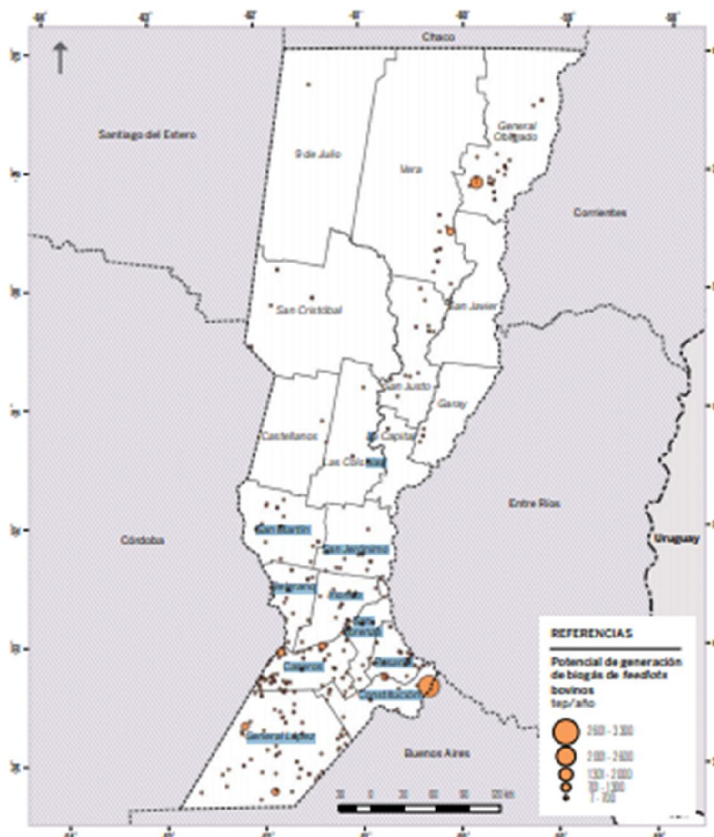


Figura 3.49 Potencial de Biogás por feedlot en la Provincia de Santa Fe.  
 Fuente: Ministerio de Energía de la República Argentina, año 2018.

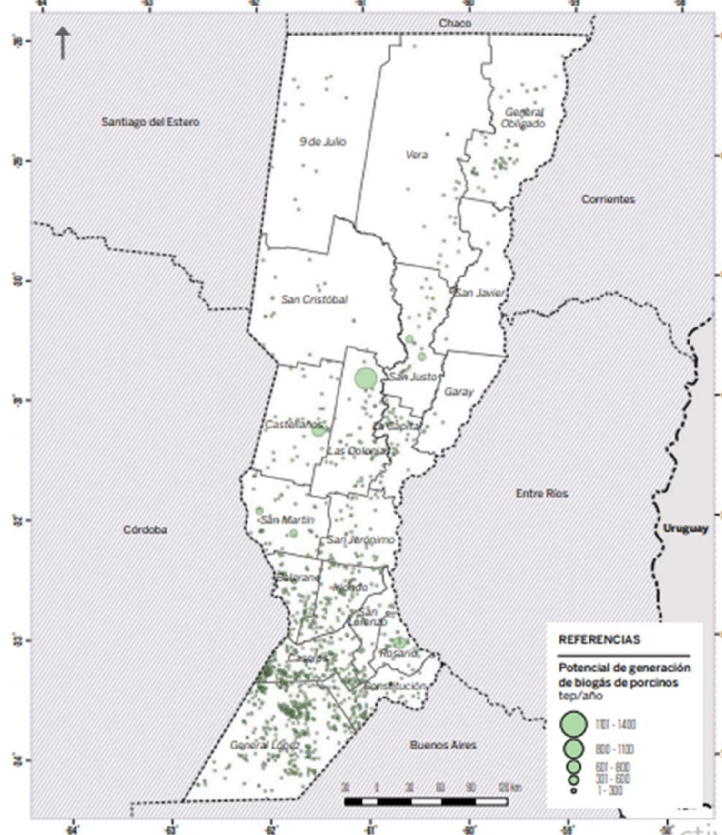


Figura 3.50 Potencial de Biogás por establecimiento porcino en la Provincia de Santa Fe.  
 Fuente: Ministerio de Energía de la República Argentina, año 2018

Finalmente, en la siguiente Tabla 3.8 se observa la oferta de biomasa húmeda en toneladas x año, por tipo y por departamento.

Departamentos	Oferta de biomasa húmeda (tn/año)			Total por departamento
	Tambos	Feedlots	Porcinos	
9 de Julio	5 529	593	5 477	11 598
Belgrano	6 350	96 616	21 425	124 390
Caseros	5 222	390 625	125 352	521 199
Castellanos	355 975	8 871	42 055	406 901
Constitución	371	299 007	29 938	329 316
Garay	2 129	19 138	7 372	28 639
General López	65 800	433 838	163 910	663 548
General Obligado	2 704	192 360	30 809	225 873
Iriondo	36 581	70 002	32 486	139 069
La Capital	13 159	12 701	21 175	47 035
Las Colonias	277 659	20 778	17 141	315 578
Rosario	1 840	84 604	45 170	131 614
San Cristóbal	274 127	27 887	6 235	308 249
San Jerónimo	42 475	29 135	31 123	102 733
San Javier	1 882	-	2 643	4 526
San Justo	24 363	117 865	49 569	191 797
San Lorenzo	5 443	53 699	10 376	192 079
San Martín	80 602	55 723	55 751	108 079
Vera	1 857	94 174	11 941	108 011
Total provincial	1 204 066	2 007 616	709 990	3 921 672

Tabla 3.8 Oferta de la biomasa húmeda por tipo y departamento.

Fuente: Ministerio de Energía de la República Argentina, año 2018.

En la siguiente Tabla 3.9 se observa la oferta de biomasa húmeda expresada en tep/año pero por departamento de la provincia de Santa Fe.

Departamentos	Tambos (tep/año)	Feedlots (tep/año)	Porcinos (tep/año)
9 de Julio	96	10	149
Belgrano	110	1 674	583
Caseros	90	6 768	3 413
Castellanos	6 167	154	1 145
Constitución	6	5 180	815
Garay	37	332	201
General López	1 140	7 516	4 462
General Obligado	47	3 333	839
Iriondo	634	1 213	884
La Capital	228	220	576
Las Colonias	4 810	360	467
Rosario	32	1 466	1 230
San Cristóbal	4 749	483	170
San Jerónimo	736	505	847
San Javier	33	-	72
San Justo	422	2 042	1 350
San Lorenzo	94	930	282
San Martín	1 396	965	1 518
Vera	32	1 632	326
Total provincial	20 860	34 782	19 329

Tabla 3.9 Oferta de la biomasa húmeda expresada en tep/año.

Fuente: Ministerio de Energía de la República Argentina, año 2018.

Teniendo el conocimiento real sobre la potencialidad de generación de biogás y por departamento en la provincia de Santa Fe, hay que realizar el análisis económico - financiero contemplando todos los escenarios posibles de financiamiento externo, para obtener los distintos flujos de fondos de cada proyecto de inversión de GD con renovable mediante biogás (biodigestores); y poder conocer los indicadores económicos ya mencionados (TIR, VAN y tiempo recupero de cada inversión para cada proyecto) para conocer la rentabilidad de cada proyecto de inversión privado.

En este tipo de proyectos, con el objeto de una buena evaluación económica, se necesitan conocer fehacientemente los siguientes valores de importancia:

- Precio de la Energía Eléctrica (USD/KWh).
- Precio de la Potencia Eléctrica (USD/KW).
- Precio de la Energía Térmica (USD/MBTU).
- Precio del abono producido (USD/Kg).
- Costo del Capital del Trabajo anual (USD).
- Costo del transporte de materia prima, en caso los hubiese (USD).
- Horas de Operación Anuales del Proyecto (h).
- Energía Eléctrica Anual Utilizada y considerada ahorro real (MWhe/año).
- Energía Térmica Anual Utilizada y considerada ahorro real (MWhth/año).
- Potencia eléctrica usada que se utiliza y es ahorro real (MW).
- Abono vendido (Kg/año).
- Producción Energía Eléctrica Anual (MWhe/año).
- Producción Energía Térmica Anual (MWhth/año).
- Potencia Eléctrica Total instalada x cant. total equipos generadores (MW).
- Producción Abono Total (Kg/año).

Es importante realizar análisis de sensibilidad, ante los diferentes escenarios de variaciones en el precio de la energía eléctrica a lo largo de la vida útil de cada potencial proyecto en estudio. El ahorro monetario de energía eléctrica es uno de los ingresos más significativos dentro del flujo de caja, por lo que es importante analizar cómo afecta la variación del precio de la energía al flujo de capitales.

En la siguiente Tabla 3.10 se puede observar que ante la variación en el precio de la energía eléctrica, para un proyecto de biogás de un flujo de estiércoles de cerdo de 14 toneladas por hora lo que se traduce en una generación eléctrica de aproximadamente 1

[MW] y una generación térmica de 1,1 [MW], el cómo variarán y significativamente todos los resultados de los indicadores económicos.

Cabe señalar que las condiciones del flujo de caja realista se mantienen constantes, excepto por el precio de la energía eléctrica.

Variación del precio eléctrico	Precio [\$USD/kWh]	VAN [\$USD]	TIR	Payback [años]
-50%	0,034	<b>-\$ 667.534</b>	2%	15
-25%	0,051	\$ 81.574	11%	9
-10%	0,061	\$ 519.373	17%	5
<b>0%</b>	<b>0,068</b>	<b>\$ 807.668</b>	<b>21%</b>	<b>4</b>
10%	0,075	\$ 1.093.914	25%	3
25%	0,085	\$ 1.519.921	31%	3

Tabla 3.10 Indicadores económicos para el proyecto de biogás variando el precio de la energía eléctrica. En verde se muestra el resultado del flujo de caja realista.

Fuente: Estudio Proyecto de Generación de Biogás en Chile

En la Figura 3.51 podemos observar la evolución del VAN en función de la sensibilidad / variación en el precio de la energía eléctrica (USD/KWh).

Este mismo análisis de sensibilidad se puede realizar, dejando constante todas las variables económicas y haciendo *variar* de a una a los siguientes variables: el precio de la energía térmica, el precio del abono generado, el ahorro total de la energía eléctrica generada por el proyecto, el ahorro total de energía térmica generada por el proyecto, las horas de operación de la planta, la distancia de transporte de la materia prima, el costo de inversión del digestor, etc.

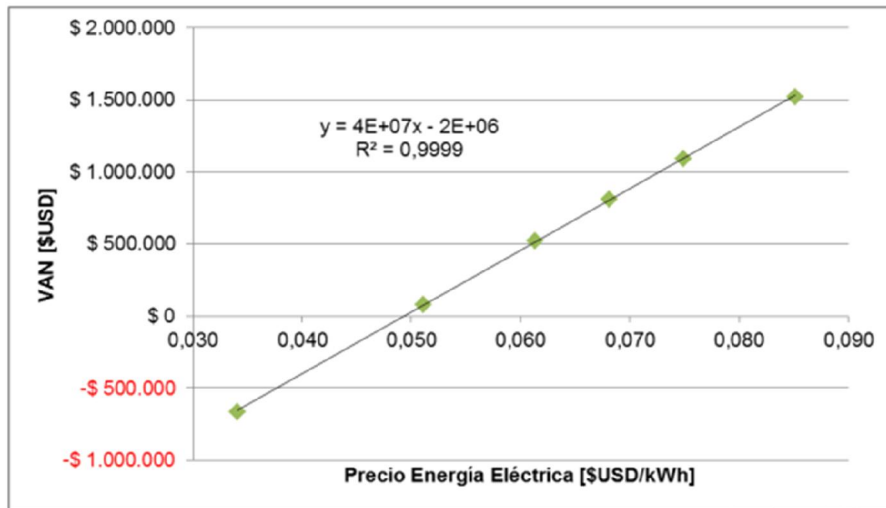


Figura 3.51 Valor Actual Neto (VAN) según la variación en el precio de la energía eléctrica

Fuente: Estudio Proyecto de Generación de Biogás en Chile

### **3.8. Políticas Energéticas Nacionales y Provinciales para el Fomento de Proyectos de GD con la Integración de Energías Renovables.**

A pesar de la gran existencia de recursos renovables existentes en Argentina, como al igual que la provincia de Santa Fe, somos un país excesivamente dependiente de los recursos fósiles. Con el agravante que la Argentina tiene un balance comercial energético anual desfavorable entre las exportaciones e importaciones (en millones de USD) de la materia prima necesaria anual para generar la energía eléctrica total que requiere el sistema interconectado nacional.

Respecto a la evolución de la matriz eléctrica argentina, en los últimos años hubo un gran incremento de la generación térmica, escaso aumento en la generación nuclear e hidroeléctrica y un leve incremento de las energías renovables desde 2016 a la fecha; con un gran potencial disponible para un mayor aprovechamiento, uso e integración de los recursos energéticos renovables existentes en las distintas regionales y departamentos de las provincias argentinas.

Como base se debe contar con un correcto diagnóstico primario de la situación energética actual en la Argentina y en la provincia de Santa Fe, para luego poder implementar un plan de políticas energéticas que tiendan a fomentar el uso de los recursos energéticos renovables existentes.

Nuestra matriz energética nacional al año 2021 es fuertemente dependiente de los combustibles fósiles, principalmente del *gas natural*. La demanda de energía eléctrica tiene a incrementar más rápidamente que la oferta (ejemplo: incremento exponencial en climatización). Acorde a la balanza comercial deficitaria de la energía primaria, se evidencia una pérdida del autoabastecimiento energético (debido a la mayor cantidad de importación de fuentes primarias de origen fósil que se utilizan en las centrales térmicas). Existencia de un uso de la energía poco eficiente y poco racional en el sector residencial. Existencia de estancamiento de la generación nuclear e hidroeléctrica, aumento de la generación térmica y mayor utilización de combustibles líquidos en los meses de invierno para poder generar energía eléctrica (debido a la falta de gas natural, evidenciándose cortes necesarios de gas natural al sector industrial) lo que trae como consecuencia un incremento en el costo de la generación de energía eléctrica para el sistema.

Dentro del contexto nacional y también del provincial, es necesario realizar un balance energético anual, entre la energía primaria a utilizar y la energía útil demandada. Además,

para cada proyecto de inversión con integración de energías renovables se debe de realizar un análisis multiobjetivo como el que se observa en la Figura 3.52, donde se tome en consideración una multiplicidad de objetivos en relación al proyecto de intervención de carácter público o privado (impacto ambiental, impacto en mano de obra local, impacto en la infraestructura de la red eléctrica local, impacto en LCOE, etc.).

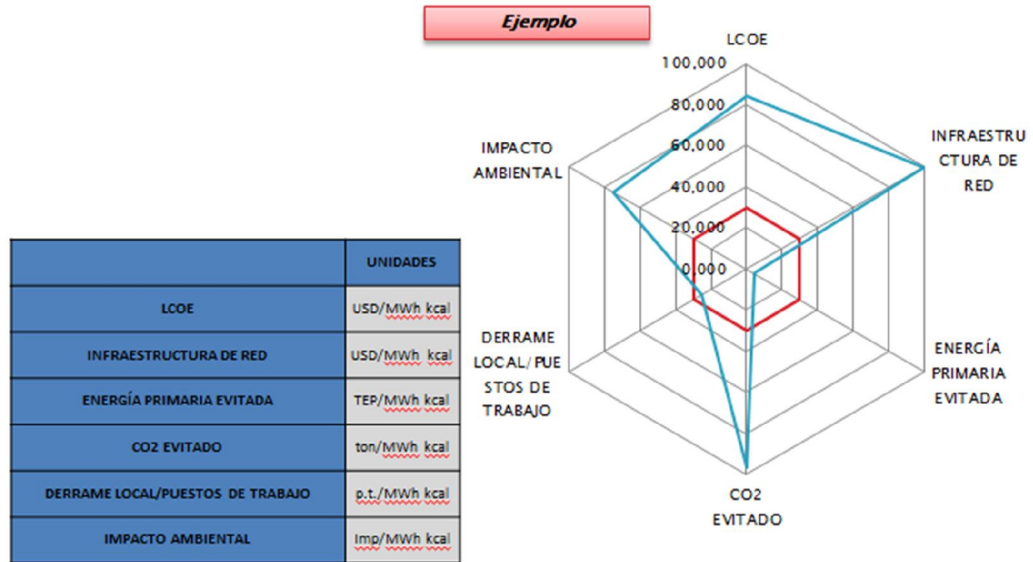


Figura 3.52 Ejemplo de un análisis multiobjetivo - Diagramas Radiales.

Fuente: Asignatura de Políticas Energéticas de la Maestría en Energía para el Desarrollo Sostenible de la Universidad Nacional de Rosario - Prof. Doc. Ing. Roque Stagnitta.

La importancia de la presencia del estado, con políticas públicas adecuadas que procuren favorecer y fomentar proyectos de inversión los cuales empleen las diferentes fuentes de energías renovables más apropiadas y estudiadas en cada región del país, tiende a ser de carácter fundamental y necesario con el objeto de un mayor crecimiento relativo y de una mayor instalación de estas tecnologías existentes.

Por otro lado por *eficiencia energética* se entienden todos aquellos cambios que conducen a una reducción de la energía utilizada para generar un servicio energético dado o un mejor servicio energético (calefacción, iluminación, etc.) o nivel de actividad (producción, etc.). Esta reducción en el consumo de energía se atribuye ya sea a cambios técnicos (mejoras de tecnología), a una mejor organización y gestión del sector o a una mayor eficiencia económica del mismo (por ejemplo a través de ganancias de productividades generales). En la medida que esto genere una disminución en el uso de combustibles fósiles, las emisiones de GEI (gases de efecto invernadero) se reducirán.

Entre las principales barreras a la eficiencia energética se encuentran principalmente los problemas de financiamiento y los temas institucionales y regulatorios, entre otros. Estas cuestiones desaceleran, dificultan y encarecen la inversión e implementación de este tipo de proyectos. Sin la intervención de los gobiernos con políticas destinadas a promover la eficiencia energética, se dificultan los programas de concientización energética y la obtención de los apoyos financieros externos necesarios para impulsar la participación del sector privado en el uso de tecnologías más eficientes para los procesos de conversión de la energía.

El aspecto más importante de estas políticas energéticas públicas, es el de fijar objetivos en el ámbito económico con el objeto de reducir la *intensidad energética*<sup>41</sup>. A continuación y en la Figura 3.53, se observa la intensidad energética desde el año 1990 a año 2016, de EEUU, China, los países que conforman la Unión Europea y del mundo entero.

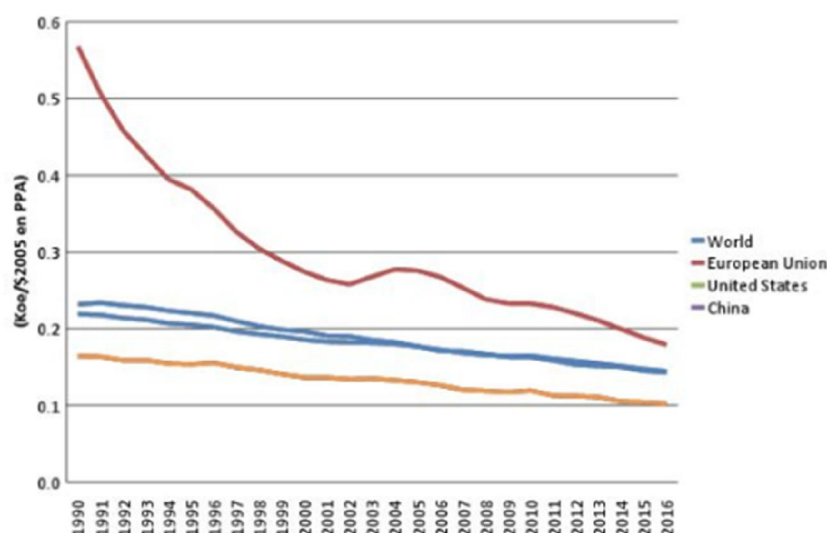


Figura 3.53 Evolución de la Intensidad Energética.

Fuente: Enerdata (Global Energy Statistical Yearbook)

La eficiencia energética se mide a través de la reducción de la intensidad energética (energía consumida por unidad de PIB), de tal forma que una reducción de la energía empleada para producir una unidad de PIB incrementa la eficiencia energética. En este sentido, se observa que China ha logrado grandes progresos, reduciendo su intensidad energética de forma más intensa que la UE, EEUU o el resto del mundo; evolución en parte debida a que el país partía de unos niveles muy elevados de intensidad energética.

<sup>41</sup> La intensidad energética es la relación entre la Energía Consumida y el Producto Bruto Interno (PBI). Es un indicador fundamental de generación de riquezas y consumo de energías.

Otra de las medidas que involucra el rol del estado, son las tributarias. Los impuestos son una medida regulatoria poderosa, que por ejemplo se puede emplear para afectar el consumo de energía y las inversiones en eficiencia energética. Las medidas tributarias son una herramienta hasta más influyente y eficiente que los programas externos e internos de apoyo directo. Se pueden aplicar de dos formas: a través de impuestos a la energía para aumentar su precio, incentivando así medidas de ahorro (mediadas destinadas al consumo), o a través de exenciones tributarias y depreciación acelerada con el propósito de incentivar las inversiones en mejoras de eficiencia energética (políticas destinadas a obtener fondos para proyectos de GD con uso de fuentes de energías renovables). A su vez, los impuestos a la energía, el IVA (impuesto al valor agregado) y los tributos directamente vinculados a una fuente de energía específica se usan para aumentar sus precios, creando un excedente fiscal con el cual es posible realizar inversiones en eficiencia energética.

Finalmente los principales mecanismos financieros del mercado (ESCO: compañías de servicios energéticos, los fondos de créditos rotatorios, el arrendamiento financiero o leasing y las empresas de capital de riesgo o joint ventures), pueden ser de mucha importancia para inversiones relacionadas a proyectos de GD con empleo de fuentes renovables. La política del gobierno nacional y/o provincial, puede facilitar o no su desarrollo proporcionando la estructura legal e incentivos tributarios adecuados.

#### **4. METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE POTENCIALES PROYECTOS DE INVERSIÓN DE GD CON EL APORTE DE ENERGÍAS RENOVABLES**

Este trabajo presenta una propuesta de estructuración jerárquica del tipo multicriterio para poder evaluar la conveniencia de potenciales proyectos de inversión en el sector energético para la provincia de Santa Fe, metodología de evaluación destinada a proyectos referentes a la Generación Distribuida (GD) con el aporte tanto de fuentes convencionales como no convencionales (híbridos).

La evaluación multicriterio de un proyecto de inversión es un proceso de análisis que busca su valoración, tomando como referencia para ello no un único, sino múltiples criterios que suelen competir entre sí.

Los proyectos de inversión pueden clasificarse atendiendo a los objetivos que pretenden alcanzar o a las características que lo identifican. En el sector energético, la clasificación puede basarse en el tipo de recurso energético cuyo aprovechamiento se propone; en el tipo de servicio final que se plantea comercializar, en la opción tecnológica que se sugiere utilizar, en la actividad que se proyecta realizar, o en el sector de la economía con el cual contribuirá tanto durante el transcurso de la ejecución del proyecto como una vez en operación. Los proyectos pueden pertenecer al sector público, al sector privado, o a ambos; tener fines de desarrollo social y económico o fines estrictamente comerciales; pueden ser proyectos grandes, medianos o pequeños de acuerdo a la inversión o a la fuerza laboral que será necesaria para su ejecución y/o explotación; pueden ser proyectos de investigación y desarrollo de nuevas tecnologías; de construcción, montaje y puesta en marcha de la infraestructura física, logística o administrativa necesaria para la explotación de un determinado recurso energético; o proyectos para la producción y/o comercialización de bienes y servicios.

Este capítulo tiene como objetivo fundamental presentar el trabajo realizado para la estructuración de un *modelo multicriterio* de valor útil a la evaluación de proyectos de GD con integración de fuentes de energías renovables.

En el sector energético, los proyectos de inversión presentan características muy diversas. En efecto, las combinaciones posibles [potencialidad del recurso energético renovable o no renovable, tecnologías y equipos a utilizar, localización, distribución, marco legal, financiamiento interno o externo, etc.] suelen ser muchas y definen un extenso y variado conjunto discreto de potenciales proyectos; al que además deben añadirse todos los proyectos relacionados de investigación y desarrollo de nuevas tecnologías, infraestructura, instalación de equipos, operación, logística y administración.

En la siguiente Tabla 4.1, se muestra la propia jerarquía de criterios y por niveles, para la evaluación de potenciales proyectos de inversión de GD. En esta propuesta de elaboración propia, se consideran tres (3) niveles de criterios de evaluación para cada proyecto de inversión; y dentro del primer nivel se tienen en cuenta las siguientes consideraciones: Técnicas (C1), Económicas y Financieras (C2), Ambientales (C3), Sociales (C4), Estratégicas (C5) y finalmente de los Niveles de Riesgos (C6).

Criterio Nivel 1	Criterio Nivel 2	Criterio Nivel 3
C1. Técnicos	C1.1. Madurez de la tecnología	-----
	C1.2. Flexibilidad de la tecnología	
	C1.3. Eficiencia Energética	
	C1.4. Factor de capacidad	
	C1.5. Infraestructura necesaria	C1.5.1. Infraestructura física y logística
C2. Económicos - Financieros	C2.1. Análisis de Costos del proyecto	-----
	C2.2. Flujos de Fondos Financieros	
C3. Ambientales	C3.1. Emisiones gases de efecto invernadero	-----
	C3.2. Emisiones de gases no radiactivos	C3.2.1. Precursores de ozono
		C3.2.2. Emisiones ácidas
		C3.2.3. Partículas
	C3.3. Residuos peligrosos	C3.3.1. Residuos sólidos / líquidos
		C3.3.2. Otros Residuos
C3.4. Uso de la tierra	-----	
C4. Sociales	C4.1. Aceptación de la sociedad	-----
	C4.2. Calidad de Vida	C4.2.1. Creación de empleo local
		C4.2.2. Variación de Salarios
		C4.2.3. Déficit de energía

C5. Estratégicos	C5.1. Seguridad Energética	C5.2.1. Diversidad de Fuentes
		C5.2.2. Seguridad Suministro
	C5.2. Compatibilidad con la región	-----
C6. Evaluación de Riesgos	C6.1. Micro y Macro Económicos	-----
	C6.2. Financieros	

**Tabla 4.1** Evaluación multicriterio para potenciales proyectos de inversión de GD.  
 Jerarquía de criterios para la evaluación de proyectos de generación de energía eléctrica.  
 Fuente: Elaboración propia.

#### 4.1 Propuesta de indicadores para la evaluación de proyectos de inversión de GD

El sistema propuesto multicriterio, contempla seis dimensiones de evaluación (criterio nivel I), diecisiete indicadores principales (criterio nivel II) y doce indicadores subalternos (criterio nivel III). En la siguiente Tabla 4.2. se definen cada uno de los indicadores propuestos sugeridos, su unidad original de medida y su dirección de mejora (*DM*). Los índices definidos pueden ser de naturaleza cuantitativa o cualitativa; y en ambos casos, el valor de cada indicador se ubica o se convierte a una escala [1-5] donde el 1 corresponde a la peor calificación y el 5 a la calificación máxima. Las pequeñas flechas en la primera columna de la siguiente Tabla 4.2., muestran la dirección de mejora del atributo; así una flecha dirigida hacia arriba significa que el efecto sobre la valoración del proyecto bajo estudio será tanto mejor en cuanto sea más elevado sea su valor y en consecuencia el nivel 5 de la escala corresponderá al valor máximo que pueda tomar el indicador. Este es el caso típico de los indicadores que miden ventajas o beneficios del proyecto. Por el contrario, si la flecha se dirige hacia abajo, su efecto sobre la valoración de la propuesta bajo estudio será tanto mejor en cuanto sea más pequeño sea su valor y en consecuencia el nivel 5 de la escala corresponderá al valor mínimo que pueda tomar el indicador. Este es el caso típico de los indicadores que miden desventajas o costos asociados a este tipo de proyectos de GD con integración de fuentes de energías renovables.

INDICADORES	DM	DEFINICIÓN
<b>C1. TÉCNICA</b>		
C1.1. Madurez de la tecnología	↑	Etapas de desarrollo de la tecnología propuesta para el proyecto de GD.
C1.2. Flexibilidad de la Tecnología	↑	Facilidad de la tecnología propuesta para incorporar innovaciones y adaptarse a diferentes condiciones de tamaño, localización, productos, etc.
C1.3. Eficiencia Energética	↑	Relación entre la energía útil de salida del proyecto de GD (paralelo o isla), y la cantidad de energía fósil o no convencional (renovable) necesaria de entrada (MWhs/ MWhe).
C1.4. Factor de Capacidad	↑	Relación entre la capacidad efectiva y la capacidad instalada del sistema (%).
C1.5. Infraestructura necesaria de apoyo (incluye el conocimiento local - Mano de Obra - sobre la tecnología)		
C1.5.1. Infraestructura física y logística	↑	Infraestructura disponible sobre la infraestructura que se estima requiere el proyecto (%).
C1.5.2. "Saber-cómo" local	↑	Capacidad del personal local disponible para garantizar la construcción, puesta en marcha y adecuado funcionamiento de la central de GD, acorde a la complejidad de cada tecnología propuesta.
<b>C2. ECONÓMICA</b>		
C2.1. Análisis de Costos del proyecto	↓	Valor presente de los costos del proyecto de GD a lo largo de su vida útil. expresado en USD y por unidad de energía que se espera obtener. Incluye costo inicial de las instalaciones, costos de O&M, restantes costos, etc. (USD/KWh).
C2.2. Flujos de Fondos Financieros	↑	Obtención de VAN / TIR / Período de Repago de las inversiones, etc
<b>C3. AMBIENTAL</b>		
C3.1. Emisiones de gases de efecto invernadero	↓	Suma de las emisiones de gases de tipo invernadero, expresadas en CO2 equivalentes por unidad de energía a obtener. Incluye CO2, CH4, N2O para el ciclo de vida del proyecto. (Ton CO2 equiv. / KWh).

INDICADORES	DM	DEFINICIÓN
C3.2 Otras emisiones no radioactivas		
C3.2.1. Precursores de ozono	↓	Suma de las emisiones de NOx para el ciclo de vida del proyecto.
C3.2.2. Emisiones ácidas	↓	Suma de las emisiones de SO2 y NOx para el ciclo de vida del proyecto.
C3.2.3 Partículas	↓	Emisiones de partículas con diámetro igual o menor a 10 um para el ciclo de vida del proyecto, por unidad de energía a obtener. (mg PM10/KWh)
C3.3. Residuos Peligrosos		
C3.3.1. Residuos sólidos y líquidos	↓	Apreciación cualitativa de los potenciales efectos que sobre el ambiente y la salud de la comunidad se estima tengan los residuos asociados al proyecto de GD. Los residuos pueden ser sólidos, semisólidos, líquidos o contener material gaseoso.
C3.3.2. Otros residuos	↓	Apreciación cualitativa sobre el nivel de peligrosidad que puede presentar el transporte, almacenamiento, y disposición final de los residuos que se estima se generen en todas las operaciones del ciclo de vida útil del proyecto de GD.
C3.4 Uso de la Tierra	↓	Apreciación cualitativa que combina los efectos sobre la biodiversidad, la afectación del paisaje y el nivel de ruido que se estima tendrá la construcción y operación de las instalaciones del proyecto de GD, en función de la extensión de tierra necesaria y de la intensidad de su uso.
C4 SOCIAL		
C4.1. Aceptación de la comunidad	↑	Nivel de aceptación que sobre la instalación y funcionamiento del proyecto que tiene la comunidad.
C4.2. Calidad de vida		
C4.2.1. Creación del empleo local	↑	Número de empleos locales que se estima generen las actividades relacionadas con la construcción, operación, mantenimiento, y desmantelamiento del proyecto, acorde a su vida útil estimada y por cada unidad de energía a generar. (número de empleos / MWh).

INDICADORES	DM	DEFINICIÓN
C4.2.2. Variación de Salarios	↑	Valor presente del costo de Mano de Obra a lo largo de la vida del proyecto de GD, expresado en unidades monetarias reales y por unidad de energía a obtener. (Usd/MWh).
C4.2.3. Déficit de Energía	↑	Fracción del déficit de energía local (regional) que se estima puede suplir el proyecto de GD.
C3.2.3 Partículas	↓	Emissiones de partículas con diámetro igual o menor a 10 um para el ciclo de vida del proyecto, por unidad de energía a obtener. (mg PM10/KWh)
<b>C5 ESTRATÉGIA</b>		
C5.1. Seguridad Energética		
C5.1.1. Índice de la diversidad de la matriz energética	↓	Índice de la diversidad de la matriz energética local, luego de la Puesta en Servicio / funcionamiento del proyecto.
C5.1.2. Seguridad del suministro de energía	↑	Está asociado al nivel de confiabilidad del proyecto de GD, a las horas totales anuales estimadas de generación de energía eléctrica
C5.2. Nivel de compatibilidad con la región	↑	Compatibilidad del proyecto de GD bjo estudio con los planes de desarrollo de la localidad y/o región sede del proyecto energético.
<b>C6 EVALUACION DERIESGOS</b>		
C6.2.Riesgo micro-macro económicos	↓	Riesgo asociado a las variaciones de tipo de cambio, a las futuras devaluaciones, a procesos inflacionarios, a correcta estimación de tasas de descuento; para las correctas evaluaciónde de los ingresos y egresos anuales del flujo de caja para la vida útil del proyecto de GD.
C6.3.Riesgos financieros	↓	Riesgos financieros asociados a los movimientos del mercado global, riesgos crediticios ante variaciones de cambio de las tasas de interés, riesgo de liquidez y riesgo operacional.

**Tabla 4.2** Sistema de indicadores para la evaluación multicriterio de proyectos de inversión en el sector energético (para proyectos de GD).

Fuente: Elaboración propia.

## **4.2. Metodología para evaluar la tecnología renovable disponible más apropiada para la ejecución de proyectos de inversión de GD en la Provincia de Santa Fe.**

El aprovechamiento de las diferentes fuentes de energías renovables estudiadas en los capítulos anteriores contribuye a hacer viable la transición hacia senderos de desarrollo bajos en carbono y sociedades que sean resistentes al cambio climático. Nuestra región santafesina dispone de un gran potencial y aún no aprovechado de varios de los recursos renovables analizados durante este trabajo, especialmente en la energía solar fotovoltaica, en la energía eólica y en la energía proveniente de la biomasa para la obtención de biogás; con el objeto de poder generar energía eléctrica en paralelo a la red de distribución y/o cooperativas locales.

Las inversiones en energía renovable, entre otras inversiones en actividades productivas de baja intensidad de carbono, suelen estar asociadas a percepciones relativamente más elevadas del *riesgo financiero*. Esto sucede, por una parte, debido a una cierta dependencia del desempeño de los proyectos respecto de la calidad de las políticas públicas en vigor y, con alguna frecuencia, a la relativa inmadurez de los mercados en los que dichas inversiones se promueven. Las políticas públicas tanto nacionales como provinciales adquieren particular relevancia en función si tienden a favorecer, incentivar y/o subvencionar porcentuales sobre el total de la inversión de proyectos de GD relacionados al empleo de fuentes de energías renovables.

El principal problema que tiende a limitar y a poder hacer viable una mayor cantidad de inversiones de tecnologías de fuentes de energías renovables en la República Argentina y en nuestra región (proyectos de distintas escalas) se relaciona al *marco económico nacional actual*, especialmente a la *gran devaluación* de nuestra moneda (\$ Arg.) respecto a la moneda norteamericana (USD), la cual ha ido aumentando y muy progresivamente desde el año 2016 al corriente. Por otro lado el precio de la energía eléctrica actual (\$ Arg. por cada kWh generado), en comparativa con la inversión inicial en (USD) hacen poco atractivos los plazos de recupero de inversión y los restantes indicadores económicos y financieros; si bien es verdad que la evolución de los costos de instalación llave en mano en UDS/MW para las distintas tecnologías renovables han ido bajado y de forma muy considerable a lo largo de los últimos años.

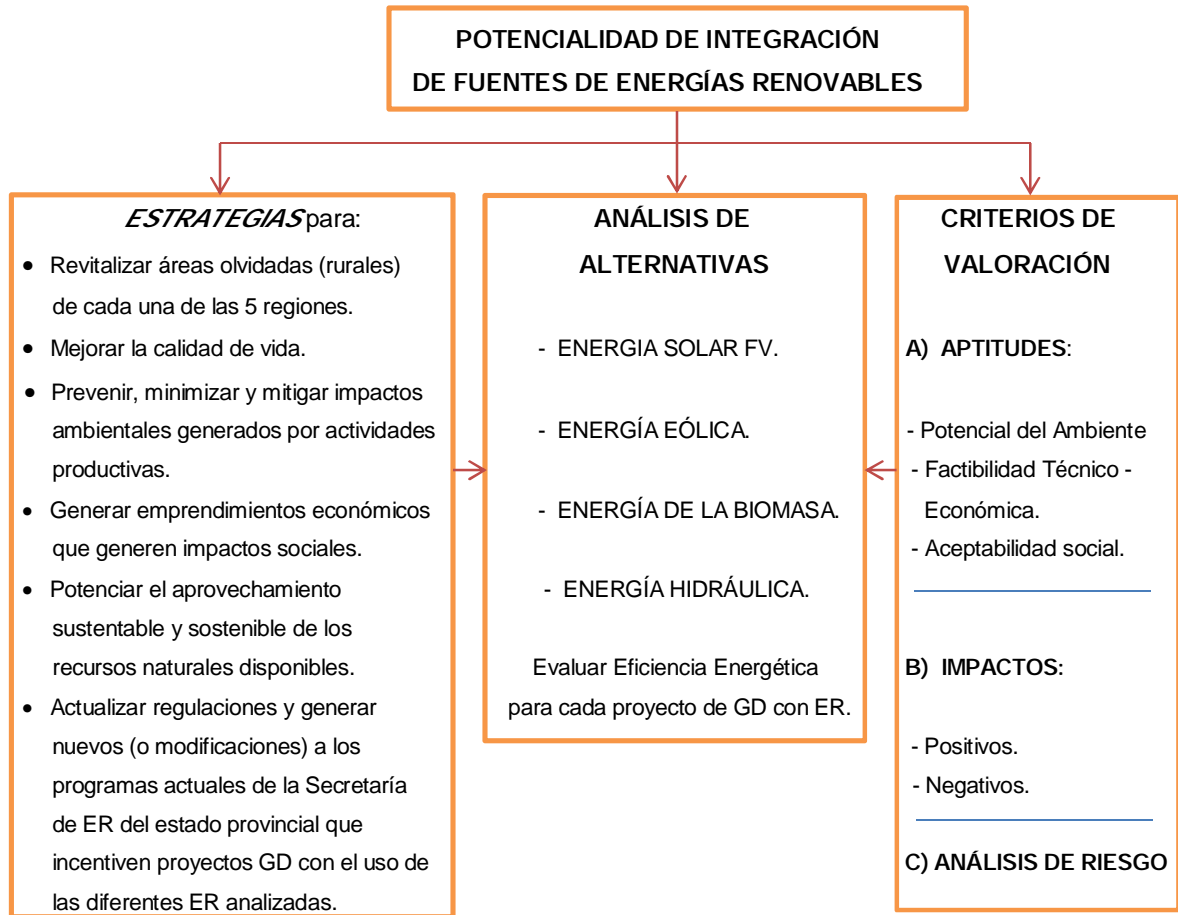
Alrededor del mundo se utilizan diferentes estructuras de incentivos para promover las distintas tecnologías de las diversas fuentes de energías renovables disponibles. Incluyen FIT (feed - in tariff: un mecanismo político diseñado para acelerar la inversión en

tecnologías de energías renovables), cuotas y certificados, subsidios, incentivos impositivos y fiscales, licitaciones, etc.

El precio de mercado de venta acordado para las energías renovables es muy importante para cada proyecto. Si el costo es demasiado elevado y la energía basada en combustibles fósiles tiene un costo inferior, entonces el desarrollo de las energías renovables se estancará. La consideración de los precios y de cómo se integran en la matriz energética general es parte importante de la ecuación regulatoria.

Debido a que los recursos renovables varían considerablemente de una localidad geográfica a otra, dentro de un país, así como en las distintas cinco regiones en estudio de la provincia de Santa Fe, el desarrollo de las energías renovables requiere un buen entendimiento de la locación óptima para cada recurso. Esto, a su vez, requiere conocimiento de las características específicas de cada recurso: disponibilidad, variabilidad y tamaño-magnitud para cada una de las cinco regiones en estudio de la provincia de Santa Fe. El mapeo de estos diversos recursos renovables es una inversión que los gobiernos nacionales y provinciales necesitan hacer, muchas veces usando firmas especializadas para hacer este trabajo y para crear el fundamento básico para la elaboración y posterior ejecución de un programa el cual sea viable y confiable, que fomente el uso de las distintas energías renovables.

Con el objetivo principal de mejorar el desarrollo de los proyectos de energías renovables (ER) en los diferentes ámbitos y escalas de intervención se identifican y presentan los principales problemas comunes para la implementación de los proyectos. Para asegurar mejores resultados e impactos primero se identifican al menos los siguientes puntos claves, que corresponden a la propia metodología de evaluación de las tecnologías renovables de este trabajo, que impiden la ejecución de proyectos de GD con aporte sólo de ER o híbridos (con energías convencionales y no convencionales). Siendo que la provincia de Santa Fe ya cuenta con los resultados de los propios análisis de la potencialidad de sus recursos renovables detallados por las cinco regiones en estudio, y conociendo que ER es la que tiene una mayor potencialidad en cada departamento / región, es que proponemos la siguiente metodología de evaluación acorde a la siguiente Tabla 4.3.



**Tabla 4.3** Metodología para la evaluación de proyectos de GD con tecnologías de ER.

Fuente: Elaboración propia.

Para poder realizar una correcta evaluación de cada proyecto, se propone seguir los siguientes pasos (acorde metodología propia de evaluación):

- 1) Conocimiento de la capacidad y potencialidad de cada recurso renovable para cada una de las cinco (5) regiones de la provincia de Santa Fe.
- 2) Conocimiento del costo llave en mano (Usd/Kw o Usd/Mw) instalado para cada tecnología para la provincia de Santa Fe, República Argentina.
- 3) Estimar / determinar los precios de venta de la energía eléctrica generada, para la elaboración de los flujos de fondos estimados para la vida útil de cada proyecto de inversión de GD con aporte de las diferentes fuentes de ER.
- 4) Determinar los principales indicadores económicos - financieros, con financiamiento propio y financiamiento externo (incluyendo factibilidad de aportes estatales, sólo en caso de disponibilidad de subsidios).

- 5) Conocimiento de las condiciones políticas - institucionales para el fomento de las ER.
- 6) Condicionantes tecnológicos y ambientales para el empleo de las distintas tecnologías de fuentes de ER.
- 7) Condicionantes sociales vinculados a los procesos de implementación de las diferentes fuentes de ER.

### **4.3. Análisis de incidencia de la interconexión al sistema de Distribución de un proyecto de GD con empleo de ER.**

Este trabajo desarrolla los factores que se presentan en cualquier localización de sistemas alimentados con GD, y cuando por razones aleatorias se producen cortes del suministro, poder identificar el causal y la influencia de cada uno de los factores que detallaremos dentro de este capítulo. A modo previo introductorio, enumeramos las recomendaciones previas al inicio de cualquier estudio de calidad de servicio eléctrico que un planificador de un nuevo proyecto de GD con aporte de fuentes de ER debe de considerar.

- Evaluación de los términos económicos (variarán en función de las diferentes tecnologías renovables de cada proyecto de GD).
- Evaluar los costos de todas las alternativas de GD en estudio (proyectos solamente con uso de energías convencionales, proyectos solamente con ER o proyectos combinados o híbridos).
- Analizar la confiabilidad y nivel de tensión de la red, dado la disponibilidad del suministro y la regulación de tensión (y frecuencia) son necesarias y objeto de una buena planificación y estudio para un nuevo proyecto de GD.
- Utilizar curvas de carga<sup>43</sup> para cada nuevo proyecto de GD al efectuar las planificaciones. Las curvas estadísticas puede ser insuficientes para poder definir costos y confiabilidad final de la red (post ejecución proyecto GD).
- Preveer que el futuro nivel de confiabilidad del sistema de Distribución, considerando el impacto que tendrán los resultados de los estudios eléctricos con la ejecución y puesta en servicio de un nuevo proyecto de GD con uso de fuentes de ER, puede ser hasta menor que el porcentual inicial.

---

<sup>43</sup> La curva de carga es la representación gráfica de la forma en que la instalación o red hace uso de sus potencias eléctricas instaladas en un determinado intervalo de tiempo. En las curvas de carga podemos observar la existencia de picos de demanda, es decir, espacios de tiempo en los que hay máxima demanda de energía dentro de una instalación o para una red de distribución.

### **4.3.1. Evaluación de la calidad y del grado de confiabilidad de servicio de la red de distribución ante la puesta en servicio de nuevos proyectos de GD con ER.**

De acuerdo a Barker, P.P. & De Mello, (2000) uno de los principales impactos de la generación distribuida está en las pérdidas de los alimentadores / líneas de distribución y/o sub-transmisión de energía eléctrica. La localización de las unidades de los proyectos de GD es un criterio importante que debe analizarse para poder lograr una mejor fiabilidad del sistema con pérdidas reducidas y una mayor eficiencia.

Barker & de Mello, (2000) investigan la ubicación óptima de las unidades de los proyectos de GD dentro del sistema de distribución, con el fin de reducir pérdidas utilizando un software de análisis de flujo de carga. Por ejemplo: si los alimentadores tienen elevadas pérdidas, la adición de un número de unidades de GD de pequeña capacidad mostrará un importante efecto positivo en las pérdidas y tendrá un gran beneficio para el sistema. Por otro lado, si se añaden unidades más grandes, deben instalarse considerando los límites de la capacidad de cada alimentador subterráneo o aéreo de MT. Por ejemplo: la capacidad del alimentador puede ser limitada ya que las líneas aéreas y los cables subterráneos tienen características térmicas que no pueden ser excedidas (límites térmicos admisibles).

Autores como Prasanna, Kumar, & Ananthapadmanabha, (2014) proponen un método de optimización multi-objetivo para determinar la asignación óptima de una unidad de generación distribuida (GD) en un alimentador de distribución radial; donde la función multi-objetivo incluye básicamente dos (2) objetivos: reducción de pérdidas de potencia y mejorar la tensión del nodo final, que es un problema práctico de muchos sistemas de distribución rural y también crítico desde el punto de la operación de equipos de clientes conectados a él que se enfrentan a problemas de caída de tensión o variaciones de los perfiles de tensión de forma muy asidua.

#### **4.3.1.1. Impacto en la Regulación de Tensión**

La conexión de centrales de GD puede dar lugar a cambios en el perfil de tensión a lo largo de un alimentador cambiando la dirección y la magnitud de los flujos de potencia activos y reactivos. No obstante, el impacto de la GD sobre la regulación de la tensión puede ser positivo o negativo dependiendo del sistema de distribución, las características y la ubicación del / de los generador/es distribuido/s.

Morán, Facchini, & Doña, (2010) presentan el *impacto positivo* ocasionado por la inserción de generación fotovoltaica distribuida, en los niveles de tensión de una red típica de distribución en BT. Estos autores utilizaron dos factores: Nivel de penetración (NP) relacionado con la cantidad de potencia fotovoltaica a instalar, con el objetivo de generar como máximo hasta la curva de mínima demanda, en el periodo de menor consumo; y Nivel de Dispersión (ND) dando como resultado niveles de tensión más uniformes, siendo los nodos más alejados de la Subestación de Transformación (SET) los que presentan el mayor impacto de mejoramiento de los perfiles de tensiones.

Mientras Baltazar & Cruz Nájera, (2015) analizan la conexión de generación fotovoltaica con la red de BT, para lo cual realizaron estudios de flujo de potencia, cortocircuito y estabilidad. Obteniendo como resultados que la mayor variación de la corriente de cortocircuito se presenta en el PCC (punto de conexión de GD), y que en algunos puntos del sistema las pérdidas y la carga aumentan debido a que la generación fotovoltaica (usada como ejemplo) no es coincidente con la demanda de carga, tanto en cantidad, ubicación y en tiempo.

#### **4.3.1.2. Impacto en Armónicos**

Los armónicos siempre están presentes en los sistemas eléctricos, causados por ejemplo por la no linealidad en la impedancia de excitación del transformador o cargas tales como equipos de luminaria led con fuentes electrónicas conmutadas, equipos de conversión de CA a CC, variadores de velocidad, equipos de alimentación de modo conmutado, hornos de arco, entre otros tantos equipos.

Los armónicos producidos pueden ser de la propia unidad de generación (generador síncrono) o de los equipos electrónicos de potencia, como los inversores necesarios en los proyectos de GD con FV. En el caso de los inversores, su contribución a las corrientes armónicas se debe en parte a los inversores de potencia tipo SCR (Silicon Controlled Rectifier) que producen altos niveles de corrientes armónicas. Hoy en día, los inversores están diseñados con tecnología IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) que utilizan la modulación de ancho de pulso para minimizar las corrientes armónicas (Khan, 2008).

Kai y otros, (2015) resumen el impacto del funcionamiento en régimen permanente de la red, armónicos y la protección causados por el ingreso de la GD, basado en un típico modelo de una red de distribución de MT.

#### **4.3.1.3. Impacto en los Niveles de Cortocircuito**

La presencia de GD en una red de distribución afecta a los niveles de cortocircuito de la red. Se crea un aumento en las corrientes de falla en comparación con las condiciones normales en las que no hay GD instalada en la red. La contribución de la falla de una sola GD pequeña no es grande, pero aun así, será un aumento en la corriente de falla o de cortocircuito. En el caso de muchas unidades pequeñas, o pocas unidades grandes, los niveles de cortocircuito pueden ser alterados lo suficiente como para causar una problema de coordinación entre los dispositivos de protección instalados. La influencia de GD en fallas depende de algunos factores como el tamaño de generación de la GD, la distancia de la GD desde la ubicación de la falla y el tipo de GD. Esto podría afectar la fiabilidad y seguridad del sistema de distribución.

Las contribuciones de la corriente de falla de un recurso energético distribuido basados en inversores son todavía menores que las contribuciones de corriente de falla de un recurso energético distribuido basado en una máquina. Di Lavello, (2014) presenta los siguientes aportes de corriente de cortocircuito por tipo de GD.

- Generadores Sincrónicos: 8 veces la corriente nominal.
- Generadores de Inducción: 6 veces la corriente nominal.

#### **4.3.2. Metodología utilizada para evaluar el grado de confiabilidad de la red**

Las áreas de estudios eléctricos incluyen los resultados de los posibles impactos adversos sobre la calidad de la energía, la coordinación de las protecciones y el funcionamiento de los alimentadores de distribución en BT y MT. Estos estudios eléctricos también están encargados de determinar las interacciones con equipos de distribución, tales como un incremento en el funcionamiento de los reguladores de tensión de línea y de los cambiadores de tope en vacío o bajo carga (si los hubiera) de los transformadores MT/BT en las subestaciones; y el cambio de operación de los bancos de capacitores.

Katiraei & Agüero, (2011) presentaron nuevas herramientas de estudio y metodologías para ayudar a los ingenieros eléctricos de las empresas de distribución a investigar el impacto potencial de estos nuevos tipos de generación en la red. Estos estudios deben

cubrir varios aspectos de estado estacionario y dinámico de la operación de alimentadores de distribución bajo la nueva generación y el nuevo régimen de carga.

Acorde a la norma IEEE 1547, documento fundamental para la interconexión de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) con el sistema de energía eléctrica, se proporciona la base para la integración de tecnologías limpias de energía renovable, así como otras tecnologías de generación distribuida y almacenamiento de energía (NREL, 2014). El estándar provee requisitos obligatorios y especificaciones técnicas así como flexibilidad y opciones sobre el equipo y detalles operativos con el propósito de dotar normas y criterios uniformes relevantes al desempeño, operación, procedimiento de pruebas, consideraciones de seguridad y el mantenimiento de la interconexión en sí misma. Las especificaciones y requerimientos de esta norma, tanto técnicos como de procedimiento de pruebas, son necesarias universalmente para la interconexión de la GD incluyendo maquinas sincrónicas, máquinas de inducción, o convertidores e inversores de potencia. Esta norma aplica en la mayoría de instalaciones para conectar GD a la red de distribución, con una capacidad agregada de menos de 10 MW en el PCC. Usualmente las unidades de generación se conectan a las redes de distribución en los circuitos de media y baja tensión.

La norma (IEEE Std 1547.7<sup>TM</sup>, 2013) proporciona una guía para la realización de estudios de impacto de distribución para la interconexión de recursos distribuidos para llevar a cabo los estudios de ingeniería acerca del potencial impacto de la interconexión de la GD a un SEP (sistema eléctrico de potencia de distribución). Esta guía permite a las partes involucradas (dueños de la GD, operadores del SEP, entes reguladores, etc.) saber cuándo son necesarios estos estudios, qué datos se requieren, cómo se hacen y cómo evaluar los resultados.

Los estudios eléctricos de impacto para una determinada interconexión de GD, ya sean preliminares, convencionales o especiales, tienen como objetivo determinar los impactos de la interconexión propuesta en el SEP (estudio de impacto de la red en el área de influencia de cada proyecto de GD con ER o híbrido). Una interconexión de GD puede afectar al área del SEP en varias áreas técnicas generales que se describen a continuación:

- **Isla no intencional:** las islas no intencionadas pueden establecerse cuando una sección del SEP es aislado de la fuente mientras la carga es soportada

por la GD dentro de la sección aislada la cual es la que continúa proporcionando la energía eléctrica. Las islas no intencionadas representan una amenaza para el correcto funcionamiento del SEP, por las siguientes razones:

- (1) La mayoría de alimentadores radiales están diseñados con dispositivos de interrupción con el fin de abrir o despejar una falla, y reconectarse automáticamente para restaurar la carga. Este intento de reconexión en la isla se realiza sin sincronización de tensión, frecuencia y/o ángulo de fase dando como resultado el daño en el equipo de conmutación, equipo de generación de energía y el equipo del cliente.
  - (2) Más lento proceso de restauración del servicio.
  - (3) Empeora la calidad de la energía.
- **Carga en el equipo:** Las redes de distribución están diseñados para funcionar radialmente, es decir que la potencia y la contribución de cortocircuito fluye sólo en una dirección desde los niveles de tensión superior hasta los clientes situados aguas abajo (a lo largo del alimentador radial). La GD cambia la dirección del flujo y reduce la carga; causando sobrecarga del equipo. Estos impactos pueden ser más frecuentes en los períodos de menor actividad que en los períodos pico cuando las cargas cercanas absorben la generación (por ejemplo, un sistema FV sin almacenamiento, no generaría energía durante las horas nocturnas).
  - **Diseño de protección, coordinación y corriente de fallas (de cortocircuito):** La integración de GD en el sistema de distribución puede afectar la coordinación ya que los ajustes de protección pueden ser sobresensibilizados (falsos disparos o disparos intempestivos) o desensibilizados (sin disparo o disparo retardado) por las contribuciones de corriente de falla de las unidades de GD, dependiendo de la ubicación de la GD con relación al dispositivo de protección existente. También es necesario evaluar las consecuencias del flujo de potencia inversa. La integración de GD aumenta la corriente de falla de cortocircuito de los elementos de protección, como también el tiempo de despeje de las fallas.
  - **Regulación de tensión y gestión de la potencia reactiva:** La tensión en estado estacionario (régimen permanente) corresponde a la tensión del sistema durante un período de tiempo sostenido. El funcionamiento de la GD

no debe exceder los límites aplicables, tampoco causar interferencias con el funcionamiento normal de los equipos de regulación de tensión de la red. Cuando la generación es de naturaleza variable, la fluctuación de tensión resultante puede causar efectos adversos en el equipo de regulación de tensión, tales como un desgaste prematuro debido al incremento de operaciones; siendo necesario la modificación o reemplazo del regulador de tensión. Del mismo modo ocurre con los controles automáticos de los equipos de corrección de factor de potencia en las subestaciones. Finalmente, la GD también impacta en el nivel de tensión del punto de conexión, cuando las unidades de GD actúan como compensadores síncronos inyectando energía reactiva con el objeto de aumentar el perfil de tensión en dicho punto de la red en las horas pico de la demanda eléctrica de la red (ejemplo: unidades generadoras síncronas que funcionan a biogás en Reconquista, Provincia de Santa Fe con tal fin).

- **Calidad de Energía:** Los impactos incluyen sobretensión, baja tensión, hueco de tensión, desequilibrios y parpadeo (flicker), debido a eventos específicos o fluctuaciones rápidas en la salida de la GD y distorsiones armónicas. Cambios repetidos y rápidos en la salida de la GD contribuyen significativamente al parpadeo. Este problema surge con las turbinas eólicas (ráfagas de viento) y la generación fotovoltaica (cambios rápidos en la irradiancia debido al paso de las nubes en movimiento) y más aún cuando se conecta en una ubicación débil dentro del SEP.

Un estudio de impacto identifica los problemas potenciales y permite al operador del SEP determinar las modificaciones necesarias a realizar en la porción del sistema afectado. Los impactos causados por la interconexión de la GD en un lugar de la red en particular, dependen de las características de la GD, de la forma de conexión, del punto de conexión y de las características del SEP en ese lugar. Cuanto mayor sea la capacidad de generación, mayores serán los efectos causados en la red. Los impactos se producen en todos los SEP, aunque la incorporación de la GD a una red "débil" (final de una línea larga radial, circuitos radiales) hará más evidentes los mismos que si se conectan a una red "fuerte" (con muchas interconexiones - red mallada, y elevada potencia de generación).

### 4.3.2.1. Estudios realizados de evaluación de potenciales proyectos de GD con ER para determinan la potencia máxima admisible factible de instalación para diferentes Estaciones Transformadoras (ET) de la EPE.

En 2014, la EPE realizó la evaluación del impacto de la GD FV a instalar en las proximidades de la ET Tostado. Para poder evaluar el módulo de potencia máxima de generación a instalar en la ET Tostado, así como su impacto sobre la red actual, se tuvieron que realizar simulaciones mediante el software PPS/E tendientes a determinar las fluctuaciones de tensión que se han de esperar como consecuencia de las variaciones de potencia generada por la potencial planta solar (por salida de servicio de la central o variaciones de la radiación solar). En la siguiente Figura 4.1. se observa el diagrama unifilar con los diferentes nodos (ET) y las condicione de operación (escenario de máxima potencia) sin adicionar la potencial planta de GD FV.

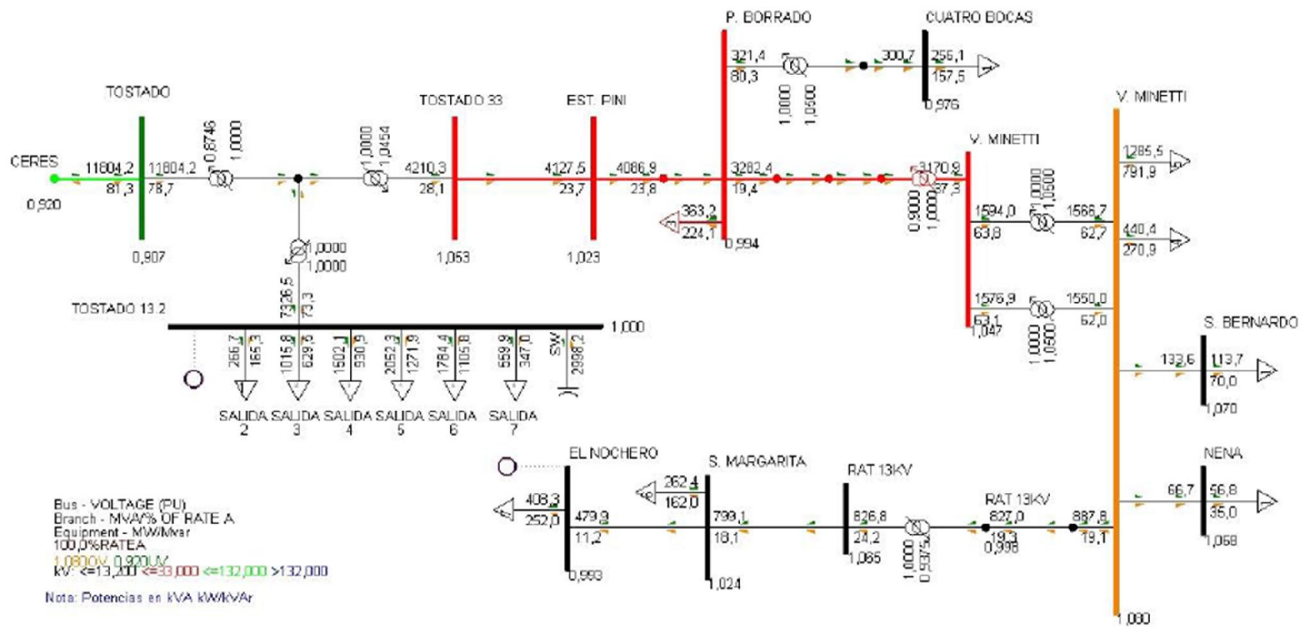


Figura 4.1 Corredor en condiciones de operación sin nuevo potencial proyecto de GD FV

Fuente: Área de Planificación - Gerencia de Infraestructura - Empresa Provincial de la Energía (EPE), año 2014.

Según el Anexo 40 de CAMMESA, la central solar puede ser considerada como una Granja Eólica Tipo A o B, de acuerdo a la relación entre la máxima potencia factible a instalar en la ET Tostado, Provincia de Santa Fe y la potencia de cortocircuito en barras de 13,2 KV (MT) - del orden de los 54 MVA (dato EPE) -. Para ambos casos, las fluctuaciones de tensión deben ser menores al 3 % en redes cuya tensión nominal es menor a los 35 KV, ante las mayores variaciones rápidas de la potencia generada. En

este estudio se analiza la capacidad de potencia factible a instalar en la ET Tostado para ambos tipos de granjas.

Las granjas Tipo A deben operar controlando tensión en el punto de conexión y tienen una característica del diagrama P-Q tal que, a potencia máxima, exhibe un factor de potencia 0,95 y la potencia reactiva, como mínimo, se debe mantener constante para potencias activas entre 100% y el 20% o 30% de la potencia nominal. Para este análisis, se asume una fluctuación rápida extrema de la potencia de salida del 60% (variación extraordinaria y poco frecuente, asumiendo una distribución normal y con un intervalo de confianza de tres desviaciones estándar del 99,7%), sin variación de la potencia reactiva. Para la Planta Solar FV operando inicialmente a potencia máxima, con factor de potencia 0,95; la fluctuación repentina de la potencia de salida a valores del 40% de su potencia nominal, muestra que 3,5 MW representa la capacidad nominal de la central que cumple con los límites de las fluctuaciones de tensión - Ver Tabla 4.4, Tabla 4.5, Tabla 4.6 y Figura 4.2.

POTENCIAS	P <sub>nom</sub>	Q <sub>cte</sub>	P <sub>min</sub>	Q <sub>cte</sub>	ΔP	P <sub>nom</sub>	Q <sub>cte</sub>	P <sub>min</sub>	Q <sub>cte</sub>	ΔP
	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]	[MW]	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]	[MW]
	2	0,66	0,8	0,66	1,2	2,5	0,825	1	0,825	1,5
BARRA	U <sub>nom</sub> [pu]		U <sub>min</sub> [pu]		ΔU [%]	U <sub>nom</sub> [pu]		U <sub>min</sub> [pu]		ΔU [%]
TOSTADO	0,9365		0,9221		-1,54	0,9429		0,9255		-1,85
TOSTADO 13.2	1,0044		0,9851		-1,92	1,0045		0,9814		-2,30
TOSTADO 33	1,0549		1,0355		-1,84	1,0542		1,031		-2,20

POTENCIAS	P <sub>nom</sub>	Q <sub>cte</sub>	P <sub>min</sub>	Q <sub>cte</sub>	ΔP	P <sub>nom</sub>	Q <sub>cte</sub>	P <sub>min</sub>	Q <sub>cte</sub>	ΔP
	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]	[MW]	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]	[MW]
	3	0,99	1,2	0,99	1,8	3,5	1,155	1,4	1,155	2,1
BARRA	U <sub>nom</sub> [pu]		U <sub>min</sub> [pu]		ΔU [%]	U <sub>nom</sub> [pu]		U <sub>min</sub> [pu]		ΔU [%]
TOSTADO	0,9491		0,9289		-2,13	0,955		0,9323		-2,38
TOSTADO 13.2	1,0037		0,9772		-2,64	1,0022		0,9726		-2,95
TOSTADO 33	1,0526		1,0259		-2,54	1,0502		1,0205		-2,83

POTENCIAS	P <sub>nom</sub>	Q <sub>cte</sub>	P <sub>min</sub>	Q <sub>cte</sub>	ΔP
	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]	[MW]
	4	1,32	1,6	1,32	2,4
BARRA	U <sub>nom</sub> [pu]		U <sub>min</sub> [pu]		ΔU [%]
TOSTADO	0,9614		0,9364		-2,60
TOSTADO 13.2	1,0068		0,9746		-3,20
TOSTADO 33	1,0542		1,0218		-3,07

Tabla 4.4. / 4.5. / 4.6. Variaciones en la tensión en barras de MT, frente a diferentes fluctuaciones rápidas de potencia de la GD fotovoltaica (FV).

Fuente: Área de Planificación - Gerencia de Infraestructura - Empresa Provincial de la Energía (EPE), año 2014.

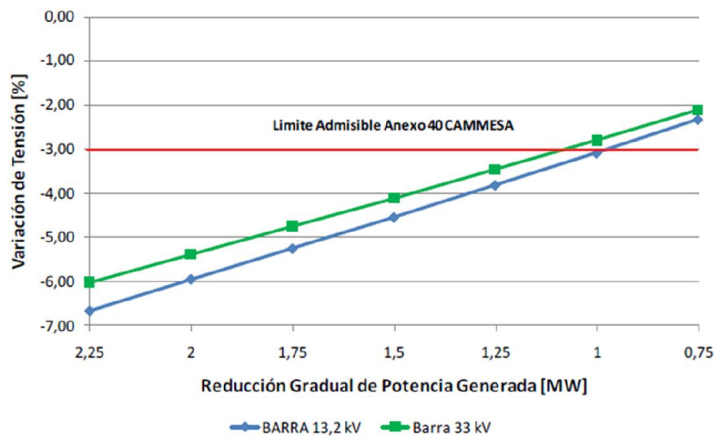


Figura 4.2. Fluctuaciones de tensión en barras de MT frente a variaciones rápidas de la potencia generada por la granja solar Tipo B.

Fuente: Área de Planificación - Gerencia de Infraestructura - Empresa Provincial de la Energía (EPE), año 2014

El escenario de los módulos de potencia solar FV admisibles cambia para granjas solares Tipo B. Con planta operando a factor de potencia constante 0,95 inductivo, se modeló y simuló mediante el mismo software PPS/E, dando como resultado que la máxima variación "rápida" de potencia en la planta solar FV deberá estar entre 0,75 y 1 MW (para que las variaciones de tensiones U en las barras de MT no superen el +/- 3%). Se visualizan los resultados de estas simulaciones en la siguiente Figura 4.3.

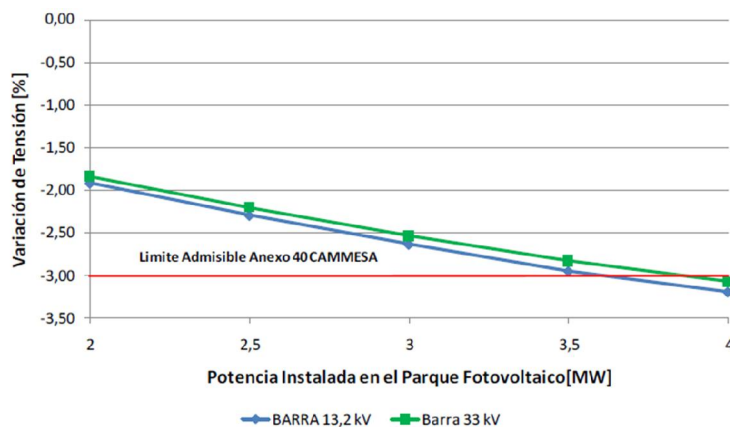


Figura 4.3. Fluctuaciones de tensión en barras de MT frente a la salida de servicio de la granja solar Tipo A.

Fuente: Área de Planificación - Gerencia de Infraestructura - Empresa Provincial de la Energía (EPE), año 2014

Las conclusiones de este ejemplo de planificación para conocer la capacidad nominal de la planta solar a instalar para inyectar en paralelo con la red en 13,2 KV, fines de cumplir con los niveles de fluctuación de tensión exigidos por CAMMESA, serán los siguientes (acorde a tipo de granja a instalar):

- Granja Tipo A: 3,5 MW
- Granja Tipo B: 1 MW

El mismo estudio eléctrico se hizo para la E.T. San Cristobal (Provincia de Santa Fe), pero tanto para niveles de tensión de MT (13,2 KV y 33 KV). Se observan conclusiones similares para ambos niveles de tensión, dado la potencia de cortocircuito difiere solamente en 8 MVA (mayor) en barras de 33 KV respecto a en barras de 13,2 KV. Los resultados fueron los siguientes:

- En barras de 13,2 KV
  - Granja Tipo A: 1,6 MW
  - Granja Tipo B: 0,5 MW
- En barras de 33 KV
  - Granja Tipo A: 1,9 MW
  - Granja Tipo B: 0,7 MW

Finalmente, se obtienen también los resultados de las simulaciones para conocer los límites máximos de Generación Fotovoltaica del corredor Norte EPE de la Provincia de Santa Fe. Es para la inserción de GD FV en el corredor norte de 132 KV de la EPE Santa Fe (por requerimiento de la Subsecretaría de Energías Renovables de la Provincia de Santa Fe). Cabe resaltar que las clasificaciones de Granjas Tipo A o B, son de acuerdo al tipo de control de tensión que posee cada planta de GD FV. La Tabla 4.7. muestra los resultados de la capacidad (límite máximo) de módulos solares FV admisibles a instalar en cada E.T. de la EPE.

ET	Nivel de Conexión [KV] (1)	Snom arrollamiento TF [MVA]	Soc MT [MVA] (2)	Soc AT [MVA] (2)	Granja Tipo A [MW] (3)	Granja Tipo B [MW] (3)	Observaciones (4)
TOSTADO	TF1	13,2	10	50	134	3,5	1
		33	15	68			
CERES	TF1	13,2	15	60	186	6,5	1,25
		33	15	83			
S. GUILLERMO	TF1	13,2	30	97	223	8	2
		33	30	127			
ARRUFÓ	TF1	13,2	10	64	232	8	1,75
		33	15	92			
SUNCHALES	TF1	13,2	30	126	458	8	3,75
		33	30	178			
	TF2	13,2	10	71		7	3
		33	15	105			
RAFAELA OESTE	TF1	13,2	20	138	734	8	5,5
		33	30	205			
	TF2	13,2	30	151		8	4,5
		33	20	205			
RAFAELA SUR	TF1	13,2	15	81	807	7	5,5
		33	10	125			
	TF2	13,2	30	141		8	6,5
		33	30	216			

Tabla 4.7. Límites máximos para la inserción de módulos de Generación FV en corredor norte EPE de la provincia de Santa Fe.

Fuente: Área de Planificación - Gerencia de Infraestructura - Empresa Provincial de la Energía (EPE), año 2014.

**NOTA:** cabe aclarar que los límites máximos de este estudio eléctrico de simulación se presenta para las condiciones del pico promedio del Verano 2014/2015, y se modificarán en función de los diferentes escenarios (acorde al año que corresponda el nuevo estudio eléctrico de simulación a realizar - ejemplo: escenario Verano 2020/2021 - para poder determinar la nueva capacidad máxima admisible de GD FV que cumplimente los requisitos técnicos de la EPE y los procedimientos de CAMMESA).

#### **4.4. Evaluación del Impacto Ambiental para proyectos de GD con la integración de las distintas fuentes de ER.**

En esta sección se lleva a cabo una identificación de los principales impactos ambientales y los grados de los mismos, para de cada tipo de proyecto de GD para la provincia de Santa Fe, con las diferentes fuentes de energías renovables en estudio. Se debe tener en consideración que la realización de un estudio de impacto ambiental (EsIA) y sus metodologías empleadas se deben de ajustar a cada proyecto de forma individual, en base a sus características particulares, el lugar de emplazamiento, la fuente de ER utilizada y al cumplimiento del marco normativo de aplicación para cada nuevo proyecto en estudio.

El análisis y la evaluación de alternativas para cada proyecto de GD con empleo de fuentes de ER, se debe realizar en base a los potenciales impactos ambientales identificados para toda la vida útil del proyecto. La elección de la localización de un proyecto de energía renovable dependerá de determinadas condiciones meteorológicas, geológicas o de la disponibilidad de recursos en el sitio, que podemos denominar requerimientos mínimos de factibilidad técnica y económica. El objetivo de la evaluación ambiental de alternativas en las etapas tempranas del ciclo de proyecto, es obtener una cantidad y calidad de información que permita, a través de la aplicación del principio de jerarquía de mitigación, proponer alternativas que cumplan con el propósito del proyecto y se puedan explorar al máximo las medidas para evitar y minimizar los impactos negativos significativos sobre el ambiente.

Los proyectos de energías renovables, además de considerar la construcción y operación de la central generadora deben considerar los factibles tendidos o modificaciones de tramos de líneas de distribución y/o sub-transmisión (MT) y la construcción o modificación de estaciones transformadoras para poder conectar hacia el punto de entrega de la red de distribución o cooperativa eléctrica la GD renovable (Renovar, 2018).

#### 4.4.1. Principales impactos de GD utilizando la energía eólica

La etapa de construcción de las centrales eólicas suele incluir las siguientes actividades: acondicionamiento del terreno para el emplazamiento (movimientos de suelo, desbroce, etc.); utilización de vehículos y maquinarias; construcción de caminos; transporte de insumos, residuos y mano de obra; construcción, operación y retiro de las instalaciones auxiliares; excavación y construcción de fundaciones y plataformas; operación de grúas para la descarga e instalación de los equipos; construcción y montaje de estación eléctrica; tendido eléctrico (en superficie o subterráneo).

La etapa operativa suele incluir las siguientes actividades: funcionamiento de la central; el mantenimiento de aerogeneradores, equipamiento y tendido eléctrico, sala de control y caminos.

Las actividades de desmantelamiento suponen el retiro de infraestructura de la central y la recomposición de los factores afectados por las obras en el lugar de emplazamiento.

A continuación, se identifican los impactos específicos asociados a esta tecnología renovable:

- **Impacto acústico por ruido operacional:** el nivel sonoro de la turbina aumenta a medida que aumenta la velocidad del viento, pero a un ritmo más lento que el ruido de fondo generado por el viento. Por lo tanto, es probable que el impacto del ruido de la turbina eólica sea *mayor a bajas velocidades del viento* cuando la diferencia entre el ruido de la turbina eólica y el ruido de fondo resulta ser mayor. Las turbinas eólicas no funcionan por debajo de la velocidad del viento conocida como velocidad de corte (la velocidad del viento más baja por debajo de la cual una turbina eólica no puede producir energía utilizable). El ruido de las turbinas eólicas se irradia más en algunas direcciones que en otras y, por lo expresado anteriormente, las áreas con viento bajo experimentan los niveles más altos pronosticados. Los niveles de ruido de aerogeneradores presentan distintas características en relación a otros tipos de ruidos de fuentes industriales. Estos no resultan tener valores altos de emisión sin embargo, la molestia es percibida debido a su característica de amplitud modulada (acorde a la siguiente Figura 4.4.).

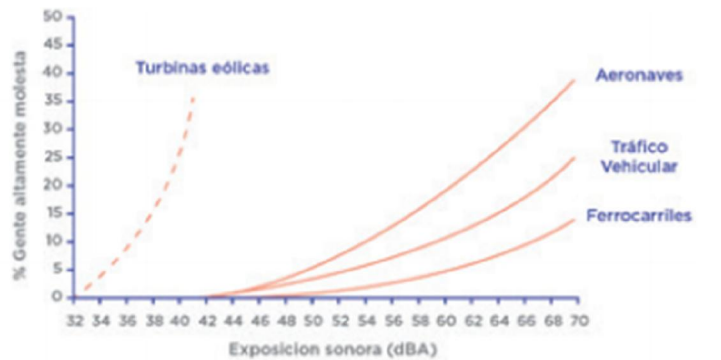


Figura 4.4. Exposición sonora de aerogeneradores

Fuente: extraído de SEA (2017).

Para la realización del estudio de evaluación de impacto acústico, será necesario contar con información de base sobre el ruido de fondo, incluyendo el ruido derivado de otras actividades existentes que no estén relacionadas con el proyecto, que pudieran generar impactos acumulativos. La ubicación de la central y la configuración de los aerogeneradores, así como la selección de equipos que generen menor impacto acústico, son factores determinantes para el manejo de los niveles de ruido ambiental. Además, la ubicación del parque eólico, puede tener en cuenta las condiciones de propagación del ruido: condiciones meteorológicas, condiciones del terreno y obstáculos, que permitan evitar o minimizar los impactos sobre receptores sensibles.

- **Colisiones y perturbaciones de aves:** los parques eólicos pueden producir distintos impactos sobre la fauna. La colisión de la fauna voladora (especialmente aves) con la infraestructura de los parques eólicos (especialmente con las palas del rotor) puede provocar muerte o accidentes. Como agravante, los parques eólicos suelen emplazarse en zonas con mayores vientos, que pueden coincidir con las utilizadas por aves migratorias. Estos impactos se dan durante la vida útil de operación de los parques eólicos.

#### 4.4.2. Principales impactos de GD utilizando la energía solar FV.

A continuación, como se realizó para los proyectos de GD con energía eólica, indicaremos los principales impactos específicos de los proyectos de GD con energía solar fotovoltaica (FV).

- **Afectación de la calidad del suelo y su uso:** para los proyectos de solar FV donde no se realicen montajes de paneles FV en los techos de las estructuras civiles, este tipo de proyectos tienen una alta ocupación de superficie, en los sitios donde se implantan. En ese sentido, la afectación del uso del suelo resulta relevante. La instalación de paneles fotovoltaicos sobre

el suelo puede afectar el albedo superficial, generando sombras e interceptando la precipitación y la deposición atmosférica, como así también influenciar en la velocidad del viento y turbulencia a nivel superficial (Armstrong, A. Et al 2014). La aplicación de un sistema fotovoltaico en tierras cultivables elimina completamente esta capacidad; y difícilmente puedan generarse medidas de mitigación efectivas. En ese sentido, desde el diseño del proyecto debe tenerse en cuenta la productividad actual o potencial del suelo que se reemplaza por el nuevo uso.

- **Impactos en la biodiversidad:** la demanda extensiva de superficie para la disposición de los paneles solares, el efecto barrera, y la alteración del ecosistema del suelo, afecta la biodiversidad por pérdida de hábitat y disturbio en áreas críticas. Por tal motivo, los estudios de línea de base de proyectos de energía solar, deben prestar especial atención a la superficie afectada en términos de hábitat. En el estudio de impacto ambiental, se deben considerar las especies migratorias que utilizan el sitio y otras especies que sean consideradas prioritarias para la conservación.
- **Uso del agua:** si bien el consumo de agua en las centrales solares es menor que para otros proyectos de generación energética (Southern Environmental Law Center's Solar Initiative, 2017) es importante considerar el consumo de agua en mantenimiento. Las centrales solares utiliza agua para el lavado de las superficies de los campos solares (paneles solares FV), lo cual podría afectar la disponibilidad de agua, especialmente en zonas con escasa reserva hídrica, por lo que un uso inadecuado de dicho recurso podría tener impactos significativos sobre el ambiente. Debe estudiarse la disponibilidad del recurso hídrico y los usos del mismo, en particular los usos consuntivos de la población; y evaluar su afectación por los requerimientos de agua del proyecto (mantenimiento y limpieza de paneles).
- **Generación de residuos:** en relación a este aspecto, debe considerarse con particular relevancia los residuos generados de los paneles, los cuales pueden tener una vida útil del orden de 20 a 25 años (promedio). Hay un desarrollo creciente para minimizar los impactos de todo el ciclo de vida de estos paneles, con diseños mejorados de menor huella hídrica y de carbono, y con constituyentes con menor peligrosidad, que a la vez permitan su reciclabilidad e incorporación post-consumo en la cadena productiva (IRENA and IEA-PVPS, 2016). Los paneles de film delgado contienen un 98% de los materiales los cuales no son peligrosos, combinados con alrededor de 2%

de zinc (potencialmente peligroso) y semiconductores u otros materiales con características de peligrosidad (indio, galio, selenio, cadmio, telurio y plomo), típicos de los residuos de electrónica.

Conociendo los principales factores que influyen en cada tecnología renovable de proyectos de inversión de GD, es que se desarrollan y efectivizan medidas que tiendan a mitigar (reducir) el impacto ambiental global de cada proyecto renovable.

#### 4.4.3. Principales impactos de GD a partir de la biomasa

Se entiende por biomasa al conjunto de materia orgánica utilizada para obtener energía. El poder calorífico de la biomasa depende de la fuente utilizada y del contenido de humedad, en general, puede oscilar entre las 3.000 - 3.500 kcal/kg para los residuos ligno-celulósicos, y las 10.000 kcal/kg para los combustibles líquidos provenientes de cultivos energéticos (Secretaría de Energía, 2008).

Las fuentes a partir de las cuales se puede obtener biomasa para su aprovechamiento energético son: *recursos forestales y foresto-industriales* (residuos de estas actividades, como por ejemplo: raleo, poda, cortezas, aserrín, viruta, etc.), *recursos agrícolas* (parte de los vegetales descartadas para la agricultura, como por ejemplo: paja de trigo, rastrojo de maíz, tallos de algodón, cáscara de maní, etc.), *recursos agroindustriales* (se pueden aprovechar efluentes líquidos de industrias como los ingenios - vinaza, las lácteas -suero- y los frigoríficos para producción de biogás; residuos industriales como el bagazo de la caña de azúcar, la cáscara de arroz o de maíz que pueden aprovecharse mediante quema directa), *recursos ganaderos* (se aprovechan los excrementos animales en emprendimientos de cría intensiva o feedlot, como materia prima para la producción de biogás a través de la fermentación anaeróbica, mientras que el producto de este proceso puede ser reintegrado al suelo como fertilizante), *residuos sólidos urbanos* (pueden ser aprovechados como combustible para producción de vapor y energía eléctrica), *residuos cloacales* (pueden ser empleados para la generación de biogás por medio de su fermentación anaeróbica),

El aprovechamiento energético se realiza mediante los siguientes procesos:

- *Combustión interna*: permite generar electricidad, vapor o energía térmica aprovechando la biomasa residual seca y los cultivos energéticos directamente como combustibles. Es la tecnología más sencilla y más utilizada.

- **Gasificación:** es un proceso de oxidación parcial a temperatura de entre 500-900°C, que convierte a la biomasa en un gas que puede ser usado para generar calor y energía eléctrica (con gas de síntesis, de bajo poder calorífico).
- **Pirólisis:** es el proceso termoquímico por el cual se realiza la degradación térmica de la biomasa en ausencia de oxígeno, obteniendo combustibles útiles como ácidos piroleñosos, gases y biocarbones, con un poder calorífico mayor que el de la biomasa que le dio origen.
- **Procesos bioquímicos:** son procesos basados en la degradación de la biomasa por acción de microorganismos. Se clasifican en aeróbicos y anaeróbicos. La fermentación anaeróbica se realiza en digestores, utilizando residuos del sector agropecuario, cultivos energéticos, efluentes cloacales y residuos sólidos orgánicos. Como resultado de este proceso se obtiene una mezcla de gases combustibles denominado biogás y una biomasa o digestato que puede utilizarse como fertilizante.

A continuación analizamos los principales impactos específicos de los proyectos de GD a partir de la combustión de la biomasa.

- **Afectación del suelo y las aguas:** si se utilizan agroquímicos en los cultivos o durante el desbroce de tierras o para manejar la vegetación, dependiendo de las condiciones locales y la distancia a los recursos hídricos, estos contaminantes pueden afectar la calidad del agua superficial que recibe el drenaje de las zonas afectadas. Los cultivos energéticos podrían tener efectos nocivos en el suelo si los desechos y residuos agrícolas o forestales no se manejan adecuadamente. La quema o el retiro total del residuo agrícola de cosecha, puede agotar el contenido de materia orgánica y nutrientes en el suelo (EPA, 2011). la quema de biomasa sólida para la generación de energía produce cenizas y escorias (ceniza de fondo), además, se obtienen polvos (ceniza volante) recolectados a través de los sistemas de control de emisiones como ciclones, precipitadores electrostáticos o filtros de mangas, entre otros. De acuerdo a la caracterización previa de las cenizas, las mismas podrán reutilizarse (disponerse en el suelo como fertilizante o mejorador de suelo agrícola) o segregarse como residuo para su disposición final en sitio autorizado para tal fin.
- **Afectación de la calidad del agua por generación de efluentes líquidos:** el agua utilizada para refrigeración de las calderas puede generar impactos

negativos en la calidad del agua del curso o cuerpo sobre el que se vuelque, dependiendo de la composición química (potencial presencia de biocidas como aditivos y concentración de los mismos por evaporación durante el proceso), y de la diferencia de temperatura respecto del cuerpo receptor. Asimismo la contaminación del agua puede derivarse de la generación efluentes líquidos del lavado de filtros y sistemas de control de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) por vía húmeda; uso de desmineralizadores, combustibles, lubricantes, productos químicos inhibidores de la corrosión que contienen cromo (Cr) y zinc (Zn).

- **Afectación de la calidad del aire por emisión de efluentes gaseosos:** los tipos y cantidades de contaminantes efectivamente emitidos dependen del tipo de materia prima utilizada en la combustión, de los parámetros de operación, y de las medidas y tecnologías utilizadas para la adecuación y minimización de emisiones a la atmósfera. En las centrales de generación de energía a partir de biomasa sólida, las emisiones gaseosas relevantes a la atmósfera son los gases de combustión (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO, compuesto orgánicos volátiles: COV, hidrocarburos aromáticos policíclicos: HAP, dioxinas, furanos y metales pesados.
- **Emisiones de olores molestos:** si los gases de combustión del proyecto son tratados y gestionados adecuadamente, las emisiones de olores se podrían atribuir principalmente al proceso de descomposición de la biomasa. La magnitud del impacto asociado a los olores dependerá de la presencia de receptores sensibles cercanos al área de almacenamiento y sitios de traslado de la biomasa. Las condiciones climáticas del área condicionarán en gran medida la ocurrencia y la intensidad de impactos vinculados a la emisión de olores.
- **Emisiones de gases de efecto invernadero (GEIs):** para determinar si el proyecto genera altas, bajas o neutras emisiones de GEIs, se deben considerar factores relativos a las características del sitio de emplazamiento, el tipo de biomasa y tecnología a emplear, y que el uso del suelo se gestione de forma sostenible (IPCC, 2015). Asimismo, puede considerarse a la biomasa como un combustible bajo en carbono (C) siempre y cuando sustituya en su uso a un combustible fósil.

Para los proyectos de GD a partir del *biogás producido por la digestión - degradación anaeróbica* (baja concentración de oxígeno) de los materiales orgánicos presentes en residuos, efluentes industriales y cloacales, residuos

agrícolas o forestales, se consideran en este trabajo los siguientes factores principales para la evaluación del impacto ambiental resultante.

- **Impacto sobre suelo y agua por la aplicación en suelo del digestato:** el uso del digestato sobre el suelo como fertilizante puede ser una buena práctica ambiental (considerando la reducción de la producción, transporte y uso de químicos sintéticos, además del impacto positivo para la calidad del suelo), pero debe considerarse que su aplicación puede liberar grandes cantidades de metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), compuestos orgánicos volátiles (COV) y amoníaco (NH<sub>3</sub>), entre otros, según el manejo que se realice, sin contemplar la capacidad de integración con el suelo, afectando tanto la calidad del mismo como del agua superficial y/o subterránea, por los procesos de infiltración y/o escorrentía. Para mitigar este factor, se debe evitar la aplicación del residuo estabilizado en cercanías a cuerpos de agua y poblaciones, en terrenos de pendientes pronunciadas, en suelos propensos a sufrir salinización, en sitios donde el nivel freático se ubique a escasa profundidad, en suelos destinados a producción de alimentos u otras aplicaciones que no sean compatibles o impliquen riesgo alto para la salud.
- **Impacto sobre la calidad del aire por emisiones de la combustión GRSU (gases de residuos sólidos urbanos):** las emisiones a la atmósfera producto de la combustión de GRSU pueden estar conformadas en diversas proporciones por los siguientes compuestos: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>), cloruro y fluoruro de hidrógeno (HCl-HF), material particulado (MP), dibenzo dioxinas policloradas (DDPC) y dibenzo furanos policlorados (DFPC), compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM), mercurio (Hg). Cada uno de los mencionados puede tener efectos diversos en la salud y el ambiente.

Las medidas de mitigación asociadas a las emisiones gaseosas de la combustión de biogás, están relacionadas con el acondicionamiento previo de dicho combustible y en caso de ser necesario, con la instalación de sistemas de tratamiento de gases, y el monitoreo de los puntos de emisión y la calidad de aire circundante.

#### **4.5. Revisión de las políticas energéticas vigentes para fomentar la ejecución de potenciales proyectos de GD con integración de ER en la provincia de Santa Fe.**

Durante el año 2021 la Subsecretaría de Energías Renovables de la Provincia de Santa Fe lanzó una convocatoria con el objeto de promover y afianzar el desarrollo de políticas de inclusión socio-laboral, promover la cultura emprendedora, la eficiencia energética y las *energías renovables* dentro del territorio de la provincia de Santa Fe. La misma subsecretaria (en el año 2016), también realizó una convocatoria para proyectos que integraran a las diferentes energías renovables (aplicaciones tecnológicas de ER, diagnósticos de eficiencia energética, etc.). Además el ex programa Prosumidores, actual programa ERA, está destinado para la existencia de nuevos “usuarios generadores”, con el objeto de que puedan generar energía eléctrica a partir de las distintas fuentes de energías renovables existentes.

Las políticas energéticas tienen que orientarse de acuerdo a metas explícitas y *medibles*. El éxito de las mismas debe estar sujeto al cumplimiento o no de dichas metas.

Este trabajo propone formular algunas propuestas que tiendan a favorecer el desarrollo de las distintas ER, y para que todas las fuerzas políticas del país (tanto del oficialismo como de la oposición, ya sea a nivel nacional o a nivel provincial), puedan tomar a consideración para una mejor planificación de la matriz energética para los próximos años (políticas con visión en el mediano y largo plazo).

A continuación, se mencionan las siguientes propuestas políticas:

- Cumplir los objetivos que plantea la Ley Nacional 27.191, a los fines de alcanzar un 20% de la matriz eléctrica en 2025 conformada por energías renovables (no convencionales).
- Sancionar nuevas normativas a futuro, que planteen objetivos de incorporación de energías limpias para el mediano y largo plazo, con posterioridad al año 2025.
- Desarrollar políticas que estimulen la investigación, creación de conocimiento, y el desarrollo de nuevas tecnologías renovables que se traduzcan en mayor empleo local y fortalecimiento de proveedores.

- Crear las condiciones económicas y financieras que propicien y faciliten iniciativas de desarrollo, acceso al financiamiento y construcción de los proyectos energéticos.
- Incentivar la generación de energía renovable distribuida, facilitando su acceso a los usuarios residenciales, comerciales e industriales.
- Formalizar las relaciones laborales del sector de las energías renovables e incentivar la incorporación de las últimas novedades tecnológicas y prácticas profesionales, analizando en conjunto entre los representantes del Estado, los gremios y asociaciones empresarias.

A nivel nacional, el 24 de mayo de 2021 se registró el récord histórico de abastecimiento de la demanda eléctrica a nivel nacional a partir de energías renovables, llegando al 24,07% de la demanda total de energía eléctrica de la República Argentina. La tecnología eólica resultó la fuente principal, aportando el 78,27% del total de energía consumida (2.766,91 MW), seguida por la solar fotovoltaica, con un 15,58% (550,73 MW), las bioenergías representando un 3,11% (110,07 MW) y los Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH), el 3,03% (107,15 MW). Entre todas estas fuentes se logró una generación de 3.534,86 MW en el momento del récord de abastecimiento. De todas formas, el abastecimiento promedio mensual de la demanda del mercado eléctrico mayorista (MEM) de la Argentina ronda aproximadamente el 13,2%. Estos números reflejan una continuidad de trabajo en pos de los objetivos establecidos por la Ley 27.191, sancionada en forma prácticamente unánime por el Congreso Nacional en 2015, y también están en línea con los compromisos manifestados por la República Argentina en la Cumbre de Líderes sobre el Clima 2021, celebrada en abril de 2020. Actualmente, se encuentran operativos en el país un total de 175 proyectos de generación de energías renovables, que brindan energía a casi 5 millones de hogares argentinos, con una potencia total de 4.708 MW.

En lo referente a la provincia de Santa Fe, y conociendo los resultados de los estudios de la potencialidad real de cada recurso energético renovable y contando con propia regulación provincial, la ejecución de proyectos de GD al año 2021 con el uso de las diferentes ER no se ajusta a la potencialidad real de dichos recursos, en especial para proyectos con biomasa (biogás) y con paneles solares FV.

Las centrales en operación de GD con biogás (CAMESA) en la provincia de Santa Fe, son las siguientes:

- CT San Pedro Verde (Renovar Ronda 1, de 1,42 MW).
- CT Avellaneda (Renovar Ronda 2, de 6 MW).

La única central solar FV en operación de GD FV (EPE - CAMMESA), es la siguiente:

- Parque Fotovoltaico San Lorenzo (EPE), en operación desde el año 2018 (capacidad de potencia de generación: 1,1 MW pico).

La única mini-central de generación hidroeléctrica en operación la provincia de Santa Fe, es la siguiente:

- Empresa Molinos Juan Semino S.A. (Carcarañá), la cual consta de una potencia instalada de generación de 1,7 Mw. Además, esta empresa dispone de un biodigestor que transforma desechos orgánicos que resultan de la elaboración de almidón y gluten, en biogás. Esta empresa genera sus propias energías limpias con el fin de utilizarla para abastecer un porcentual de su proceso productivo, aliviando térmicamente a la EPE.

A su vez las empresas privadas como Adecoagro en la localidad de Christophersen, departamento de General López, producen energía eléctrica renovable tanto con los efluentes del tambo (estiércol de los animales) por medio de un biodigestor, como con paneles solares FV. Desde fines del año 2017 que está en operación el biodigestor para generación de gas metano, con una capacidad instalada del generador síncrono de 1,4 MW para la generación de energía eléctrica renovable; y el excedente de la energía renovable producida y no consumida por las propias instalaciones es factible de ser inyectada a la red de distribución local. Además, en octubre de 2019 se puso en servicio la primera central de energía solar en el tambo, con la instalación de un total de 1.400 paneles solares FV con una potencia instalada de 0,5 MW. La energía generada se utiliza para ventilación forzada y para el funcionamiento de los aspersores, que apuntan a mejorar el confort de las vacas y por ende para mejorar la productividad diaria / mensual / anual del proyecto privado. Al igual que este tambo (como para otras empresas, ejemplo porcinas) existen dentro del departamento San Martín en la provincia de Santa Fe otros tambos (emprendimientos privados) y de envergadura similar, donde a la fecha no se tratan los efluentes y tampoco se proyectan inversiones de GD con el objeto del autoabastecimiento y de la venta de la energía eléctrica excedente a la red de la EPE o cooperativa local.

La pregunta que este trabajo se realiza, es ¿en qué pueden mejorarse las políticas energéticas provinciales y nacionales para una mayor ejecución de proyectos de inversión de GD con ER considerando las condiciones económicas actuales? Si se concibe la política energética como un conjunto de estrategias que contribuyen a crear un mundo sustentable, sus objetivos abarcarán los diversos campos de la actividad política, económica y social. La política energética adquiere así un carácter multidimensional, y

esto la hace conflictiva. Todo esto implica insertar el enfoque político en un contexto más general. Muchos problemas de sustentabilidad en el sector energético están fuertemente relacionados con otros sectores de la actividad económica. Por ello, se necesita un enfoque integral, que vaya mucho más allá de la política sectorial energética y que abarque la política macroeconómica, industrial, de infraestructura social y medioambiental. La estrategia debe ser sistémica, con la participación de actores en varios niveles: provincial, nacional, inter- o supranacionales, y de índole privada y pública. Se requiere un esfuerzo de todos los participantes que son sujetos y objetos del desarrollo sustentable: los poderes del Estado y los representantes de los empresarios, los trabajadores y la sociedad civil. La idea es que, de esta manera, el desarrollo sustentable se convierta en una responsabilidad compartida. Para lograr esos objetivos, el Estado no puede confiar solo en las fuerzas del mercado. En algunos casos, es necesario que atienda a la eficiencia y actúe con iniciativa propia, organizando mercados donde no los hay y controlando las imperfecciones que se presenten. Esto obliga a una redefinición de los roles entre el sector público y privado, así como de los instrumentos a utilizar de acuerdo con las condiciones de cada país

#### **4.5.1. Lineamientos propuestos para la política energética provincial**

El primer objetivo debe ser el *uso racional de la energía*, que contribuye a mejorar la situación en todos los sectores de la economía: aumentando la productividad, reduciendo el riesgo de aumento de costos, incrementando la eficiencia energética, mitigando los impactos de la contaminación ambiental, permitiendo conservar los recursos naturales no renovables y contribuyendo a minimizar los gastos globales residenciales.

Otro lineamiento para la política energética para tener en cuenta a la hora de diseñar la política energética, tanto provincial como nacional, es el uso de las nuevas tecnologías para el aprovechamiento óptimo de los combustibles.

Otro lineamiento para tener en cuenta, es la priorización de los recursos energéticos renovables. Las ofertas energéticas que aumentan el rendimiento y reducen las emisiones contaminantes y de gases con efecto invernadero pueden contribuir a los objetivos del desarrollo sostenible. Se debe tomar real conciencia del crecimiento acelerado que han tenido en las últimas dos décadas las centrales térmicas de generación de energía eléctrica distribuidas con fuentes convencionales no renovables, debido a la situación económica en nuestro país y al menor costo en USD/MW instalado en comparativa con

las GD con fuentes de ER, lo que ha incrementado notoriamente la emisión de dióxido de carbono y de otros gases nocivos para el medio ambiente.

El capítulo siguiente aborda el principal problema que atañen a estos proyectos de GD, el económico y financiero, como principal factor limitante para los proyectos privados de inversión de GD con fuentes de ER, tanto en Argentina como en la provincia de Santa Fe; observándose los indicadores que hacen poco viable y redituables esta clase de inversiones al año 2021. Se observará el importante rol que cumplen las políticas energéticas nacionales y provinciales, considerando los marcos regulatorios vigentes, a la hora de fijar los precios promedio de los contratos de energía a mediano y largo plazo (USD/MWh), y la función de las políticas energéticas provinciales a la hora de generar programas los cuales tiendan a favorecer e incentivar la ejecución de una mayor cantidad de proyectos de inversiones privadas que usen las distintas fuentes de energías renovables disponibles. Las políticas provinciales deben facilitar líneas de financiamientos a tasas de interés preferenciales, efectivizar reconocimientos económicos, aplicar beneficios fiscales; y considerar precios redituables para la venta de energía eléctrica que tiendan a fomentar y favorecer proyectos de inversión que apuesten al desarrollo sustentable provincial. Sin el rol de buenas políticas públicas renovables, sin acceso a financiamiento con tasas razonables y sin precios razonables de la energía eléctrica local (\$/KWh), hacen a la reducción en la ejecución de este tipo de proyectos de GD con ER, los cuales se ven perjudicados y se hacen poco atractivos para los inversores nacionales y/o extranjeros.

## 5. ANÁLISIS GLOBALES

### 5.1. Montos de Inversión y ahorro de emisiones por proyectos con uso de las diferentes tecnologías de energías renovables disponibles

Para poder realizar una comparativa entre las diferentes tecnologías renovables para generación de energía eléctrica distribuida, no solamente se deben conocer los costes finales "llave en mano" e inversión total necesaria para la puesta en marcha en (M USD / MW) por cada tecnología (incluyendo los costes de operación y mantenimiento, y los restantes costes asociados a cada proyecto de inversión de GD), sino que además se debe conocer el factor de capacidad<sup>44</sup> y la disponibilidad energética de cada uno de los proyectos con las diferentes ER disponibles.

La siguiente Figura 5.1.muestra la participación de las diferentes energías renovables para el cubrimiento de la demanda (%) en la Argentina, y la evolución y aporte de las ER desde el año 2016 al año 2020. Se observa que aún los porcentuales son bajos respecto a la potencialidad que tienen los diferentes recursos de ER en cada región del país, y que no se llegan a alcanzar / cumplimentar los objetivos planteados por las políticas energéticas nacionales.

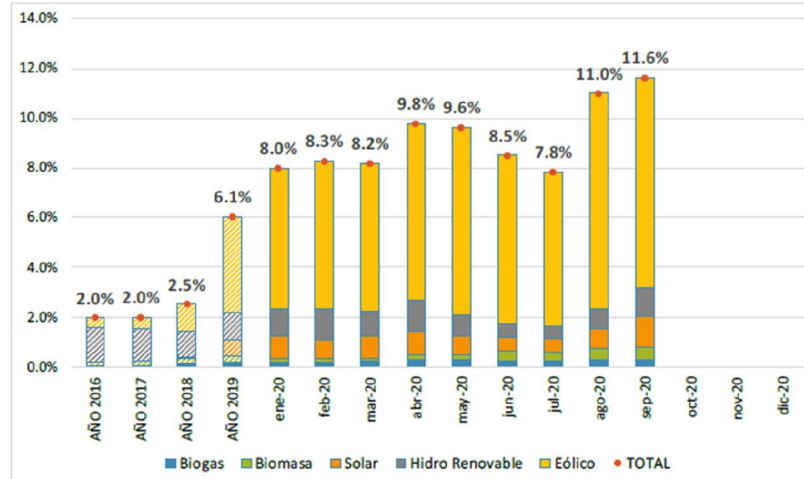


Figura 5.1. Participación de las diferentes energías renovables para el cubrimiento de la demanda en Argentina (%)

Fuente: CAMMESA, 2020.

<sup>44</sup> El factor de capacidad (o factor de planta) de una central de generación de energía eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

En Junio 2020 la potencia total instalada en la Argentina fue de 40.212 MW, y el pico máximo de consumo fue de 26.320 MW. Es decir, que contamos con potencia instalada muy superior a la demanda máxima. Para cambiar a renovables, se deben impulsar nuevas instalaciones en cada región del país, y a la vez ir reduciendo el despacho y operación de las centrales térmicas instaladas (estando disponibles para una mayor confiabilidad y seguridad para el sistema eléctrico interconectado). Tenemos capacidad por el tipo de matriz y distribución, para llegar al 20% de generación con renovables.

A continuación en la Tabla 5.1., se observan los resultados de los factores de capacidad en % (solsticio de invierno) para las centrales FV de diferentes MW (en operación actual). En la Tabla 5.2.se muestran los resultados, pero para centrales eólicas de generación de energía eléctrica. Cabe resaltar que en ambas tablas, los estudios que determinan los factores de capacidad (%) para las diferentes centrales FV y eólicas, son para centrales de diferentes potencias nominales (MW) instaladas, para centrales en operación, pero en diferentes regiones de la Argentina.

DETALLE POTENCIA INSTALADA Y GENERACION FOTO VOLTAICA											
Unidad: MW											
MAQUINA	AGENTE DESCRIPCION	REGION	POTENCIA INSTALADA [MW]	GENERACION NETA 09-19	FACTOR DE CAPACIDAD EQUINOCCIO DE PRIMAVERA	GENERACION NETA 12-19	FACTOR DE CAPACIDAD SOLSTICIO DE VERANO	GENERACION NETA 03-20	FACTOR DE CAPACIDAD EQUINOCCIO DE OTOÑO	GENERACION NETA 06-20	FACTOR DE CAPACIDAD SOLSTICIO DE INVIERNO
ANPCFV	PQUE SOLAR ANCHIPURAC MATER	CUYO	2,2	0	0,0%	0	0,0%	545,3	32,9%	322,239	20,1%
CAFAFV	PARQUE FOTOV. CAFAYATE	NOROESTE	80,0	11904,9	20,7%	17586,5	29,5%	15971,1	26,8%	10839,39	18,8%
CALOFV	C.FOTOV.CALDENES DEL OESTE	CENTRO	24,8	5298,7	29,7%	7516,9	40,8%	5217,0	28,3%	3022,53	17,0%
CHPEFV	PARQUE SOLAR CHERPES	NOROESTE	2,0	327,8	22,8%	312,7	21,0%	296,7	19,9%	221,879	15,4%
CH1FV	C.FOTOV. CHIMBEROS 1	CUYO	2,0	455,7	31,6%	486,3	32,7%	461,1	31,0%	333,725	23,2%
CSOLFV	PQUE FOTOV.CERROS DEL SOL	CENTRO	5,0	866,7	24,1%	921,5	24,8%	799,5	21,5%	446,40	12,4%
CUM2FV	PQUE FOTOV.LA CUMBRE 2 MATER	CENTRO	4,0	878,4	30,5%	745,9	25,1%	792,3	26,6%	472,269	16,4%
CUMBFBV	PQUE FOTOVOLTAICO LA CUMBRE	CENTRO	22,0	5272,0	33,3%	7034,0	43,0%	4960,2	30,3%	2871,376	18,1%
DIAGFV	PQUE SOLAR DIAGUITAS-TAMBERIAS	CUYO	1,8		0,0%		0,0%	527,4	39,4%	289,499	22,3%
FIAMFV	PQUE SOLAR FIAMBALA	NOROESTE	11,0	1003,1	12,7%	3192,5	39,0%	2522,4	30,8%	1549,65	19,6%
HON1FV	C.FOTOV. CAÑADA HONDA 1-ENARSA	CUYO	2,0	459,6	31,9%	469,0	31,5%	450,4	30,3%	334,204	23,2%
HON2FV	C.FOTOV. CAÑADA HONDA 2-ENARSA	CUYO	3,0	624,2	28,9%	643,0	28,8%	568,3	25,5%	466,604	21,6%
HON3FV	C.FOTOV. CAÑADA HONDA 3-ENARSA	CUYO		0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0	0,0%
IGLEFV	PQUE FOTOV. CORDILLERA SOLAR	CUYO	80,0	18406,5	32,0%	23535,5	39,5%	18665,3	31,4%	11212,579	19,5%
LLANFV	PQUE SOLAR PQUE DE LOS LLANOS	NOROESTE	20,0	2545,6	17,7%	3940,4	26,5%	3426,2	23,0%	2085,017	14,5%
LLOMFV	PQUE FOTOVOLTAICO LAS LOMITAS	CUYO	1,7	383,0	31,3%	489,8	38,7%	400,7	31,7%	197,581	16,1%
NONOFV	PQUE FOTOVOLTAICO NONOGASTA	NOROESTE	35,0	6823,2	27,1%	9286,1	35,7%	7351,0	28,2%	4728,129	18,8%
PASIFV	PQUE SOLAR FTV PASIP PALMIRA	CUYO	1,2	228,2	27,6%	359,7	42,0%	253,6	29,6%	125,74	15,2%
SANDFV	PQUE FOTOV.SOLAR DE LOS ANDES	CUYO	5,0		0,0%		0,0%	1207,1	32,4%	691,959	19,2%
SAJUFV	PQUE SOLAR SAJUIL	NOROESTE	22,5	3792,6	23,4%	6140,1	36,7%	5107,5	30,5%	3115,885	19,2%
SJUFV	PTA FOTOVOLTAICA S.JUAN I-EPSE	CUYO	0,5	82,9	24,0%	97,7	27,4%	81,1	22,7%	68,134	19,7%
SJUFV	PTA FOTOVOLTAICA S.JUAN I-EPSE	CUYO	1,2	190,6	22,1%	236,5	26,5%	187,0	20,9%	144,106	16,7%
SPUNFV	PQUE SOLAR FTV DE LA PUNTA	CENTRO	5,0		0,0%	602,4	16,2%	767,7	20,6%	448,901	12,5%
TAMBFV	PQUE SOLAR DIAGUITAS-TAMBERIAS	CUYO	2,7		0,0%		0,0%		0,0%	147,715	7,6%
TIN2FV	PQUE SOLAR TINGASTA II	NOROESTE	7,0	1460,2	29,0%	1396,0	26,8%	1530,1	29,4%	936,922	18,6%
TINOFV	PQUE SOLAR TINGASTA I	NOROESTE	15,0	3155,4	29,2%	3817,1	34,2%	3072,1	27,5%	2061,834	19,1%
TSANFV	AGRITUR SAN LUIS S.A.	CENTRO	0,5		0,0%	84,2	25,2%	81,9	24,5%	57,452	17,7%
UL42FV	C.FOTOV. ULLUM SOLARGEN2 MATER	CUYO	6,5	998,7	21,3%	1914,5	39,6%	1469,5	30,4%	549,948	11,8%
ULL3FV	PQUE SOLAR ULLUM 3	CUYO	32,0	7146,3	31,0%	9382,5	39,4%	7406,4	31,1%	4212,261	18,3%
ULL4FV	C.FOTOV. ULLUM IV SOLARGEN	CUYO	13,5	2058,2	21,2%	3856,8	38,4%	2983,7	29,7%	1561,226	16,1%
ULL1FV	PQUE SOLAR ULLUM 1	CUYO	25,0	5583,6	31,0%	7103,0	38,2%	5648,5	30,4%	3257,648	18,1%
ULL2FV	PQUE SOLAR ULLUM 2	CUYO	25,0	5650,0	31,4%	7341,4	39,5%	5818,9	31,3%	3337,825	18,5%

Tabla 5.1. Factores de capacidad (%) de las centrales eléctricas FV en operación en las distintas regiones de Argentina.

Fuente: Informe mensual Cammesa, 2020.

GENERACION Y FACTOR CAPACIDAD MAQUINAS EÓLICAS EN ARGENTINA					jun-20	
CENTRAL	AGENTE	AGENTE DESCRIPCION	REGION	POTENCIA INSTALADA [MW]	GENERACION NETA (MW.h/mes)	FACTOR DE CAPACIDAD
ARA2EO	PEARAU2G	PARQUE EOLICO ARAUCO II SAPEM	NOROESTE	25,2	3.475,65	19,2%
ARAU2EO	PEARAU2G	PARQUE EOLICO ARAUCO SAPEM	NOROESTE	25,2	4.212,03	23,2%
DIAD2EO	HYCHICOG	HYCHICO P. EOLICO DIADEMA	PATAGONICA	6,3	2.195,40	48,4%
LOM4EO	CELOMABG	C.EOLICA LOMA BLANCA IV-ENARSA	PATAGONICA	50,0	12.785,08	35,5%
NECO2EO	SEAFENERG	SEA ENERGY PARQUE EOLICO	BUENOS AIRES	0,3	0,00	F.Serv
RAW1EO	PERAWS1G	P.EOLICO RAWSON I	PATAGONICA	52,5	15.064,79	39,9%
RAW2EO	PERAWS2G	P.EOLICO RAWSON II	PATAGONICA	31,2	8.987,81	40,1%
TORDEO	CETORDIG	CE EL TORDILLO-VIENTO PATAGON	PATAGONICA	3,0	0,00	F.Serv
JUM2EO	CEJUMEG	C.EOLICA EL JUME Sgo del Ester	NOROESTE	8,0	764,23	13,3%
RAW3EO	PERAWS3G	P.EOLICO RAWSON III - GENNEIA	PATAGONICA	25,1	9.025,59	50,0%
CORTEO	PECORTIG	P.EOLICO CORTI	BUENOS AIRES	100,0	34.304,77	47,6%
MANAEO	PEMBEHRG	P.EOLICO MANANTIALES BEHR	PATAGONICA	99,0	42.200,42	59,2%
LCASEO	PECASTEG	P.EOLICO LA CASTELLANA	BUENOS AIRES	100,8	34.422,62	47,4%
ACH2EO	PEACHIRG	P.EOLICO ACHIRAS	CENTRO	48,0	16.845,04	48,7%
GARAEO	PEGARAYG	P.EOLICO GARAYALDE	PATAGONICA	24,2	10.222,16	58,8%
PMA1EO	PEMADR1G	P.EOLICO MADRYN 1 GENNEIA	PATAGONICA	71,1	25.340,73	49,5%
VLO1EO	PEVILLAG	P.EOLICO VILLALONGA	BUENOS AIRES	51,8	21.963,04	58,9%
CHNOEO	PECHUB1G	P.EOLICO CHUBUT NOR 1 GENNEIA	PATAGONICA	28,8	11.302,13	54,5%
VLO2EO	GENNEIAG	GENNEIA S.A.EOLICOS	BUENOS AIRES	3,5	1.504,82	60,6%
BANDEO	PEBANDEG	P.EOLICO LA BANDERITA	COMAHUE	39,6	11.961,14	42,0%
ALU1EO	PEALUARG	P.EOLICO ALUAR I MATER	PATAGONICA	68,4	24.373,48	49,5%
DIAD2EO	PEDIADEG	P.EOLICO DIADEMA 2	PATAGONICA	27,6	9.742,45	49,0%
BICEEO	PEBICE1G	P.EOLICO BICENTENARIO 1	PATAGONICA	100,8	45.449,24	62,6%
BICE2EO	PEBICE2G	P.EOLICO BICENTENARIO 2	PATAGONICA	25,2	11.155,30	61,5%
PAMEEO	PEPAMPAG	P.EOLICO PAMPA ENERGIA	BUENOS AIRES	50,4	18.805,53	51,8%
BAH2EO	PEPAMPAG	P.EOLICO PAMPA ENERGIA	BUENOS AIRES	50,4	18.202,79	50,2%
POM1EO	PEPOMO1G	P.EOLICO POMONA 1 - RENOVAR	COMAHUE	101,4	36.227,70	49,6%
PMA2EO	PEMADR2G	P.EOLICO MADRYN 2 GENNEIA	PATAGONICA	151,2	54.972,94	50,5%
POM2EO	GENNEIAG	GENNEIA S.A.EOLICOS	COMAHUE	11,7	3.920,44	46,5%
LCA2EO	PECAST2G	P.EOLICO LA CASTELLANA 2	BUENOS AIRES	15,2	5.997,75	54,8%
ALUAEO	ALUAR2UA	ALUAR SA AUTOGENERADOR REN.	PATAGONICA	93,6	37.621,31	55,8%
GNV1EO	PEGENO1G	P.EOLICO LA GENOVEVA I REN2	BUENOS AIRES	87,0	0,09	0,0%
GNV2EO	PEGENO2G	P.EOLICO LA GENOVEVA II MATER	BUENOS AIRES	41,8	17.072,69	56,7%
EN1MEO	PEENERGG	P.EOLICO LA ENERGETICA MATER	BUENOS AIRES	20,0	7.225,28	50,3%
GRIOEO	PEGARCIG	P.EOLICO GARCIA DEL RIO	BUENOS AIRES	10,0	4.011,17	55,7%
MANQEO	PEMANQUG	P.EOLICO MANQUE MATER	CENTRO	57,0	21.344,98	52,0%
AR21EO	PEVARAUG	P.EOLICO V ARAUCO II RENOV 1	NOROESTE	99,8	17.670,99	24,6%
ENE1EO	PEENER2G	P.EOLICO LA ENERGETICA Renov2	BUENOS AIRES	79,8	24.332,22	42,3%
SIMT2EO	PEMATA2G	P.EOLICO MATACO 3 PICOS	BUENOS AIRES	157,2	58.894,72	52,0%
LOM2EO	PELOMA2G	P.EOLICO LOMA BLANCA 2	PATAGONICA	51,2	22.007,90	59,7%
NEC1EO	PEVINECG	P.EOLICO VIENTOS DE NECOCHEA	BUENOS AIRES	38,0	12.908,94	47,2%
OLIV2EO	PEOLIVOG	P.EOLICO LOS OLIVOS MATER	CENTRO	22,8	8.746,86	53,3%
NEU1EO	PEVINEUG	P.EOLICO VIENTOS NEUQUINOS I	COMAHUE	31,2	3.934,10	17,5%

Tabla 5.2. Factores de capacidad (%) de las centrales eólicas en operación en las distintas regiones de Argentina.

Fuente: Informe mensual Cammesa, 2020.

El factor de capacidad de centrales de generación de energía eléctrica distribuida y en operación (con energía de la biomasa) en la provincia de Santa Fe es de alrededor del 90 %, respecto al 17 a 20 % de la central FV en operación en la localidad de San Lorenzo, provincia de Santa Fe.

Para el caso de potenciales proyectos de centrales eólicas (no habiéndose ejecutado ninguna al año 2021 en la provincia de Santa Fe), en la actualidad se cuenta con una importante cantidad de datos de viento, con campañas de medición con más de cuatro años de registros en las localidades de Las Rosas, Rufino y San Jorge, y prácticamente con tres años en Venado Tuerto. En base a estos, se observa un buen potencial para el aprovechamiento de este recurso con fines de generación de energía eléctrica,

principalmente en el sur de la provincia, en las localidades de Rufino y Venado Tuerto, con velocidades medias por encima de los 6 m/s a 60 m de altura, con vientos predominantes principalmente del sector Norte. Destacar que estos datos y los estudios fueron utilizados para el desarrollo del proyecto de un parque eólico en la localidad de Rufino, por una empresa privada.

Si comparamos las inversiones necesarias para ejecutar cada proyecto con el uso de cada tecnología renovable, para la misma potencia nominal instalada (MW), debemos tener presente que tanto en la eólica como en la fotovoltaica el 90% del costo del MWh está dado por el *costo de capital*. El costo final llave en mano para ejecutar y poner en servicio una central eléctrica FV es de aproximadamente 1 (M Usd / MW), en comparativa a los 3.5 (M Usd / MW) correspondientes para una central de biomasa para obtención de biogás o vapor para el funcionamiento de las máquinas térmicas que mueven los generadores síncronos e inyectan energía eléctrica a la red de distribución o cooperativa local. Pero además, hay que evaluar que una central de generación distribuida que depende de los recursos de la biomasa, tiene un factor de capacidad / disponibilidad 4,5 veces superior al de una central de la misma potencia instalada (MW) pero fotovoltaica (pero el costo de inversión, para los mismos MW a instalar, es 3,5 veces superior para la central de biomasa versus la central FV). Además, hay que tener en consideración, que para la misma vida útil de cada proyecto con diferentes fuentes de ER, el coste en operación, de mantenimiento y logístico es muy superior para una central de biomasa que para una central FV. Finalmente otra cuestión importante para la correcta evaluación de los flujos financieros anuales (flujos de caja anuales) para cada proyecto de GD con uso de diferentes fuentes de ER, es el precio de venta de la energía eléctrica acordada para ser entregada a la red de distribución. El precio promedio ponderado de la energía eléctrica fue de 54,72 (USD/MWh), acorde a las adjudicaciones del programa RenovAr (Fuente: Ministerio de Energía y Minería Presidencia de la Nación, del año 2019).

Acorde a las últimas adjudicaciones del programa RenovAr (Ronda 2) de CAMMESA, la siguiente Tabla 5.3. muestra los precios máximos de adjudicación para cada tecnología renovable.

Tecnología	Eólica	Solar Fotovoltaica	Biomasa	Biogás	Biogás de Relleno Sanitario	PAH
<b>Precio Máximo de Adjudicación</b> (en US\$/MWh)	56,25 (Todas las Regiones)	57,04 (Todas las Regiones)	110	160	130	105

Tabla 5.3. Precios máximos de adjudicación para cada tecnología renovable en Argentina.

Fuente: CAMMESA, RenovAr 2, año 2017.

Cabe resaltar que los proyectos de biomasa (para generación de vapor) y de biogás (con biodigestores, a partir de fuentes de biomasa para obtención de biogás con diferentes niveles de poder calorífico) están sujetos a incentivos específicos en función de la Tecnología y de la potencia de la Central de Generación, otorgado en (USD / MWh) por sobre el precio adjudicado, cuyo cálculo se detalla dentro del Anexo 20 de CAMMESA, el *"Incentivo por Escala Biomasa/Biogás"*.

Las diferentes fuentes y tecnologías energéticas utilizadas para la generación eléctrica tienen impactos ambientales muy distintos. El Análisis de Ciclo de Vida de la generación eléctrica tiene por objetivo principal la evaluación de las externalidades ambientales asociadas a la generación de un KWh, partiendo de la evaluación física de los impactos, su clasificación y comparación. En este capítulo realizamos el estudio de la comparativa de los impactos ambientales de las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica. La metodología utilizada para la estimación de los impactos medioambientales de los sistemas energéticos considerados ha sido la del Análisis de Ciclo de Vida (ACV). Se trata de una herramienta de gestión ambiental reconocida internacionalmente –Norma ISO 14.040– y utilizada para identificar de forma objetiva y rigurosa los impactos medioambientales de un producto, proceso o actividad “a lo largo de todas las fases de su ciclo de vida –desde la extracción de las materias primas necesarias para su elaboración hasta su gestión final como residuo”. A continuación, en la Tabla 5.4. se observan los análisis de los resultados por categorías de impacto ambiental (la intensidad del impacto que provocan los diferentes sistemas de generación de energía eléctrica distribuidos con diferentes fuentes de energías, tanto convencionales como no convencionales o renovables).

	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Nuclear	Eólica	Solar FV	Mini Hidráulica
Calentamiento Global	Grande	Significativo	Significativo	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible
Disminución Capa de Ozono	Negligible	Significativo	Negligible	Pequeño	Negligible	Negligible	Negligible
Acidificación	Grande	Significativo	Pequeño	Negligible	Negligible	Negligible	Negligible
Radiaciones Ionizantes	Pequeño	Negligible	Negligible	Significativo	Negligible	Pequeño	Negligible
Degradación Calidad Aguas	Significativo	Significativo	Significativo	Pequeño	Negligible	Pequeño	Pequeño
Contaminación por Metales Pesados	Grande	Significativo	Pequeño	Pequeño	Pequeño	Significativo	Negligible
Sustancias Carcinógenas	Significativo	Grande	Significativo	Negligible	Pequeño	Significativo	Negligible
Niebla de Verano	Significativo	Grande	Negligible	Pequeño	Negligible	Negligible	Negligible
Niebla de Invierno	Significativo	Significativo	Significativo	Negligible	Negligible	Pequeño	Negligible
Generación de Residuos	Significativo	Significativo	Pequeño	Grande	Negligible	Negligible	Negligible
Agotamiento de Recursos Energéticos	Significativo	Grande	Grande	Grande	Negligible	Negligible	Negligible

Tabla 5.4. Matriz de intensidad de impacto ambiental por categorías para cada fuente de energía para proyectos de GD (convencional y no convencional o renovable).

Fuente: Metodología de Elaboración Propia

Grande: Color Rojo

Significativo: Color Naranja

Pequeño: Color Amarillo

Negligible: Color Verde

El análisis de la distribución de los colores ya muestra a primera vista que los cuadros rojos y naranjas –impactos de intensidad importante y significativa, respectivamente– se concentran en la parte izquierda de la tabla, la correspondiente a las energías convencionales, mientras que los de color amarillo y verde –impactos de intensidad

pequeña y negligible, respectivamente— lo hacen en la parte derecha de la tabla, la correspondiente a las energías renovables.

El carbón, el petróleo y el gas natural (sumado al lignito<sup>45</sup>), los cuales constituyen los sistemas térmicos clásicos para la generación de energía eléctrica, contribuyen al 99 % del *calentamiento global* provocados por las tecnologías convencionales de las centrales de generación eléctrica. Las emisiones de dióxidos de carbono (CO<sub>2</sub>) y metanos (CH<sub>4</sub>) son los causales de este efecto muy perjudicial para el medio ambiente y se generan principalmente en la fase de combustión. Las tecnologías renovables reducen este impacto ambiental de forma considerable. Por tal motivo es que se calculan las mitigaciones, en función del ahorro de emisiones (en Toneladas de CO<sub>2</sub>) que se obtiene al utilizar cada tecnología renovable en reemplazo de fuentes convencionales para la misma generación de energía eléctrica para proyectos de GD (en MWh).

Para calcular el ahorro de emisiones, por ejemplo si un equipo consume 100 m<sup>3</sup>/mes de gas natural (energía convencional) para una función específica (ejemplo: funcionamiento de una caldera central), las emisiones de CO<sub>2</sub> se calculan de la siguiente manera:  $100 \text{ m}^3/\text{mes} \times 2,15 \text{ Kg}/\text{m}^3 = 215 \text{ Kg de CO}_2/\text{mes}$ . Para minimizar el impacto utilizando para esta misma función y con el mismo gas natural (elevada exergía y alto poder calorífico), habría que contar por ejemplo o con una caldera más eficiente (en %) o con una mejor utilización de la misma (adoptando el criterio de ahorro energético para el fin de la disminución de emisiones, en caso sea factible). Si la caldera fuera solamente un 5 % más eficiente, ya se ahorrarían 10,75 Kg. de CO<sub>2</sub> al mes (= 0,129 t de CO<sub>2</sub> al año).

Se entiende por huella de carbono a "la totalidad de gases de efecto invernadero emitidos por efecto directo o indirecto por un individuo, organización, evento o producto".

- Huella de carbono de una organización. Mide la totalidad de GEI emitidos por efecto directo o indirecto provenientes del desarrollo de la actividad de dicha organización.
- Huella de carbono de producto. Mide los GEI emitidos durante todo el ciclo de vida de un producto: desde la extracción de las materias primas, pasando por el procesado y fabricación y distribución, hasta la etapa de uso y final de la vida útil (depósito, reutilización o reciclado).

<sup>45</sup> El lignito es el carbón mineral de color negro o pardo, en el cual aún se distingue la textura de la madera de que procede; se emplea como combustible en centrales térmicas y en la fabricación de briquetas.

La utilización de la biomasa pura como combustible, tiene unas emisiones consideradas neutras: y en este sentido se considera que el CO<sub>2</sub> emitido en la combustión ha sido absorbido previamente de la atmósfera. No se tendrán en cuenta las emisiones que pudieran derivarse de su ciclo de vida (siembra y cosecha de biocombustibles, transporte, etc.). Por lo tanto, se aplicará a la biomasa pura un factor de emisión nulo.

El hecho de que una organización disponga de instalaciones para la generación de energía renovable para su autoconsumo (Ejemplo instalación FV Plan ERA de la EPE), repercutirá directamente en una reducción del consumo energético (de la red eléctrica general y/o de combustibles fósiles). Este hecho se verá reflejado en el resultado final de la huella de carbono de la organización, al tener un dato de actividad de consumo eléctrico derivado de combustibles fósiles menor que aquél que tendría si no dispusiese de esta fuente de energía renovable.

A modo de ejemplificación, podemos suponer que una determinada empresa privada consumió de energía eléctrica en todo el año 2019 un total de 38.000 KWh, y que durante el mismo año realiza una instalación de paneles solares FV que se estiman son capaces de generar en todo el año 2020 un total de 10.000 KWh. Tendríamos que para el año 2020 y contemplando el mismo escenario (misma estimación de consumo energético de la organización que el año 2019) un consumo total de 20.000 KWh (para poder calcular la huella de carbono de esta organización al año 2020). Otro ejemplo puede ser la utilización de biomasa como combustible para una industria local santafesina, que tiene un consumo de gas natural de 3.5 millones de m<sup>3</sup> de gas natural al año 2020. Instala una caldera de biomasa alimentada con cascara de maíz (permite un autoabastecimiento de un 15 %). Para obtener la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> asociada, debe realizarse el siguiente cálculo:

- Consumo Energético: 3.500.000 m<sup>3</sup> de gas natural / año.
- Emisiones CO<sub>2</sub> (sin caldera biomasa) = 7.525.000 Kg de CO<sub>2</sub>/año.
- Emisiones CO<sub>2</sub> (incluyendo caldera biomasa) = 6.396.250 Kg de CO<sub>2</sub>/año.
- Ahorro de emisiones CO<sub>2</sub>: 1.128.750 KG de CO<sub>2</sub>/año (1.128,75 t de CO<sub>2</sub>/año).

## 5.2. Análisis y evaluación financiera de proyectos de inversión de GD con uso de las diferentes fuentes de Energías Renovables.

### 5.2.1 Introducción de los principales indicadores de rentabilidad para evaluar proyectos de inversión.

Para realizar un correcto análisis financiero de un proyecto de inversión de generación de energía eléctrica distribuida, una vez conocida la potencialidad del recurso y definida la fuente y tecnología de energía renovable del mismo, se debe determinar la potencia nominal a instalar y el horizonte o vida útil para la evaluación del proyecto.

Si consideramos la inversión inicial dentro del año 0 para un proyecto, el flujo de caja será dado por la siguiente fórmula:

$$FC_j = P_j \times Q_j \pm OM_j$$

Siendo:

$Q_j$ : cantidad de energía generada o no consumida en el año  $j$ .

$P_j$ : precio medio por unidad de energía generada o no consumida en el año  $j$ .

$OM$ : costos de Operación y Mantenimiento.

El precio unitario de la energía será, en función del tipo de ER utilizada en el proyecto en evaluación de GD:

- El precio del mercado de la energía generada (por ejemplo, la energía eléctrica generada por una planta de energía eólica o solar FV), incrementado por eventuales incentivos de cada contrato de adjudicación.
- El precio unitario del vector energético actualmente utilizado que se sustituye o ahorra.

Por lo tanto se debe evaluar las probables tendencias de los precios de la energía en sus diversas formas. Para estimar la variación de los precios de la energía, podemos realizar estas siguientes hipótesis:

- 1) El aumento de los precios de la energía es igual a la tasa general de inflación ( $= f$ ).
- 2) El precio de la energía aumenta con una tasa anual ( $= f'$ ) distinta de  $f$ .

Los indicadores como el VAN, tienen una dependencia a los precios de la energía a lo largo de la vida útil del proyecto. Se entiende por VAN al valor actual neto, como el valor presente de los flujos de caja netos (ingresos - egresos) originados por una inversión. La fórmula para calcular el VAN, es la siguiente:

$$VAN = \sum_{n=1}^T \frac{B_n - C_n}{(1 + R)^n}$$

Dónde:

- B<sub>n</sub>: representa los ingresos en el año n;
- C<sub>n</sub>: es el dinero erogado para la inversión y los gastos de funcionamiento en el año n;
- R: es la tasa de descuento nominal<sup>46</sup>;
- T: es el número total de años que corresponde a nuestro horizonte de tiempo.

Al valor de R que hace que el VAN tome un valor igual a 0 se lo denomina tasa interna de retorno (TIR), y es otro de los indicadores para evaluar la rentabilidad de una inversión. Si el VAN es positivo (>0) implica que la inversión realizada producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r). El valor actual neto (VAN) es muy importante para la valoración de inversiones en activos fijos, a pesar de sus limitaciones en considerar circunstancias imprevistas o excepcionales de mercado. Si su valor es mayor a cero, el proyecto es rentable, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión.

Si la inversión inicial del proyecto de GD se hace en el año 0 (o en años consecutivos), si se pueden estimar los costes de operación y mantenimiento anuales, y si se puede calcular el costo de venta (precio de la energía) o coste evitado de compra de energía a la distribuidora y/o cooperativa eléctrica local debido al autoconsumo; entonces se puede calcular a qué *precio de venta de la energía se dará que se anula el VAN (= 0) al final del proyecto*. Siendo r la tasa de descuento nominal.

$$-\sum_{k=1}^n \frac{I_k}{(1+r)^k} - \sum_{k=1}^n \frac{(O \& M_k + F_k)}{(1+r)^k} + \sum_{k=1}^n \frac{E_k P_{venta}}{(1+r)^k} = VAN = 0$$

—

Inversión inicial  
y en años  
sucesivos

—

Operación y  
mantenimiento +  
combustibles

—

Venta de energía o  
costo evitado  
(autoconsumo)

<sup>46</sup> La tasa de descuento es el coste de capital que se aplica para determinar el valor presente de un pago o ingreso futuro. La tasa de descuento también se entiende como el tipo de interés que indica el dinero del futuro a dinero actual. También se define a la tasa de descuento como la correspondiente al coste de los recursos financieros utilizados para realizar la inversión.

Para determinar la tasa de descuento de proyectos que involucran fuentes de energías renovables para la generación de energía eléctrica, se debe en primera instancia ponderar los *factores de riesgo propios a cada tecnología*. Además, como el dinero actual va perdiendo su valor en los sucesivos años posteriores, se necesita también conocer la tasa de inflación estimada anual, la cual ha sido muy elevada en los últimos años en Argentina. Este indicador es muy importante en la toma de decisiones, al momento de hacer inversiones, ya que te permiten calcular el valor neto actual (VAN) de la inversión y determinar la rentabilidad de un proyecto de la mano del análisis de los flujos de caja de la inversión una vez que se aplica la correspondiente tasa de descuento asignada.

La diferencia entre las tasas de descuento nominal (R) y la tasa de descuento real (r), es que la primera tiene en cuenta la inflación estimada promedio anual.

La tasa de aumento en el índice general de los precios (inflación) f, relaciona los dos índices anteriores de acuerdo con la siguiente definición:

$$(1 + R) = (1 + r) \cdot (1 + f) = 1 + r + f + r \cdot f \Rightarrow R = r + f + r \cdot f$$

A continuación se enumeran alguno de los factores que determinan la *elección de la tasa de descuento*:

- La naturaleza del inversor (público o privado).
- Origen del capital (capital propio o préstamos bancarios / financiamiento externo).
- El riesgo intrínseco del tipo de sector económico.
- Tasa de interés de referencia (Bonos del Tesoro de EEUU, Libor, BCE, Badlar).
- El riesgo país.

En la práctica, la tasa de descuento elegida puede ser:

- La tasa de rendimiento de los bonos públicos.
- La Tasa de interés que cobran los bancos por los créditos para inversión productiva (costo mínimo de capital).
- La mejor tasa de retorno sobre las inversiones alternativas de similar horizonte temporal y similar riesgo o referencias más básicas (plazo fijo, renta inmobiliaria).

Dentro de los métodos para *estimar la tasa de descuento* a aplicar para este tipo de proyectos con uso de tecnologías renovables, tenemos:

- a) Método de valoración de activos financieros (CAPM). Donde la tasa de rentabilidad es igual a la tasa libre de riesgo para el país o región donde se

realiza la actividad más el producto del riesgo sistemático de las actividades del sector específico y del premio por riesgo del mercado.

- b) Método del costo medio ponderado del capital (WACC). Este método complementa al anterior, adicionando el costo marginal de endeudamiento, ponderando ambos componentes en función del llamado apalancamiento (cociente entre deuda y capital). El costo de capital es la tasa que debe reflejar las condiciones vigentes en el mercado para actividades de riesgo similar.

El método CAPM, surge de la siguiente fórmula:

$$r_{CAPM} = r_f + \beta(r_m - r_f)$$

Siendo:

$r_{CAPM}$ : tasa de rentabilidad esperada del capital propio;

$r_f$ : tasa de retorno del activo libre de riesgo;

$\beta$ : riesgo sistemático del sector específico;

$r_m - r_f$ : tasa de retorno del mercado menos tasa libre de riesgo.

- El valor de la tasa libre de riesgo ( $r_f$ ), está asociado a los rendimientos básicos de largo plazo alineados con el mercado de bonos de los EEUU, a los que se les suele adicionar la tasa de riesgo país. Es el bono del tesoro de los EEUU a 10/30 años, o tasa LIBOR (de U.K.) considerando tal tasa como la relevante a largo plazo. A esta cifra porcentual, se le adiciona un plus por riesgo país, basada usualmente en la sobretasa que deben pagar el gobierno argentino para colocar nueva deuda.
- El riesgo sistemático de la industria ( $\beta$ ), suele establecerse en base al valor respectivo vigente para empresa de igual industria en los EEUU.
- El valor de referencia de la tasa de rendimiento de una cartera diversificada ( $r_m - r_f$ ) está asociado al premio por el riesgo, y se toma un valor de referencia para la tasa de rentabilidad. Por ejemplo, la utilización de elevadas tasas de descuento sobre capital propio, se corresponde a industrias de mayor riesgo intrínseco que la de generación de energía eléctrica y del gas, como la industria petrolera.

El método WACC, surge de la siguiente fórmula:

$$r = \frac{D}{D + E} r_d + \frac{E}{D + E} r_{CAPM}$$

Siendo:

$r$ : tasa de rentabilidad esperada;

- D / (D+E): porción de deuda;
- E / (D + E): porción de capital propio;
- r<sub>d</sub>: tasa marginal de endeudamiento;
- r<sub>CAMP</sub>: tasa de rentabilidad esperada del capital propio.

- El primer término refleja la porción de deuda y está multiplicada por la tasa de interés que se paga por conseguir fondos en el mercado, excluyendo impuestos.
- El segundo término refleja la porción del capital propio multiplicado por su costo.

La TIR (Tasa Interna de Retorno) es el valor de la tasa de descuento para el cual se anula el VAN. Y la misma se calcula mediante sucesivas iteraciones, conforme a la siguiente fórmula:

$$\sum_{n=1}^T \frac{B_n - C_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Otro índice de rentabilidad que se utiliza en los proyectos de inversión, es el Período de Recupero de la Inversión (PBT). Es el valor de T (años) para los que la suma de los flujos de caja acumulados es nula. Mide el tiempo en años para devolver la inversión realizada con los flujos de caja de cada proyecto, y se calcula de la siguiente manera:

$$\sum_{n=1}^T \frac{B_{PBT} - C_{PBT}}{(1 + R)^{PBT}}$$

Cabe resaltar, que tanto el VAN como el TIR pueden evaluarse en función del origen del capital (financiamiento propio o externo).

Hay que resaltar que para estimar la variación de los precios de la energía, fundamental para realizar una evaluación satisfactoria de proyectos de GD con empleo de fuentes de ER, se pueden considerar dos hipótesis:

- 1) El aumento de los precios de la energía eléctrica es igual a la tasa general de inflación f, donde:

$P_j = P_0 (1 + f)^j$  es el precio de la energía en el año j.

$$\frac{P_j Q_j}{(1 + R)^j} = \frac{P_0 Q_j (1 + f)^j}{(1 + r)^j (1 + f)^j} = \frac{P_0 Q_j}{(1 + r)^j} \quad ; \text{ F.C. actualizado en el año } j.$$

$$VAN = -I_0 + \frac{P_0 Q_1}{(1 + r)^1} + \dots + \frac{P_0 Q_n}{(1 + r)^n}$$

- 2) El aumento de los precios de la energía es igual a una tasa anual  $f'$  distinta de  $f$ , donde:

$$P_j = P_0 (1 + f')^j$$

$$\frac{P_j Q_j}{(1 + R)^j} = \frac{P_0 Q_j (1 + f')^j}{(1 + r)^j (1 + f)^j}$$

$$VAN = -I_0 + \frac{P_0 Q_1 (1 + f')^1}{(1 + r)^1 (1 + f)^1} + \dots + \frac{P_0 Q_n (1 + f')^n}{(1 + r)^n (1 + f)^n}$$

Para las inversiones de producción / generación de energía eléctrica, es importante conocer el costo de la energía producida (LCOE), y en los proyectos de inversión de eficiencia energética es importante conocer el costo de la energía ahorrada (LCOAE). Ambos índices se definen como el precio por unidad de energía producida (generada) o ahorrada por la instalación al que debo vender (o dejar de comprar), que permite compensar todos los costos de construcción y funcionamiento de la misma, para que el VAN = 0 al final de la vida útil del proyecto de GD.

El costo nivelado de la energía (LCOE), es un parámetro que proporciona el costo por unidad de energía generada (en USD / KW) y que se aplica a sistemas fotovoltaicos, eólicos, térmicos y a cualquier fuente de generación de energía eléctrica.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{k=1}^n \frac{I_k + O\&M_k + F_k}{(1 + r)^k}}{\sum_{k=1}^n \frac{E_k}{(1 + r)^k}} \quad LCOE \text{ REAL}$$

Siendo:

$r$ : la tasa de descuento real.

Para evaluar financieramente cada proyecto de GD, los LCOE varían en función del empleo de cada tecnología renovable, acorde a la siguiente Figura 5.2.

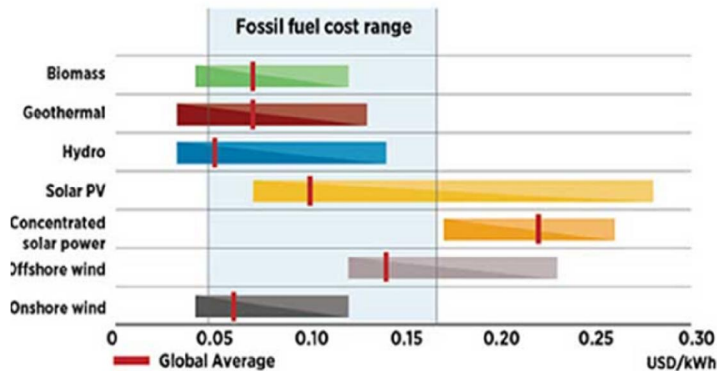


Figura 5.2. Costos promedios de GD con diferentes fuentes de ER en comparativa con el rango de las energías convencionales fósiles

Fuente: Irena (Agencia Internacional de Energías Renovables), año 2017

## 5.2.2. Análisis de resultado de casos prácticos de evaluación de proyectos de inversión de generación eléctrica distribuida con el uso de diferentes fuentes de energías renovables.

### 5.2.2.1. Planta Fotovoltaica Potencia Instalada 65 KWp (Programa ERA)

Esta planta FV se encuentra actualmente en servicio, autoabasteciendo el sector de mantenimiento de las instalaciones de una empresa privada de la ciudad de Rosario e inyectando el excedente a la red de distribución de la Empresa Provincial de la Energía de la Provincia de Santa Fe (EPE), y se corresponde al actual programa ERA (ex Prosumidores).

La instalación tiene una potencia total instalada solar FV de 65 KWp, y se realiza con capital propio (sin financiamiento externo).

Los paneles instalados son de marca Jinko de 325 Wp c/uno, y tienen un precio de 0,595 (USD/Wp). Se instala un total de 196 paneles, con un total de inversión en concepto únicamente de los paneles de USD 37.902,00.

Por otro lado, se necesitan dos (2) inversores trifásicos marca Fronius 25 Kw, con un costo por el total por los inversores de USD 8.108,00.

Además, se necesita invertir en dos (2) tableros para cada inversor, donde se incluyen los descargadores de sobretensión del lado de CC y del lado de CA, se incluyen los elementos de protección correspondientes y restantes materiales eléctricos necesarios para la puesta en servicio de ambos gabinetes (incluyendo el costo de fabricación y puesta en servicio de los mismos). El costo de ambos tableros es de USD 1.404,00.

Por último hay que considerar los costos de los materiales para poder realizar los montajes en obra (conductores de CC, conductores de salida inversor de CA, fichas especiales de CC, bandejas autopercoradas, perfilera y soportería para montajes, etc.). El coste por estos materiales es de USD 5.040,00.

Respecto al coste por el total de Mano de Obra, los mismos son de USD 6.400,00.

La inversión total del proyecto es de USD 58.854,00; lo que da un total de 0,924 (USD/W) correspondiente a trabajo "llave en mano". Tomando el dólar oficial del Banco

Nación Argentina de principios de Junio de 2021, 100 (\$/USD), la inversión total del proyecto es de \$ 5.885.400,00 (dólar oficial en Argentina en fecha indicada).

El horizonte del proyecto es de 20 años (vida útil del mismo para la evaluación financiera - flujos anuales de caja).

El precio de compra de la energía de esta empresa a la EPE se encuadra en la categoría 6B1 (potencia nominal contratada demanda < 300 KW en Baja Tensión). Esta tarifa mensual se compone de un cargo mensual fijo (2.282,66 \$.mes), más un cargo por potencia declarada en hora pico (752 \$/Kw.mes), más un cargo por potencia declarada en hora fuera de pico (335,471 \$/Kw.mes), más un cargo por la potencia adquirida (12,459 \$/Kw.mes). Luego se adicionan a la factura mensual los cargos de la energía consumida de la red de distribución de la EPE en las horas de pico (0,31452 \$/Kwh.mes), en las horas de resto (0,30153 \$/Kwh.mes) y en las horas de valle (0,28854 \$/Kwh.mes). Todo esto hace a la facturación mensual de lo consumido de la red por esta empresa privada dentro del cuadro tarifario especificado a fechas principios del mes de Junio de 2021.

El precio de venta de la energía generada en este caso por los paneles solares FV, acorde al programa ERA, es reconocida a la fecha por la distribuidora EPE al precio mayorista del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista). Pero a partir de la reciente Resolución N° 130 de fecha 15 de Junio de 2021 del Ministerio de Ambiente y Cambio Climático de la Provincia de Santa Fe, se crea el inciso b *o incentivo b* del artículo 2, el cual se mantendrá por 4 años a partir de que el usuario generador sea dado de alta en el programa ERA de la EPE; y que determina un incentivo o tarifa promocional de venta de la energía eléctrica a la red (como fomento para incrementar la cantidad de usuarios - generadores que hay inscriptos). Este aporte al diferencial de precio de la energía eléctrica a inyectar en la red de distribución de la EPE, tendrá un valor que saldrá del producto de 1,5 por la diferencia entre el promedio semestral del precio monómico medio de generación mensual (acorde a lo informado por CAMMESA) y el precio mayorista de energía que abona la EPE. En este esquema, la energía eléctrica generada por el usuario-generador y destinada a autoconsumo es equivalente al costo evitado, es decir, a la tarifa del servicio de la red de la EPE correspondiente a la cantidad de energía consumida evitada. Para nuestro análisis financiero de flujos de caja anuales, se toma el valor de la energía generada en las horas de resto (0,30153 \$/Kwh.mes), ídem valor tomado para la compra de energía por el mismo usuario-generador en la misma franja horaria (horas resto).

Los resultados sin tener algún incentivo para contar con un precio diferencial de venta de la energía (en \$/KWh) a inyectar a la red, dan un plazo de retorno o recupero de la inversión de aproximadamente de 10 a 11 años, debido a que la inversión inicial está en (USD); con un TIR < al 10 % y un VAN (< 0), tomando una tasa de descuento favorable del 10 %. Esto sin considerar problemas de mantenimiento importantes (costos de materiales de importación en USD) que se pudieran dar durante el transcurso de alguno de los 20 años de vida útil del proyecto para el estudio de los flujos de fondos: ni en alguno de los paneles solares FV, ni en alguno de los componentes eléctricos más relevantes de la instalación FV (inversores CC/CA, descargadores de sobretensiones de CA y de CC, cables de CC y cables CA trifásicos, elementos de protección de tableros, interruptores diferenciales, etc.).

Finalmente para realizar un análisis global y un buen estudio de flujos de fondos anuales, pero para usuarios monofásicos domiciliarios, el precio de la energía generada reconocida a inyectar a la red de la EPE es de 2,49 \$/KWh. Esto genera resultados similares de plazos de recupero de inversión en años.

#### **5.2.2.2. Planta de Generación de Energía Eléctrica con Biogás de 6 MW en la localidad de Avellaneda (Central Térmica a partir de la biomasa)**

Bien diferente es el análisis de inversión que se realiza para la planta de energía renovable que se encuentra en operación comercial en la provincia de Santa Fe y que ha sido adjudicada dentro del plan nacional (Renovar Ronda 2), como es el caso de análisis de la Central Térmica a Biogás Avellaneda (Santa Fe) que utiliza la vinaza de maíz como materia prima. La planta fue construida y obtuvo la habilitación comercial el 16 de marzo de 2019, para producir 6 MW a un precio adjudicado de 160 US\$/MWh (CAMMESA). A plena potencia de generación esta planta genera un ingreso de 960 USD/hora, lo que equivale a un ingreso de 691.200 USD/mes (generando a plena potencia, en servicio continuo los 30 días del mes y las 24 horas). Hay que tener en cuenta que este tipo de centrales tiene un factor de capacidad elevado (aprox. 90 %, respecto al 20 % referencial para las centrales solares FV). Se deben de considerar los tiempos de parada de cada una de las máquinas térmicas por mantenimiento mensuales programados, acorde a lo especificado por los manuales de mantenimientos del fabricante de los motores instalados.

Para este tipo de centrales de biogás (a partir de la biomasa) se deben de considerar y estimar muy precisamente los costos anuales por operación y mantenimiento, los costos

anuales asignados al capital de trabajo, los costos anuales de insumos y materiales, los costos anuales por los servicios auxiliares y gastos generales de la central térmica, considerar y evaluar correctamente las amortizaciones de los equipos al final de la vida útil del proyecto, evaluar los costos por mantenimientos mayores programados y los tiempos de paradas de servicios obligadas de los equipos (overhaul de moto-generadores, acorde a manuales de los fabricantes de los moto-generadores instalados en esta Central Térmica), considerar lo activos fijos intangibles (para la correcta evaluación de los recursos del proyecto, ingeniería de montaje y para la construcción del proyecto, licencias y permisos, gestión y administración, seguros e impuestos, etc).

La inversión inicial necesaria por la ingeniería, diseño, construcción, ejecución y puesta en marcha "trabajos llave en mano" del proyecto de la C.T. Avellaneda (Santa Fe), para dar comienzo a la generación de energía eléctrica en BT para luego elevarla e inyectarla en niveles de MT de la red de distribución y sub-transmisión local, fue de 22.5 M.USD (Industrias J.F.Secco, 2019).

Es necesario conocer los correspondientes costos reales anuales de operación y mantenimiento, para cada año de la vida útil de este proyecto de Generación Distribuida (horizonte de análisis planteado de 15 años), de las máquinas instaladas en esta Central Térmica y del proceso controlado de generación de biogás a partir de la biomasa. Para eso se utilizó información fehaciente de la empresa Industrias Juan F. Secco quien fue la encargada de la ejecución del proyecto de generación distribuida renovable, al año 2019 de fin de proyecto.

Se realizaron los análisis de los flujos de fondos anuales, obteniendo la siguiente tabla de resultados:

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Egresos</b>															
Demanda de maíz anual (110.160 ton. Anuales)	110160	110160	110160	110160	110160	110160	110160	110160	110160	110160	110160	110160	110160	110160	110160
Precio Silaje de Maíz	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Costo Anual Silaje de Maíz	4406400	4406400	4406400	4406400	4406400	4406400	4406400	4406400	4406400	4406400	4406400	4406400	4406400	4406400	4406400
Gastos Generales (% año) de Operación	540000	540000	540000	540000	540000	540000	540000	540000	540000	540000	540000	540000	540000	540000	540000
Gastos Generales (% año) de Mantenimiento	102400	102400	102400	102400	102400	102400	102400	102400	102400	102400	102400	102400	102400	102400	102400
<b>Egresos Totales (anuales)</b>	<b>5048800</b>	<b>5048800</b>	<b>5048800</b>	<b>5048800</b>	<b>5048800</b>	<b>5048800</b>	<b>5048800</b>	<b>5048800</b>	<b>5048800</b>	<b>5048800</b>	<b>5048800</b>	<b>5048800</b>	<b>5048800</b>	<b>5048800</b>	<b>5048800</b>
<b>Ingresos</b>															
Producción anual de Energía Eléctrica (F.C.= 0.9)	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656
Costo adjudicado x CAMMESA	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
<b>Ingreso por venta de Energía Eléctrica a la RED</b>	<b>7464960</b>	<b>7464960</b>	<b>7464960</b>	<b>7464960</b>	<b>7464960</b>	<b>7464960</b>	<b>7464960</b>	<b>7464960</b>	<b>7464960</b>	<b>7464960</b>	<b>7464960</b>	<b>7464960</b>	<b>7464960</b>	<b>7464960</b>	<b>7464960</b>
<b>Otros beneficios / otros ingresos adicionales</b>															
Energía Térmica Producida	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656	46656
<b>Retorno por el calor</b>	<b>933120</b>	<b>933120</b>	<b>933120</b>	<b>933120</b>	<b>933120</b>	<b>933120</b>	<b>933120</b>	<b>933120</b>	<b>933120</b>	<b>933120</b>	<b>933120</b>	<b>933120</b>	<b>933120</b>	<b>933120</b>	<b>933120</b>
<b>Bonos de Carbono (CERs)</b>	<b>9108</b>	<b>9108</b>	<b>9108</b>	<b>9108</b>	<b>9108</b>	<b>9108</b>	<b>9108</b>	<b>9108</b>	<b>9108</b>	<b>9108</b>	<b>9108</b>	<b>9108</b>	<b>9108</b>	<b>9108</b>	<b>9108</b>
<b>Beneficio por venta de CERs</b>	<b>45540</b>	<b>45540</b>	<b>45540</b>	<b>45540</b>	<b>45540</b>	<b>45540</b>	<b>45540</b>	<b>45540</b>	<b>45540</b>	<b>45540</b>	<b>45540</b>	<b>45540</b>	<b>45540</b>	<b>45540</b>	<b>45540</b>
<b>Venta de Biofertilizantes</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>
<b>Beneficio por venta de Biofertilizantes</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>	<b>91200</b>
<b>Ingresos Totales (anuales)</b>	<b>8534820</b>	<b>8534820</b>	<b>8534820</b>	<b>8534820</b>	<b>8534820</b>	<b>8534820</b>	<b>8534820</b>	<b>8534820</b>	<b>8534820</b>	<b>8534820</b>	<b>8534820</b>	<b>8534820</b>	<b>8534820</b>	<b>8534820</b>	<b>8534820</b>
<b>Año</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>
Ingresos Venta Energía Eléctrica	7464960	7464960	7464960	7464960	7464960	7464960	7464960	7464960	7464960	7464960	7464960	7464960	7464960	7464960	7464960
Ingresos Adicionales	1069860	1069860	1069860	1069860	1069860	1069860	1069860	1069860	1069860	1069860	1069860	1069860	1069860	1069860	1069860
Egresos Anuales	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800
Flujo Neto	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020
Inversión	-22500000														
Total Egresos	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800	5048800
Flujo neto	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020	3486020
Resultado Neto	-19013980	-15527960	-12041940	-8555920	-5069900	-1583880	1902140	5388160	8874180	12360200	15846220	19332240	22818260	26304280	29790300
<b>Tasa: 12 %</b>															

TIR	13%
VAN	USD 1.109.662
PRI	Año 7

Tabla 5.5. Estudios de resultados financieros. Análisis de VAN y TIR, Planta 6 MW (Biogas).

Fuente: Elaboración Propia.

El caso en estudio es inviable sin financiamiento externo, debido al elevado monto / capital propio necesario inicial (M.Usd) que necesita la empresa argentina la cual sea la adjudicataria de la obra, para poder llevar a cabo la ejecución y la posterior operación y mantenimiento de esta clase de proyectos de inversión de GD con fuente de biomasa (para la obtención de biogás para generación de energía eléctrica al sistema interconectado nacional). Como primer análisis, se necesita de un precio mínimo de la energía eléctrica a inyectar a la red para poder hacer viable y atractivo esta clase de proyectos de inversión.

Por tal motivo, para precios de la energía por debajo de los 140 (USD/MW), los indicadores financieros no son redituables y no hacen viable este tipo de proyectos.

Otro indicador importante es la tasa de descuento, la cual en este caso de estudio se toma en un 12 % (pudiendo ser más elevada para evaluación de proyectos en la Argentina, modificando drásticamente los resultados de los indicadores del TIR y VAN de evaluación). Para una tasa de descuento superior al 13% dará un VAN < 0, siendo un proyecto de inversión no redituable ni atractivo.

Además en este análisis se consideran los ingresos por la venta de bonos de carbono (CER's), certificados de emisión de reducción de emisiones o créditos de carbonos. Cabe resaltar que Argentina no es un país firmante del Protocolo de Kioto, pero participa en el mercado de carbono a través del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL), previsto también en el Protocolo de Kioto (PK). Este mecanismo consiste en promover la realización de proyectos de reducción y/o absorción de emisiones de GEI en países no firmantes que serán retribuidos a través de los CERs.

El plazo de retorno de inversión es de 7 años considerando precios fijos por la venta de la energía eléctrica, en base al contrato de adjudicación Renovar; y manteniendo el costo del ahorro de la fuente de energía convencional utilizada para generación de calor (retorno por calor, en base a la energía térmica producida).

Finalmente es aconsejable realizar todos los estudios del análisis de sensibilidad, variando el precio de la energía térmica producida, variando el precio por la venta de biofertilizantes generados, variando la cantidad de producción de la energía eléctrica generada (variando el factor % de capacidad de la planta), minimizando los costos de operación y mantenimiento anuales, etc. Estos estudios son indispensables para poder

conocer las variaciones en los resultados de VAN, TIR y PRI, variando el % de a un factor por vez y dejando el resto de las variables constantes. Siempre manteniendo el precio de adjudicación inicial de 160 USD/MWh (CMMESA, programa RENOVAR año 2019); y teniendo en consideración de la existencia de incentivos en el precio de la energía eléctrica a inyectar al SADI (sujeto a contrato).

### **5.3. Beneficios e impactos socio económicos de proyectos de inversión de GD con el empleo de las diferentes fuentes de ER.**

El impacto en el desarrollo económico de una región, en la protección del medio ambiente y en el desarrollo social que implica ejecutar y poner en servicio operativo distintos proyectos de inversión de GD con empleo de las diferentes fuentes de ER disponibles en una región, es un análisis de estudio cuantitativo y cualitativo que se debe realizar para evaluar cada potencial proyecto.

A la hora de evaluar y analizar resultados, se tienen en consideración proyectos de similares características, los cuales utilizan la misma fuente de energía renovable (ER) y tienen la misma potencia nominal instalada (misma envergadura), pero en otras provincias argentinas (proyectos en operación generando energía al Sistema Argentino de Interconexión Nacional = SADI en nodos de distribución en niveles de MT).

Para el caso de proyectos de generación de biogás a partir de la biomasa (RENOVAR), se deben de estudiar y realizar comparativas entre proyectos que utilizan tecnologías similares y la misma fuente primaria para los biodigestores. Además se deben realizar comparativas entre proyectos de GD que empleen diferentes fuentes de ER, para la misma región, nodo o departamento de la provincia de Santa Fe, relacionado a los puestos de trabajos directos necesarios no solo para la construcción y ejecución de la obra sino también para la operación, supervisión, gestión y mantenimiento de los años de vida útil de cada proyecto. Se necesita contar con el indicador de generación de empleo directo de las energías renovables por MW instalado.

La cadena de valor del sector de las energías renovables consta de cuatro eslabones principales: el desarrollo de proyectos, la fabricación y distribución de equipos, la construcción e instalación, y la operación y mantenimiento. El análisis de generación de empleo se concentra en los dos últimos eslabones de la cadena de valor: a) construcción y b) operación y mantenimiento (O&M). Esta delimitación deliberada obra en función de contribuir a una medición certera de la generación del empleo directo, disminuyendo los desvíos. En este sentido, dada la novedad que implican los análisis de impacto

socioeconómico de las energías renovables (en especial, los que atañen a la dimensión socio laboral); contamos con los datos de una central térmica de biogás en la localidad de 25 de Mayo en la provincia de la Pampa la cual genera 2 MW de energía al SADI (generando biogás, por medio de biodigestores, con la materia prima proveniente del estiércol de los animales), dado el enorme potencial de feedlots similares existentes en los distintos departamentos de la provincia de Santa Fe. A continuación, en la Tabla 5.6. se muestran los datos de los puestos de trabajos directos, para la construcción y para la operación y el mantenimiento.

<b>PUESTOS DE TRABAJOS DIRECTOS (Central Térmica 2 MW - Biogas)</b>		
<b>A) Construcción</b>	<b>Obra Civil</b>	50 puestos de trabajo directos
	<b>Obra Electromecánica</b>	15 puestos de trabajo directos
<b>B) Operación y Mantenimiento</b>	8 personas contratadas	
<p><b>Observación importante:</b> a estos puestos de trabajos DIRECTOS, hay que adicionarle los contratos indirectos, los cuales suman alrededor de 8 a 10 puestos adicionales de trabajo (por año).</p>		

**Tabla 5.6.** Análisis Socio-laboral de planta de biogás de generación de energía eléctrica distribuida al SADI de 2 MW, en operación desde Noviembre de 2020.

Fuente: Pachamama Energías (año 2021).

Estos datos socio-laborales son importantes y hacen hincapié en la contratación de Mano de Obra local calificada. Este análisis se concentra en el empleo directo definido como aquellos puestos de trabajo directamente asociados al proyecto de generación de energía eléctrica por fuentes renovables durante las fases de construcción (trabajadores de la construcción de la obra civil, dirección y supervisión de obra y personal administrativo durante el período de ejecución de las obras) y de O&M (dotación fija anual de personas correspondientes a la fase de generación e inyección de energía eléctrica al SADI). Dentro de la estrategia metodológica, para contar con un buen relevamiento y análisis, se le realiza un cuestionario (acorde a Tabla 5.7.) a la empresa encargada del proyecto de GD a partir de la biomasa (generación de biogás), conforme al pliego de base y condiciones del programa RenovAr, Ronda 2.

**Obra / construcción**  
 En cada mes, la cantidad estimada de empleados contratados dentro de cada concepto [propios y de terceros]

	Año 1											
	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Administrativo												
Obra Civil												
Montaje y Electromecánica												
Seguridad e Higiene												
Socio-ambiental												
Otros												
<b>TOTAL</b>												

Tabla 5.7. Planilla para determinar los puestos de trabajos directos para Obras de GD con empleo de las diferentes fuentes de ER.

Fuente: Subsecretaría de Energías Renovables de la República Argentina (año 2018).

En virtud de los tiempos promedios que demandan las distintas actividades que comprenden la fases de construcción y de O&M, la metodología propone estimar un tiempo máximo estimado de 3 años para la instalación de una planta de generación de energía eléctrica con uso de fuentes de energías renovables (independientemente de la tecnología considerada, y para proyectos de envergadura de GD vinculados al programa RenovAr de inyección al SADI), y para la fase de O&M por los años de vida útil de contrato para cada proyecto en particular. Los puestos de trabajo de las actividades de construcción y de O&M se consignan para cada mes de cada año, considerando para el análisis el promedio de puestos de trabajos estimados por cada actividad.

Finalmente, se buscan los indicadores de empleo directo (IEDER) requeridos para la construcción, operación y mantenimiento de 1 MW de potencia instalada, y así contar con la comparativa entre las diferentes tecnologías de cada fuente de ER (empleos/MW). Se estima un período de 20 años de vida útil para los proyectos adjudicados bajo el programa RenovAr. La siguiente Tabla 5.8. muestra los resultados para cada fuente de ER.

IEDER				
Tecnología	Construcción			O&M
	Año 1	Año 2	Año 3	
BIOGÁS	9,7	13,1	3,2	4,6
BIOMASA	4,3	7,3	4,4	2,2
BRS	6,7	0,8	0,1	4,2
PAH	13,2	13,5	11,5	2,5
EÓLICO	1,6	1,9	0,7	0,2
SOLAR	2,3	2,8	0,2	0,2

Tabla 5.8. Resultados por fuente de ER de impacto de empleo directo (construcción y O&M).

Fuente: Elaboración propia, en base a datos del programa Renovar (Ronda 2).

Acorde a los resultados obtenidos, los proyectos de biogás demandan una considerable cantidad de puestos de trabajos por MW durante la fase de construcción. Esta tecnología reporta la mayor intensidad de mano de obra durante los años de O&M mostrando un indicador superior que los proyectos que emplean otras fuentes de ER. En base al análisis previo de los recursos disponibles concentrados en especial de la biomasa para la generación de biogás, la provincia de Santa Fe cuenta con un enorme potencial para desarrollar y ejecutar nuevos proyectos de inversión los cuales generen un impacto en el desarrollo y en la creación de nuevas fuentes de empleos directos e indirectos en los diferentes departamentos y/o nodos de la región litoral. Por otro lado, los proyectos de biogás pero de relleno sanitario (BRS), concentran su demanda de trabajo durante el primer año de construcción en la obra civil y el montaje electromecánico. Esto se debe al menor grado de complejidad en comparativa con los proyectos de obtención de biogás mediante biodigestores. Las bioenergías muestran un elevado impacto en la generación de puestos de trabajos, promoviendo el empleo local en regiones donde las demás tecnologías renovables aún no se han desarrollado; siendo las distintas formas de la biomasa concentrada las que tienen un mayor potencial de impacto socio económico para las cinco regiones del litoral santafesino.

#### **5.4 Análisis de las políticas energéticas provinciales actuales y propuestas de mejoras.**

El Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública, creado por Ley N° 27.424, establece el marco regulatorio para que todos los ciudadanos conectados a la red de energía puedan generar energía eléctrica para su autoconsumo en hogares, PyMEs, grandes industrias, comercios, producción agrícola, entes públicos y organismos oficiales, entre otros. El excedente de energía generada puede ser inyectado a la red.

Al año 2021, la EPE de la provincia de Santa Fe no se encuentra inscrita en la Ley Nacional mencionada (se encuentra adherida parcialmente), debido a que fue la primera empresa que desde el año 2013 permitió la inyección de energía renovable a su red, y dado dispone de su propia Ley Provincial N° 12.503 la cual declara de interés provincial la generación y uso de energías alternativas, o blandas, a partir de la aplicación de las fuentes renovables en todo el territorio santafesino, y a la reciente ley de acción climática N° 14.091, que dentro de sus objetivos establece contribuir a la transición energética, implementando políticas de energías renovables y de eficiencia energética.

El Ministerio de Ambiente y Cambio Climático de la Provincia de Santa Fe dio origen al Programa ERA (ex programa Prosumidores) a través del decreto provincial N° 1.098/2020, cuyo objetivo consiste en crear las bases para el desarrollo de las redes inteligentes (Smart Grids) que impulsen el uso de las energías renovables, el desarrollo de nuevas tecnologías y el uso eficiente y gestionado de la energía, conformando a los usuarios-generadores. El programa ERA está dirigido a todos los usuarios eléctricos de la provincia, en sus distintos segmentos: residenciales, comerciales, pymes, consorcios, clubes, ONG, rurales e industriales. Las cooperativas eléctricas de la provincia de Santa Fe, se encuentran en proceso de adhesión al programa ERA (2021), para poder implementarlo en las localidades donde brindan el servicio de distribución de energía eléctrica.

Dentro del contexto de la Ley Nacional vigente, el "FODIS" es un fondo que se creó con el objeto de financiar los proyectos de GD que quieran generar su propia energía eléctrica usando fuentes renovables (acorde a la ley Nacional 27.424). Es decir, un instrumento para incentivar la instalación de equipamiento de generación renovable distribuida a través de préstamos, bonificación de tasas de interés para créditos, bonificaciones para adquisición de sistemas, garantías, créditos fiscales, entre otros. Pero este incentivo del FODIS nunca se puso en marcha ni se ejecutó (al año 2021). Por otro lado, la política energética de subsidios a la energía eléctrica y de fijación de precios no justifica una inversión inicial de capital en dólares.

El estado nacional debe impulsar y fomentar a los proyectos de GD aplicando esta serie de incentivos, debido a que cada MWh que es generado por los usuarios y consumida por los mismos, es dinero concreto que el estado se ahorraría. Dado la falta de implementación de estos beneficios, es que los usuarios que se adhieren son en lo general los que ya tienen una visión o convicción propia sobre el tema, y los que tienen una cierta capacidad financiera holgada; y no realmente por visualizar un beneficio o rédito económico en el corto o mediano plazo (el cual actualmente no existe). Pero con el objetivo de fomentar el régimen de Generación Distribuida de Energías Renovables, la ley nacional N° 27.424 si establece en la actualidad el beneficio del Certificado de Crédito Fiscal (CCF). Este Certificado de Crédito Fiscal se otorga en forma de bono electrónico a favor del usuario y se ve reflejado en su cuenta de AFIP, pudiendo ser utilizado para el pago de impuestos nacionales como el impuesto a las ganancias y el impuesto al valor agregado (IVA), entre otros, en el momento que lo desee, durante los 5 años posteriores a la obtención del mismo. El monto del Certificado es de \$ 30.000 por kW instalado, hasta un máximo de \$2.000.000 por instalación. Para el otorgamiento

del Certificado de Crédito Fiscal será necesario haber finalizado el procedimiento de conexión de Usuario-Generador.

Respecto al programa ERA que se implementa en la provincia de Santa Fe, y a la vista de la poca cantidad de usuarios-generadores inscriptos al mes de Junio de 2021, es que en fecha 15 de junio de 2021 se crea la resolución N° 130 del Ministerio de Ambiente y Cambio Climático con el objeto de crear una **tarifa promocional** del sistema de GD con el uso de energías renovables. Esta tarifa promocional está destinada para *“pequeñas demandas urbanas y rurales”*, o la nomenclatura que las cooperativas eléctricas de la Provincia de Santa Fe utilicen de manera equivalente. Este nuevo incentivo económico para la energía a vender (inyectar) a la red de distribución, se compone de:

- a) La energía eléctrica generada por usuario-generador que es inyectada a la red de distribución eléctrica es reconocida por la distribuidora al Precio Mayorista de Energía, conforme el punto 5 del Anexo A del Decreto N° 1098/2020.
- b) Más un aporte del Gobierno de la Provincia de Santa Fe, cuyo valor será el producto de 1,5 por la diferencia entre el promedio semestral del precio monómico medio de generación mensual, según lo informado por CAMMESA, y el precio mayorista de energía que abona la EPESF.  
*1,5 x (promedio semestral del precio monómico medio de generación mensual - precio mayorista de energía EPESF).*

Se establece que el cociente entre el promedio semestral del precio monómico medio de generación mensual y el Precio Medio Estacional no podrá ser superior a 2,5; a los fines del reconocimiento. En este caso se utilizará este máximo para el cálculo. Este inciso b) se mantendrá por 4 años contados a partir de que el usuario - generador sea dado de alta en el Programa ERA y/o desde la fecha en que se aprueba la Resolución que otorga este beneficio para los usuarios - generadores ya incorporados dentro de este programa. Esta tarifa promocional tendrá un cupo total de 2 MW y estará vigente hasta el 01/11/2022 (o lo que ocurra primero), y está focalizada para incentivar a los nuevos usuarios generadores del Programa ERA.

Además de que los países en vías de desarrollo deban generar y articular políticas energéticas públicas que estimulen a los sectores privados (industrias, empresas privadas, obras de infraestructura, etc.) a realizar esfuerzos para reducir el consumo de energía para obtener la misma utilidad o prestación con el objeto de mejorar la

*eficiencia energética*, las políticas energéticas públicas son vitales al momento del fomento y de tornar más atractivos proyectos de inversión de GD que empleen las diferentes fuentes de energías renovables disponibles. Sin políticas de promoción a nivel nacional y provincial para el desarrollo de proyectos de diferentes escalas con uso de distintas ER, los resultados temporales tienden a ser magros, no cumpliéndose las metas fijadas por los diferentes programas a lo largo de las últimas dos décadas.

A nivel provincial santafesino como política para promover proyectos de ER a escala domiciliaria, comercial e industrial, se creó el programa Prosumidores en el año 2016 (actual programa ERA). Pero los problemas del contexto económico, la devaluación de la moneda nacional y los costos de inversión de capital inicial (en USD), sumados al diseño de las políticas nacionales y provinciales hacen a la escasa oferta de proyectos de ER de menor escala (KW). Es aconsejable que las economías crezcan de manera dirigida, y no solo de la mano de los mercados, sino con políticas energéticas que prioricen la ejecución de proyectos de GD con ER con el mayor porcentual de desarrollo nacional (menor porcentual de importaciones), que brinden una serie de beneficios e incentivos fiscales diferenciales a las empresas privadas adjudicatarias, y que mantengan un apoyo regulativo y un marco normativo confiable a lo largo de toda la vida útil (15 a 20 años) de este tipo de proyectos de inversión.

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1. Conclusiones sobre la viabilidad técnica y financiera de proyectos de generación distribuida con uso de fuentes de energías renovables:

De acuerdo a los datos de la Red Solarimétrica de la Provincia de Santa Fe, los resultados muestran un buen nivel de radiación en toda la provincia, con valores similares a los informados por la NASA. El promedio anual de radiación medido en la localidad de Tostado resultó ser de 4,75 KWh/m<sup>2</sup>/día, de 4,69 KWh/m<sup>2</sup>/día para Reconquista, de 4,89 KWh/m<sup>2</sup>/día para Elisa, de 4,60 KWh/m<sup>2</sup>/día para Cañada Rosquín y de 4,48 KWh/m<sup>2</sup>/día para Firmat. Estos valores pueden compararse con la insolación medida en otros países en los cuales la energía fotovoltaica se encuentra más desarrollada. Para Alemania, por ejemplo, los valores de radiación solar están entre 2,7 y 3,3 KWh/m<sup>2</sup>/día; y aún con este recurso solar más bajo que el medido en nuestra provincia, en Alemania en el año 2019 alrededor del 8,2 % del consumo total de energía eléctrica provino de la energía fotovoltaica.

Respecto al recurso eólico, la provincia de Santa Fe cuenta con una importante cantidad de datos de viento, campañas de medición con más de cinco años de registros en las localidades de Las Rosas, Rufino y San Jorge; y con tres años en Venado Tuerto; y se observa un potencial interesante para el aprovechamiento eólico, principalmente en el sur de la provincia, en las localidades de Rufino y Venado Tuerto, con velocidades medias por encima de los 6 m/s a 60 metros de altura, con vientos predominantes del sector Norte.

Respecto al recurso de la biomasa en la provincia de Santa Fe, la mayor disponibilidad está dada por el uso sustentable de pastizales (muy dispersa) y de bosques nativos, volumen que se encuentra principalmente en el norte de Santa Fe. Respecto a la disponibilidad de biomasa húmeda, el potencial para obtención de biogás para generación distribuida es enorme, principalmente derivado de las deyecciones de ganadería bovina (tambos y feedlots) y porcina. Esta oferta de biomasa húmeda asciende a 3.921.672 tn/año y equivale a 7.497 toneladas equivalentes de petróleo (tep), siendo el 46,4 % correspondiente a los feedlots, un 27,8 % a cerdos y un 25,8 % a tambos. Se concluye que Santa Fe tiene un potencial bioenergético susceptible de ser aprovechado para producir energía eléctrica de forma renovable. Finalmente, los RSO (Residuos Sólidos Urbanos) para generación de biogás para GD tienen un enorme potencial en cada municipio de nuestra provincia de Santa Fe. La cantidad de biogás generado en un

emplazamiento de disposición final (m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> / hora) depende de la cantidad y composición de los RSU, de la infraestructura, del equipamiento disponible y del diseño del sistema de captura que afecta su eficiencia. En base al PCI (poder calorífico inferior) del biogás en (KWh / m<sup>3</sup>) obtenido, se conoce la potencia nominal y la cantidad de equipos moto-generadores a instalar.

Es imprescindible tener siempre en consideración que la energía eléctrica es un instrumento social para el desarrollo y para el crecimiento de las regiones santafesinas. Por lo tanto, en toda su gestión tiene un gran componente político, además del valor del mercado. Es importante, acorde a los marcos regulatorios y leyes provinciales y nacionales vigentes para el fomento y uso de las diferentes energías renovables, se generen incentivos monetarios en el valor del KWh de inyección a la red de distribución e incentivos fiscales considerables, con el objeto de tornar más atractivos los indicadores financieros a lo largo del horizonte estimado para estos proyectos de inversión. Es necesario un cambio de mentalidad en el cual predomine la conservación de los recursos y el cuidado y respeto por el medio ambiente.

Se concluye que para los proyectos adjudicados del Programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (Renovar), conforme a la Ley Nacional 27191, los cuales son de potencias nominales considerables, es necesario de algún mecanismo de financiamiento externo con tasas reducidas al ser montos considerables; pero cuentan con indicadores financieros rentables y plazos de recupero de inversión viables. Esto sucede en principal medida por los precios adjudicados en dólares de la energía a inyectar a la red para cada tecnología renovable (CAMMESA), y considerando la evolución en costos en dólares a la baja de las distintas tecnologías de ER. En comparativa, no se dan los mismos resultados en los indicadores económicos y financieros para proyectos de menor escala, los cuales no se encuentran enmarcados dentro de la ley nacional mencionada, y que sus precios de venta de energía a la red son en pesos argentinos y básicamente el mismo (o similar) precio que el de compra de energía (hora resto).

## **6.2. Conclusiones relativas al impacto de la GD con fuentes de ER en la sociedad santafesina:**

Uno de los objetivos que perseguía este trabajo es la de evaluar el impacto de la GD en la confiabilidad de las redes de distribución, y lo cual quedó demostrado al simular las evoluciones de las variables de la frecuencia y la tensión de la red en función de la salida

de servicio intempestiva hasta un porcentual considerable de la GD instalada, para la correcta estabilidad de la red en los nodos en estudio.

Otro de los objetivos es la de visibilizar la minimización de los impactos ambientales, y la ventaja socio-económica que implica llevar a cabo, ejecutar y poner operativos proyectos de inversión de GD con fuentes de ER. Se llega a la conclusión, que la provincia de Santa Fe dispone de un potencial enorme para proyectos de generación de energía eléctrica a partir de la generación de biogás (biomasa húmeda concentrada), y que estos son los proyectos que tienen un mayor impacto socio-económico regional, contando con el mayor impacto de generación de puestos de trabajos directos e indirectos, tanto en la etapa de construcción como para todos los años de operación y mantenimiento en la vida útil de evaluación de cada proyecto. Si bien la inversión inicial es muy superior a otras tecnologías, el factor de capacidad y el impacto para la red de distribución es mínimo, y el impacto socio-económico es una ventaja considerable respecto a otras tecnologías renovables. De todas formas no se descartan, en base a su gran potencialidad, proyectos de GD fotovoltaicos y eólicos los cuales necesitan menores inversiones iniciales, tienen menores costos de operación y mantenimiento anual, pero que sus factores de capacidad son muy inferiores en comparativa con proyectos que utilizan biomasa para la obtención de biogás para GD. Finalmente, los proyectos de generación de biogás para Generación Eléctrica Distribuida mediante RSO tienen un enorme potencial en cada municipio de la provincia de Santa Fe, teniendo un impacto ambiental muy favorable y consecuencias significativas en la mejora de la calidad de vida.

### **6.3. Conclusiones relativas a los aspectos metodológicos de evaluación de proyectos de inversión de GD con uso de Energías Renovables:**

El presente escrito planteó una propia metodología para poder evaluar políticamente la factibilidad de proyectos de generación de energía eléctrica distribuida con la integración de las diferentes fuentes renovables analizadas, debido al gran potencial de los recursos energéticos renovables en comparativa con el escaso porcentual de proyectos iniciados y/o ejecutados y/o puestos en operación en la provincia de Santa Fe. Partiendo del conocimiento de la potencialidad de cada recursos energético renovable en cada región y/o departamento de la provincia de Santa Fe, esta propia metodología inicia con el análisis de diversos hipotéticos proyectos de GD para una región, evaluando el análisis de alternativas con las diferentes tecnologías renovables, generando un criterio de valoración, adoptando estrategias las cuales prioricen la mitigación de los impactos ambientales y prioricen aquellos emprendimientos regionales que generen un mayor impacto social a nivel local y/o regional, y que nos permitan identificar rápidamente las

principales barreras al conocer los principales indicadores (técnicos-económicos-financieros). Esto permite refutar hipotéticos proyectos, definir los realmente prioritarios / viables, y poder actuar en consecuencia sobre las mejoras en las actualizaciones de las regulaciones; las cuales tiendan a fomentar, incentivar y promover una mayor cantidad de proyectos redituables y que se puedan realmente ejecutar en la provincia de Santa Fe. Si bien los marcos regulatorios existen, se deben ir actualizando y modificando los distintos incentivos, para poder darle viabilidad a esta clase de proyectos de inversión tanto a nivel industrial como domiciliario, teniendo en consideración el marco micro y marco económico nacional.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Di Sbroiavacca, N. y Nadal, G. (2004) Estimación de los recursos energéticos renovables de la República Argentina, Fundación Bariloche.
- [2] Jacobsson, S. y Johnson, A. (2000) "The diffusion of renewable energy technology: an analytical framework and key areas for research". Energy Policy 28, pp. 625–640. ISSN: 0301-4215.
- [3] Recalde, M. y Guzowski, C. (2016) "Política energética y desarrollo socioeconómico: una aplicación al caso argentino", en Guzowski, C. (Comp.): Políticas de promoción de las Energías Renovables, Bahía Blanca, EDIUNS.
- [4] InfoLeg (2015), Ley 27191. Ley 26190. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación.
- [5] Recalde, M., Bouille, D. y Girardin, L. (2015), "Limitaciones para el desarrollo de energías renovables en Argentina". Revista Problemas del Desarrollo, 183 (46), octubre-diciembre.
- [6] Philip P. Barker, R. W. (2000). Determining the Impact of Distributed Generation on Power System: Part 1 – Radial Distribution Systems. 12. IEEE. Retrieved 02 16, 2011, from IEEE.
- [7] International Energy Agency. (2013). Renewable Energy, Market Trends and Projections to 2018. Paris. IEA.
- [8] Segura Heras, I; Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en Sistemas de Distribución Primaria en Energía Eléctrica"; Tesis Doctoral; Universidad Politécnica de Valencia; Valencia 2015.
- [9] Houghton, J. T., Jenkins, G. J., & Ephraums, J. J. (1990). Climate Change The IPCC Scientific Assessment. Ippcc.  
<https://doi.org/10.1097/MOP.0b013e3283444c89>.
- [10] Ley N° 27.191. (2015). Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Modificación.  
[http://portalweb.cammesa.com/Documentos\\_compartidos/Noticias/Ley\\_Nº\\_27191-2015.pdf](http://portalweb.cammesa.com/Documentos_compartidos/Noticias/Ley_Nº_27191-2015.pdf).
- [11] Ley N° 24295. (1993). Ley N° 24.295. Apruébese la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.  
[http://www0.unsl.edu.ar/~atissera/LeyesNacionales/Ley\\_Nac\\_24295\\_Cambio\\_Climatico.pdf](http://www0.unsl.edu.ar/~atissera/LeyesNacionales/Ley_Nac_24295_Cambio_Climatico.pdf).
- [12] Kyoto. (2011). Posición de los diversos países en 2011 respecto del Protocolo de Kyoto.  
[https://es.wikipedia.org/wiki/Protocolo\\_de\\_Kioto\\_sobre\\_el\\_cambio\\_climático#/media/File:Kyoto\\_Protocol\\_participation\\_map\\_2010.png](https://es.wikipedia.org/wiki/Protocolo_de_Kioto_sobre_el_cambio_climático#/media/File:Kyoto_Protocol_participation_map_2010.png).

- [13] **Kyoto. (2017).** Protocolo de Kyoto sobre cambio climático Argentina. In Encyclopedia Wikipedia.  
[https://es.wikipedia.org/wiki/Protocolo\\_de\\_Kioto\\_sobre\\_el\\_cambio\\_climático](https://es.wikipedia.org/wiki/Protocolo_de_Kioto_sobre_el_cambio_climático).
- [14] **Subsecretaría de Financiamiento de la Producción. (2017).** Línea de financiamiento con bonificación de fondear proyectos destinados al uso de fuentes renovables de energía para la producción de energía eléctrica.  
<http://www.produccion.gob.ar/wpcontent/uploads/2017/04/Linea-de-Financiamiento-FONDEAR-Energias-Renovables-.pdf>.
- [15] **Andrés, Y. C. (Diciembre 2011).** Estudio Técnico-Económico sobre la implementación de Generación Distribuida en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano, EPN. Quito.
- [16] **Keane, A.** "Integration of Distributed Generation"; Thesis Philosophiae Doctor in the School of Electrical, Electronic and Mechanical Engineering University College Dublin; The National University of Ireland; Ireland January 2007.
- [17] **M. Lopez, R. Gallego, R. Hincapié.** "Mejoramiento del Perfil de Tensión en Sistemas de Distribución usando Generación Distribuida". Ciencia et Technica, 44. 2010.
- [18] **Di Prátula, H.R. y Pistonesi, C. (2006).** Parque eólico para cogeneración en el sector industrial al sur de la Provincia de Buenos Aires. (Grupo G.E.S.E.). Universidad Tecnológica Nacional. Facultad Regional Bahía Blanca.
- [19] **Di Prátula, H; Russin, A. (2009)** Generación eólica: análisis de la factibilidad de su desarrollo en la República Argentina. (Grupo G.E.S.E.). Universidad Tecnológica Nacional. Facultad Regional Bahía Blanca.
- [20] **Argentina. Ley 27.424 - Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública .** Boletín Oficial de la República Argentina, 27 de diciembre de 2017.
- [21] **Ministerio de Energía y Minería (2016).** - Balance Energético Nacional de la República Argentina, año 2016. Buenos Aires, Argentina. Disponible en: [www.argentina.gob.ar/energia](http://www.argentina.gob.ar/energia).
- [22] **Grossi Gallegos H., Righini R. (2007).** - Atlas de Energía Solar de la República Argentina . Argentina.
- [23] **ADEERA Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (2018).** - Informe Mensual Demanda Mayo 2018. Buenos Aires, Argentina. Disponible en: [www.adeera.com.ar](http://www.adeera.com.ar).
- [24] **Ministerio de Energía y Minería, Presidencia de la Nación (2016).** - Cálculo del Factor de Emisión de CO<sub>2</sub>, de la Red Argentina de Energía Eléctrica. Argentina. Disponible en: [www.energia.gob.ar](http://www.energia.gob.ar).
- [25] **Gil G., Álvarez M., Pedace R. (2017).** - Informe Ambiental Anual 2017. De Renovables y Generación Distribuida. FARN Fundación Ambiente y Recursos Naturales. Disponible en: <https://farn.org.ar>.
- [26] **Programa ERA.** Provincia de Santa Fe, Argentina.  
Disponible en: <https://www.epe.santafe.gov.ar>programa-era>.

- [27] **UNCC United Nations Climate Change (2016).** - República Argentina. Primera Revisión de su Contribución Determinada a Nivel Nacional. Disponible en: <https://unfccc.int>.
- [28] **Argentina. Resolución 442/13** - Procedimiento para el Tratamiento de Solicitud de Generación en Isla o en Paralelo con la Red de la EPESF. Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe, 28 de agosto de 2013.
- [29] **Argentina. Provincia de Santa Fe. Ley N° 12.692** - Polo de Desarrollo a partir de las Energías Limpias: Energías Renovables No Convencionales. Boletín Oficial de la Provincia de Santa Fe, 19 de diciembre de 2006.
- [30] **Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable (2017).** - Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero. Argentina.
- [31] **CAMMESA Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (2017).** - Informe Anual 2019. Buenos Aires, Argentina. Disponible en: [www.portalweb.cammesa.com](http://www.portalweb.cammesa.com).
- [32] **F. Gonzalez – Longatt.** “Impacto de la Generación Distribuida en el Comportamiento de los Sistemas de Potencia”. Tesis Doctoral. Technical University of Denmark, DTU. 2010.
- [33] **Colmenar, A., Reino, C., Borge, D., Collado, E. (2016),** “Distributed generation: A review of factors that can contribute most to achieve a scenario of DG units embedded in the new distribution networks”. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 59, 2016, pp 1130-1148.

#### 7.1. ARCHIVOS DE LA PLATAFORMA C-VIRTUAL2:

- [34] **Archivos de “Energía Solar Fotovoltaica”.** Autor: Dr. Román Buitrago, Dr. Guillermo Schmidt.
- [35] **Archivos de “Energía de la Biomasa”.** Autor: Mg. Ing. Francisco Cardozo, Ing. Enrique Dreifuss.
- [36] **Archivos de “Energía Eólica”.** Autor: Dr. Ing. Jorge Lassig.
- [37] **Archivos de “Políticas Energéticas”.** Autor: Mg. Ing. Roque Stagnitta.
- [38] **Archivos de “Evaluación de Impacto y Gestión Económica”.** Autores: Arq. Ana Espinosa, CPN José Luis Parodi.

## 7.2. ENLACES ON LINE

**[39] Red Solarimétrica de la Provincia de Santa Fe:**

[https://www.santafe.gov.ar/index.php/web/content/view/full/206882/\(subtema\)/202790#:~:text=La%20Red%20Solarim%C3%A9trica%20en%20la,Elisa%20\(Departamento%20Las%20Colonias\).](https://www.santafe.gov.ar/index.php/web/content/view/full/206882/(subtema)/202790#:~:text=La%20Red%20Solarim%C3%A9trica%20en%20la,Elisa%20(Departamento%20Las%20Colonias).)

**[40] Despacho diario de Energías Renovables (CMMESA):**

<https://cammesaweb.cammesa.com/erenovables/>

**[41] Cuadro Tarifario (EPE):**

<https://www.epe.santafe.gov.ar/index.php?id=34>

**[42] Registro de valores (NASA):**

<https://eosweb.larc.nasa.gov/>

**[43] Estadísticas de Capacidad Renovable 2020 (IRENA):**

<https://irena.org/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020-ES>

**[44] Manual de Energías Renovables de la Provincia de Santa Fe:**

<https://www.santafe.gov.ar/archivos/energia/manual.pdf>

**[45] Escenario Energético 2030:**

<http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/escenarios/as15160516401.pdf>