

LA PROVINCIA DE CÓRDOBA EN UN ESCENARIO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA BAJO UN SISTEMA DE FEED IN TARIFF

Claudio A. Reineri (*), Gabriel C. Campetelli (*) y Adrián F. Valetti ().**

(*) Instituto de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia (IPSEP), Facultad de Ingeniería.

(**) Departamento de Administración, Facultad de Ciencias Económicas.

Universidad Nacional de Río Cuarto, Ruta 36, Km 603, Río Cuarto (CP: 5.800), Córdoba.

Tel.: 0358 4676171 e-mail: creineri@ing.unrc.edu.ar

Recibido 12/08/16, aceptado 08/10/16

RESUMEN: En primer lugar se contextualiza el concepto de Generación Distribuida desarrollando cuatro aspectos que lo configuran: las Energías Renovables No Convencionales como fuente primaria, la Generación Distribuida y su impacto general, las Energías Renovables No Convencionales en un mercado eléctrico competitivo y los sistemas de comercialización o intercambio de energía en un esquema de Generación Distribuida. Posteriormente se configura un escenario básico evolutivo para la provincia de Córdoba, se determinan valores de Feed In Tariff y se analiza su eventual impacto en las tarifas de usuarios finales. Se efectúa un análisis de sensibilidad de las tarifas de energía y de los costos de instalación sobre la Feed In tariff.

Palabras clave: Generación Distribuida, Energías Renovables No Convencionales, Feed In Tariff.

INTRODUCCIÓN

Puede afirmarse que el desarrollo socioeconómico de la humanidad durante el último siglo y medio no habría sido posible sin el descubrimiento y la explotación de los combustibles fósiles. Sin embargo el empleo de esta forma de energía presenta al menos dos grandes problemas. El primero de ellos, y más elemental, es que se trata de una forma agotable de energía. El segundo es su impacto sobre el medioambiente, ya que los productos de su combustión generan gases de efecto invernadero y esta resulta una de las causas principales del Cambio Climático.

A partir de ello surge la necesidad de búsqueda y desarrollo de formas y métodos de aprovechamientos de Energías Renovables. Dos momentos históricos que marcaron este impulso fueron, por un lado, lo que se denominó la Cumbre de la Tierra en Río de Janeiro (1992) y por otro, como consecuencia de ello, el Protocolo de Kyoto (1997). Esto implicó asumir compromisos en la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero y, por lo tanto, el paulatino reemplazo de los combustibles fósiles. Esto requirió la implementación de una gran variedad de políticas de estado a lo largo del planeta para producir las transformaciones que la situación planteaba. Es de esperar que a partir de los acuerdos surgidos en la “21º Cumbre de la Naciones Unidas sobre Cambio Climático” (Paris, 2015) las exigencias y los requerimientos sean mayores.

La industria eléctrica es uno de los sectores que ha debido ser reconsiderado, tanto en la eficiencia del uso de la energía como en su generación. En tal sentido, las distintas tecnologías de generación eléctrica mediante fuentes renovables han recibido un muy fuerte impulso. El mayor impacto se da en esquemas similares a los sistemas de generación tradicionales: grandes centrales eólicas y solares fotovoltaicas. Pero también se observa un marcado interés en el desarrollo de la Generación Distribuida (GD) mediante Fuentes Renovables No Convencionales (FRNC).

Esencialmente la concepción de la GD implica la presencia de equipamientos de generación en puntos de la red habitualmente concebidos para el consumo, sean estos grandes usuarios (industriales o comerciales) o, simplemente, usuarios de tipo residencial. Naturalmente esto significa una reconceptualización de la categoría de usuario (clásicamente consumidor) a una nueva, consumidor-

generador, y también una forma operativa de la red de distribución que no se corresponde con la tradicional.

La GD mediante FRNC es fuertemente impulsada desde mediados de la década pasada fundamentalmente en algunos países miembros de la Comunidad Europea (Alemania, España, Italia, Reino Unido, etc.), habiéndose alcanzado en muchos casos un gran estado de desarrollo con un importante impacto que en general excede el meramente técnico. Durante el último lustro varios países del continente Sudamericano han regulado distintos aspectos procedimentales y operativos para habilitar el sistema de GD mediante FRNC. Particularmente en Argentina algunas provincias han hecho lo propio o lo están haciendo (Santa Fe, Salta, Mendoza, entre las más avanzadas). Si bien es cierto que en general no se han fijado objetivos a cumplimentar (por ejemplo, potencia instalada o generación de energía a alcanzar en determinado plazo), lo que permitiría evaluar el nivel de éxito alcanzado por tales políticas, es posible afirmar que el grado de desarrollo es muy escaso o al menos muy alejado del nivel de penetración que se observa en los países europeos. Como en principio los motivos no resultarían ser los técnicos (las tecnologías de acoplamiento de los GD a la red eléctrica tiene un alto grado de madurez), entonces se hace evidente que la razón principal se encuentra en un sistema que incentive a los usuarios (esencialmente desde el punto de vista económico) a asumir esta condición. En tal aspecto está centrado el objetivo del presente artículo.

El trabajo, en primer lugar, describirá conceptualmente el problema de la GD mediante FRNC. Posteriormente configurará un escenario hipotético para la provincia de Córdoba, tomando como referencia un caso europeo, para a partir del mismo estimar un sistema de tarifas que incentive el desarrollo de la GD y luego analizar el impacto sobre las tarifas en general.

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El problema se presenta desarrollando 4 aspectos centrales que configuran el escenario para la implementación de un sistema de GD con FRNC:

- Revisión de las fuentes primarias de energía que encuadran bajo este esquema
- Presentación del concepto de GD y sus cualidades
- Contextualización de las FRNC en un mercado eléctrico competitivo
- Alternativas de comercialización o intercambio de energía

Fuentes Renovables de Energía No Tradicionales

La motivación fundamental del impulso actual de la GD está centrada en que el origen de la energía primaria a ser convertida sea de origen renovable. Estas deberían presentar una fuente de energía primaria que: sea la energía solar, sea la energía eólica, sea la energía de la biomasa obtenida de materia orgánica y biodegradable, sea la energía hidráulica de pasada, sea la energía geotérmica o sea la energía de los mares o lagos.

Se supone que los términos “No Convencionales” se incorporan en la definición para distinguir, por ejemplo, pequeñas sistemas hidráulicos respecto de las grandes represas en las cuales el impacto ambiental puede resultar de gran magnitud. También suelen entrar en estos esquemas, sin categorizar como fuentes renovables, las denominadas Instalaciones de Cogeneración Eficientes. Esencialmente estas son instalaciones en las que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético (por ejemplo, superior al 75%).

Generación Distribuida

La idea entonces es que cualquier *consumidor* de energía eléctrica acoplado a una red de distribución, si dispone de alguna fuente primaria de energía encuadrada en las definiciones anteriores, pueda aportar a la red actuando también como *productor* de energía. De la combinación de las palabras “productor” y “consumidor” surge el acrónimo que da lugar a la definición de esta nueva condición: “prosumidor”.

A partir de la fuente primaria que se disponga y de la tecnología de conversión en energía eléctrica (síncronas, asíncronas, inversores), los distintos tipos clásicos de usuarios (residenciales, comerciales o industriales) podrán acoplar su sistema de generación con la red y aportar su disponibilidad.

Es posible destacar algunas de las cualidades de la GD mediante ERNC, desde distintas perspectivas:

Operativas:

- La aproximación eléctrica entre la generación y el consumo disminuye las pérdidas clásicas de transmisión y distribución
- Posibilidades adicionales en la regulación de tensión sobre el usuario final
- Control más próximo o local del factor de potencia
- Mejora de Calidad y Confiabilidad del servicio
- La diversificación de la matriz energética
- Un primer paso hacia los sistemas energéticos del futuro próximo: las redes inteligentes

Económicas:

- Aparición de nuevos oferentes de energía, democratizando y diversificando la oferta por tamaño y tipo de fuente
- Postergación de inversiones tanto en el sector de generación como en el de la infraestructura de transporte y distribución
- Desarrollo de nuevas tecnologías e innovación, generando no solo desarrollos tecnológicos sino también nuevas fuentes de trabajo directas e indirectas
- Sustitución de importación de energías (como combustibles fósiles u otras formas de energía)
- En el mediano y/o largo plazo, reducir los costos de la energía

Ambientales y sociales:

- Fomentar la generación de energía eléctrica de bajo carbono en pequeña escala
- Reducción de emisiones
- Compromiso social en la protección ambiental mediante la participación directa en la transición hacia una economía baja en carbono
- Fomentar una conciencia social sobre ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica

Las ERNC en un mercado eléctrico competitivo

La penetración de las ERNC en la generación de energía eléctrica, en particular bajo el concepto de GD, tiene algunas barreras. Una de ellas, tal vez la principal, es su relativamente elevado costo, específicamente su costo de instalación ya que en general los fijos y variables operativos resultarán más bajos que los sistemas de generación tradicionales. Esto se agudiza en el marco de un sistema basado en mercados competitivos como lo es el eléctrico. El objetivo de la liberalización del mercado eléctrico es la posibilidad de introducir competencia y ampliar las opciones a los consumidores con la idea de promover precios más justos y seguridad de suministro. Sin embargo el mercado eléctrico, como muchos otros, funciona sujeto a fallos que determinan sus dinámicas y que resultan un serio escollo para la competitividad y la eficiencia. Para esto se plantean sistemas regulatorios y redistributivos que persiguen el objetivo de introducir las correcciones e incentivos que mejoren los niveles de competitividad. Pero a pesar de esto existen *externalidades positivas y negativas* que dificultan la intervención de los gobiernos y la planificación de los sistemas energéticos a largo plazo. Una central térmica produce contaminación en el medioambiente provocando un daño a terceros y/o a la sociedad en su conjunto y esta empresa no realiza ninguna compensación por tal daño. A partir de lo expresado anteriormente, aplicado al concepto de eficiencia del mercado eléctrico, la externalización del costo de la contaminación determina un precio de la energía menor que el auténtico costo social de la producción de electricidad, mientras que el nivel de producción de energía será superior al nivel socialmente deseable. Habrá un costo social no pagado ni por las empresas ni por los consumidores, pero que todo el mundo sufre, incluidas las futuras generaciones. En este marco, el precio de la energía eléctrica no refleja el costo de oportunidad social total de la generación de energía y además, las externalidades de contaminación ligadas a la misma, inducen a un mayor consumo de electricidad del que sería socialmente óptimo.

Los gobiernos pueden lograr un incremento de la eficiencia social a través de dos tipos de intervenciones:

- Pueden modificar el marco institucional (legal o reglamentario), limitando el nivel de producción de electricidad, o estableciendo normas técnicas que reduzcan o eliminen los niveles de contaminación. En este esquema se define explícitamente el tipo de corrección que deben realizar las empresas, e induciría de forma indirecta a un incremento de precios del bien que produce la externalidad.
- Pueden incrementar el costo de producción de electricidad en función del daño marginal que genera la contaminación de cada unidad de producto. Este esquema produce un incentivo

económico ya que la empresa puede elegir entre distintas alternativas internas ante la obligación de compensar cada unidad de daño causado.

En ambos casos, el precio relativo de la producción de electricidad con fuentes o tecnologías contaminantes aumentaría con respecto a otras alternativas que no lo son, favoreciendo así el desarrollo y la sustitución por otras menos o no contaminantes. Por este motivo, aunque con implicaciones de bienestar social distintas, algunos gobiernos deciden subvencionar las fuentes de energía menos o no contaminantes, como es el caso de las energías renovables, y disuadir el uso de las energías fósiles. Sin embargo, en general, los subsidios directos e indirectos por parte de los estados a las energías fósiles resultan ser una política habitual.

De todas maneras, hay dos situaciones particulares en la promoción de las ERNC para la generación de electricidad:

- La electricidad a precio del mercado mayorista no refleja los costos reales de la generación de electricidad al no tener en cuenta el coste total del control de la contaminación inherente a la utilización de combustibles fósiles o la energía nuclear. De hecho, las externalidades negativas ambientales asociadas a las fuentes de energía convencionales impiden que los beneficios medioambientales de las energías renovables sean considerados en su justo valor, y esta es la consecuencia de la no internalización de los costos externos de las fuentes contaminantes en el precio de la electricidad.
- En un esquema de mercado de energía eléctrica competitivo, el precio del mercado mayorista está generalmente determinado por el costo marginal de generación de la última tecnología que entra en el mercado. Los costos de generación mediante ERNC ya resultan muy similares a los de las tecnologías convencionales (CADER 2015). De todas maneras algunos estudios recientes sugieren que los recursos intermitentes incrementan el LCOE (Levelized Cost of Electricity) de los recursos convencionales reduciendo su tasa de utilización pero no su costo fijo (“costos impuestos”) (Stacy, 2016). De todas maneras, independientemente de tales costos, los operadores están obligados a tratar la energía de origen renovable con cierta prioridad cuando están disponibles, y pagar o garantizar a sus productores una remuneración que les permita recuperar los costos.

Convertir las fuentes renovables en fuentes capaces de competir con las tradicionales, reduciendo sus costos de generación, de inversión y de operación, es el objetivo de la intervención de los gobiernos a través de diferentes políticas de incentivos (Aciego, 2014).

El intercambio de energía en un sistema de GD

Queda claro que la implementación de un sistema de GD requerirá que la Empresa Distribuidora se encuentre obligada a “aceptar” la energía que genera el usuario y en ese momento no está consumiendo. Habiendo asumido esto queda por resolver en qué condiciones “comerciales” la Distribuidora tomará tal energía. Para desarrollar este aspecto se presenta de forma general las 3 concepciones “teóricas” de intercambio o comercialización de energía: “Net Metering” (Medición Neta), “Net Billing” (Facturación Neta) y “Feed In Tariff” (Dufo, 2015).

Net Metering o Medición Neta:

Se trata de un esquema basado en la medición neta de energía (kWh). En el punto de acoplamiento se podrá distinguir una cantidad de Energía Generada y otra de Energía Consumida por el usuario. Un medidor bidireccional registra la diferencia entre la Energía Importada y la Exportada. La diferencia entre EI y EE configura distintos escenarios de comercialización, todos ellos en términos de energía.

Net Billing o Facturación Neta:

En este caso el balance se hace en términos monetarios. La aplicación de este esquema requiere distinguir la Energía Generada de la Energía Consumida por el usuario. A partir de ello se plantean distintos esquemas, todos ellos en términos monetarios que surgen de la valuación económica de tales energías.

Feed in Tariff (FIT)

Este sistema requiere de una medición como el Net Billing. La diferencia esencial es que la retribución percibida por el Usuario Generador por la energía generada le resulte un incentivo económico-financiero. Si la cantidad de usuarios participando de los sistemas de GD, o la potencia instalada en tal condición, es un elemento para evaluar su éxito, entonces y por mucho, este ha sido el sistema más exitoso.

La FIT presenta también un conjunto de variantes; la más obvia es que el valor a retribuir por cada kWh generado dependerá del costo de instalación (y eventualmente de operación) de la tecnología que se trate. Esto significa que tal valuación será distinta según se trate de generación fotovoltaica, eólica, biomasa, etc., y se establecerá contractualmente, por ejemplo, a 10 años. Esto requiere de un seguimiento donde uno de los elementos de observación continua será la evolución de los costos de instalación de las distintas tecnologías. Como se espera que los costos de instalación bajen, por nuevos desarrollos tecnológicos o fundamentalmente por cuestiones de economía de escala, entonces las FIT también disminuirán en el tiempo.

A partir de cómo se describe la implantación de las FIT's surge inmediatamente que el pago de ese sobreprecio debe ser asumido por alguno de los actores de este escenario (estado regulador, usuarios, etc.) y en todo caso esto podría tener un efecto inmediato sobre las tarifas eléctricas. En general ese sobrecosto es asumido por la Empresa Distribuidora la que luego lo incorpora en su sistema tarifario y pasa a formar parte del costo de la energía para el usuario final. Sin embargo, como la participación cuantitativa en el mercado eléctrico de la energía generado por los GD es muy pequeña y porque otros ítems que afectan el costo de la energía (combustibles, transporte, etc.) resultan también importantes, el efecto sobre las tarifas finales no resultaría un elemento disuasorio.

Algunos países europeos han sido los pioneros en la implementación de las FIT's que han constituido una de las herramientas fundamentales para iniciar el camino de transformación energética que se requería. Puede afirmarse que Alemania marcó el camino y actualmente suele ser considerado el modelo a imitar (Heinrich, 2015). Otros casos destacables son: Italia (Gestore, 2016) o el Reino Unido (Noldem, 2015).

En lo que sigue se plantea un escenario hipotético de implementación de FIT's en la provincia de Córdoba, a partir de las características propias de su sistema eléctrico, tomando en parte como referencia las políticas y objetivos que se adoptaron en el lanzamiento de este esquema en el Reino Unido en el año 2011. Se atenderá especialmente los órdenes de magnitud de las FIT's que resultarían necesarias y su impacto en las tarifas.

DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO BASE PARA LA APLICACIÓN DE FIT'S EN LA PROVINCIA DE CÓRDOBA

En primer lugar se destacarán los objetivos principales que se pretendían para el Reino Unido, desde el punto de vista cuantitativo, como así también el grado de cumplimiento que se ha alcanzado (Noldem, 2015). Esto se muestra en la Tabla 1 y la interpretación final de la misma se complementa sabiendo que el consumo total de energía en el cuarto año fue de 317 TWh.

Algunos datos adicionales, también al cumplirse el cuarto año, configuran en gran medida la situación alcanzada:

- Prácticamente el 75% de la energía generada bajo FIT es de origen fotovoltaico
- El 84% de la potencia FIT instalada es fotovoltaica y constituyen el 98,75% del total de instalaciones
- Aproximadamente el 70% de las instalaciones fotovoltaicas FIT son de una potencia inferior o igual a 4kWp

	Generación por instalación	Generación total de energía	Fracción del consumo total UK
Asignación esperada	7,7 MWh/año para el 2020	6.000 GWh para el año 2020	1,6 % para el 2020
Alcanzado en marzo 2015 (4to año)	5,4 MWh/año	2.645 GWh	0,84 %

Tabla 1: Objetivos y estado de cumplimiento del sistema FIT en el Reino Unido

Por otro lado, a partir de la información recabada en ADEERA (Adeera, 2015) según datos suministrados por la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) es posible tomar dimensión el mercado de la energía eléctrica en la provincia de Córdoba, en términos de usuarios y energía. La Tabla 2 incluye a usuarios cuya demanda se encuentra por debajo de los 300kW.

La Tabla 3 completa la descripción con las categorías no incluidas en la anterior.

	Residencial [kWh/bim)				General < 10kW [kWh/bim]		Comercio e Industria
	<= 1.000	>1.000 a <= 1.400	>1.400 a <= 2.800	>2.800	<4.000	>= 4.000	>=10 y < 300 kW
Cantidad de Usuarios	876.768	15.312	7.861	1.336	107.196	5.902	7.992
Totales Parciales Usuarios				901.277		113.098	7.992
% respecto del total usuarios	85,76	1,50	0,77	0,13	10,49	0,58	0,78
Total Usuarios							1.022.367
GWh anuales	1.854,3	153,1	120,0	39,9	446,8	196,7	928,9
Totales parciales GWh				2.167,2		643,5	928,9
% respecto del Total GWh	49,6	4,1	3,2	1,1	11,9	5,3	24,8
Total General GWh							3.740

Tabla 2: Cantidad de usuarios y energías consumidas para demandas inferiores a 300kW de EPEC para el año 2014

	Alumbrado	GGUU >= 300kW	PAFTT	Cooperativas	Total
Cantidad de Usuarios	5.719	318	61	245	6.343
GWh	216	1.229	605	2.562	4.612

Tabla 3: Cantidad de usuarios y energías consumidas que complementan el escenario para la provincia de Córdoba durante el año 2014

También resulta útil tener una estimación en términos de energía y cantidad de usuarios cual es el agregado que aportan las cooperativas a las categorías incluidas en la Tabla 2. Para ello se supone que la distribución, en cantidad de usuarios y energía, de las Cooperativas es idéntica a la de EPEC y que en ellas no existen las categorías de alumbrado, GGUU y PAFTT. En función de lo anterior la Tabla 4 expresa una buena aproximación para la provincia en general, incluyendo los usuarios de las cooperativas, con demanda por debajo de los 300kW.

La demanda total de energía del año 2014 (suma de los totales de las Tablas 2 y 3) es de 8.352GWh.

LA PROVINCIA DE CÓRDOBA BAJO UN CONTEXTO DE FEED IN TARIFF

El objetivo es presentar un conjunto de suposiciones que permitan imaginar un proceso de desarrollo de GD mediante FRNC en la Provincia de Córdoba y a partir del mismo estimar su impacto potencial en términos de energía, valores de las FIT's y su impacto en las tarifas. El análisis económico y financiero no pretende precisiones rigurosas ya que el actual contexto macroeconómico -tanto local como externo- las impide; fundamentalmente, en torno a la exactitud de ciertas cuantías, como el costo de las tarifas energéticas. Sin embargo, las conclusiones a las que se arriba se sostienen incluso ante cambios significativos en las variables contempladas en dicho análisis.

La configuración de este escenario asume lo siguiente:

- El aporte al total de energía de la provincia debería ser el 1,5% del consumo actual total para el 2021, alcanzable mediante pasos hipotéticos interanuales de 0,3% durante los próximos 5 años (2017-2021). Esto significa 125 GWh totales en escalones anuales de 25 GWh.
- Se supone que la tecnología fotovoltaica complementaría el total de tales cupos.
- Se asume que una instalación fotovoltaica típica ubicada en la ciudad de Córdoba, tomado como valor medio, puede poner en la red aproximadamente 1.500kWh por cada kWp instalado. A partir de esto la potencia a instalar anualmente resulta de 16,7 MWp haciendo un total acumulado durante los 5 años de 83,5MWp

	Residencial [kWh/bim]				General < 10kW [kWh/bim]		Comercio e Industria
	<= 1.000	>1.000 a <= 1.400	>1.400 a <= 2.800	>2.800	<4.000	>= 4.000	>=10 y < 300 kW
Cantidad de Usuarios	1.477.378	25.801	13.246	2.251	180.628	9.945	13.467
Totales Parciales Usuarios				1.518.676		190.573	13.467
Total Usuarios							1.722.716
GWh anuales	3.125	258	202	67	753	331	1.565
Totales parciales GWh				3.652		1.084	1.565
Total General GWh							6.302

Tabla 4: Estimación de cantidad de usuarios y energías consumidas para demandas inferiores a 300kW en la provincia de Córdoba para el año 2014

Bimestre	Generación [kWh]	Consumo [kWh]
1	600	472
2	467	440
3	321	408
4	394	408
5	556	391
6	646	423
Total	2.984	2.542

Tabla 5: Generación media de una planta fotovoltaica de 2kWp situada en la ciudad de Córdoba y consumo de un usuario promedio de la más baja categoría

En lo que sigue se presenta un análisis económico financiero tendiente a estimar qué incremento porcentual sobre la tarifa eléctrica actual permitiría la conformación de un fondo que retribuya cada kWh generado por la instalación fotovoltaica a un valor suficiente como para justificar una inversión rentable para el productor-consumidor. En otros términos, una tarifa FIT para determinadas condiciones y su impacto en la tarifa.

Presupuesto del análisis:

La Tabla 5 expresa la energía media generada por un sistema fotovoltaico tomando como referencia la ciudad de Córdoba y los respectivos consumos bimestrales del supuesto usuario.

- Inversión: \$93.000 (US\$ 3.100 por cada kWp de potencia. Potencia: 2 kWp. Valor dólar: \$15,00)
- Energía a generar por año: 2.984 kWh
- Análisis económico financiero efectuado a valores constantes, considerando ingresos y egresos de fondos marginales producto de la inversión bajo análisis.
- Tasa real: 4% anual
- Vida útil estimada del generador fotovoltaico: 25 años.
- Horizonte de análisis de la inversión: 6 años.
- Valor de recupero al sexto año: \$46.500 (valor que representa apenas el 50% del valor nominal de la inversión inicial, que a tal momento llevaría amortizada solamente el 25% de su vida útil total. La cifra representa, a su vez, sólo el 75% del flujo de fondos del año 7 al 25, actualizados al año 6, contemplando para tal cálculo ingresos anuales por \$5.669,60 - kWh: 2.984, retribuidos a razón de \$1,90 x kWh (este es un valor asumido como promedio final, incluido impuestos, para cualquier usuario con demanda por debajo de los 300kW); valor idéntico al costo de la tarifa eléctrica, sin retribución adicional, y egresos por mantenimiento (1% del valor nominal de la inversión). Tasa real de interés para la actualización: 4% anual.
- Ingresos: Hasta el sexto año se contempla un pago adicional, en carácter de incentivo a la inversión, por cada kWh generado. A partir del sexto año se abonaría el mismo valor que la empresa de energía eléctrica cobra por cada kWh consumido (net billing).

- Egresos: Mantenimiento, a razón del 1% de la inversión inicial por cada año.
- La Tabla 6 muestra los resultados. Bajo estos presupuestos la FIT resultante es de 3,91\$/kWh.

Inversión por punto de potencia [US\$/kWp]	US\$ 3.100	Retribución por cada kWh generado [\$/kWh]	3,91
Potencia Instalada [kWp]	2		
Dólar [\$]	15,00		
kWh generados x año [kWh]	2.984,00	Mantenimiento (% sobre inversión) [%]	1,00
Tasa de corte real [%]	4,00	Valor de Recupero [\$]	46.500

Año	0	1	2	3	4	5	6
Inversión [\$]	-93.000,00						
Ingreso [\$]		11.660,43	11.660,43	11.660,43	11.660,43	11.660,43	11.660,43
Egreso (mantenimiento) [\$]		-930,00	-930,00	-930,00	-930,00	-930,00	-930,00
Valor de Recupero [\$]							46.500,00
Flujo Neto [\$]	-93.000,00	10.730,43	10.730,43	10.730,43	10.730,43	10.730,43	57.230,43

VAN [\$]	-
TIR [%]	4,00

Tabla 6: Evaluación del proyecto bajo las condiciones presupuestas

Con la información anterior se pasa a configurar el escenario en términos de energías y de su impacto tarifario:

- Cupo de energía fotovoltaica a comprar por parte de la empresa de energía eléctrica: 0,3% de la energía total demandada (valor base demanda año 2017: 8.352.000.000 kWh). Valor resultante: 25.056.000 kWh adicional por cada año, hasta el quinto año inclusive. A partir de tal año, el cupo total acumulado será de 125.280.000 kWh.
- Tasa de crecimiento de la energía demandada en la provincia de Córdoba: 3% anual.
- Al finalizar el quinto año, el cupo total acumulado de energía fotovoltaica representaría un 1,33% del total de energía consumida en la provincia. Si el cupo se mantiene constante a partir de entonces, y el consumo energético continúa creciendo, la participación disminuye año tras año: al sexto año, el porcentaje caería al 1,29%.

El incremento porcentual sobre la tarifa (siempre respecto a la tarifa general actual, y en término de valores no acumulativos) que permitiría recaudar lo necesario para efectuar el pago de \$3,91 por cada kWh aportado mediante generación fotovoltaica sería, para cada uno de los sucesivos años, del **0,62%; 1,20%; 1,74%; 2,26%; 2,74% y 2,66%** respectivamente (Tabla 7).

Cabe señalar que el escenario presentado resulta marcadamente cauteloso en términos de las siguientes variables:

- a) *Inversión inicial*: el costo de US\$ 3.100 por cada kWp instalado de potencia representa el valor más probable en términos de inversión requerida. Como ya se señalara, este costo está asociado a una instalación que en principio puede considerarse típica para los requerimientos de un usuario residencial de la más baja categoría, pero los costos promedios, en la medida que se ponderen con instalaciones de mayores potencias, se reducirían sensiblemente. También es de esperar que la demanda generada produzca un fuerte impacto a la baja de los costos iniciales de inversión. Tal situación traería aparejado un impacto muy favorable en el análisis económico financiero, reduciendo el valor del incentivo necesario por cada kWh generado para tornar rentable la inversión. Considerando variaciones en este costo, se puede observar el impacto directo en el valor FIT (Tabla 8). Los extremos representan valores mínimos (-20%) y máximos (+4%) de escasa probabilidad de ocurrencia, existiendo mayor perspectiva a la baja del costo en cuestión por los motivos expuestos.

Energía Base año 2017 [kWh]:	8.352.000.000
Tasa de crecimiento demanda:	1,03
Cupo Anual Energía fotovoltaica [%]:	0,30
(respecto a la demanda base año 2017)	25.056.000

Año:	(2017)	(2018)	(2019)	(2020)	(2021)	(2022)
	1	2	3	4	5	6
Cupo acumulado [kWh]	25.056.000	50.112.000	75.168.000	100.224.000	125.280.000	125.280.000
Demanda total [kWh]	8.352.000.000	8.602.560.000	8.860.636.800	9.126.455.904	9.400.249.581	9.682.257.069
Cupo/demanda total [%]	0,30%	0,58%	0,85%	1,10%	1,33%	1,29%

Valor FIT [\$/kWh]	3,91
--------------------	------

(a este valor se compra el cupo acumulado generado - ver flujo de fondos del inversor)

Año:	(2017)	(2018)	(2019)	(2020)	(2021)	(2022)
	1	2	3	4	5	6
Monto anual [\$]	97.910.086	195.820.171	293.730.257	391.640.343	489.550.428	489.550.428
\$ adicional x cada kwh demanda [\$]	0,0117	0,0228	0,0332	0,0429	0,0521	0,0506

Tarifa Actual [\$/kWh]	1,90
------------------------	------

Año:	(2017)	(2018)	(2019)	(2020)	(2021)	(2022)
	1	2	3	4	5	6
Incremento porcentual sobre Tarifa actual [%]	0,62	1,20	1,74	2,26	2,74	2,66

(porcentaje NO acumulable por año, sino aplicable siempre al valor base: tarifa actual kWh)

Tabla 7: Evolución en el tiempo de los montos de energía, cuantificación de las FIT's e impacto sobre la tarifa media

Costo por cada punto de potencia [kWp]		Valor FIT [\$/kWh]	
U\$S	%	\$	%
2.480,00	-20,00	2,66	-32,02
2.604,00	-16,00	2,91	-25,62
2.728,00	-12,00	3,16	-19,21
2.852,00	-8,00	3,41	-12,81
2.976,00	-4,00	3,66	-6,40
3.100,00	0,00	3,91	0,00
3.224,00	4,00	4,16	6,40

Tabla 8: Variaciones en el valor de la FIT ante cambios en el costo de instalación

- b) *Valor de la tarifa*: Un tema de agenda pública es la actualización de tarifas de los servicios públicos. La tarifa eléctrica no escapa a ese debate. Sin que exista aún resolución firme, se puede afirmar que el valor de la tarifa será mayor al actualmente vigente, situación que conlleva a una reducción del porcentaje de incremento de tarifa necesario para conformar el fondo compensador que permita abonar la correspondiente FIT. La Tabla 9 muestra diferentes valores tarifarios conforme a posibles actualizaciones, expresadas en términos reales. El valor más bajo (mínimo) se corresponde con el resultante de la tarifa vigente y representa el mínimo valor posible. El valor más elevado (máximo) surge de incrementar un 120%, en términos reales, el costo mayorista de la energía eléctrica, reflejando tal situación en la estructura de costos de la tarifa de Córdoba. Los valores intermedios se corresponden con incrementos sucesivos de un 20% de dicho costo mayorista a partir de la tarifa vigente. Conforme a las diferentes expectativas de los distintos sectores involucrados, y a la información disponible al respecto, el valor más probable se ubica en torno a los \$2,16 a valores constantes, y resulta de un incremento real del 60% del costo de la electricidad en el mercado mayorista.

Precio de Referencia de la Energía [\$/kWh]	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
Incremento [%]	0	20	40	60	80	100	120
Nuevo Precio de Referencia de la Energía [\$/kWh]	0,33	0,396	0,462	0,528	0,594	0,66	0,726
Valor Agregado Distribución – EPEC [\$/kWh]	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
Subtotal:	1,45	1,516	1,582	1,648	1,714	1,78	1,846
Impuestos varios (IVA, II.BB. Munic) [%]	31	31	31	31	31	31	31
Tarifa [\$/kWh]	1,90	1,99	2,07	2,16	2,25	2,33	2,42

Tabla 9: Variaciones en el valor de la tarifa eléctrica ante cambios en el Precio de Referencia de la Energía en el Mercado (tomando como referencia la Resol 41/2016 de la SEE para menores de 300kW)

Efectuando un análisis de sensibilidad, se puede observar en la Tabla 10 la variación del incremento porcentual sobre la tarifa vigente que permite solventar el fondo destinado a la FIT ante cambios en ambas variables. Esto se ha efectuado analizando la variación para el quinto año ya que en el mismo se verifica el mayor impacto.

		Inversión por punto de potencia [U\$S]						
		-20%	-16%	-12%	-8%	-4%	0%	4%
		2.480	2.604	2.728	2.852	2.976	3.100	3.224
Tarifa [\$/kWh]	1,90	1,86%	2,04%	2,21%	2,39%	2,57%	2,74%	2,92%
	1,99	1,78%	1,95%	2,12%	2,29%	2,45%	2,62%	2,79%
	2,07	1,71%	1,87%	2,03%	2,19%	2,35%	2,51%	2,67%
	2,16	1,64%	1,79%	1,95%	2,10%	2,26%	2,41%	2,57%
	2,25	1,58%	1,73%	1,87%	2,02%	2,17%	2,32%	2,47%
	2,33	1,52%	1,66%	1,80%	1,95%	2,09%	2,23%	2,38%
	2,42	1,46%	1,60%	1,74%	1,88%	2,02%	2,15%	2,29%

Tabla 10: Análisis de sensibilidad de la variable “Incremento porcentual sobre la tarifa actual” en el quinto año.

Finalmente, concretando una simulación de ambas variables con método Montecarlo, considerando distribución Beta-Pert, y los valores mínimo, máximo y más probable indicados para cada una de ellas, se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 11 en torno al incremento porcentual sobre la tarifa actual para el quinto año.

Como puede observarse, en un 98,75% de los casos el incremento porcentual resulta menor al 2,74%, valor este que resulta del escenario del cual se parte.

El análisis confirma que las condiciones inicialmente planteadas representan una situación extremadamente cautelosa en términos económico-financieros, con necesidad de incentivos más altos para tornar rentable la inversión, acercándose así a la cola derecha de la distribución de probabilidades del incremento porcentual sobre la tarifa actual. A pesar de ello, el porcentaje de incremento no resulta para nada elevado y da cuenta de la factibilidad de su implementación.

A su vez, cabe considerar las siguientes situaciones que permiten mejorar aún más el rédito económico de la inversión:

- Los flujos de fondos (ingresos) se presentan al final de cada año. Sin embargo, los cobros serían bimestrales, lo cual implicaría un adelantamiento de los flujos, situación que acarrea mayor rentabilidad aún (consecuentemente, incentivo tarifario más bajo).
- Se utiliza una tasa real anual del 4%. Habida cuenta de la actual situación macroeconómica, ninguna inversión alternativa con niveles de riesgo bajo está brindando tasa real positiva. Es decir, se garantiza una rentabilidad superior a las vigentes, lo cual implica “castigar” el flujo de fondos con una tasa de descuento elevada en relación a las inversiones alternativas. Resulta oportuno recordar que se entiende por tasa real a aquella que se obtiene luego de deflactar la inflación, y que se aplica al análisis de flujos de fondos a valores constantes como el que

hemos abordado. La tasa real = $(1 + \text{Tasa Efectiva}) / (1 + \text{tasa de inflación}) - 1$, una tasa real anual del 4% en un contexto de inflación interanual del 45%, se corresponde con una Tasa Efectiva Anual (TEA) del 50,8%.

Variables a simular (Beta Pert)	Mínimo	Más Probable	Máximo	Media	Alfa	Beta
V1: Tarifa [\$/kWh]	1,90	2,16	2,42	2,16	3,00	3,00
V2: Inversión c/pto potencia [US\$/kWp]	2.480,00	3.100,00	3.224,00	3.017,33	4,33	1,67

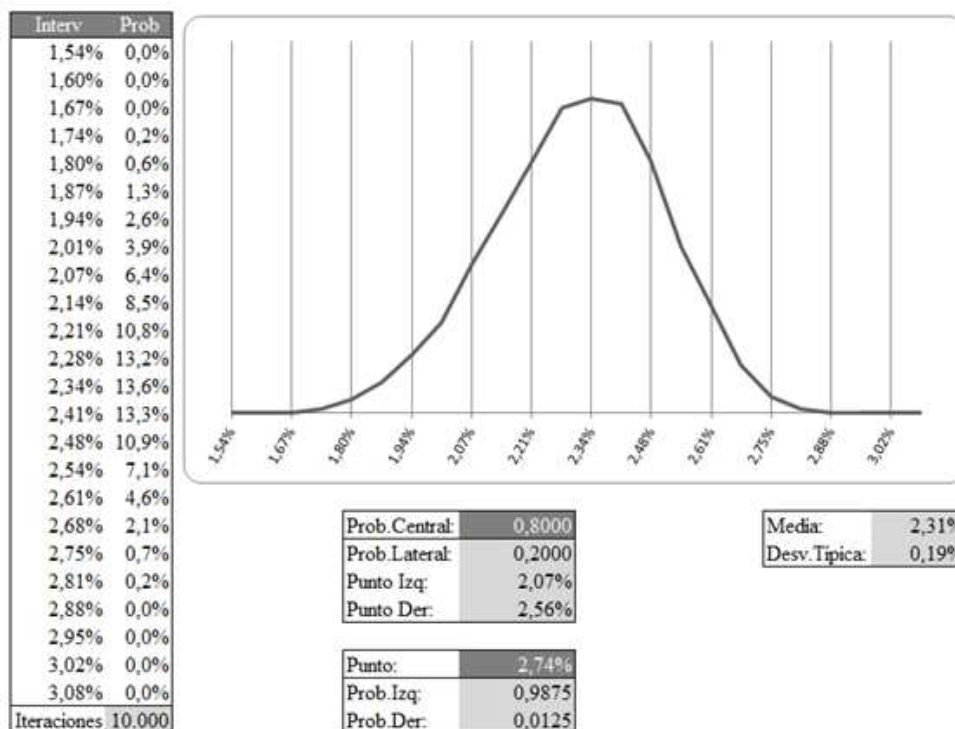


Tabla 11: Comportamiento de la variable “Incremento porcentual sobre la tarifa actual” – Simulación de Montecarlo

CONSIDERACIONES FINALES

- Se excluye del análisis el mayor costo impositivo como consecuencia de las ganancias derivadas para el productor/contribuyente de energía fotovoltaica. Esto en virtud a la imposibilidad de contemplar una situación única, pues cada productor/consumidor reviste situaciones particulares frente a los distintos impuestos. Debiera, entonces, efectuarse un análisis particular conforme al sinnúmero de posibilidades (monotributistas, inscriptos en diferente escala marginal de impuesto a las ganancias, etc). Sin embargo, sólo situaciones muy específicas conllevarían a costos impositivos incrementales de magnitud (elevadas escalas de ganancias, para inscriptos, quienes, sin embargo, podrían efectuar deducciones por amortización de la inversión; para el caso de inscriptos en IVA la situación cambia habida cuenta de la necesidad de excluir tal impuesto del análisis, que jugaría solamente desde el punto de vista financiero). Aun así, los posibles incrementos tarifarios tendrían impactos de tanta magnitud que licuarían cualquier situación impositiva desfavorable.
- El incremento sobre la tarifa general debería canalizarse como impuesto provincial destinado a la conformación del fondo compensador para el pago de las FIT`s. Esto, a los efectos de evitar que dicho aumento conforme la base imponible de IVA, lo cual derivaría en un incremento de la tarifa general algo mayor al planteado y con destino a las arcas del Estado nacional.
- El análisis económico-financiero se efectúa en pesos argentinos y no en moneda extranjera ya que el objetivo perseguido no es brindar elementos de comparación con otras inversiones de escala global. Concretamente se evalúa una alternativa de inversión que tienen un enclave geográfico específico: la Provincia de Córdoba. Y habida cuenta de la composición del entramado económico de la provincia, y contemplando los montos de la inversión, existe un

direccionamiento concreto en términos de potenciales inversores: PyMEs y sectores residenciales de ingresos medios y medios altos. Es decir, sectores que disponen de ahorros provenientes de ingresos en pesos y/o financiamiento en idéntica moneda, con fuerte vinculación con el mercado interno, y que precisan encontrar alternativas locales que garanticen un rendimiento económico por sobre el mantenimiento del poder adquisitivo de la inversión en el marco de un conjunto de opciones.

- Por último, señalar que un incremento sobre la tarifa general tendría un leve impacto redistributivo regresivo, pues los sectores de bajos ingresos también aportarían para solventar inversiones que indudablemente están al alcance de sectores medios y medios altos. Un modo, entre tantos otros, de evitar tal regresividad sería aplicando el incremento porcentual sólo sobre las tarifas escalonadas asociadas a los mayores consumos.

CONCLUSIONES

Se ha presentado una metodología sencilla para diseñar un sistema de Feed in Tariff para la tecnología fotovoltaica en la Provincia de Córdoba. Bajo una serie de presupuestos se ha determinado una FIT y se ha cuantificado su efecto en las tarifas finales. Se ha analizado el efecto de eventuales variaciones tanto del costo de instalación como de la tarifa eléctrica. Los resultados obtenidos permiten afirmar que el esquema sugerido constituye una herramienta fundamental para un verdadero desarrollo de la GD. La metodología propuesta puede extenderse fácilmente a otras tecnologías de GD mediante FRNC.

REFERENCIAS

- Aciego de Mendoza Sagaseta de Ilurdoz, P. (2014). Análisis de los sistemas de retribución de las energías renovables en los mercados eléctricos de la UE-27. Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales, Universidad de la Laguna. España.
- Adeera (2015). Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina. Datos Característicos de las Empresas. <http://www.adeera.com.ar/informes-tecnicos.asp>
- Dufo-Lopez, R & Bernal-Agustín, J. (2015). A comparative assessment of net metering and net billing policies - Study cases for Spain. Elsevier. Energy 84. 684-694.
- Gestore Serviza Energetici (2016). Energia da Fonti rinnovabili in Italia – Dati Preliminari. Italia.
- Heinrich Bolt Foundation (2015). Energy Transition – The German Energiewende. Berlin, Germany.
- Nolden C. (2015). Performance and Impact of the Feed-in Tariff Scheme: Review of Evidence. Department of Energy and Climate Change. UK.
- CADER (2015). La Hora de las Energías Renovables en la Matriz Eléctrica Argentina. Cámara Argentina de Energías Renovables. Argentina.
- Stacy T. F. & Taylos G. S. (2016). The Levelized Cost of Electricity from Existing Generation Resources. Institute for Energy Research. USA.

ABSTRACT

First The Distributed Generation concept is contextualized developing four aspects that make it up: Non-Conventional Renewable Energies as a primary source; Distributed Generation and their overall impact; Non-Conventional Renewable Energies in a competitive electricity market and marketing systems or energy exchange in DG scheme. Later an evolutionary basic scenario for the province of Córdoba is set, values FIT rates are determined and analyzed their possible impact on the tariff of end users. A sensitivity analysis of energy tariffs and installation costs on the Feed in Tariff is made.

Keywords: Distributed Generation, Unconventional Renewable Energy, Feed In Tariff.