

IMPACTO DE DISTINTOS ESQUEMAS DE FACTURACIÓN EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SU RELACIÓN CON EL RECUPERO DE LA INVERSIÓN REALIZADA POR EL USUARIO	
Sesión Técnica	Generación Distribuida y Redes Inteligentes
Tema Preferencial	Generación distribuida y tarifas, Esquemas de facturación.
Autor/es	MAG. ING. MARCELO BERTOSSI, DR. ING. JORGE VASCHETTI, MAG. ING. DIEGO FERREYRA, DR. ING. MIGUEL PIUMETTO
Empresa o entidad	GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN CALIDAD DE POTENCIA (GeCaP) – UTN-FRC
Cargo	Docente Investigador GeCaP
DATOS DE LA EMPRESA U ORGANIZACION	
Dirección	Maestro M. López esq. Cruz Roja Argentina
Localidad	Córdoba
País	Argentina
Código Postal	5000
Teléfono	0351 5986000 int 1112/25
Fax	
E-Mail	marcelobertossi@yahoo.com.ar

Palabras Claves
Generación Distribuida, Energía Solar Fotovoltaica, Sistemas de Retribución, Medición Neta, Facturación Neta.

RESUMEN

Con la promulgación de la Ley 27424, "Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública" [1], de aplicación nacional (a la fecha sin reglamentar), cada provincia deberá definir la adhesión o no a esta normativa y qué modificaciones deberán implementarse localmente, si correspondiera. En la provincia de Córdoba, la regulación de la Generación Distribuida está en un proceso de análisis y discusión. Se puede entender que tomando como base la normativa regulatoria definida a nivel nacional, la misma deberá ser ajustada a la realidad local para lograr que el desarrollo de estas tecnologías alcance las metas propuestas.

En el presente trabajo, se realiza un análisis comparativo de los sistemas de comercialización de energía más difundidos y que se han puesto en práctica en algunos países para regular la implementación de la Generación Distribuida. Se persigue como objetivo poner de manifiesto las ventajas y desventajas de cada sistema y cuantificar la influencia de cada uno de ellos en el recupero de la inversión realizada por el usuario.

Por lo expresado, tomando como punto de partida los datos de una instalación piloto de generación solar fotovoltaica residencial típica existente en la provincia y la información de perfiles de demandas residenciales facturados por la distribuidora provincial, se analiza el impacto de los sistemas de

comercialización más conocidos (Net Metering, Net Billing, Feed in Tariff o sus posibles combinaciones) en la amortización de la inversión de dichas instalaciones.

De los datos obtenidos de este estudio comparativo, se presenta un análisis de los resultados resaltando los beneficios e identificando cuáles serán las barreras a las que habrá que enfrentarse para lograr los objetivos de implementación, analizado desde el punto de vista del usuario-generador.

Una de las claves del éxito de una política de implementación, en este caso energética, está en el sistema de incentivo que se le asigne. Dichos regímenes de incentivos deben ser cuidadosamente balanceados y revisados periódicamente para permitir un crecimiento y un desarrollo sostenido de este tipo de instalaciones sin perjuicio de las partes intervinientes en el mercado eléctrico, ya sea usuario o distribuidora.

1. INTRODUCCION

El análisis se centra en la evolución de la viabilidad técnico-económica de este tipo de soluciones teniendo en cuenta el derecho del usuario-generador a una retribución por la energía generada, asumiendo el pago de la energía consumida de acuerdo a las condiciones de comercialización vigentes.

Por ello es necesario estudiar los modelos de retribución que puedan beneficiar a todas las partes involucradas, tanto al sistema eléctrico (distribuidoras) como al usuario-generador de la instalación solar.

Para el caso particular de este estudio se considera que la generación anual es consumida por el usuario-generador, no existiendo excedentes vertidos a la red en el período considerado.

Además, al no contar con una normativa de conexión vigente, la habilitación de esta generación distribuida se obtuvo mediante la firma de un contrato con la distribuidora como instalación piloto.

El éxito del desarrollo de la implementación de la generación distribuida se basa en el diseño de un modelo de retribución sostenible a largo plazo.

Existen diferentes marcos retributivos para la generación distribuida, que están siendo aplicados en todo el mundo. El presente análisis se ha realizado a partir de los esquemas que se describen a continuación, los cuáles han sido tenidos en cuenta en el proceso de elaboración del anteproyecto de ley provincial.

1.1. METODOS DE RETRIBUCION ANALIZADOS

- **Net Metering (Sistema de Medición Neta):** En este esquema basado en la medición neta de energía (kWh) se considera la energía generada e inyectada a la red por el usuario-generador y se compara con la energía consumida. Al resultado de ese balance se lo multiplica por el precio de la energía para determinar la tarifa a pagar por el usuario-generador.

La Medición Neta garantizaría la posibilidad de compensar los costos de la factura de electricidad con un monto de la autoproducción, remunerada según las tarifas vigentes de la distribuidora. (Figura 1)

- **Net Billing (Sistema de Facturación Neta):** Consiste en calcular el monto de la energía generada y consumida por el usuario-generador, para luego establecer los dos valores de facturación.

Para la energía consumida la distribuidora emite una factura a la tarifa definida por el ente regulador correspondiente. Para la energía generada, el usuario-generador emite una factura por la energía generada; en este caso particular, según la categoría de usuario, al precio promedio al que la distribuidora compra en el mercado mayorista. (Figura 2)

- **Feed-In-Tariff (FIT – Tarifa de Incentivo):** El precio de la energía generada es diferente al de la energía consumida. En general, el monto percibido por la energía generada es superior al de la energía consumida.

La diferencia esencial es que la retribución percibida por el usuario-generador le garantizaría un retorno de la inversión en un plazo más corto de acuerdo al monto asignado a la energía generada.

Para asegurar la sustentabilidad de este tipo de incentivos hay que prestar especial atención a la evolución de los costos de instalación, de las diferentes tecnologías, así como del cuadro tarifario aplicable, lo que derivará en una revisión periódica de la aplicación de la tarifa incentivo por energía renovable generada.

Los resultados se basan en el análisis de los sistemas de retribución mencionados, los que darán una referencia de la viabilidad de implementación comparando la evolución de tarifas, precios de la tecnología analizada y su relación con la moneda de referencia de la inversión que es el dólar estadounidense.

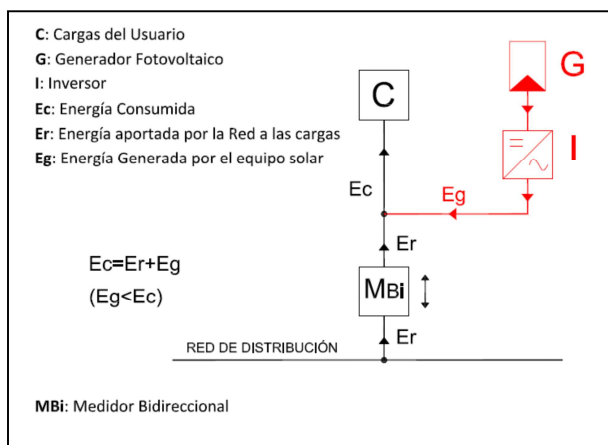


Figura 1 – Sistema de Medición Neta

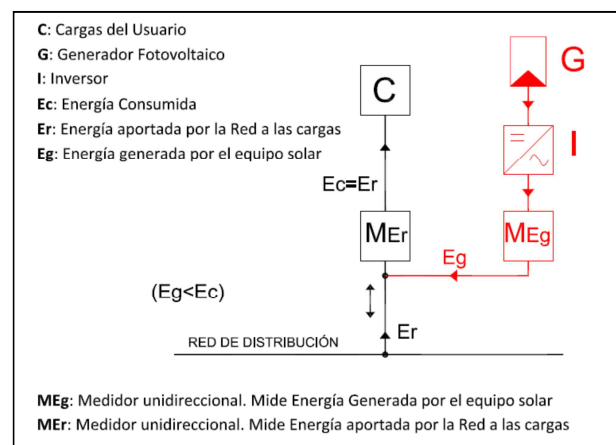


Figura 2 - Sistema de Facturación Neta

2. RESULTADOS OBTENIDOS

Se toma como base la generación solar fotovoltaica de una instalación ubicada en la Universidad Tecnológica Nacional (Facultad Regional San Francisco) [2]. La misma está integrada por 12 paneles Brandoni de 235 Wp (2.820 Wp) y un inversor AEG de 2800 W (monofásico) conectado a la red interna de baja tensión del edificio. Dicha planta piloto genera el aporte típico de una instalación domiciliaria promedio.

El período considerado es Marzo 2017-Febrero 2018. En dicho lapso la generación alcanzó los 3.733 kWh. Analizando el consumo anual (igual período considerado que el de la generación) de dos usuarios de la Empresa Provincial de la Energía de Córdoba (E.P.E.C.) ubicados en la misma ciudad de la instalación, se aplican los marcos retributivos descriptos y se simula el impacto en los plazos de amortización de la instalación debido a la evolución de los cuadros tarifarios y al precio de la instalación que se ve influenciada en un alto porcentaje (aproximadamente un 70%) por la cotización del dólar.

Los usuarios analizados son:

- Categoría Gran Cliente - Tarifa N° 5 – Gobierno Nacional, Provincial y Municipal - Potencia < 300 kW – Baja Tensión - Consumos mensuales superiores a 2.000 kWh [3], (en adelante Cliente 1).
- Categoría Residencial - Tarifa N° 1 – Baja Tensión – Consumos mensuales superiores a 120 kWh y menores o iguales a 500 kWh [4], (en adelante Cliente 2).

2.1. NET METERING (SISTEMA DE MEDICIÓN NETA) - CLIENTE 1

En este caso particular, al no existir excedentes de generación solar FV, no habrá vertido de energía a la red en el período considerado. Por lo tanto ésta se resta del consumo del usuario lo cual será registrado por el medidor bidireccional.

El aporte de la central se restará de los consumos registrados desde los escalones tarifarios más caros. Si comparamos los dos escenarios (con o sin generación); al restar las facturaciones anuales hipotéticas (con o sin generación) obtendremos una diferencia que estará dada por los kWh aportados por la instalación multiplicados por la tarifa del escalón más costoso. Al tomar la lectura resultante del medidor bidireccional la distribuidora facturará los cargos fijos y variables aplicando las tasas e impuestos del cuadro tarifario respectivo vigente.

De la diferencia entre las facturaciones anuales resulta un valor económico. Al dividir el costo de la instalación por la diferencia entre las facturaciones anuales se obtiene la cantidad de periodos anuales que se necesitarían para compensar la inversión en la central.

La evolución de las tarifas (\$) se puede visualizar en la Figura 3. El comportamiento del costo específico de la instalación (USD/Wp), del precio del dólar (según histórico del Banco de la Nación Argentina) [5] y de la amortización (años) aplicando el sistema de Medición Neta de energía en los periodos considerados se muestra en la Figura 4.

Es importante resaltar que en los dos primeros periodos considerados (10/15 y 11/15) se contaba con un fuerte subsidio del Estado Nacional.

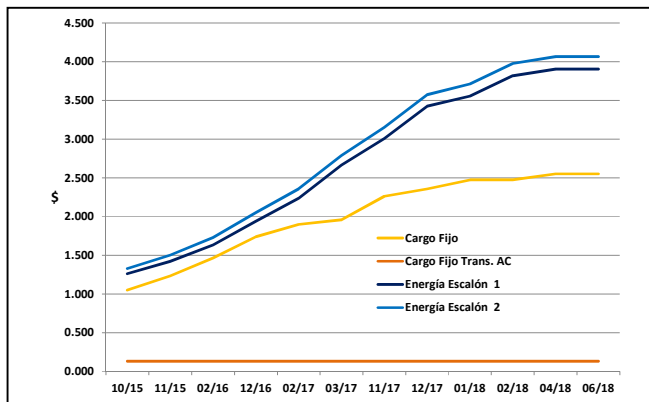


Figura 3 – Evolución de Tarifas – Cliente 1

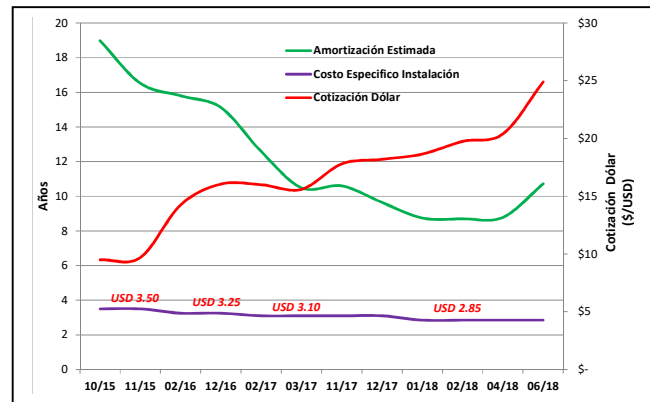


Figura 4 – Variación del Costo Específico, Dólar y Amortización – Cliente 1

Tabla 1 – Cuadro Tarifario, Costos de la Instalación, Valor del Dólar y Amortización correspondiente a cada periodo considerado que se grafican en las Figuras 3 y 4 - Cliente 1

Amortización Estimada	Años	18.98	16.52	15.80	15.12	12.58	10.49	10.60	9.65	8.74	8.70	8.78	10.72
Costo Instalación	USD	USD 9,870.00	USD 9,870.00	USD 9,165.00	USD 9,165.00	USD 8,742.00	USD 8,742.00	USD 8,742.00	USD 8,742.00	USD 8,037.00	USD 8,037.00	USD 8,037.00	USD 8,037.00
Cotización Dólar	\$/USD	\$ 9.50	\$ 9.70	\$ 14.25	\$ 16.05	\$ 16.00	\$ 15.60	\$ 17.80	\$ 18.20	\$ 18.65	\$ 19.75	\$ 20.40	\$ 24.90
Costo Específico Instalación	USD/Wp	USD 3.50	USD 3.50	USD 3.25	USD 3.25	USD 3.10	USD 3.10	USD 3.10	USD 3.10	USD 2.85	USD 2.85	USD 2.85	USD 2.85
	Periodo	10/15	11/15	02/16	12/16	02/17	03/17	11/17	12/17	01/18	02/18	04/18	06/18
	Cargo Fijo	\$ 1.048909	\$ 1.230022	\$ 1.463729	\$ 1.738468	\$ 1.897018	\$ 1.956397	\$ 2.262232	\$ 2.354079	\$ 2.472958	\$ 2.472958	\$ 2.549793	\$ 2.549793
	Cargo Fijo Trans. AC	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680
	Energía Escalón 1	\$ 1.260445	\$ 1.420213	\$ 1.632532	\$ 1.938952	\$ 2.235669	\$ 2.665315	\$ 3.006427	\$ 3.423514	\$ 3.556105	\$ 3.817611	\$ 3.903327	\$ 3.903327
	Energía Escalón 2	\$ 1.327249	\$ 1.498549	\$ 1.725750	\$ 2.049680	\$ 2.356487	\$ 2.789921	\$ 3.150501	\$ 3.573445	\$ 3.713611	\$ 3.975116	\$ 4.065721	\$ 4.065721

El aumento de las tarifas y la reducción del costo específico de la instalación han incidido en la disminución de la cantidad de periodos anuales necesarios para amortizar la inversión realizada en la central, a pesar del fuerte incremento del dólar que impacta en forma directa en el costo del equipamiento, Se pasa de unos 19 años (en 10/15), en un esquema de fuerte subsidio en la tarifa, con un dólar bajo y un costo específico elevado, a necesitar 9 años para amortizar la instalación (en 04/18), en un contexto de tarifa en aumento, dólar alto y un costo específico en baja; a pesar de no contar aún con un mercado de equipamientos solares fotovoltaicos maduro que permita precios más competitivos. Es importante analizar

la fuerte influencia del aumento del dólar (en 05/18) ha generado un pico que eleva el tiempo de amortización a más de 10 años.

Si, para el caso particular de este cliente, se aumentara en forma proporcional el módulo de generación solar (el ejemplo representa para este caso menos del 2% del consumo anual del Cliente 1) no se producen grandes diferencias en los períodos de retorno dado que el aporte de la energía generada se realiza en un escalón de tarifa donde la energía tiene el precio más elevado de acuerdo al cuadro tarifario vigente por el tipo de cliente.

2.2. NET METERING (SISTEMA DE MEDICIÓN NETA) - CLIENTE 2

Procediendo de manera análoga al Cliente 1, al comparar los dos escenarios (con o sin generación) y restar las facturaciones anuales hipotéticas (con o sin generación), obtendremos una diferencia que estará dada por los kWh aportados por la instalación valuados a la tarifa del escalón correspondiente; desde el más costoso hacia el menos costoso. Como en el caso precedente, el resultado obtenido (dividir el monto de inversión por esa diferencia) refleja la cantidad de periodos anuales necesarios para equiparar la inversión.

En la Figura 5 se muestra la evolución de las tarifas. En la Figura 6 se visualiza la evolución del costo específico de la instalación, el precio del dólar y el impacto del ahorro producido por la generación distribuida valorizada según el sistema de Medición Neta de energía, como en el caso anterior.

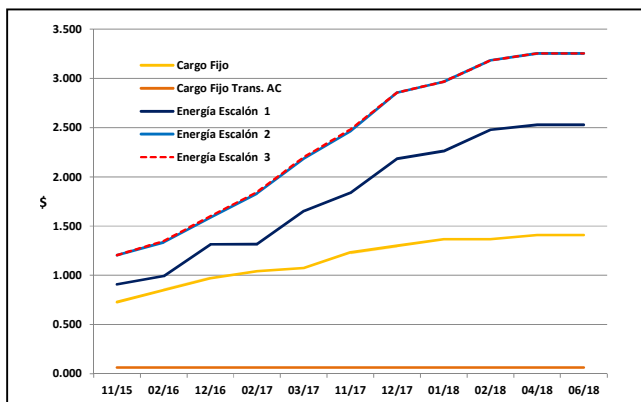


Figura 5 – Evolución de Tarifas – Cliente 2

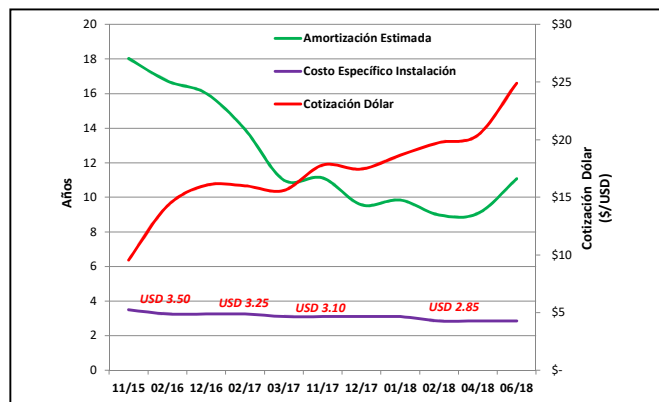


Figura 6 – Variación del Costo Específico, Dólar y Amortización – Cliente 2

Tabla 2 – Cuadro Tarifario, Costos de la Instalación, Valor del Dólar y Amortización correspondiente a cada periodo considerado que se grafican en las Figuras 5 y 6 - Cliente 2

Amortización Estimada	Años	18.03	16.73	16.01	13.93	11.00	11.12	9.57	9.84	8.98	9.07	11.07
	Periodo	11/15	02/16	12/16	02/17	03/17	11/17	12/17	01/18	02/18	04/18	06/18
	Cargo Fijo	\$ 0.727073	\$ 0.849803	\$ 0.968777	\$ 1.041437	\$ 1.074033	\$ 1.231457	\$ 1.300677	\$ 1.366360	\$ 1.366360	\$ 1.408827	\$ 1.408827
	Cargo Fijo Trans. AC	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000
	Energía Escalón 1	\$ 0.907590	\$ 0.992440	\$ 1.313800	\$ 1.315190	\$ 1.653490	\$ 1.837340	\$ 2.184700	\$ 2.261720	\$ 2.477800	\$ 2.527640	\$ 2.527640
	Energía Escalón 2	\$ 1.204360	\$ 1.336410	\$ 1.587260	\$ 1.830960	\$ 2.185410	\$ 2.464650	\$ 2.855500	\$ 2.966400	\$ 3.182520	\$ 3.254220	\$ 3.254220
	Energía Escalón 3	\$ 1.204760	\$ 1.347480	\$ 1.600400	\$ 1.845310	\$ 2.200210	\$ 2.481760	\$ 2.855500	\$ 2.966400	\$ 3.182520	\$ 3.254220	\$ 3.254220

Vale aclarar que en el primer período considerado (11/15) se contaba con un fuerte subsidio.

Partiendo de las mismas consideraciones que en el caso del Cliente 1 se pasa de 18 años (01/16), con un esquema de fuerte subsidio en la tarifa, con un dólar bajo y un costo específico elevado, a necesitar 9 años

(04/18) en un contexto análogo al caso anterior. Se visualiza el impacto del aumento del dólar (en 05/18) en la amortización, la cual se eleva a 11 años.

2.3. NET BILLING (SISTEMA DE FACTURACIÓN NETA) - CLIENTE 1

Aplicando este método la distribuidora facturará el consumo del usuario al precio del cuadro tarifario aprobado y reconocerá la energía generada al precio promedio que ésta compra al mercado mayorista según la categoría de usuario considerada.

El usuario tendrá derecho a facturar la energía generada por los kWh aportados por la instalación multiplicados por la tarifa promedio de acuerdo a las consideraciones manifestadas en el párrafo anterior. Si se divide el monto de la inversión de la instalación por la facturación anual del usuario se obtendrá la cantidad de periodos anuales necesarios para compensar el costo de la inversión de la instalación. En la Figura 7 se muestra la evolución de las tarifas y el precio mayorista promedio (Precio Monómico Estacional CAMMESA) [6]. En la Figura 8 se visualiza la evolución del costo específico de la instalación (en USD/Wp), el precio del dólar (Banco de la Nación Argentina) [5] y el impacto del ahorro producido por la generación distribuida valorizada según el sistema de Facturación Neta de energía.

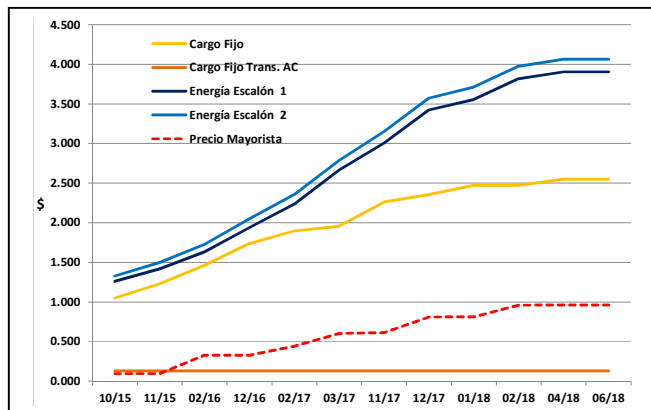


Figura 7 – Evolución de Tarifas y Precio Mayorista – Cliente 1

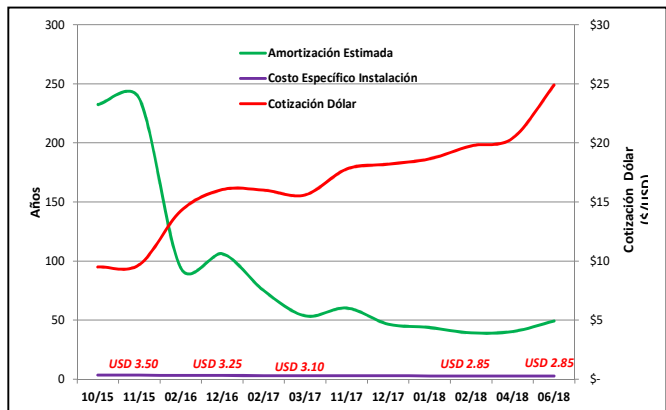


Figura 8 – Variación del Costo Específico, Dólar y Amortización – Cliente 1

Tabla 3 – Cuadro Tarifario, Precio Mayorista, Costos de la Instalación, Valor del Dólar y Amortización correspondiente a cada periodo considerado que se grafican en las Figuras 7 y 8 - Cliente 1

Amortización Estimada	Años	232.52	237.41	94.13	106.26	75.05	53.64	60.34	46.63	43.80	39.25	40.46	49.38
	Período	10/15	11/15	02/16	12/16	02/17	03/17	11/17	12/17	01/18	02/18	04/18	06/18
	Cargo Fijo	\$ 1.048909	\$ 1.230022	\$ 1.463729	\$ 1.738468	\$ 1.897018	\$ 1.956397	\$ 2.262232	\$ 2.354079	\$ 2.472958	\$ 2.472958	\$ 2.549793	\$ 2.549793
	Cargo Fijo Trans. AC	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680	\$ 0.130680
	Energía Escalón 1	\$ 1.260445	\$ 1.420213	\$ 1.632532	\$ 1.938952	\$ 2.235669	\$ 2.665315	\$ 3.006427	\$ 3.423514	\$ 3.556105	\$ 3.817611	\$ 3.903327	\$ 3.903327
	Energía Escalón 2	\$ 1.327249	\$ 1.498549	\$ 1.725750	\$ 2.049680	\$ 2.356487	\$ 2.789921	\$ 3.150501	\$ 3.573445	\$ 3.713611	\$ 3.975116	\$ 4.065721	\$ 4.065721
	Precio Mayorista	\$ 0.095400	\$ 0.095400	\$ 0.328000	\$ 0.328700	\$ 0.442500	\$ 0.603700	\$ 0.612300	\$ 0.810100	\$ 0.812600	\$ 0.960200	\$ 0.962200	\$ 0.962200

En los dos primeros periodos (10/15 y 11/15) se contaba con un fuerte subsidio del Estado Nacional. Teniendo en cuenta las mismas variables se visualiza la reducción en el plazo de amortización aunque en una proporción muy diferente al método de Medición Neta.

Se pasa de 232 periodos anuales (10/15), en un contexto de fuerte subsidio en la tarifa y un costo específico elevado, a precisar 40 años (04/18) para amortizar la instalación, en un escenario de tarifa en

aumento, dólar alto y un costo específico en baja; a pesar de no contar aún con un mercado de equipamientos fotovoltaicos desarrollado que permita precios más competitivos. Se visualiza el impacto del aumento del dólar (en 05/18) en la amortización, la cual se eleva a 49 años.

La marcada diferencia entre el precio de compra y el de venta (visto desde la óptica del usuario-generador) hacen que este método no sea atractivo para afrontar una inversión de este tipo, al menos analizándolo desde el punto de vista económico-financiero. El período de retorno supera largamente la vida útil de la instalación (varias veces su valor).

2.4. NET BILLING (SISTEMA DE FACTURACIÓN NETA) - CLIENTE 2

Aplicando la misma metodología que para el Cliente 1 sobre este sistema de retribución, el usuario-generador podrá calcular el período de retorno de la inversión a partir de su facturación anual.

En la Figura 9 se muestra la evolución de las tarifas y el precio mayorista promedio (Precio Monómico Estacional CAMMESA) [6]. En la Figura 10 se visualiza la evolución del costo específico de la instalación, el precio del dólar y el impacto del ahorro según el sistema de Facturación Neta de energía.

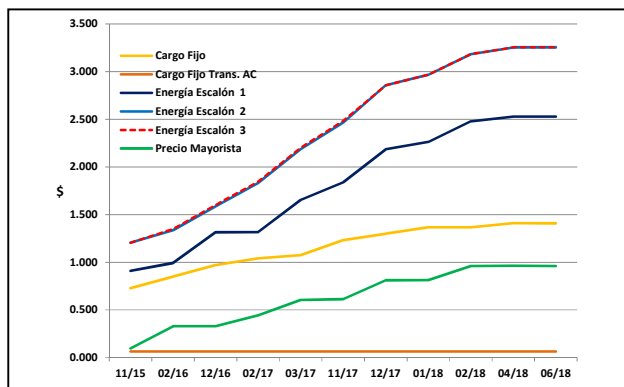


Figura 9 – Evolución de Tarifas y Precio Mayorista - Cliente 2

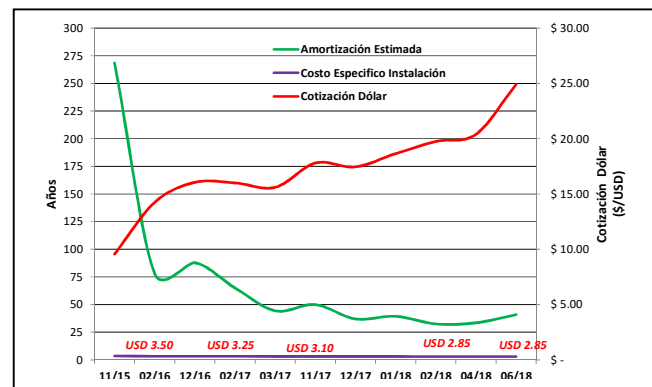


Figura 10 – Variación del Costo Específico, Dólar y Amortización – Cliente 2

Tabla 4 – Cuadro Tarifario, Precio Mayorista, Costos de la Instalación, Valor del Dólar y Amortización correspondiente a cada periodo considerado que se grafican en las Figuras 9 y 10 - Cliente 2

Amortización Estimada	Años	268.54	77.80	87.82	65.04	44.33	49.87	36.96	39.38	32.44	33.44	40.90
	Período	11/15	02/16	12/16	02/17	03/17	11/17	12/17	01/18	02/18	04/18	06/18
	Cargo Fijo	\$ 0.727073	\$ 0.849803	\$ 0.968777	\$ 1.041437	\$ 1.074033	\$ 1.231457	\$ 1.300677	\$ 1.366360	\$ 1.366360	\$ 1.408827	\$ 1.408827
	Cargo Fijo Trans. AC	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000	\$ 0.063000
	Energía Escalón 1	\$ 0.907590	\$ 0.992440	\$ 1.313800	\$ 1.315190	\$ 1.653490	\$ 1.837340	\$ 2.184700	\$ 2.261720	\$ 2.477800	\$ 2.527640	\$ 2.527640
	Energía Escalón 2	\$ 1.204360	\$ 1.336410	\$ 1.587260	\$ 1.830960	\$ 2.185410	\$ 2.464650	\$ 2.855500	\$ 2.966400	\$ 3.182520	\$ 3.254220	\$ 3.254220
	Energía Escalón 3	\$ 1.204760	\$ 1.347480	\$ 1.600400	\$ 1.845310	\$ 2.200210	\$ 2.481760	\$ 2.855500	\$ 2.966400	\$ 3.182520	\$ 3.254220	\$ 3.254220
	Precio Mayorista	\$ 0.095400	\$ 0.328000	\$ 0.328700	\$ 0.442500	\$ 0.603700	\$ 0.612300	\$ 0.810100	\$ 0.812600	\$ 0.960200	\$ 0.962200	\$ 0.960200

Partiendo de las mismas consideraciones que en el caso anterior se pasa de 268 periodos anuales (11/15), con un esquema de fuerte subsidio en la tarifa, con un dólar bajo y un costo específico elevado, a precisar 33 años (04/18) para recuperar la inversión, en un contexto análogo al caso anterior.

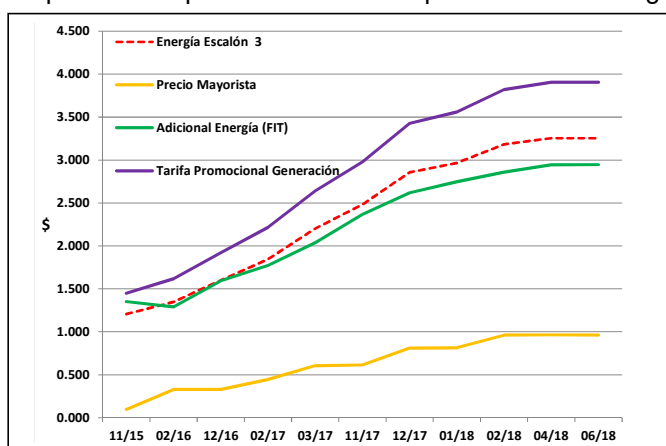
Se visualiza el impacto del aumento del dólar (en 05/18) en la amortización, la cual se eleva a 40 años.

De no existir incentivos en la tarifa de generación, este método no es atractivo para afrontar una inversión de este tipo. Es claro que los períodos de recupero superan largamente a la vida útil del equipamiento.

2.5. FEED IN TARIFF (FIT – TARIFA DE INCENTIVO)

Conforme a los datos relevados y al análisis realizado se visualiza que, para ambos clientes aplicando Medición Neta, el retorno de la inversión se encuadra en valores que, de acuerdo a la evolución del mercado y a los precios (tecnología y tarifas), podrían hacer atractiva la inversión desde el punto de vista del usuario, aunque existen algunos reparos planteados desde algunas distribuidoras.

Para el caso de Facturación Neta es evidente que deberá existir algún incentivo adicional que posibilite al usuario-generador recuperar la inversión en un período razonable. Teniendo en cuenta las variables consideradas para el Cliente 2, la tarifa de incentivo (Adicional Energía - FIT) que haría que la inversión se recupere en un plazo razonable se puede ver en la Figura 11.



Se considera una tarifa de incentivo (Adicional Energía – FIT) para la energía generada que se suma al Precio Mayorista al cual la distribuidora reconoce esa energía. La Tarifa Promocional por Generación (Precio Mayorista + Adicional Energía - FIT) se estimó en un 20 % por encima del precio de la energía en el escalón más costoso (Energía Escalón 3 para este Cliente 2). Esta hipótesis se toma en función de la evolución histórica de las variables que intervienen en este proceso. En la Tabla 5 se puede observar que el período de retorno estaría cercano a los 10 años.

Figura 11 – Evolución de Tarifas, Precio Mayorista, Adicional Energía (FIT) y Tarifa Promocional por Generación – Cliente 2

Tabla 5 – Energía Escalón 3, Precio Mayorista, Adicional Energía (FIT) y Tarifa Promocional por Generación correspondiente a cada periodo considerado que se grafican en la Figura 11 - Cliente 2

Amortización Estimada (Años)	17.72	15.78	15.03	13.00	10.14	10.25	8.74	8.99	8.16	8.24	10.06
Periodo	11/15	02/16	12/16	02/17	03/17	11/17	12/17	01/18	02/18	04/18	06/18
Energía Escalón 2	\$ 1.204360	\$ 1.336410	\$ 1.587260	\$ 1.830960	\$ 2.185410	\$ 2.464650	\$ 2.855500	\$ 2.966400	\$ 3.182520	\$ 3.254220	\$ 3.254220
Energía Escalón 3	\$ 1.204760	\$ 1.347480	\$ 1.600400	\$ 1.845310	\$ 2.200210	\$ 2.481760	\$ 2.855500	\$ 2.966400	\$ 3.182520	\$ 3.254220	\$ 3.254220
Adicional Energía (FIT)	\$ 1.350312	\$ 1.288976	\$ 1.591780	\$ 1.771872	\$ 2.036552	\$ 2.365812	\$ 2.616500	\$ 2.747080	\$ 2.858824	\$ 2.942864	\$ 2.944864
Precio Mayorista	\$ 0.095400	\$ 0.328000	\$ 0.328700	\$ 0.442500	\$ 0.603700	\$ 0.612300	\$ 0.810100	\$ 0.812600	\$ 0.960200	\$ 0.962200	\$ 0.960200
Tarifa Promocional Generación (Precio Mayorista+Adicional Energía-	\$ 1.445712	\$ 1.616976	\$ 1.920480	\$ 2.214372	\$ 2.640252	\$ 2.978112	\$ 3.426600	\$ 3.559680	\$ 3.819024	\$ 3.905064	\$ 3.905064

3. CONCLUSIONES

El estudio realizado permite afirmar que, con el Sistema de Medición Neta (Net Metering) y sin la aplicación de incentivos a la generación, los plazos de amortización tuvieron una tendencia decreciente desde fines de 2015 hasta ubicarse cercanos a los 10 años en la actualidad. Dicha tendencia se ha mantenido para ambos casos analizados. Es importante resaltar que en el análisis realizado se considera que durante cada período anual considerado para el cálculo no existe energía excedente aportada a la red. Para este método retributivo algunas distribuidoras plantean reparos dado que es probable que el usuario genere el 100 % de su propio consumo energético. Esto implicaría que el usuario no debería pagar

una factura por energía aunque sí por los cargos fijos. Dicho vínculo contractual obliga a la distribuidora a mantener la disponibilidad de potencia en el punto de conexión, aun cuando el consumo resultante sea 0, incurriendo en costos que no serían recuperados a través del precio del servicio facturado. También se entiende que los usuarios que no sean generadores estarán aportando, a través del pago de sus consumos, para mantener operativo el sistema de distribución, lo cual no será equilibrado.

Con respecto al Sistema de Facturación Neta (Net Billing) es evidente que si al usuario- generador se le reconoce la energía generada al precio promedio (según la categoría de usuario) al que la distribuidora compra al Sistema, la inversión en la instalación es irre recuperable. Por tal motivo, al comprobar que las simulaciones para ambos clientes son análogas, se hace un análisis tomando al Cliente 2 (Residencial) [4] el cual está incluido en el 39,52 % de la Demanda Residencial < 10 kW, según lo muestra la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA) [7] en su Informe Mensual de Marzo 2018.

Se considera una tarifa de incentivo (Adicional Energía - FIT) que sumada al Precio Mayorista da una Tarifa Promocional por Generación de la energía generada por el usuario superior en un 20 % al precio de la energía para el Escalón 3 (el más alto para la categoría considerada). En la actualidad debería existir una compensación de \$ 2,94 por kWh generado adicionales al Precio Mayorista para que la instalación sea amortizada en un plazo próximo a los 10 años, lo que resultaría un Tarifa Promocional por Generación de \$ 3,90 por kWh.

Los precios de la energía consumida se obtuvieron de los cuadros tarifarios vigentes de la EPEC [3]-[4] y los de los precios mayoristas promedios (Precio Monómico Estacional) de los informes mensuales y anuales de CAMMESA [6].

Este trabajo es un estudio basado en datos de generación y consumo medidos oportunamente y pretende mostrar la evolución de las tarifas y precios que hacen a la viabilidad económica de este tipo de soluciones energéticas.

El éxito de la implementación depende de un incentivo justo, razonable y sostenible, sujeto a periódicas revisiones dada la dinámica realidad económica y financiera de nuestro país. Por lo tanto deberán ser debidamente cuantificados en la ecuación económica final los distintos costos evitados, como pueden ser las pérdidas en la red de distribución, el aumento de la capacidad de la red, el combustible ahorrado en la generación y los costos ambientales relacionados especialmente con las emisiones evitadas. Estos valores influirán en la reducción de la tarifa de incentivo (Adicional Energía – FIT) aportando virtuosismo al sistema. Además es importante observar la evolución de los plazos de amortización, los cuales en el actual escenario deberían seguir esa tendencia a medida que el mercado se desarrolle.

4. REFERENCIAS/BIBLIOGRAFIA

- [1] <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=305179>(Ley 27.424-Regimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada la Red Eléctrica Pública). Acceso: 30 de Abril (2018)
- [2] Diego M. Ferreyra, Marcelo L. Bertossi, Nicolás J. Rocchia y Gerardo D. Szwarc, "Energía solar fotovoltaica con conexión a red en la zona central de Argentina", 1er. Congreso Latinoamericano de Ingeniería, CLADI 2017. Entre Ríos, Argentina, 13-15 de septiembre de 2017
- [3] <https://www.epec.com.ar/grandesClientes-tp-cuadro-tarifario.html>. Acceso: 30 de Mayo (2018)
- [4] <https://www.epec.com.ar/hogares-tp-cuadro-tarifario.html>. Acceso: 30 de Mayo (2018)
- [5] <http://www.bna.com.ar>. Histórico de la cotización del Dólar - Acceso: 01 de Junio (2018)
- [6] <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx> - Informes mensuales y anuales – Acceso: 31 de Mayo (2018)
- [7] <http://www.adeera.com.ar/archivos/Informe%20Anual%20Demanda%202017.pdf>. Acceso: 04 de Junio (2018)