

ANÁLISIS DE IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA REPÚBLICA ARGENTINA

Franco Strano, Comisión de Estudios Ambientales - Departamento de Gestión - Facultad de Ingeniería - Universidad de Buenos Aires, franco.strano.1991@gmail.com

Martín I. Romanelli, Comisión de Estudios Ambientales - Departamento de Gestión - Facultad de Ingeniería - Universidad de Buenos Aires, martinromanelli1990@hotmail.com

Ernesto G. Pirillo, Comisión de Estudios Ambientales - Departamento de Gestión - Facultad de Ingeniería - Universidad de Buenos Aires, ernestopirillo@gmail.com

Resumen

En línea con el actual interés por la regulación de leyes de generación distribuida, tanto a nivel nacional como a nivel provincial, el objetivo del presente trabajo es analizar la factibilidad técnica, ambiental, legal, financiera y económica de la implementación de la Generación Eléctrica Distribuida, a nivel nacional.

Se analiza la factibilidad de aplicación en Argentina de modelos de generación distribuida como el *Feed-In Tariff*, el *Net Metering* y un Nuevo Modelo Híbrido, que incluye la utilización de *Smart Grids*.

Para ello, en primer término, se procedió a una regionalización del País teniendo en cuenta variables climatológicas, energéticas y socio-económicas. Se seleccionaron las localidades más representativas en cuanto al “factor solar”, “factor eólico” y “consumo eléctrico”. Se presentan datos, de generación y consumo para las localidades seleccionadas, aplicando los modelos, dentro del marco del autoabastecimiento, en un horizonte de tiempo de análisis establecido de acuerdo a la vida útil de la instalación, utilizando sistemas mixtos solares/eólicos.

El estudio de factibilidad de los tres modelos propuestos incluye análisis de sensibilidad tomando como variables las tarifas y costos asociados.

Los resultados obtenidos confirman que las diferencias climáticas, sociales y económicas de las regiones afectan a las condiciones que deben cumplir los modelos (tarifas, fomento, etc.) y las instalaciones de generación (tipo de generación, potencia instalada, etc.) para que sea viable su implementación.

Palabras claves— *generación distribuida, energía solar fotovoltaica, energía eólica*

1. Introducción

La Agencia Internacional de Energía (IEA) calculó que la producción global bruta de electricidad creció desde 1973 hasta el 2013 a un promedio de 3,4% anual, lo cual en los últimos años estuvo influenciado en gran medida por China. Discriminando por fuente primaria, según informes de la misma organización, se observa una fuerte dependencia de la utilización de

carbón (41,1% del total) seguida de las fuentes renovables, las cuales en el mismo año superaron al Gas Natural y se convirtieron en la segunda fuente primaria para la producción de electricidad con un 22% del total. [1]

La repercusión que están teniendo las fuentes de energía renovables para la generación de electricidad tiene su origen tanto en formas de generación en gran escala (parques solares, eólicos, etc.) como también en pequeña escala (instalaciones solares residenciales, aerogeneradores de baja potencia, etc.). Generalmente estas formas de generación responden a la clasificación “generación centralizada” o “generación distribuida” respectivamente. Típicamente, la primera se desarrolla en lugares alejados de los puntos de consumo mientras que la segunda se desarrolla en lugares más cercanos a ellos, siendo un caso particular la “microgeneración” en donde la generación se encuentra ubicada exactamente en los puntos de consumo.

Las políticas gubernamentales de fomento para la utilización de fuentes de energía renovables, asimismo, pueden estar dirigidas hacia una u otra forma de generación. En este trabajo se analizan particularmente dos políticas: el “*Feed-In Tariff*” - FIT y el “*Net Metering*” - NM. El primero es un esquema basado en contratos a largo plazo en donde se fijan tarifas por la electricidad generada a partir de fuentes renovables y vertida a la red. Generalmente, estas tarifas están por encima de las tarifas al consumo y las distribuidoras están obligadas a comprar toda la electricidad producida. El *Net Metering* o “Balance Neto”, como su nombre lo indica, se basa en un balance entre la energía generada y la energía consumida durante un determinado lapso de tiempo.

En el 2005 solo existían 15 países con políticas de apoyo a las energías renovables de este estilo, siendo las políticas *Feed-In Tariff* las más usuales. A principios del 2015 este número alcanzó 145 países. [2]

Pasando al sector eléctrico argentino, el mismo se caracteriza por una fuerte dependencia de los combustibles fósiles. A julio del 2016 la potencia instalada en el Sistema Argentino de Interconexión se encuentra poco diversificada compuesta por 60,11% de Térmico fósil, 5,36% Nuclear, 33,93% Hidráulico, 0,03% Solar fotovoltaica y 0,57% Eólica [3]. La pobre incidencia de las energías renovables se encuentra muy lejana a los objetivos planteados por la Ley 27.191 (septiembre 2015), la cual fija como metas alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional al 31 de diciembre de 2017 y un 20% al 31 de diciembre de 2025.

El constante crecimiento de la demanda eléctrica (132 TWh en 2015), sumado al aumento sostenido en la participación del sector residencial dentro de esta (42,2% en 2015), invita a analizar e investigar su rol dentro del sistema [4].

2. Materiales y Métodos

Se presentan, a continuación, las diversas metodologías de análisis para cada sección:

2.1 Diseño de modelos

El *Feed-In Tariff* es una política que regula el suministro de electricidad, focalizada en el desarrollo de proyectos de energía renovable ofreciendo contratos de largo plazo para la venta de la electricidad producida a partir de dicha energía. Típicamente funciona, como su nombre lo indica, mediante el pago de una tarifa por cada kilowatt-hora producido. Dicha tarifa puede ser diferenciada de acuerdo a varios criterios, como por ejemplo la tecnología utilizada, el tamaño

del proyecto, la localización del mismo o la calidad del recurso. Adicionalmente, las tarifas pueden ser fijas o variables con respecto al tiempo.

A diferencia de una política FIT, la cual es una política orientada hacia la oferta de energía eléctrica, el Balance Neto, mundialmente conocido como *Net Metering* constituye un esquema normativo focalizado en la contraparte del mercado, la demanda. Este esquema apela a la generación distribuida en los diferentes sectores de la sociedad (residencial, comercial, etc.) para generar energía eléctrica que puede ser consumida *in situ* o vertida a la red de distribución. Los demandantes de energía, en lugar de ocupar únicamente el papel de consumidor pasan a ser un componente activo del sistema, vertiendo en la red el excedente de la energía generada. De esta forma se genera un balance entre ambas mediciones (energía consumida y excedente vertido) obteniendo así el valor neto ya sea a favor del consumidor como de la empresa distribuidora.

Por último, el modelo propuesto, denominado “Cupo Energético” (CE), se escogió a la distribuidora como entidad responsable de la gran mayoría de las tareas a llevar a cabo para la implementación. La misma asumiría la totalidad de la inversión necesaria, como así también las tareas de dimensionamiento previo, instalación y mantenimiento durante su vida útil. El esquema de facturación del modelo consiste en cuotas fijas mensuales con actualización anual. De esta forma, el usuario abona por el servicio la misma cuota durante el año con la posibilidad de que este valor se modifique de un año a otro. El cálculo de la cuota tiene en cuenta la amortización de las inversiones (realizadas y futuras), los costos de gestión (redes inteligentes, mantenimiento y seguro), el valor agregado de distribución y posibles descuentos. Ante un descenso de la cantidad de electricidad consumida el año anterior, el usuario percibirá una reducción de su cuota.

Una condición del servicio, distintiva de este modelo, es la existencia de un límite energético ajustado al comportamiento promedio del consumo. Este valor delimita la cantidad de energía que cubre la cuota mes a mes. Por encima de este valor, el usuario deberá abonar la diferencia entre el costo de la energía consumida y el costo del límite establecido a la tarifa correspondiente al rango del consumo total. El contrato del servicio tiene una duración establecida de 20 años, el cual incluye: suministro de energía eléctrica e información online del consumo, entre otras prestaciones que pudiesen llegar a surgir con el avance de la tecnología. Al inicio de cada año se actualizan, de ser necesario, la cuota y el límite energético antes mencionados. En el caso de que el usuario desee cancelar la prestación del servicio, el mismo deberá informar con un mes de anticipación y pagar el costo de desconexión.

2.2 Regionalización y selección de espacios de implementación

El territorio argentino presenta una gran diversidad de ambientes, generando una importante heterogeneidad en las características climatológicas. Esto, sumado a la diversidad cultural de cada región, influye directamente en las costumbres de los habitantes. Dichas costumbres definen un nivel de actividad que se ve reflejado en la demanda eléctrica residencial, una variable esencial en nuestro estudio.

Dado que las divisiones regionales existentes de la República Argentina están influenciadas por factores ajenos a nuestro interés que podría conducir a equivocaciones a la hora de pensar en la extrapolación de las conclusiones, se decidió realizar una división regional propia. Para ello se realizó un Análisis Cluster.

La selección de los parámetros utilizados para la formación de los conglomerados intenta abarcar distintos aspectos relacionados, ya sea directamente o indirectamente, con el aprovechamiento de los recursos naturales como fuente de energía. Así se los puede clasificar en tres grupos:

Tabla 1: Parámetros utilizados en el Análisis Cluster.

Grupo	Parámetro	Unidad
Parámetros sociales y económicos	Ingreso per cápita mensual	(\$/persona.mes)
	Consumo eléctrico anual por usuario [6]	(MWh/usuario.año)
Parámetros energéticos	Energía de radiación promedio anual [7]	(kWh/m ² .año)
	Energía Eólica anual [8]	(MWh/año)
Parámetros climatológicos	Temperatura media anual [9]	(°C)
	Precipitación media anual [9]	(mm/año)
	Evapotranspiración Potencial Anual [9]	(mm/año)

Con el fin de evitar la superposición de efectos, se recurrió a un análisis de Componentes Principales previo, de modo de generar variables que proveyeran información esencial respecto a la variabilidad de los datos. Posteriormente, con dichas componentes principales se realizó el Análisis Cluster propiamente dicho.

Una vez agrupadas las provincias en las regiones obtenidas, se procedió a la selección de los departamentos donde se implementarán los modelos. Para ello, se consideraron tres factores determinantes y de relación más estrecha con el objetivo del presente trabajo: Calidad Solar, Calidad Eólica y Consumo Eléctrico. Debido a que los factores deben ser susceptibles a una apreciación numérica que permita su comparación, se elaboraron variables específicas de cada factor en correspondencia con la disponibilidad de información. Se tuvieron en cuenta los parámetros “Energía de radiación promedio anual”, “Energía Eólica anual” y “Consumo eléctrico anual por usuario” utilizados previamente para la etapa de regionalización.

La decisión de utilizar estos factores radica en contemplar tanto las principales fuentes de generación de energía eléctrica como así también su contrapartida, el consumo. Esto permite caracterizar a las localidades y así obtener el lugar de implementación que represente a la región en dichos aspectos para poder validar en forma significativa la extrapolación de las conclusiones.

Identificando cada una de las variables como ejes, se formó una nube tridimensional de puntos por cada región analizada, donde cada uno de ellos representa un departamento. Considerando la proximidad como sinónimo de similitud, se pudo concluir que el individuo que se encuentre a una menor distancia del centroide del conjunto, será el que mejor represente al conglomerado. La normalización estándar de las variables evitó la influencia de la unidad de medida de cada factor. Posteriormente se calcularon las distancias (Distancia Euclídea) y se obtuvieron los cinco departamentos que mejor representan a cada región. Finalmente, se seleccionaron para la implementación de los modelos, las capitales de cada departamento considerando que no fuesen grandes conglomerados urbanos.

2.3 Proyección de consumo eléctrico residencial

El horizonte de tiempo para el análisis de los modelos es de veinte años y se analizó el consumo residencial promedio por usuario considerando como momento inicial (actual) enero de 2017. Se utilizó la participación de cada departamento con respecto al consumo del total del país y la cantidad de usuarios residenciales, con la finalidad de desligarse de las variaciones propias del consumo por usuario y centrarse en el comportamiento del departamento con respecto al país.

A partir del consumo residencial anual del país y el de cada departamento del período 1997-2014 se obtuvo la participación. A continuación y teniendo en cuenta la relación entre el consumo total de país y población se realizó una regresión lineal proyectando el consumo a partir de los datos de la población proyectados por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos - INDEC hasta el 2036. Por otro lado, se proyectó la cantidad de usuarios de cada departamento, teniendo en cuenta su relación con la población y la proyección de esta última provista por el INDEC.

Con el objetivo de abarcar distintas alternativas futuras se decidió establecer tres escenarios (Menor Consumo, Probable, Mayor Consumo). Cada uno de ellos se utilizó para proyectar la participación de cada departamento. Con estos resultados y la proyección de la cantidad de usuarios residenciales mencionada previamente se obtuvo el consumo por usuario para el período 2017-2036. Para obtener la variación mensual de dichos valores se utilizó el comportamiento mensual del consumo obtenido de informes de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. – CAMMESA [10], teniendo en cuenta que la región geográfica influye en dicho comportamiento.

2.4 Dimensionamiento y selección de instalaciones

Una vez obtenidos las proyecciones de consumo eléctrico de cada localidad, se dimensionaron las instalaciones para que genere una cantidad de electricidad inmediatamente superior al consumo del año 2017 en el escenario más probable. Para ello, se tuvieron en cuenta múltiples alternativas realizando distintas combinaciones de componentes (módulos fotovoltaicos, aerogenerador, inversores *on grid*, etc.).

El criterio a utilizar para la selección de los equipos que componen a las instalaciones fue tanto técnico como estratégico. En todos los casos, en una primera instancia se analizó la posibilidad de incorporar equipos de origen nacional que cumplieran con las exigencias técnicas necesarias.

En una segunda instancia se analizaron equipos de origen importado comercializados en el país.

Para encontrar la instalación que sea económicamente más accesible teniendo en cuenta su rendimiento, se utilizó el índice: dólar estadounidense (USD) invertido/energía anual generada en cada localidad. Se descartó utilizar el índice USD/W de potencia ya que el mismo compara alternativas de instalaciones de forma general, independientemente de su desempeño en un punto geográfico en particular.

La generación de las instalaciones solares se obtuvo utilizando el software PVsyst [11] y la de los aerogeneradores se obtuvo utilizando el SIG Eólico. En cada software se cargó la totalidad de las alternativas a analizar y se simuló su desempeño.

2.5 Análisis económico-financiero

Teniendo en cuenta los cuadros tarifarios de cada localidad, las instalaciones seleccionadas previamente y las proyecciones del consumo eléctrico se simuló el comportamiento de los tres modelos. Así se obtuvieron los flujos de fondos correspondientes y mediante la metodología del Valor Actual Neto (VAN) se evaluó su factibilidad. Asimismo se analizaron las condiciones económicas que se deberían cumplir bajo distintos escenarios para lograr la viabilidad de los modelos.

2.6 Análisis ambiental

El análisis se basó, principalmente, a través del indicador: “emisión de CO₂ evitada”, debido a la adherencia a los sistemas. Para ello fue necesario, en un primer momento, estimar la cantidad de usuarios que podrían adherirse a los sistemas de generación distribuida o “usuarios potenciales”.

En los modelos convencionales (*Feed-In Tariff* y *Net Metering*) la inversión inicial es afrontada por los propios usuarios, por lo tanto se considera que la capacidad de adquisición de los equipos necesarios está relacionado al nivel de ingreso de los integrantes del hogar.

A partir de la Encuesta Permanente de Hogares (EPH) [5], se calculó la cantidad de usuarios potenciales por provincia utilizando como criterio un nivel de ingreso mínimo por hogar.

La generación eléctrica, se calculó, en función del grado de adherencia. Para ello fue utilizada la generación promedio de energía eléctrica de cada tecnología (solar, eólica e híbrida) en cada una de las regiones.

Combinando ambos factores se obtiene la cantidad potencial de energía generada a nivel nacional con los mencionados recursos renovables.

Por último, a partir de los factores de emisión de CO₂ por cada tipo de combustible (por kWh generado) y la energía eléctrica generada en función del grado de adherencia a los sistemas de generación distribuida se busca conocer la cantidad de “emisión de CO₂ evitada”.

3. Resultados y Discusión

En la siguiente tabla (Tabla 2) se presenta un resumen de las principales características de los modelos diseñados.

Tabla 2: Comparación de modelos analizados.

Comparación de modelos analizados			
	<i>Net Metering</i> (NM)	<i>Feed-In Tariff</i> (FIT)	Cupo Energético (CE)
Tarifa utilizada	Tarifa de mercado mayorista.	Tarifa diferencial independiente a la del mercado (estructura semifija).	Tarifa del mercado minorista para valorizar el exceso.

Comparación de modelos analizados			
	<i>Net Metering</i> (NM)	<i>Feed-In Tariff</i> (FIT)	Cupo Energético (CE)
Estructura de Facturación	Facturación mensual del balance energético con cancelación del crédito cada cuatro meses-	Facturación mensual del consumo y de la energía generada.	Facturación mensual de cuota y posibles excesos.
Plazo del contrato	Indefinido.	20 años.	20 años con posibilidad de rescindir el contrato (asumiendo costos asociados).
Información requerida	Balance energético (energía inyectada a la red - energía consumida de la red); Crédito mensual.	Consumo; Generación (de forma independiente).	Energía consumida; Energía generada; Exceso del límite energético.
Instrumentos necesarios	Medidor bidireccional.	2 medidores unidireccionales.	Medidor Inteligente.
Dimensionamiento de la instalación	A cargo del usuario (con límite establecido por contrato).	A cargo del usuario (con límite establecido por contrato).	A cargo de la distribuidora considerando particularidades del modelo.
Inversión y Mantenimiento	Asumida por el usuario.	Asumida por el usuario.	Asumida por la distribuidora.
Actualizaciones	Acompaña la evolución de la tarifa del mercado mayorista.	Mientras que la tarifa del mercado mayorista supera la tarifa diferencial ambas coinciden.	Actualización anual de la cuota según proyecciones de generación y comportamiento del consumo.

En la figura 1, se puede observar la regionalización y selección de espacios de implementación, obtenidas a partir de las metodologías anteriormente descritas.



Figura 1: Resultados de la regionalización.

Como se mencionó en Materiales y Métodos, se proyectó el consumo eléctrico residencial en cada una de estas localidades en tres escenarios: “menor consumo”, “consumo probable” y “mayor consumo”. A

continuación (Fig. 2) a modo de ejemplo, se muestra las proyecciones del consumo en dichos escenarios en la localidad de Saladillo.

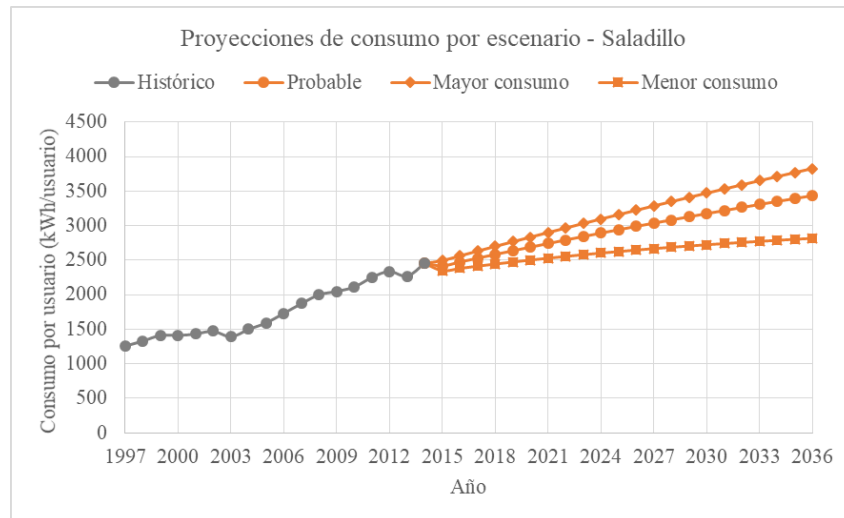


Figura 2: Proyecciones del consumo por usuario de Saladillo en los tres escenarios.

Del mismo modo se realizaron las proyecciones para todas las localidades seleccionadas, obteniéndose los resultados en cada una de las regiones. A modo de comparación se muestra únicamente el escenario “consumo probable”.

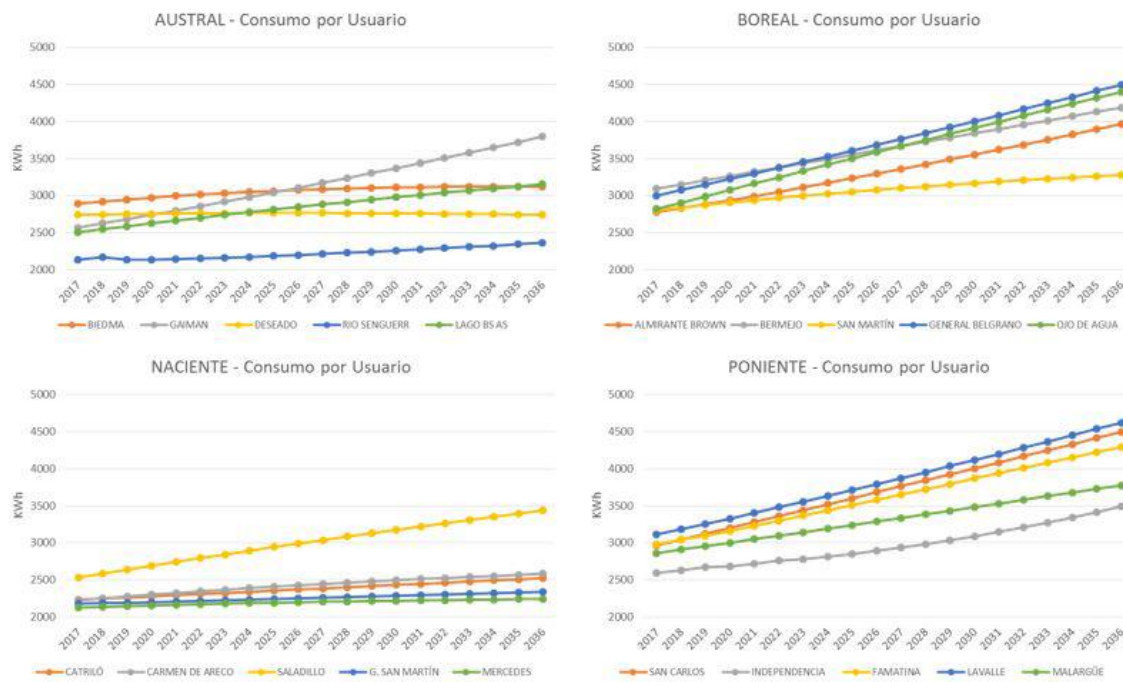


Figura 3: Proyección de consumo eléctrico residencial por localidad en escenario probable.

A continuación, para cada una de las veinte localidades seleccionadas (5 por cada una de las 4 regiones) se obtuvieron las instalaciones de cada tecnología correspondiente (Solar, Eólica e Híbrida). En la siguiente tabla se detallan los resultados en el caso de las solares.

Tabla 3: Resultados finales de selección de instalaciones solares.

Instalaciones Solares					
Región	Localidad	Instalación	Cantidad de paneles	Generación anual	Índice económico
				kWh	USD/kWh
Austral	Perito Moreno	LVE 260W - ABB 2.0	8	2.656	3,18
	Puerto Madryn	LVE 250W - SMA 1.5	8	3.306	2,47
	Gaiman	LVE 260W - SMA 1.5	7	2.971	2,66
	Puerto Deseado	LVE 260W - SMA 1.5	8	3.025	2,74
	Alto Río Senguerr	LVE 260W - SMA 1.5	7	2.299	3,44
Boreal	Corzuela	LVE 260W - SMA 1.5	8	3.269	2,54
	Villa Ojo de Agua	LVE 260W - SMA 1.5	7	2.957	2,67
	Sastre	LVE 260W - SMA 1.5	7	2.972	2,66
	Pampa del Infierno	LVE 250W - SMA 1.5	8	3.174	2,58
	La Leonesa	LVE 260W - SMA 1.5	8	3.260	2,54
Poniente	Famatina	LVE 260W - SMA 1.5	6	3.105	2,20
	Villa Tulumaya	LVE 250W - SMA 1.5	8	3.483	2,35
	Malargüe	LVE 250W - ABB 2.0	8	3.253	2,56
	Villa San Carlos	LVE 260W - SMA 1.5	7	3.093	2,55
	Patquía	LVE 260W - SMA 1.5	6	2.759	2,48
Naciente	Saladillo	LVE 260W - SMA 1.5	7	2.926	2,70
	Mercedes	LVE 260W - SMA 1.5	6	2.474	2,76
	Cartiló	LVE 260W - SMA 1.5	6	2.543	2,69
	Villa María	LVE 260W - SMA 1.5	6	2.548	2,68
	Carmen de Areco	LVE 260W - SMA 1.5	6	2.492	2,74

A partir de las proyecciones de consumo eléctrico residencial y las simulaciones de generación eléctrica en cada localidad, se procedió a estudiar económica y financieramente la implementación de los tres tipos de instalaciones (solar, eólica e híbrida) bajo las condiciones de los modelos.

Como su nombre lo indica, el modelo FIT tiene como principal variable la tarifa diferencial de inyección, por lo que el estudio se focalizó en averiguar las mismas para que la inversión inicial se recupere en distintos plazos predeterminados. El análisis se realizó en cada localidad como así también a nivel regional, siendo este último útil para analizar la viabilidad de medidas inclusivas.

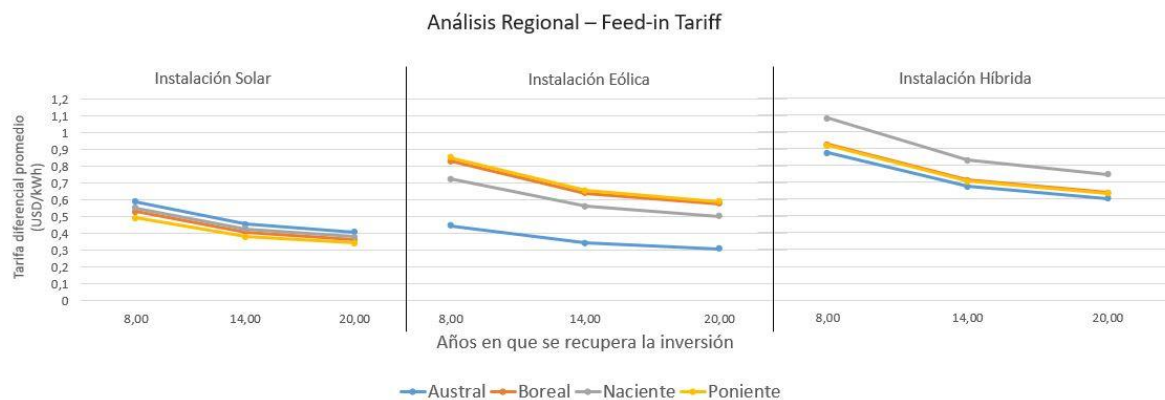


Figura 4: FIT - Período de Repago vs Tarifa diferencial

Existe un gran paralelismo entre las regiones Poniente y Boreal en las tres tecnologías. A su vez las tecnologías solares e híbrida presentan los resultados más uniformes en la comparativa regional, lo que implica mayor uniformidad a nivel país. En particular, en las instalaciones eólicas se observa una clara ventaja de la región austral con respecto al resto del país.

Respecto al Net Metering, en primer lugar se evaluaron los rendimientos de las inversiones y posteriormente las condiciones para su viabilidad (inversión inicial y tarifas residenciales).

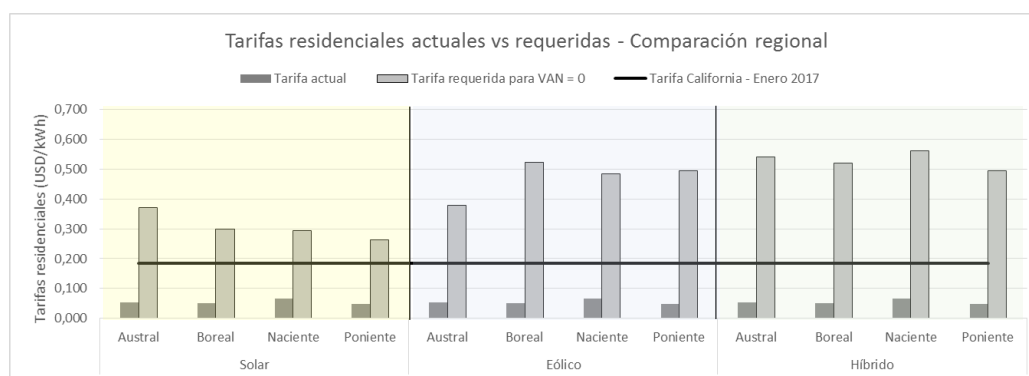


Figura 5: Comparación regional de tarifas residenciales actuales vs requeridas

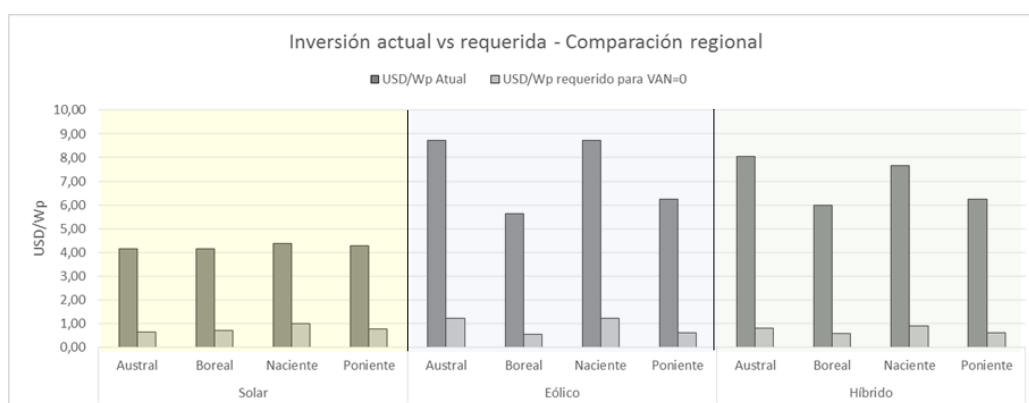


Figura 6: Comparación regional de inversión actual vs requerida

Ambos puntos de vista reflejan lo distante que se encuentran los valores actuales respecto a los necesarios para alcanzar un contexto de mercado favorable.

En el modelo propuesto se analizaron las cuotas mensuales máximas que estarían dispuestos a abonar los usuarios y las cuotas mensuales mínimas que estarían dispuestas a cobrar las distribuidoras por ofrecer el servicio.

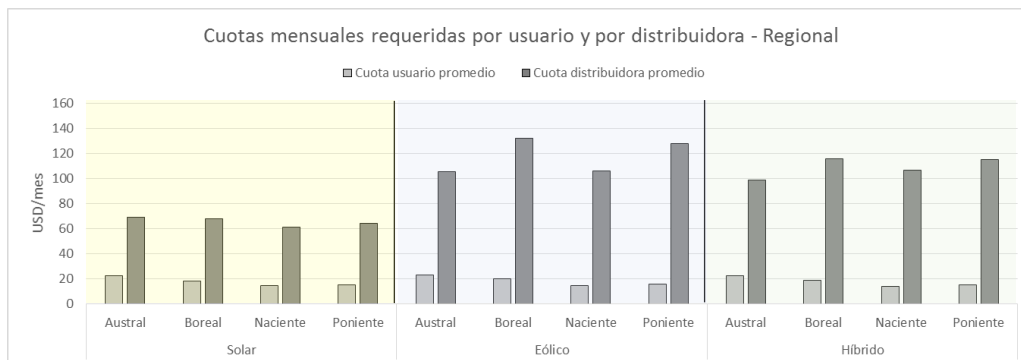


Figura 7: Comparación regional de cuotas mensuales requeridas

Con el valor de ambas cuotas se puede conocer cuál es la diferencia entre los intereses de las partes. Al ser mayor la cuota requerida por la distribuidora, no sería viable la implementación de este modelo debido a que los usuarios no estarían dispuestos a pagar ese monto. Una alternativa para cubrir esa diferencia es la intervención de un fondo de fomento.

Una vez evaluados los modelos desde la perspectiva económico financiera se realizó su evaluación ambiental para conocer sus consecuencias. Principalmente, se evaluó la emisión de CO₂ evitada por la adherencia de usuarios potenciales a estos sistemas.

Tabla 4: tnCO₂ evitadas con 100% de adherencia de usuarios potenciales

Toneladas de CO ₂ evitadas con 100% de adherencia de usuarios potenciales			
Combustible	Solar	Eólica	Híbrida
Gas Natural	2.049.928	2.937.173	2.040.915
Fuel Oil	2.410.442	3.453.711	2.399.845
Gas Oil	2.223.281	3.185.557	2.213.507
Carbón Mineral	3.510.872	5.030.444	3.495.437

En cuanto al análisis legal realizado a continuación se expone un resumen del estado de la legislación provincial:

Tabla 5: Resumen del estado de legislación provincial al 08/02/2018.

Provincia	Reglamento	Ley / Decreto / Resolución	Fecha
Buenos Aires	SI	Res. 827/09	6/11/2009
Santa Fe	SI	Res. N° 442	02/10/2013
Mendoza	SI	Resolución EPRE N° 121/13	18/10/2013
Salta	SI	Ley 7824	26/06/2014
San Luis	NO	Ley N° IX-0921-2014	26/11/2014
Jujuy	NO	Ley 5904	15/02/2016
Neuquén	NO	Ley N° 3006	04/07/2016

Provincia	Reglamento	Ley / Decreto / Resolución	Fecha
Misiones	NO	Ley XVI N° 118	01/08/2016
Tucumán	NO	Ley 8994	27/10/2016
Entre Ríos	SI	Decreto N° 4315	29/12/2016
Río Negro	SI	Res. EPRE N° 064	07/04/2017

4. Conclusiones y recomendaciones

A partir de los análisis realizados se deduce que en la búsqueda de resultados equitativos en la conformación de proyectos de generación distribuida, es necesario diferenciar los parámetros de las políticas a implementar. Para ello, será importante tener en cuenta las diferentes características de cada tecnología a utilizar, como así también la calidad de los recursos correspondientes. Las características mencionadas incluyen los costos asociados (inversión, mantenimiento, logística, etc), rendimientos de los equipos, variabilidad en la generación, entre otros.

Una solución práctica para esta diferenciación es recurrir a la regionalización. La misma puede no ser única, ya que podría depender de las variables que influyen en la aplicación de los modelos. Para llevar a cabo esta solución es imprescindible contar con información precisa y comparable a nivel nacional, siendo los organismos estatales los entes adecuados para realizarlo alineadamente con las estrategias energéticas nacionales.

La adaptación de los modelos en cada región está condicionada por la adherencia a las políticas en cada provincia, por lo que la aplicabilidad de estas tendrá límites políticos.

El trabajo consideró igualdad de condiciones en el acceso a la tecnología para obtener resultados que expliquen las características de los modelos. En este sentido el desarrollo federal del mercado cumplirá un rol determinante. A partir de las instalaciones analizadas se concluye que es necesaria una mayor oferta tecnológica (principalmente de origen nacional) que contribuya a este desarrollo.

Teniendo en cuenta la incertidumbre de la evolución del consumo eléctrico residencial, es importante destacar que los resultados de los modelos no presentan variaciones significativas por este motivo, lo que le brinda confiabilidad a los mismos.

De los resultados, a su vez, se deduce la necesidad de incentivar estas medidas y lograr el impulso inicial para el progreso de la actividad. Estos fomentos (subsidios, exención de impuestos, etc.) deberán diferenciarse por tecnología, ya que se ha demostrado una clara desigualdad de resultados entre ellas. Además, los fomentos hacia estas iniciativas deberán incluir distintos tipos de medidas para no sobrecargar los costos de las políticas, las cuales podrán ser directas (tarifas diferenciales, financiamiento, etc.) o indirectas (desarrollo tecnológico, generación de mano de obra calificada, etc.).

Tabla 6: Ventajas y desventajas de los modelos analizados.

Ventajas y desventajas de los modelos analizados		
Modelo	Ventajas	Desventajas
NM	<ul style="list-style-type: none"> • No requiere la participación de un fondo de fomento 	<ul style="list-style-type: none"> • Pérdida de información sobre consumo y generación. • Beneficio sujeto a la tarifa del mercado (mayorista y minorista). • Necesidad de conocimientos técnicos por parte del usuario para el dimensionamiento, la instalación y el mantenimiento (o tercerización). • Tres de cada cuatro meses no se aprovecha el beneficio generado por los excedentes en el mes en que se gesta. • Pérdida por parte de la distribuidora de la porción del Valor Agregado de Distribución (VAD) correspondiente a la autogeneración.
FIT	<ul style="list-style-type: none"> • Asegura repago de la instalación. • La estructura semifija de la tarifa diferencial disminuye el riesgo asociado a la inversión y a su vez retiene los beneficios de un ocasional aumento en las tarifas de mercado minorista. • Se obtiene información sobre la generación. • Posibilidad de diferenciar las tarifas por diversos criterios (tecnología, ubicación geográfica, etc). 	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de conocimientos técnicos por parte del usuario para el dimensionamiento, la instalación y el mantenimiento (o tercerización). • Requiere la participación de un fondo de fomento (en caso de que la tarifa diferencial sea mayor a la del mercado).
CE	<ul style="list-style-type: none"> • Obtención de información útil para el usuario y la distribuidora. • Previsibilidad dada por las cuotas mensuales conocidas (12 meses) y sus proyecciones como así también límites energéticos cubiertos. • Cuota única mensual con actualización anual pese al comportamiento del consumo (por debajo del límite energético). • Reducción de costos y aseguramiento del mismo nivel de calidad en las instalaciones por centralización de tareas (dimensionamiento, instalación y mantenimiento) en equipos capacitados. • Al ser un modelo gestionado por las distribuidoras, la propuesta contempla el beneficio de ambas partes (usuario y distribuidora). 	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de solventar las variaciones en los flujos de fondo por el hecho de adaptar los ciclos de generación anual en ciclos de consumo. • Necesidad de desarrollos e implementación de tecnología asociadas a las redes inteligentes • Mayor complejidad en cuanto al procesamiento de la información. • Requiere la participación de un fondo de fomento (en caso de que la cuota requerida por el usuario sea menor a la cuota requerida por la distribuidora).

Es oportuno aclarar que los modelos analizados en el presente trabajo no son los únicos existentes, ya que existen variantes de ellos como así también combinaciones de los mismos. Un ejemplo, es una política diseñada como FIT durante los primeros años, con el objetivo de repagar la instalación, y a partir de cierto momento se convierta en un Net Metering. Asimismo, la elección de las tecnologías analizadas priorizó las mayormente utilizadas a nivel mundial y regional en instalaciones residenciales. A pesar de ello, existe la posibilidad de considerar en futuros trabajos la inclusión de otras tecnologías como la biomasa a nivel residencial y la mini hidráulica y geotérmica a nivel de pequeños asentamientos.

Tanto la elección de las políticas, como los parámetros que las definen deberían considerar las estrategias a corto plazo, y a su vez lograr resultados eficientes y eficaces a mediano y largo plazo. En la gestación de las políticas, es importante considerar la generación de mecanismos de respaldo para asegurar la continuidad y consistencia de las medidas. Adicionalmente, con el mismo objetivo, será necesario que en el diseño de las mismas se tengan en cuenta los puntos de vista de todos los agentes involucrados.

5. Referencias

- [1] IEA (International Energy Agency) (2015). Key electricity trends. p.3-5.
- [2] REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) (2016). Renewables 2016 – Global Status Report. p.26-38;106-117.
- [3] CNEA (Comisión Nacional de Energía Atómica) (2016). Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina. Julio 2016. p.6.
- [4] CNEA (Comisión Nacional de Energía Atómica) (2016). Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina. Diciembre 2015. p.6.
- [5] INDEC (Instituto Nacional de Estadística y Censos). Encuesta Permanente de Hogares (EPH). Base de microdatos 2016-2017.
- [6] MINEM (Ministerio de Energía y Minería) (1997-2014). Informe Estadístico del Sector Eléctrico.
- [7] SECyT (Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva), Universidad de Luján (2007). Atlas de energía solar de la República Argentina. Hugo Grossi Gallegos, Raúl Righini. p.16-40.
- [8] MINPLAN (Ministerio de Planificación). Sistema de Información Geográfica Eólico. www.sigeolico.minplan.gob.ar
- [9] INTA (Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria) (2010). Atlas Climático Digital de la República Argentina. Alberto Rubí Bianchi, Silvia Ana Carla Cravero.
- [10] CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.) (2012-2015). Informe Anual.
- [11] PVsyst Photovoltaic Software. André Mermoud, Michel Villoz. www.pvsyst.com