



Microgeneración Fotovoltaica en Uruguay: Beneficios, Marco Normativo y Producción de Capacidades Locales

AUTORES

Mario Vignolo	Universidad de la República
Diego Oroño	Universidad de la República
Tomás Di Lavello	Universidad de la República
Gonzalo Hermida	Universidad de la República
Ana Laura Rodríguez	Fundación Julio Ricaldoni
Marcelo Rey	UTE
Juan Carriquiry	Universidad de la República
Diego Giacosa	Universidad de la República
Isabel Briozzo	Universidad de la República

Montevideo
viernes 7 diciembre, 2018

Microgeneración Fotovoltaica en Uruguay:

Beneficios, Marco Normativo y Producción de Capacidades Locales, Mario Vignolo, Diego Oroño, Tomás Di Lavello, Gonzalo Hermida, Ana Laura Rodríguez, Marcelo Rey, Juan Carriquiry, Diego Giacosa, Isabel Briozzo.

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.1).

Contiene un total de 258 páginas.

Compilada el viernes 7 diciembre, 2018.

<http://iie.fing.edu.uy/>

Tabla de contenidos

1. Introducción	1
1.1. Estado actual	3
2. Estrategias de promoción vinculadas a la incorporación de energía solar fotovoltaica	9
2.1. <i>Feed-in Tariff</i>	10
2.1.1. FIT en Japón	11
2.1.2. FIT en Reino Unido	17
2.1.3. FIT en Alemania	23
2.2. Balance Neto	31
2.2.1. Balance Neto en Chile (" <i>Net-billing</i> ")	32
2.2.2. Balance Neto en Brasil	34
2.2.3. Balance Neto en Argentina	36
2.2.4. Balance Neto en Uruguay	39
2.3. Otros esquemas de promoción	40
2.3.1. Esquema de cuotas (" <i>Quota Scheme</i> ")	40
2.3.2. Subsidios para la inversión inicial	41
2.3.3. Exoneración de impuestos (" <i>Tax Credit System</i> ")	41
2.4. Conclusiones	42
3. Requisitos técnicos para instalaciones de microgeneración en Uruguay	45
3.1. Normativa técnica actual	45
3.1.1. Resumen	45
3.1.2. Introducción	46
3.1.3. Desarrollo	46
3.1.4. Requerimientos técnicos generales	48
3.1.5. Procedimiento y trámite	52
3.1.6. Consideraciones sobre instalación de acumuladores de energía en Instalaciones de Microgeneración	56
3.2. Cambios realizados en la normativa	58
3.2.1. Primera revisión de la normativa	58
3.2.2. Aspectos a mejorar de normativa	67
3.3. Conclusiones	71

4. Efecto de la incorporación de microgeneración fotovoltaica en la estructura tarifaria	73
4.1. Introducción	73
4.2. Peso de los cargos de energía en la factura vs. peso de los costos de generación en el costo total	74
4.3. Comparación entre un escenario de Costos de Generación en BT y precios actuales de los Cargos de Energía	76
4.4. Conclusiones y comentarios	77
5. Análisis de los decretos 173/010 y 114/014 y estudio de casos desde su aplicación	79
5.1. Introducción y contexto	79
5.2. La microgeneración en el marco del decreto 173/010	81
5.3. La generación en el mercado mayorista de energía eléctrica	83
5.4. La microgeneración en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica	86
5.5. La microgeneración del decreto 173/010 y el autoconsumo del decreto 43/015	89
5.6. Conclusiones	92
6. Revisión de normativa y experiencias internacionales en cuanto a exigencias técnicas de equipamiento e instalaciones solar FV	93
6.1. Normativa técnica en Chile	93
6.1.1. Introducción	93
6.1.2. Requisitos para el trámite, instalación y conexión	94
6.1.3. Equipamiento autorizado	97
6.1.4. Requerimientos generales	97
6.1.5. Condiciones de la instalación	98
6.1.6. Estructura	98
6.1.7. Módulos fotovoltaicos	99
6.1.8. Arreglos y conexión eléctrica	99
6.1.9. Dimensionado de circuitos y corriente	101
6.1.10. Conductores y canalizaciones	101
6.1.11. Inversor	102
6.1.12. Protecciones	103
6.1.13. PAT de las instalaciones fotovoltaicas	105
6.1.14. Baterías de acumuladores.	106
6.1.15. Interfaz con red	106
6.1.16. Medidor	106
6.1.17. Parámetros Eléctricos	107
6.1.18. Pruebas e inspección	107
6.1.19. Mantenimiento y Trabajo Seguro	109
6.2. Comparación entre Uruguay y Chile de los Requisitos técnicos	111
6.2.1. Cartelería	111
6.2.2. Diferenciales	111
6.2.3. Aislación galvánica	111
6.2.4. Riesgo de incendio	112

6.2.5.	Normalización y autorización de equipamiento	112
6.2.6.	Fiscalización de instalaciones	114
6.2.7.	Medición de energía	114
6.2.8.	Ubicación del punto de conexión de la rama generadora . .	114
6.2.9.	Factor de potencia	114
6.2.10.	Calidad del servicio	115
6.2.11.	Límites de potencia y energía	115
6.2.12.	Requisitos para el técnico instalador	115
6.2.13.	Ajustes de protecciones	116
6.3.	Conclusiones	116
7.	Estudios de potencial específicos de microgeneración solar foto-	
	voltaica en Uruguay	119
7.1.	Metodología aplicada	120
7.1.1.	Impacto técnico en la red de distribución de baja tensión .	120
7.1.2.	Estudio económico	121
7.2.	Resultados del estudio técnico	122
7.2.1.	Perfil de tensión	122
7.2.2.	Pérdidas eléctricas	123
7.3.	Resultados del estudio económico	124
7.4.	Conclusiones	126
8.	Estudio de los costes en transmisión y distribución debido al desa-	
	rrrollo de la microgeneración y el autoconsumo	129
8.1.	Metodología de planificación de la red de distribución	130
8.1.1.	Minimización de costo	130
8.1.2.	Cálculo de flujo de carga	132
8.1.3.	Metodología aplicada a una red de prueba	133
8.2.	Datos de la red	134
8.2.1.	Esquemático de la red	134
8.2.2.	Conductores	135
8.2.3.	Fotovoltaica (FV)	136
8.2.4.	Eólica (EOL)	136
8.2.5.	<i>Combined Heat and Power (CHP)</i>	136
8.2.6.	Gestión de demanda (DR)	137
8.3.	Resultados del caso base	138
8.4.	Resultados de la penetración de GD y DR	138
8.4.1.	Diferentes porcentajes de penetración	138
8.5.	Conclusiones	140
9.	Identificación de sectores que presentan barreras para el acceso	
	a energía solar fotovoltaica	141
9.1.	Sobre el FODA	141
9.2.	Análisis general de Fortalezas, Debilidades, Oportunidades y Ame-	
	nazas	142
9.3.	Estudio del FODA. Explicación de la metodología.	149

Tabla de contenidos

9.3.1. Mapa FODA	149
9.3.2. Valorización de los atributos	150
9.3.3. Vinculación y peso de los atributos	150
9.3.4. Ubicación del baricentro en el Mapa FODA	151
9.4. Conclusiones	152
10. Diseño de estrategias para bajar barreras culturales y sociales en la incorporación de energía solar en los diversos sectores	153
10.1. El conflicto y las barreras	153
10.2. Las barreras sociales y/o culturales para las fuentes de generación alternativas	154
10.3. Las barreras sociales y culturales al desarrollo de la energía solar y solar fotovoltaica	155
10.3.1. Generales	155
10.3.2. Para el sector residencial	157
10.4. Medidas para la superación de las barreras	159
10.5. Propuesta de superación de barreras persistentes	160
11. Identificación de posibilidades para desarrollo de producción nacional de diferentes dispositivos y propuesta de implementación	163
11.1. Componentes de una instalación fotovoltaica	163
11.1.1. Estructura soporte	164
11.1.2. Cableado	166
11.1.3. Inversores	167
11.1.4. Transformadores	172
11.1.5. Cuadros de protecciones de baja tensión	173
11.1.6. Cuadros de protecciones de media tensión	174
11.1.7. Sistema de puesta a tierra	174
11.1.8. Celdas fotovoltaicas	174
11.1.9. Panel fotovoltaico	175
11.2. Conclusiones	176
12. Conclusiones	179
A. Valorización de atributos para análisis FODA	183
B. Artículos presentados en conferencias en el marco de este proyecto	187
Referencias	241
Índice de tablas	246
Índice de figuras	249

Capítulo 1

Introducción

En los últimos 10 años la matriz eléctrica en Uruguay ha cambiado radicalmente incorporando una gran cantidad de generación de fuente renovable, alcanzando 1500 *MW* de potencia eólica instalada y 245 *MW* de potencia fotovoltaica, aparte de la generación distribuida a partir de biomasa y la procedente de las plantas de celulosa.

Esto ha supuesto una transformación de la industria eléctrica y la formación de nuevas capacidades técnicas de los profesionales que han participado de esta transformación. El rol de la academia ha sido fundamental en este proceso a través del desarrollo de nuevos cursos de especialización en el área y también de los proyectos de investigación, para crear conocimiento y recursos humanos capacitados. En particular, los proyectos de ANII FSE han permitido formar grupos de trabajo estables que han permitido mantener el desarrollo de cursos, proyectos y la transferencia de conocimiento hacia el Sector.

Nuestro grupo de investigación ha trabajado en proyectos de mercados eléctricos, nuevas tecnologías y energía solar fotovoltaica. El presente proyecto es el segundo en el área solar. Este proyecto aborda la microgeneración fotovoltaica desde diversos ángulos.

Primeramente, en el presente capítulo, se expone el estado actual de la microgeneración fotovoltaica en el Uruguay. En el capítulo 2 se analizan las estrategias de promoción para generación de energía solar fotovoltaica, mostrando las distintas políticas tomadas en varios países de referencia del mundo. En el capítulo 3 se presentan los requisitos técnicos para la instalación de microgeneración en Uruguay a partir del estudio de la normativa vigente. Por otra parte, en el capítulo 4 se aborda la incorporación de la microgeneración fotovoltaica en la estructura tarifaria, mientras que en el capítulo 5 se realiza el análisis legal de los decretos 173/010 y 114/014. Por otro lado, en el capítulo 6 se estudia la normativa técnica de Chile comparándola con el caso de Uruguay. Los capítulos 7 y 8 son resultado del trabajo del proyecto de fin de carrera de grado de Isabel Briozzo, y de parte de la actividad de tesis de posgrado de Marcelo Rey, ambos integrantes del grupo de

investigación. En estos capítulos se trata sobre el impacto de la microgeneración en la red de distribución estudiando en particular el potencial de la misma y el impacto en los costos de las redes de distribución y transmisión, y su planificación. En los capítulos 9 y 10, se realiza un estudio de fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas de la microgeneración fotovoltaica, y las barreras para su desarrollo respectivamente. Finalmente, en el capítulo 11 se analiza la capacidad de producción nacional de los distintos componentes de una instalación de microgeneración fotovoltaica. El capítulo 12 está destinado a las conclusiones del proyecto, y en el anexo B se encuentran los artículos presentados en conferencias producidos en el marco del proyecto.

1.1. Estado actual

En esta sección se muestra el estado actual de la inserción de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables en la red de baja tensión de UTE y las perspectivas futuras.

Desde mediados de 2010 está permitida la conexión a la red de Baja Tensión de UTE de instalaciones generadoras y la cantidad de instalaciones ha estado creciendo como se puede apreciar en la siguiente gráfica.

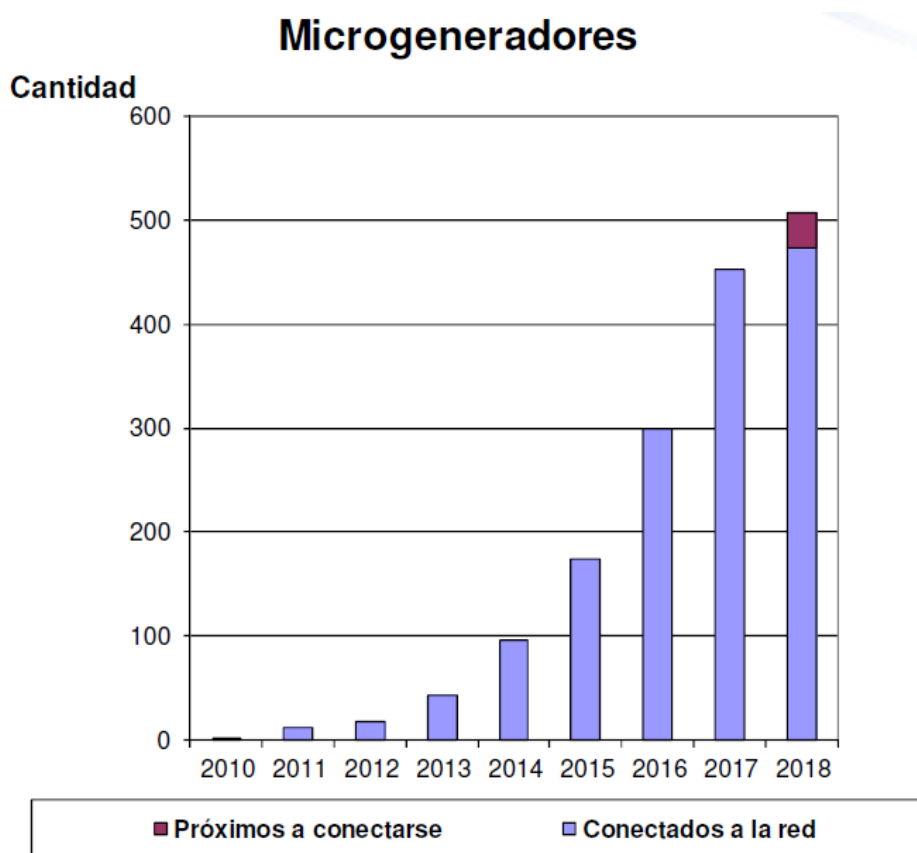


Figura 1 – Microgeneradores conectados(acumulado)/En trámite

Figura 1.1: Número de instalaciones generadoras.

La gráfica 1.1 muestra la cantidad de instalaciones generadoras conectadas por año de forma acumulada hasta junio 2018. Adicionalmente se tiene que el 99 % de las instalaciones conectadas son fotovoltaicas y el resto eólicas.

La gráfica 1.2 muestra la potencia activa en kW instalada al momento y la que está por ser concretada. Es importante notar que el crecimiento en la potencia instalada es exponencial.

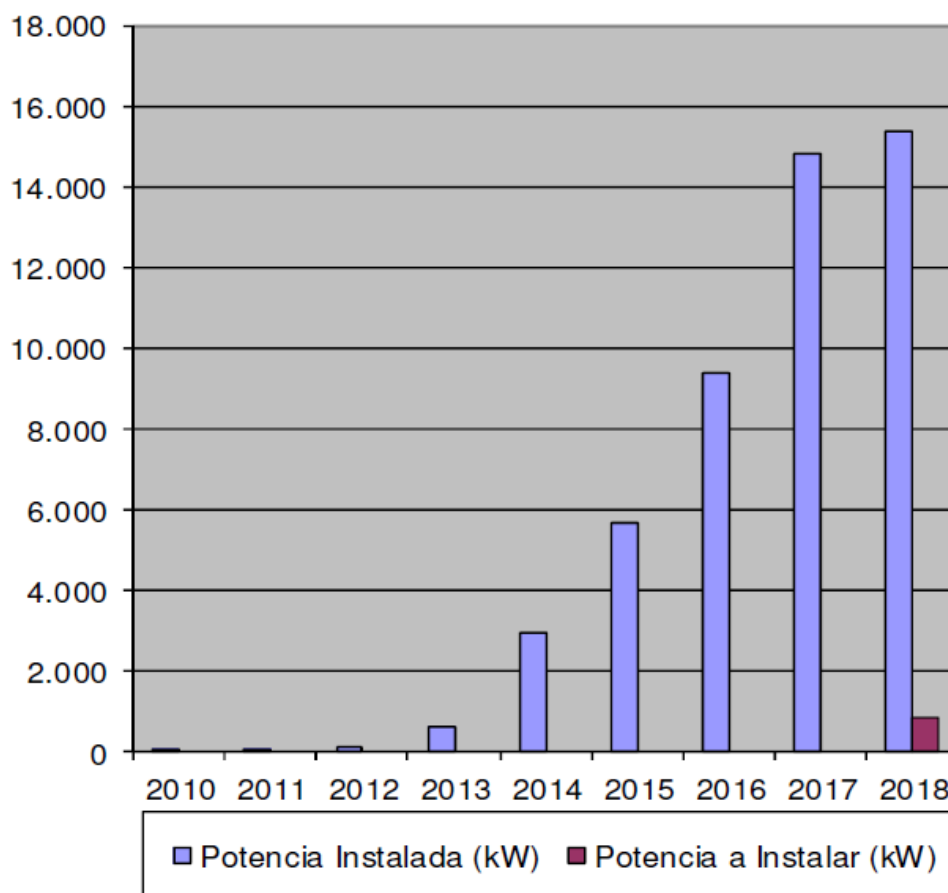


Figura 3 – Potencias Instaladas acumuladas

Figura 1.2: Potencia (kW) instalada y a instalar.

En la gráfica 1.3 se muestra la potencia promedio de microgeneración instalada, observándose una tendencia creciente de instalación de microgeneradores de potencias mayores, incrementándose el número de minigeneradores y no tanto el de microgeneradores, observándose valores de potencia promedios por microgenerador superiores a $30 kW$.

La gráfica 1.4 muestra la energía generada e inyectada a la red en MWh por año de forma acumulada. Se puede observar que aproximadamente la mitad de la energía generada es consumida por los clientes mientras que el resto es volcado a la red de UTE, energía que es abonada por el ente.

A continuación en figura 1.5 se muestra la cantidad de suministros, según la relación de energía inyectada y consumida de la red. Se observa que existen más de 70 instalaciones cuya relación es superior al 150 %.

En la figura 1.6 se presenta la distribución geográfica de las instalaciones de microgeneración. Asimismo, en la tabla 1.1 se muestran las potencias instaladas

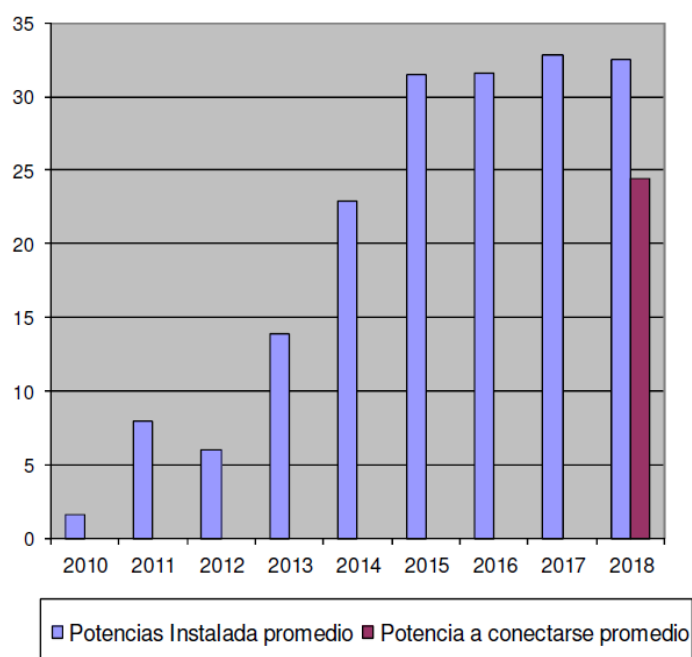


Figura 4 – Potencias instaladas por IMG

Figura 1.3: Potencia promedio (kW) de Microgeneración instalada y a instalar.

por zonas (Regionales de UTE).

2016	Instalados		En trámite	
Regional	Cantidad	Potencia (kW)	Cantidad	Potencia (kW)
Norte	64	2437.0	1	72.0
Este	23	481.8	4	93.7
Oeste	62	2244.8	5	107.0
Centro	34	1134.5	5	127.0
Montevideo	75.0	1781.2	13	162.2
Total	258	8079.35	28	562

Tabla 1.1: Cantidades y potencias instaladas a octubre 2016 por zona.

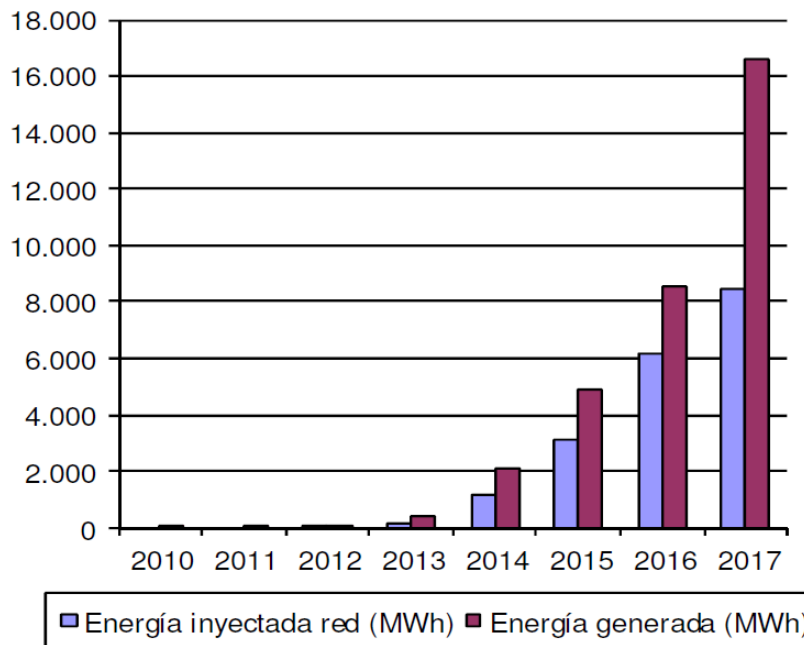


Figura 1.4: Potencia promedio (kW) de Microgeneración instalada y a instalar.

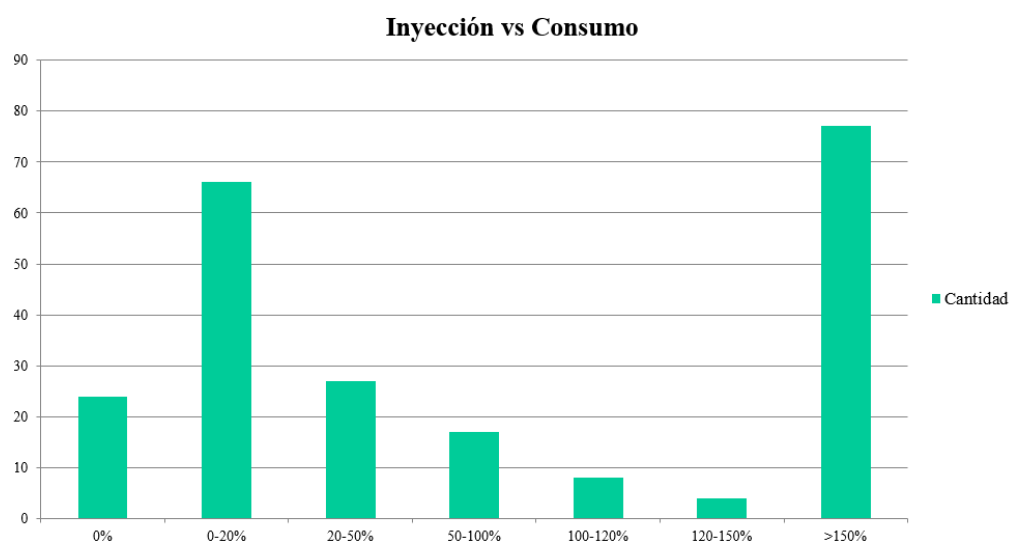


Figura 1.5: Energía inyectada vs. consumida a la red a agosto 2016.

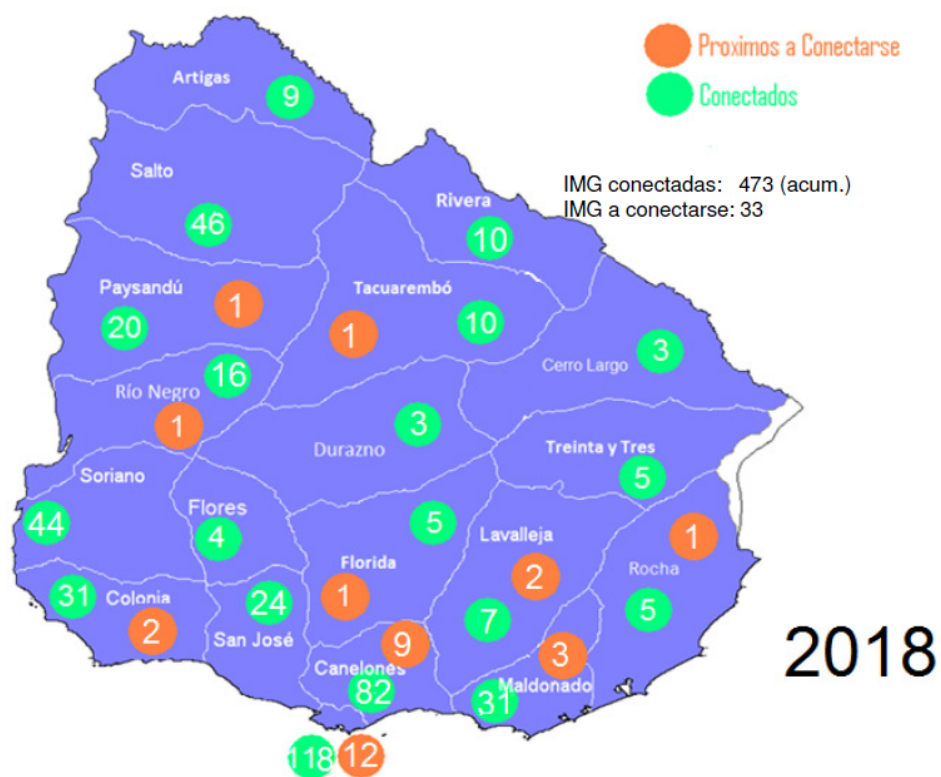


Figura 1.6: Cantidad de instalaciones de Microgeneracion por departamento.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 2

Estrategias de promoción vinculadas a la incorporación de energía solar fotovoltaica

Este capítulo tiene por objeto analizar los distintos instrumentos normativos que buscan incentivar o apoyar el desarrollo de la generación eléctrica con Energías Renovables No Convencionales (en adelante ERNC) ¹ y enfocado al caso fotovoltaico. Se describen los esquemas utilizados por distintas legislaciones a nivel mundial y en particular profundiza los instrumentos más usados para apoyar el desarrollo de las ERNC.

Es claro que cualquier cambio regulatorio repercute en los costos asociados, los cuales deben ser asumidos por la sociedad o parte de ella. Es decir que, si se quiere impulsar la generación eléctrica renovable, se debe asumir que habrá un aumento de costos, al menos en un período inicial. En una economía de libre mercado, si no se han desarrollado las ERNC debe ser porque bajo las reglas del mismo no son económicamente atractivas de utilizar para generar electricidad.

Entre los esquemas de incentivos y políticas más conocidos de promoción de la fotovoltaica se tiene el *feed-in tariff (FIT)*, balance neto (*Net Metering*), esquema de cuotas (*Quota scheme*), subsidios para la inversión inicial y exoneración de impuestos (*Tax Credit System*), donde varios países han combinado algunos de los esquemas mencionados y existe una tendencia mundial hacia el uso del FIT y una regional para el Balance Neto.

¹Este capítulo fue parte de la monografía del curso de Seminario de Mercados Eléctricos (año 2012) de Diego Giacosa y ha sido actualizado su contenido a la fecha de esta publicación.

2.1. *Feed-in Tariff*

Es un instrumento normativo que impulsa el desarrollo de las ERNC mediante el establecimiento de una tarifa especial, premio o sobre precio, por unidad de energía eléctrica inyectada a la red. Es decir que interviene el precio que es recibido por el generador, el cual obtiene claridad sobre el precio mínimo que le será pagado por concepto de electricidad. Este sistema surgió en EE.UU. con la ley “*Public Utility Regulatory Policies Act*” en 1978. Esta ley establece que las empresas públicas compran energía proveniente de instalaciones de energías renovables y cogeneración al precio “costo evitado”. Cada estado puso en práctica la ley como lo creyó conveniente y la mayoría no fijó precios atractivos como para estimular el crecimiento. Sin embargo, la implementación de California fue eficaz y esta política dio lugar al inicio del auge de las energías renovables en todo el mundo, siendo adoptado por más de 50 países, destacándose Alemania, España, Reino Unido y Japón.

El nombre de esquema FIT “tarifas de alimentación” sugiere que las tarifas sólo se aplican a la energía que alimenta la red pública. El nombre fue aplicado originalmente al sistema alemán, debido a que inicialmente se pagaba la energía volcada a la red sobre esa base y si bien los esquemas han evolucionado, no así el nombre.

A medida que la tecnología se desarrolla se espera que el costo de generación se vea reducido. Teniendo esto en cuenta y el estado de situación de la promoción de la fuente renovable, se debe revisar periódicamente el esquema de FIT de forma de evitar crecimientos abruptos o estancamiento del mercado.

Como el aumento en el costo de generación se lleva a las tarifas, todos los usuarios pagan por este nuevo esquema, por lo cual se deben diseñar medidas para evitar que un sector del consumo se vea más afectado que otro y distribuir equitativamente este aumento.

El precio al que la empresa eléctrica compra la energía se fija al momento de entrada en servicio de la instalación y se mantiene por un período que varía entre 10 y 25 años. Este precio irá bajando gradualmente mediante revisiones que se realizan periódicamente, por ejemplo cada año, las cuales toman en cuenta el grado de penetración de la fuente promocionada y el costo inicial de inversión requerido.

Los elementos esenciales de este esquema son:

- a) La autoridad establece una tarifa mínima para la energía eléctrica inyectada a la red proveniente de ERNC, tarifa que se tiende a diferenciar según el tipo de energía, tamaño y ubicación de la central.
- b) Se establece una obligación de acceso a las redes eléctricas a las centrales, para asegurar que los generadores puedan entregar su energía a la red.

- c) Debe existir una obligación de compra de toda la energía inyectada al sistema.

Este instrumento normativo de incentivo permite:

- a) Desarrollar varias tecnologías simultáneamente y no sólo las que se encuentran en una situación más competitiva respecto de las energías convencionales. Esto debido a que, al establecer tarifas diferenciadas según el tipo de ERNC usada, se puede impulsar todas las tecnologías, incluso aquellas menos maduras pueden lograr avances, esperando la baja de sus costos para entrar en mayor escala.
- b) Que los actores del mercado ingresen al sistema libremente, al no haber barreras para generar, aprovechando las tarifas fijadas y sin verse obligados a invertir en este tipo de sistemas de generación.
- c) Reducir las asimetrías en base al tamaño, beneficiando a todas las empresas generadoras, lo que incide en el acceso a crédito e incentiva a que nuevos actores ingresen al mercado.

La desventaja es que la autoridad interviene el mercado de la generación al fijar tarifas específicas, lo que va en contra de la libertad de mercado y por otro lado se tiene un aumento de las tarifas eléctricas en el corto plazo.

2.1.1. FIT en Japón

Para comprender cómo llega el FIT a Japón es que se comentan los hitos relevantes en la reglamentación aplicada en este país.

En 1994 se establece una subvención para las instalaciones fotovoltaicas en los techos de residencias con capacidad inferior a 10 *kW* y además la posibilidad de que las compañías eléctricas, que voluntariamente lo deseen, compren la energía volcada a la red al mismo precio de la tarifa que el usuario paga.

La potencia total instalada en sistemas fotovoltaicos en techos fue de 7,5 *MW* en 1995 aumentando a 261,7 *MW* en 2005 (35 veces). Siendo que el importe de la subvención para la instalación en el año 2005 fue de 200 USD/*kW*, aproximadamente 50 veces menos que la subvención del año 1995. Sin embargo, las instalaciones estaban todavía en aumento, por lo que el Ministerio de Energía Industria y Comercio (METI) decidió poner fin a la subvención en el año 2005.

Lo anterior trajo una disminución de la potencia instalada a 224,1 *MW* en 2006 y a 177,4 *MW* en 2007. El METI pensó que se había establecido el mercado y que este se desarrollaría de forma autónoma sin subsidio, salvándose así los recursos del presupuesto.

Los hechos que acompañaron la coyuntura internacional posteriores a la decisión tomada en 2005 impactaron negativamente. El sistema de FIT aplicado en Europa estaba en plena actividad por lo que la industria de paneles fotovoltaicos japoneses se orientaba a la exportación. Sin embargo, la escasez de material de silicio y su aumento de precios así como la aparición de muchos nuevos productores de módulos, principalmente procedentes de China, con una producción excesiva de los módulos baratos, trae una dura competencia.

En la cumbre G8 celebrada en Japón en el año 2008, se declara que los países integrantes se comprometen a trabajar para lograr reducir las emisiones en el orden de un 25 % para el año 2020. Esto, acompañado del interés de colocar la producción nacional de paneles en el mercado local, dispara la reanudación de las subvenciones en 2009 para luego dar comienzo al FIT.

Nuevo esquema de subsidio en 2009

Subsidio en dos formas:

- a) Subvención para la instalación comenzó de nuevo en enero de 2009 pagándose 700 USD por kW instalado.
- b) Subsidio para comprar excedentes de energía eléctrica a un precio más alto que el precio medio de la energía que pagan los clientes. Para instalaciones residenciales con potencia instalada menor a 10 kW el precio de la energía era 480 USD/MWh mientras que para instalaciones de potencia mayor o igual a 10 kW e instalaciones no residencias el precio era de 240 USD/MWh . En ese momento la tarifa residencial promedio en Tokio era de 230 USD/MWh . Es decir que se pagaba aproximadamente el doble a una instalación menor a 10 kW y lo mismo al resto.

La empresa distribuidora de energía eléctrica está obligada a comprar el excedente de electricidad generada por sistemas fotovoltaicos. El METI revisa el precio cada año. “Ley de Fortalecimiento de la Estructura de Suministro de Energía”, efectiva desde el 1 de noviembre de 2009. Las compañías eléctricas cobran un recargo por la energía consumida a los clientes, éste refleja el costo de la energía comprada a las instalaciones fotovoltaicas. El período de recuperación de inversión estimado para los clientes que instalaban generación fotovoltaica domiciliaria estaba en el rango de 10 a 15 años.

En la figura 2.1 se muestra como impactaron las diferentes medidas que se tomaron en la promoción de la fotovoltaicas desde 1994 hasta 2012.

Es de notar que hasta 2005, cuando se quitó el subsidio, se mantuvo un crecimiento importante y que luego la penetración de este tipo de sistemas se reciente notablemente hasta el año 2009, donde retoman los subsidios y comienza el FIT, momento en el cual comienza un crecimiento exponencial hasta el 2012.

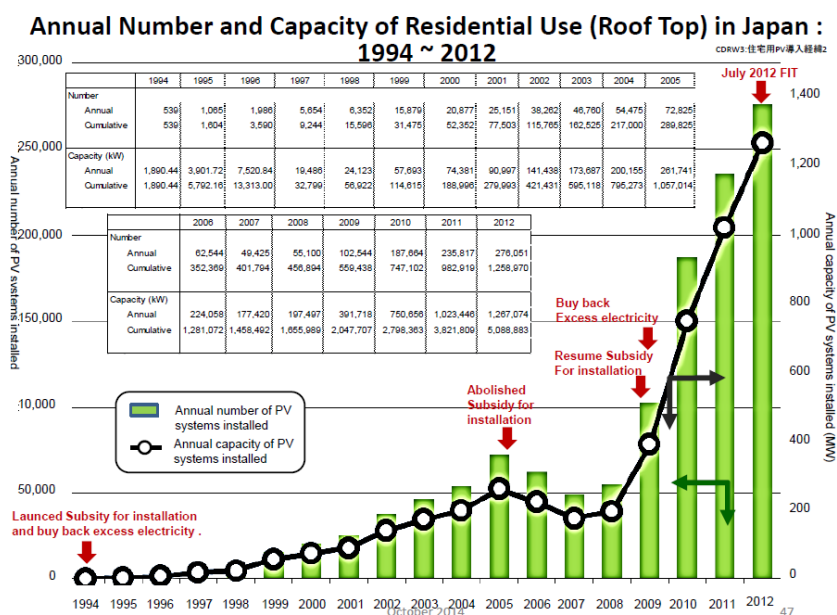


Figura 2.1: Evolución de las instalaciones en techos y número de clientes en Japón [1].

Esquema de FIT a partir de 2012

Aprobado por el parlamento el 26 de agosto de 2011, se obliga a las compañías eléctricas a comprar la energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovable, solar fotovoltaica, energía eólica, energía hidráulica (con potencias hasta 30 MW), geotérmica y biomasa, en base a un contrato de plazo fijo con precio fijo.

Los costos incurridos por las empresas eléctricas en la compra de esta energía son transferidos a la totalidad de los clientes de electricidad, que pagan el “Pago adicional por energía renovable”, proporcional al uso de la electricidad.

El período de validez del precio de la energía y el plazo del contrato se determinan en función del tipo, forma, escala de la instalación, etc. Estos son notificados por el METI, sobre la base de la opinión de la comisión independiente integrada por miembros del Ministerio de Agricultura, Silvicultura y Pesca, Tierra, Infraestructura, Transporte y Turismo, Medio Ambiente y el Ministro de Estado para Asuntos del Consumidor.

Se muestra a continuación las definiciones tomadas en este esquema para el cálculo de la **tasa**, (precio de la energía volcada a la red) y **período**, (plazo del contrato con tasa fija).

- **Tasa:** costo estándar de generación de energía eléctrica partir de la fuente renovable, más el beneficio que debe ganar el generador de energía de fuente renovable.

- **Período:** período típico en que la instalación de la planta de generación de energía eléctrica de origen renovable necesita para la renovación de los equipos, por ejemplo la vida útil de los paneles fotovoltaicos está en el entorno de los 25 años.

Los plazos actuales de los contratos son de 20 años para instalaciones con potencias instaladas mayores o iguales a 10 *kW* y de 10 años para las de potencias menores.

Traslados de costos a los clientes

Para la cobertura de los gastos necesarios para la compra de la energía renovable, cada compañía eléctrica cobra a sus clientes el cargo adicional proporcional al uso de la electricidad. Este recargo por *kWh* es igual en todas las regiones de Japón. Existen algunos criterios de exención de cobro de este adicional, como es el caso de un comercio o industria que por su proceso productivo consume más de una cierta cantidad de energía (paga 80 % menos por ejemplo), o como fue el caso de los consumidores de electricidad que fueron dañados considerablemente por el terremoto de marzo de 2011 en Fukushima, a quienes no se les cobró el recargo del 1 julio 2012 a 31 marzo 2013.

En la figura 2.2 se muestra un esquema del FIT actual que resume lo antes comentado.

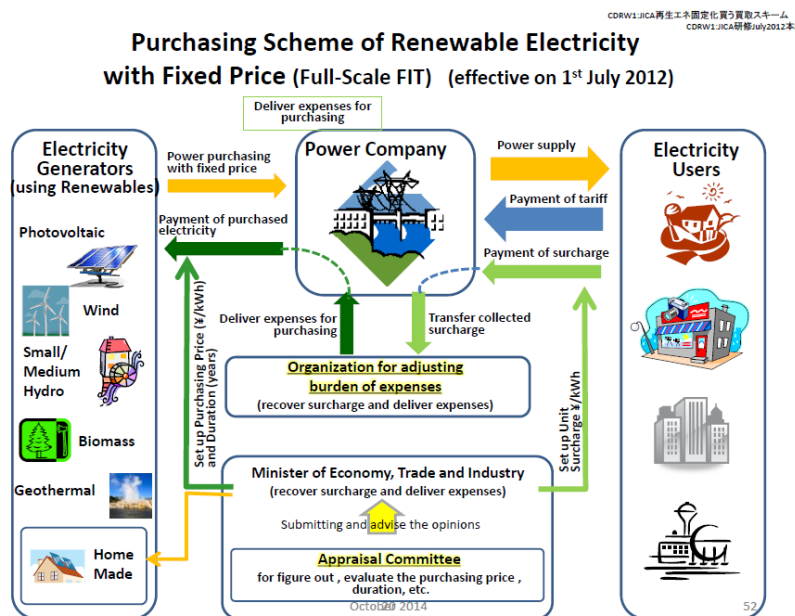


Figura 2.2: Esquema de compra de la energía en el sistema FIT [1].

El precio del FIT para instalaciones fotovoltaicas residenciales, potencias menores a 10 *kW*, en el año 2012 fue de 400 USD/MWh aproximadamente.

El gasto adicional debido a la compra de energía renovable se carga a cada cliente con el nombre de “Recargo”, (*gastos de adquisición – costo evitado*). A modo de ejemplo, se muestra un cálculo de un recargo de una factura estándar en Tokio para el año 2012. El recargo unitario del FIT a nivel del país es: 0,22 *cent.USD/kWh* (entre julio de 2012 y marzo de 2013). Para un consumo eléctrico de 300 *kWh/mes*, el *recargo* = *recargo unitario (cent.USD/kwh) × electricidad consumida (kWh)* = $300 \times 0,22 = 66 \text{ cent.USD/mes}$. Además, existe otro recargo asociado a la compra de la energía fotovoltaica excedentaria que tiene diferentes valores de acuerdo a cada región del país. En Tokio era (en 2012) de 0,06 *cent.USD/kWh*, dando esto $0,06 \times 300 = 18 \text{ cent.USD/mes}$, por lo tanto el sobrecargo total es de $66 + 18 = 84 \text{ cent.USD/mes}$. Siendo que el pago de la tarifa es de 70 USD/mes, el sobre costo por concepto del FIT es de 1,2 %, valor poco relevante en ese momento.

Resultados

Hubo un rápido incremento en la generación de energías renovables a partir de julio de 2012, esto se puede apreciar en el siguiente gráfico.

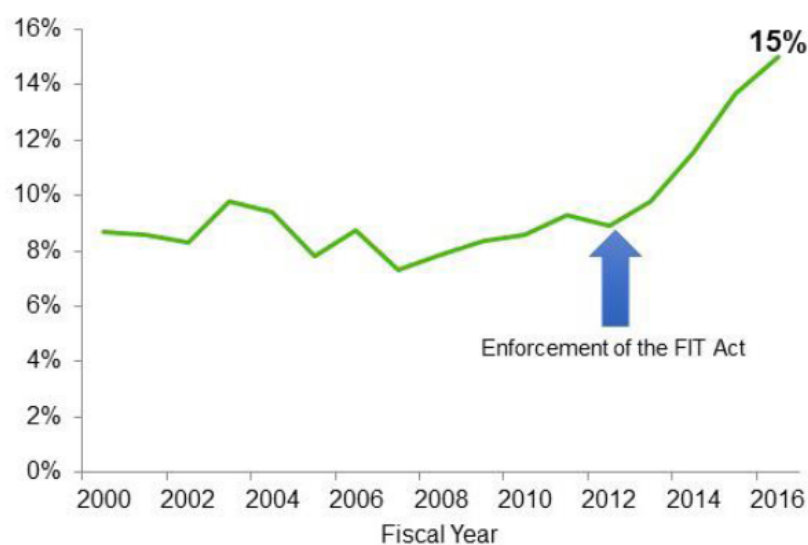


Figura 2.3: Proporción de ER en la electricidad total generada [2].

Adicionalmente, se observa que el mayor impacto en el despliegue es para la energía solar fotovoltaica, siendo que la capacidad instalada fue de 2,7 GW al momento que comienza el esquema de FIT de 2012, y después de cinco años se alcanzó el valor de 33,5 GW, es decir un incremento de 12.5 veces.

El aumento de precio de la electricidad por concepto del FIT establecido por el METI, en 2012 fue de 0,87 USD por mes para una familia promedio, (consumo mensual de 300kWh), en 2014 aumentó a 2,25 USD por mes y en 2017 fue de 6.3 USD por mes. Dicho incremento se deriva del aumento del sobre costo de comprar energía bajo el FIT, como se aprecia su crecimiento en el siguiente gráfico.

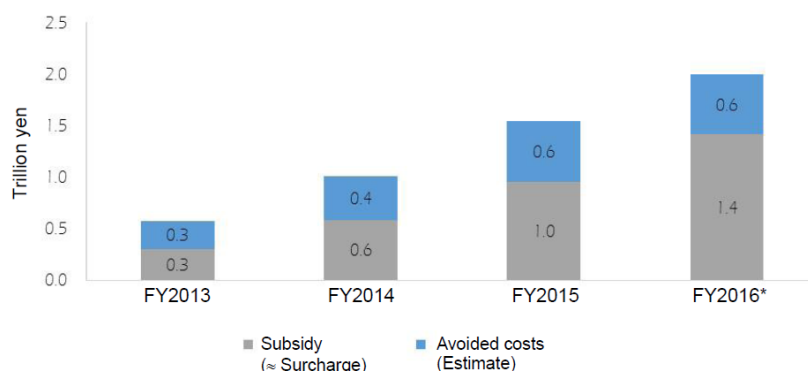


Figura 2.4: Cambio en monto del subsidio y costos evitados bajo el FIT [2].

Los precios del FIT se van ajustando anualmente como se puede ver su evolución para sistemas fotovoltaicos en la tabla que sigue.

Potencia instalada	Duración del contrato (<i>años</i>)	Valor de la tarifa s/imp. (<i>USD/kWh</i>)				
		2012	2013	2014	2015	2016
< 10 <i>kW</i>	10	0,38	0,35	0,34	0,30-0,32	0,28-0,30 ²
≥ 10 <i>kW</i>	20	0,36	0,33	0,29	0,26-0,25	0,22

Tabla 2.1: Evolución de las tarifas para el esquema FIT en Japón [3].

Es importante remarcar que a partir del año 2017 el precio del FIT para sistemas FV se establece por franjas de potencias de la siguiente forma:

- I. Hasta 10 *kW*, (este se redujo en 33 % respecto del año 2012).
- II. Para potencias mayores o iguales a 10 *kW* y menores a 2 *MW*, (este se redujo en 48 % respecto del año 2012).
- III. Para potencias mayores o iguales a 2 *MW* el precio surge de una subasta.

Este precio decreciente ha provocado que algunos promotores especulen al solicitar la conexión de un sistema. Es decir obtienen un mayor precio de contrato, pero luego no construyen la instalación fotovoltaica y esperan a que el costo de construcción sea más barato, o venden el derecho del FIT más adelante.

Para el caso de la energía solar fotovoltaica, el costo de generación se ha reducido en un 38 % a mediados de 2017 respecto del FIT de 2012, independientemente de la escala. El principal factor contribuyente es el costo de capital decreciente, debido a la caída en el precio de equipos, como el precio de los módulos, y costos de construcción, asociados con economías de escala y competencia. Por ejemplo, existe un rápido incremento en la importación de módulos fotovoltaicos de China básicamente, esto afectó a la industria fotovoltaica japonesa, pero el FIT implica

² Dependiendo del requerimiento respecto del equipamiento de control de salida.

una fuerte competitividad en precios al maximizar el beneficio a un precio fijo.

El 95 % de la energía renovable aprobado para FIT es fotovoltaico y esto implica una potencia importante que fluctúa. En la región norte del país, Hokkaido, se ha vuelto difícil dar cabida a los sistemas fotovoltaicos del orden de megas por tener un sistema eléctrico de transmisión que necesita ser reforzado. En setiembre de 2014, la empresa eléctrica de la parte sur de Japón, isla de Kyushu, que suministra electricidad a 9 millones de clientes, fue la empresa pionera en resistirse a la conexión de nuevas instalaciones FV, después de que 72 mil productores de energía solar se apresuraron a conectarse a la red antes de que se recorte el precio del FIT. La empresa decidió en ese momento no aceptar nuevas solicitudes de conexión a la red hasta que se resolvieran las preocupaciones sobre la confiabilidad del suministro de los nuevos productores. El METI respaldó la postura de la empresa y analizó un recorte adicional en el precio del FIT.

2.1.2. FIT en Reino Unido

El FIT fue introducido en abril de 2010 por el Gobierno para ayudar a aumentar el nivel de penetración de renovable en el Reino Unido, con el objetivo de lograr disponer de un 15 % del total de energía de fuentes renovables para el año 2020, disponiendo de menos del 2 % en 2009.

Las tarifas dan tres beneficios financieros:

- a) Un pago por toda la energía generada, incluso si es consumida por el cliente.
- b) Pagos adicionales por la energía inyectada a la red.
- c) Una reducción de la factura de electricidad debido al uso de la energía generada.

El esquema aplica a todos en general, casas, empresas, organizaciones, etc., en Inglaterra, Escocia y Gales (pero no Irlanda del Norte), siempre y cuando sean sistemas de generación de fuentes renovables con potencias instaladas hasta 5 MW. Están incluidas todas las tecnologías que cumplan los requisitos técnicos y la acreditación solicitada por la empresa eléctrica.

Se le paga a cualquier persona que posea un sistema de estas características un precio fijo por cada kWh generado y un adicional por cada kWh inyectado a la red. El pago se hace por un periodo de 20 años, a excepción de los sistemas solares instalados antes del 1 de junio de 2012, que se les otorgó un plazo de 25 años. Los precios antes mencionados son libres de impuestos y se incrementarán en función de la inflación, es decir que ajustan de acuerdo al Índice de Precios al Consumo (IPC). Los precios que se pagan por la energía dependen del tipo de fuente renovable y de la potencia instalada del sistema.

Los precios al comienzo del FIT, año 2010, variaban entre 466 *USD/MWh* y 657 *USD/MWh* para sistemas fotovoltaicos, estos precios tentadores trajeron aparejado un rápido crecimiento en este tipo de instalaciones. En el primer año unas 28.028 del total de 28.614 instalaciones generadoras renovables dentro del esquema del FIT eran fotovoltaicas, sumando un total de 78 *MW* y donde la microgeneración tenía 98 instalaciones (0,09 *MW*). Por otro lado el precio que se pagaba al dueño de casa por la energía excedentaria volcada a la red era de 50 *USD/MWh*. A menos de un año de comenzado el FIT, en marzo de 2011, el nuevo Gobierno anunció que el apoyo a las instalaciones fotovoltaicas a gran escala (más de 50 *kW*) se reduciría. Desde el 1 de agosto de 2011 los precios de compra de energía para las instalaciones de más de 50 *kW* estaban por debajo de 300 *USD/MWh* y llegaban hasta 135 *USD/MWh* para las instalaciones cercanas al límite de 5 *MW*.

Con esta medida el gobierno evitaría que se dispare la penetración de FV. El 31 de octubre de 2011, una segunda instancia de revisión del esquema de FIT, hizo que los precios de la energía para las pequeñas instalaciones fotovoltaicas se reduzcan de 657 *USD/MWh* a 334 *USD/MWh*. La razón era que el número de instalaciones fotovoltaicas aumentaba demasiado rápido y que la asignación de fondos para el FIT estaba en peligro de ser superado. La otra razón que se manejaba era que el costo de la instalación de paneles fotovoltaicos se había reducido en alrededor de un 50 %.

En marzo 2012, el gobierno anunció nuevos recortes al régimen de FIT y el precio máximo de la energía para sistemas FV se redujo a 334 *USD/MWh*. El 1 de agosto otra revisión del FIT estableció un recorte en el precio máximo de la energía para sistemas FV en 254 *USD/MWh*. El recorte se asoció con un aumento del precio que se paga por vender el exceso de energía volcado a la red, que pasó de 50 *USD/MWh* a 72 *USD/MWh*. En noviembre de ese mismo año se da otro recorte de precio a 245 *USD/MWh* y esta tasa permaneció fija hasta el 1 de febrero de 2013. Todos estos recortes se debieron básicamente a la caída de los costos de instalación y al aumento de número de solicitudes de conexión. A partir del 2012 se sigue con revisiones trimestrales sobre la base de los niveles de captación de energía solar fotovoltaica por cada una de las siguientes franjas marcadas por tamaño, doméstica (entre 0 y 10 *kW*), pequeña comercial (entre 10 y 50 *kW*) y gran empresa (por encima de 50 *kW* e instalaciones independientes).

En este esquema se paga por la energía eléctrica total generada y un adicional por la energía exportada a la red, significa que se les paga más por la energía que no se utiliza y esto fomenta la eficiencia energética. En momentos en que se está produciendo menos energía eléctrica de la que se está consumiendo, la diferencia es importada de la red y el cliente paga por esa energía de la forma usual. Este esquema tiene un elemento particular, siendo que la tarifa aplica a cada *kWh* generado y el cual se mide a la salida del sistema de generación, sin importar si se alimenta las cargas internas o la red pública. En la Tabla 2.2, se muestra la evolución de los precios del FIT para sistemas fotovoltaicos y se puede ver el salto

relevante entre el año 2014 y 2016 y que el precio se ha estabilizado en los últimos años.

Tamaño	Categoría	Precio			
		ago-12	jul-14	jul-16	abr-jun-18
$\leq 4 \text{ kW}$	Tasa Alta	254	216	62	55
$\leq 4 \text{ kW}$	Tasa Media	229	195	56	49
$> 4 - 10 \text{ kW}$	Tasa Alta	231	196	62	55
$> 4 - 10 \text{ kW}$	Tasa Media	207	176	56	49
$> 10 - 50 \text{ kW}$	Tasa Alta	215	182	65	58
$> 10 - 50 \text{ kW}$	Tasa Media	193	164	59	52
$> 50 - 150 \text{ kW}$	Tasa Alta	183	155	31	25
$> 50 - 150 \text{ kW}$	Tasa Media	165	140	28	23
$> 150 - 250 \text{ kW}$	Tasa Alta	175	149	31	25
$> 150 - 250 \text{ kW}$	Tasa Media	157	134	28	23
$\leq 250 \text{ kW}$	Tasa Baja	113	96	9	4
$> 250 \text{ kW} - 1 \text{ MW}$		113	96	25	21
$> 1 \text{ MW} - 5 \text{ MW}$		113	96	9	4

Tabla 2.2: Evolución de los precios del FIT para la FV [4].

Tasa Alta, se le aplica a las instalaciones que no califican en Tasa Media y Tasa Baja. Tasa Media, corresponde al caso de propiedad múltiple y se paga cuando el propietario del sistema tiene un total de 25 instalaciones fotovoltaicas registradas en el esquema de FIT y este valor se corresponde con el 90% de la Tasa Alta. Tasa Baja, corresponde al caso de un sistema que proporciona energía a un edificio y éste no tiene un certificado de eficiencia energética entre las bandas A y D.

Con el fin de calificar para un precio de FIT más alto, desde abril 2012 se convirtió en obligatorio presentar un certificado de eficiencia energética de cada casa. Para tener al menos una calificación de nivel D se debe tener un buen aislamiento térmico en la construcción y utilizar electrodomésticos de bajo consumo.

La perspectiva de evolución de los precios del FIT para instalaciones FV a nivel doméstico se puede apreciar en la tabla III.

En la Figura 2.5 se muestra la evolución de los precios del FIT para instalaciones de potencias menores a 4 kW para los precios en abril de cada año.

Por lo analizado anteriormente los precios de la energía para instalaciones domésticas FV han ido bajando drásticamente. Sin embargo, el precio del adicional asociado a la energía inyectada a la red ha ido creciendo, como se muestra en la gráfica de la Figura 2.6.

Si bien el precio ha bajado considerablemente para instalaciones domiciliarias, con el valor de la tasa alta y una instalación bien ejecutada, correctamente orientada, sin sombras y con equipos eficientes, este tipo de instalaciones siguen siendo rentables. Como ejemplo, en el año 2012 una instalación domiciliaria estándar de

Precios FIT en FV (USD/MWh) para Ene-Mar 2019			
Tamaño	Tasa Alta	Tasa Media	Tasa Baja
$\leq 10 \text{ kW}$	52	47	2
$> 10 \text{ kW} \leq 50 \text{ kW}$	55	50	2
$> 50 \text{ kW} \leq 250 \text{ kW}$	23	21	2
$> 250 \text{ kW} \leq 1 \text{ MW}$	18		
$> 1 \text{ MW} \leq 5 \text{ MW}$	2		
Sistemas aislados	1		

Tabla 2.3: Estimación de precios FIT [4].

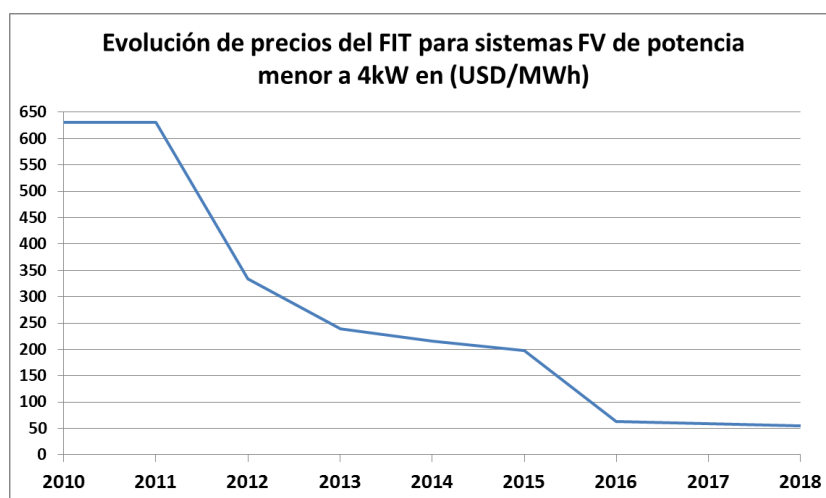


Figura 2.5: Evolución de los precios FIT FV domiciliarias [4].

3,5 kW_p , instalado en el centro de Inglaterra, recuperaba la inversión entre 7 a 8 años, mientras que actualmente, con la reducción de precios del FIT, este plazo se ha incrementado. Sin embargo, si los costos de instalación siguen cayendo y los precios de la electricidad siguen aumentando, el período de recuperación de la inversión se acortará.

La energía exportada se mide hoy en día con medidores bidireccionales, pero en los primeros años antes de que los medidores inteligentes se usaran ampliamente la energía exportada se consideraba que era el 50 % de la energía generada por el sistema.

Las empresas pueden incluir algún sobrecargo por concepto de administración del esquema y además aquellas empresas chicas pueden optar por no aceptar clientes en ciertos casos. Si se usa la misma empresa que la que brinda el suministro eléctrico, ésta puede mandar la factura asociada a la energía consumida y el cheque por los haberes referidos a la energía generada y exportada si la hubiera. Las partes pueden acordar generar una factura por la diferencia. También puede darse el

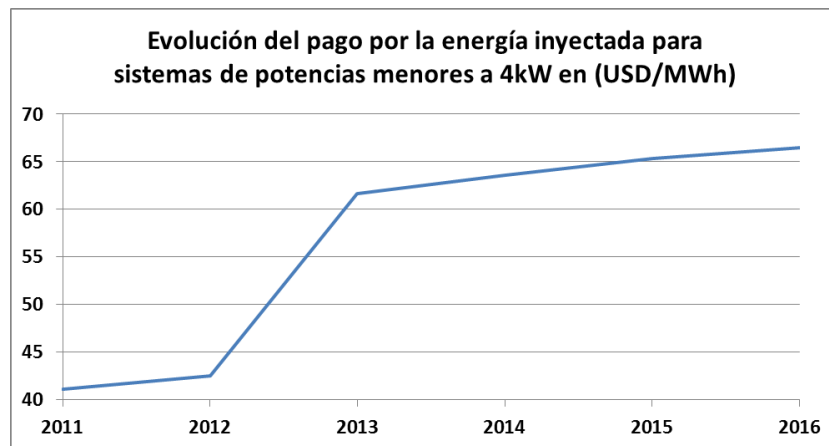


Figura 2.6: Evolución del adicional de la energía inyectada [4].

caso de que el cliente contrate otra empresa que gestione la instalación, operación y mantenimiento y se encargue de cobrar los haberes.

Existen empresas que alquilan el techo de una vivienda durante 20 años e instalan y mantienen los paneles solares. En este caso el cliente se beneficia de la energía eléctrica entregada por el sistema FV para alimentar sus cargas, pero la empresa de alquiler de techo generalmente toma todos los pagos de tarifas de generación y exportación. Este esquema sirve si un cliente no puede pagar los costos de instalación iniciales, pero los beneficios son menores que si él se hace cargo de toda la instalación.

El ente regulador de energía, Ofgem, es el administrador del sistema de FIT y es el responsable de la supervisión de todo el sistema y mantener el registro de los sistemas que pueden participar y de los precios de la energía. Debido a que la energía del FIT la pagan las empresas distribuidoras de electricidad, es necesario mantener un registro central de los datos para que estos no se vean afectados cuando las personas cambien de distribuidora. El regulador también supervisa los criterios de elección de sistemas, controla los clientes registrados y supervisa el proceso de pago. El ente regulador realiza un reporte periódico que muestra la información básica del desempeño del esquema, mostrando el número de instalaciones, potencias y tipos de instalación.

Para el caso fotovoltaico existe un nuevo enfoque para la reducción progresiva del precio del FIT:

- a) Reducción progresiva pre planificada: se aplica cada tres meses y el valor por defecto es de 3,5 %.
- b) Reducción frente a contingentes: La capacidad de saltar hasta dos cortes consecutivos de reducción si la penetración es baja y la posibilidad de aumentar el porcentaje hasta el 28 % en un escenario donde se dispare la penetración

sobrepasando las metas propuestas.

Se muestran en la Tabla 2.4 los factores de reducción en función del aumento de la penetración de instalaciones fotovoltaicas:

Indicadores de potencia instalada para aplicar los factores de reducción					
Potencias	Bajo (0 %)	Defecto (3.5 %)	Alto 1 (7 %)	Alto 2 (14 %)	Alto 3 (28 %)
$\leq 10 \text{ kW}$	0 – 100 MW	100 – 200 MW	200 – 250 MW	250 – 300 MW	> 300 MW
$> 10 \text{ kW} \leq 50 \text{ kW}$	0 – 50 MW	50 – 100 MW	100 – 150 MW	150 – 200 MW	> 200 MW
$> 50 \text{ kW}$	0 – 32,5 MW	32,5 – 65 MW	65 – 97,5 MW	97,5 – 130 MW	> 130 MW
Sist. Aislados	0 – 17,5 MW	17,5 – 35 MW	35 – 52,5 MW	52,5 – 70 MW	> 70 MW

Tabla 2.4: Indicadores de reducción desde septiembre de 2015 [5].

- c) Revisión anual para contemplar otros mecanismos. Finalmente el gobierno anualmente debe revisar los niveles de tarifas para asegurar que se están logrando los resultados deseados.

En la tabla V, se muestran ejemplos de niveles reales y la reducción progresiva aplicada.

[A] A veces la reducción progresiva por defecto se aplica a pesar de que el despliegue ha estado por debajo del nivel en el que no debe aplicarse ninguna reducción, esto es porque sólo puede haber cero reducciones por no más de dos períodos consecutivos.

[B] Se aplica un mecanismo para garantizar que las tarifas para instalaciones más grandes no puedan ser más altas que las tarifas para instalaciones más pequeñas. Como resultado, dado que la reducción por contingente se ha activado para la banda de tarifa de 0 – 10 kW, ahora también se ha activado automáticamente para la banda de 10 – 50 kW para este período.

Resultados e impacto del FIT en el Reino Unido

Las últimas cifras del registro realizado por el ente regulador se resumen en la Tabla 2.6, donde se muestra el número de instalaciones y capacidad instaladas bajo el esquema de FIT.

Se puede ver los resultados anteriores gráficamente en la Figura 2.7.

El desarrollo de la fotovoltaica se puede resumir en la Figura 2.8, donde se aprecia que la señal de precios dada por el gobierno, recorte de precios en el año 2012, se refleja claramente en la capacidad instalada.

Se puede comentar observando el gráfico anterior que en marzo de 2012, exactamente dos años desde que se introdujo el FIT, los sistemas FV alcanzaron 1 GW y cuatro años más tarde se cuadruplicó dicha la potencia bajo este esquema, a pesar de los ajustes sucesivos a la baja de los precios de compra de energía.

Tecnología y banda	Desempeño (MW)	Límite	Factor de reducción
Solar FV	1º may. – fin jul. 2012		desde el 1º de nov. 2012
$\leq 10 \text{ kW}$	163,769	Defecto	3,5 %
$> 10 \text{ kW} \leq 50 \text{ kW}$	57,091	Defecto	3,5 %
$> 50 \text{ kW}$	13,938	Bajo	0 %
Solar FV	1º feb. – fin mar. 2013 [B]		desde el 1º de jul. 2013
$\leq 10 \text{ kW}$	44,213	Bajo [A]	3,5 % [A]
$> 10 \text{ kW} \leq 50 \text{ kW}$	12,395	Bajo [A]	3,5 % [A]
$> 50 \text{ kW}$	13,945	Bajo	0 %
Solar FV	1º oct. – fin dic. 2013 [B]		desde el 1º de abr. 2014
$\leq 10 \text{ kW}$	88,621	Bajo [A]	3,5 % [A]
$> 10 \text{ kW} \leq 50 \text{ kW}$	22,224	Bajo [A]	3,5 % [A]
$> 50 \text{ kW}$	26,750	Bajo	0 %
Solar FV	jul. – set. 2014 [B]		desde el 1º de ene. 2015
$\leq 10 \text{ kW}$	100,791		3,5 %
$> 10 \text{ kW} \leq 50 \text{ kW}$	24,558		3,5 % [A]
$> 50 \text{ kW}$	25,538		0 %
Solar FV	jul. – set. 2015 [B]		
$\leq 10 \text{ kW}$	126,982		3,5 %
$> 10 \text{ kW} \leq 50 \text{ kW}$	45,027		3,5 % [B]
$> 50 \text{ kW}$	42,043		3,5 %
Solar FV	oct. – dec. 2015 [B]		
$\leq 10 \text{ kW}$	199,616		3,5 %
$> 10 \text{ kW} \leq 50 \text{ kW}$	84,274		3,5 % [B]
$> 50 \text{ kW}$	71,871		7 %

Tabla 2.5: Algunas reducciones realizadas durante el funcionamiento del FIT [5].

2.1.3. FIT en Alemania

El FIT fue introducido por primera vez en Alemania en la década del 90, donde tuvo mucho éxito, convirtiéndose este país en uno de los principales mercados de Europa para la energía eólica y el mejor mercado de energía solar fotovoltaica en el mundo. El sistema alemán de FIT establece distintas tarifas para la energía eléctrica inyectada por las centrales, en razón del tamaño de la misma, ubicación y tipo de energía utilizada, las cuales son aseguradas por un largo plazo (períodos fijos de 20 años).

Esta diferenciación de las tarifas se fundamenta desde una lógica de evitar apoyar en sobre medida a fuentes de generación que se encuentran en una situación más competitiva y cercana a las energías convencionales. Apoyar a centrales que no necesitan en la práctica de dichos incentivos o medidas de apoyo sólo se traduce en el uso ineficiente de los recursos. Por ejemplo, las tarifas serán más altas para la energía solar y geotérmica, pero para las centrales hidráulicas entre 50 y 100 MW el apoyo será ínfimo. Los costos de establecer precios de compra de energía especial son asumidos por los consumidores y se traduce en un aumento en sus facturas

Capítulo 2. Estrategias de promoción vinculadas a la incorporación de energía solar fotovoltaica

Feed in Tariff estadísticas desde abril 2010 hasta diciembre 2015						
	Doméstica		No doméstica		Total	
Tecnología	Nº inst.	MW	Nº inst.	MW	Nº inst.	MW
AD biogás	1	0,004	224	158,638	225	158,643
Hydro	303	4,243	365	85,142	668	89,385
Solar FV	674144	2330,298	22130	980,815	696274	3311,113
Eólica	3947	40,434	2392	418,452	6339	460,886
Micro-CHP	491	0,504	11	0,014	502	518
Totales	678886	2377,483	25122	1643,062	704008	4020,545
<i>Fuente/Copyright</i>	<i>Analysis by Feed-in Tariffs Ltd from data on Ofgem's FIT register</i>					

Tabla 2.6: Potencias instaladas bajo el FIT en Reino Unido [4].

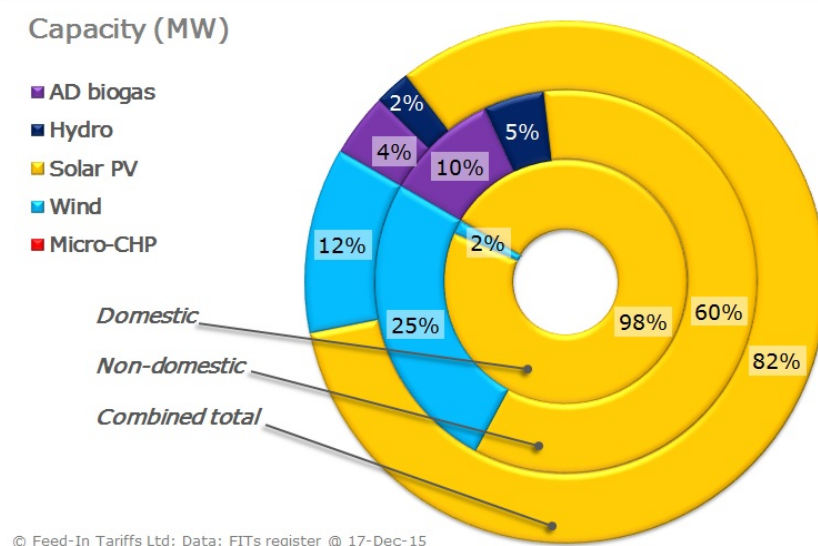


Figura 2.7: Gráfico de capacidad relativa de cada tecnología [4].

de consumo eléctrico. Otro elemento característico del FIT alemán consiste en la disminución progresiva de los precios de energía fijados por la autoridad, estos se reducen en un determinado porcentaje en cada período de análisis y varía según el tipo de fuente de energía. De esta forma se busca impulsar el desarrollo de las tecnologías menos maduras, presionando a las empresas dedicadas a estas tecnologías a continuar innovando.

El FIT se ha introducido en Alemania para fomentar el uso de nuevas tecnologías de energía tales como la energía eólica, la biomasa, la energía hidroeléctrica a pequeña escala, la energía geotérmica y la energía solar fotovoltaica. Este mecanismo de promoción, que proviene de una decisión de la política energética del gobierno, está destinado a acelerar la inversión en tecnologías de energía renovable, proporcionándoles un precio de la energía superior a la tarifa de electricidad, por lo general basado en el costo de generación de cada tecnología. Las tecnologías como

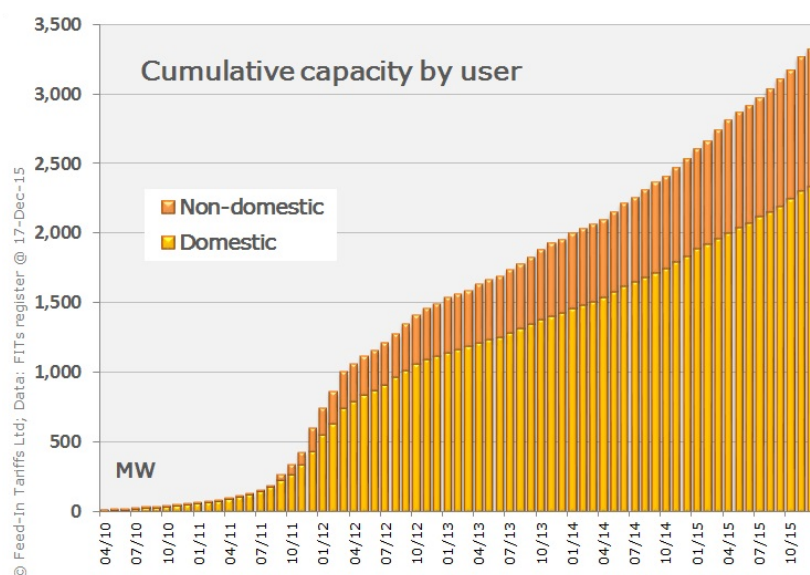


Figura 2.8: Capacidad FV instalada por período de aplicación de precios de FIT en Reino Unido [4].

por ejemplo la energía eólica se les otorgan un menor precio por kWh , mientras que las tecnologías tales como la energía solar fotovoltaica y energía mareomotriz se les ofrecen un precio más alto, que refleja mayores costos.

El esquema de FIT para el caso FV se ha modificado con frecuencia desde su comienzo, haciéndose año a año inicialmente, y en vista de las altas tasas de crecimiento inesperadas, la depreciación se aceleró y en 2008 una nueva categoría (mayor a 1 MWp) fue creada con un precio más bajo. En julio de 2010, la Ley de Energías Renovables fue modificada de nuevo para reducir los precios en un 16 %, además de la depreciación anual normal, debido a la caída drástica de los precios de los paneles fotovoltaicos de 2009. En la Tabla 2.7 se resume la evolución de los precios para instalaciones FV desde el 2004 hasta el 2012, en función de las franjas de potencias instaladas.

Hasta abril de 2012, la disminución de la remuneración se llevó a cabo en grandes saltos. Resultado de un aumento de manera irregular en la capacidad instalada y la expansión que se hizo difícil de predecir. Este problema se resolvió con la iniciación de ajustes sobre una base mensual. Los precios del FIT se han reducido en varias ocasiones (la disminución por defecto es de un 9 % y la máxima es de 24 % por año). La disminución progresiva se puede acelerar o enlentecer por 3 % cada 1.000 $MWp/año$ que difiera de la meta de 3.500 $MWp/año$.

Desde el 1° de agosto de 2014, entró en vigor una revisión de la normativa de FIT sobre fuentes de energía renovable. Se establecieron intervalos de capacidad instalada específicos que estipulan hasta qué punto se expandirá la energía renovable en el futuro y los ajustes de las tarifas FIT, estas tarifas gradualmente ya no serán fijadas por el gobierno, sino que se determinarán por subasta. A finales de 2015, este nuevo esquema ya se probó, como proyecto piloto, para instalaciones

Capítulo 2. Estrategias de promoción vinculadas a la incorporación de energía solar fotovoltaica

Tipo		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	jul-10	oct-10	2011
Montaje en techo	hasta 30 kW	723	687	653	620	589	542	493	429	416	362
	entre 30 kW y 100 kW	688	654	621	590	560	515	469	408	396	344
	encima de 100 kW	680	646	614	583	554	499	444	386	375	326
	encima de 1000 kW	680	646	614	583	554	416	370	322	312	272
Montaje en piso	zonas en re-conversión	576	547	512	478	447	402	358	330	320	278
	campos agrícolas	576	547	512	478	447	402	358	-	-	-
	Otros	576	547	512	478	447	402	358	315	306	266

Tabla 2.7: Evolución de precios *USD/MWh* instalaciones FV desde 2004 hasta 2011 [6].

Precio del FIT para la energía solar FV en USD/MWh entre 2012 y 2014							
Año	Mes	Reducción	Montado en techos				Montado en piso
			hasta 10 kWp	hasta 40 kWp	hasta 1 MWp	hasta 10 MWp	hasta 10 MWp
2012	Abril	-	246	233	208	170	170
	Mayo	1.00 %	243	231	206	168	168
	Octubre		231	219	196	160	160
	Noviembre		226	214	191	156	156
	Diciembre	2.50 %	220	209	186	152	152
2013	Enero		214	203	181	148	148
	Febrero	2.20 %	210	199	177	145	145
	Marzo		205	195	174	142	142
	Abril		201	190	170	139	139
	Mayo		197	187	167	136	136
	Junio	1.80 %	193	183	164	134	134
	Julio		190	180	161	132	132
	Agosto		186	177	158	129	129
	Septiembre	1.80 %	183	174	155	127	127
	Octubre		180	171	152	124	124
	Noviembre		177	168	150	123	123
	Diciembre	1.40 %	175	166	148	121	121
	Enero		172	164	146	119	119
	Febrero		171	162	144	118	118
2014	Julio	1.00 %	162	154	137	112	112

Tabla 2.8: Evolución del precio FIT para FV hasta el año 2014 [6].

fotovoltaicas montadas en piso.

Con la revisión de la Ley de Fuentes de Energía Renovable de 2017, se confirma el uso de subastas para fijar los precios de las nuevas instalaciones para todos los tipos de fuentes renovables. Dichas revisiones tienen por objetivo hacer cumplir las metas de abastecer la demanda con energías renovables entre el 40 % y el 45 % para el año 2025 y entre el 55 % al 60 % para el 2035. Esta política energética también tiene como objetivo fomentar el desarrollo de tecnologías renovables, reducir los costos externos y aumentar la seguridad del suministro de energía.

Alemania está dejando atrás la era de las energías fósiles, allanando el camino para que la energía fotovoltaica juegue un papel importante en un futuro conformado por la producción de energía sostenible. Para lo anterior se plantean objetivos

de capacidad anual instalada a ser alcanzados, los cuales no son fáciles de conseguir.

En 2017 se notificaron 1,75 *GW* de crecimiento en la capacidad instalada fotovoltaica, lo que corresponde a casi el 2 % de la nueva capacidad fotovoltaica total en todo el mundo. En la Ley Alemana de Energías Renovables, tanto de 2014 como la de 2017, el gobierno federal estableció un objetivo anual de 2,5 *GW* de potencia a instalar. Para satisfacer la mayor parte o la totalidad de la demanda de energía de Alemania con energías renovables para el año 2050 se requiere una capacidad instalada comprendida entre 150 y 200 *GW* FV. Esto significa que se debe instalar en promedio entre 4 y 5 *GW* anualmente hasta 2050. Con el pasaje del tiempo los sistemas fotovoltaicos más antiguos deben ser reemplazados y esto no ha jugado un papel importante hasta ahora. Una vez que se alcance la capacidad objetivo de 200 *GW*, y asumiendo una vida útil de 30 años, las proyecciones muestran que se deberán reemplazar entre 6 y 7 *GW* cada año.

Según las estimaciones, en 2017, la energía FV generada ascendió a aproximadamente 40 *TWh* y cubrió aproximadamente el 7,2 % del consumo neto de electricidad de Alemania. La energía renovable en su conjunto representó 39 % del consumo neto de electricidad. En días de semana soleados, la energía fotovoltaica puede cubrir el 35 % de la demanda momentánea de electricidad. Los fines de semana y días festivos, la tasa de cobertura de FV puede alcanzar el 50 %.

Al final de 2017 la potencia nominal total instalada de centrales fotovoltaicas en Alemania fue aproximadamente de 43 *GW*, (14 % del monto mundial), distribuida en más de 1,6 millones de plantas. En la figura 2.9, se puede ver la evolución en las potencias instaladas de las diferentes energías renovables.

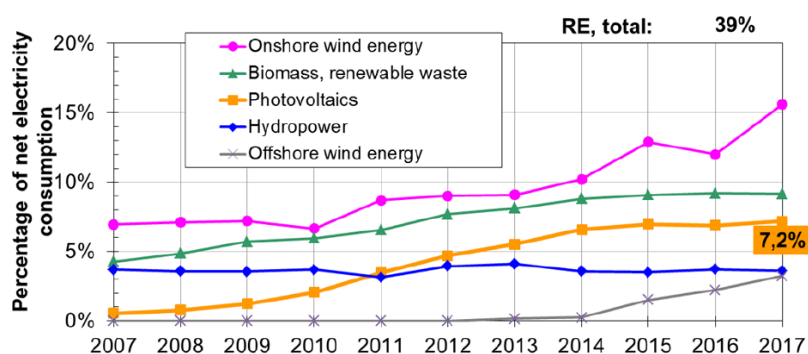


Figura 2.9: Capacidad instalada por fuente entre 2007 y 2017 [1].

En la revisión de la normativa de FIT del año 2017 se han ratificado y especificado criterios usados para la definición de los precios a pagar por la energía, estos son:

- i. Para sistemas por encima de cierta potencia nominal (aproximadamente 10 *kW*), la energía fotovoltaica autoconsumida está sujeta a una tasa especial.

- ii. Los nuevos sistemas fotovoltaicos de hasta 100 kWp reciben una tarifa FIT fija.
- iii. Los nuevos sistemas fotovoltaicos entre 100 y 750 kWp deben vender su energía mediante comercialización directa.
- iv. Se requieren nuevos sistemas fotovoltaicos de más de 750 kWp para participar en subastas y no se pueden utilizar para la autoproducción.

En el gráfico de la Figura 2.10 se ve cómo han evolucionado los precios a la fecha y en particular se puede ver la remuneración promedio de las rondas de subastas.

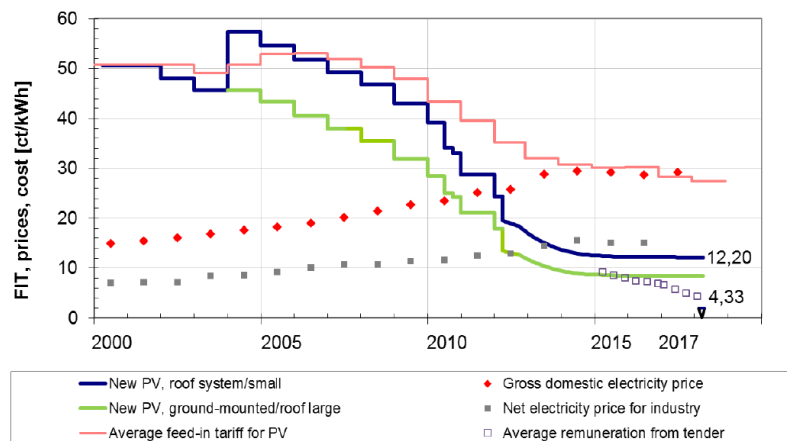


Figura 2.10: Evolución de las tarifas FIT fotovoltaica [7].

Del gráfico 2.10 se puede remarcar que los precios del FIT para instalaciones FV pequeñas y nuevas montadas en techo son de 145 USD/MWh , para instalaciones grandes montadas tanto en techo como en piso el valor es de 95 USD/MWh y para las licitaciones de compra de energía el precio es de 52 USD/MWh . Es de notar que el precio FIT FV está disminuyendo más rápido que para cualquier otra tecnología de energía renovable y que desde comienzos de 2012, las instalaciones FV pequeñas montadas en techos ya habían alcanzado la paridad de red.

Es importante comentar que la electricidad que se retira de un sistema fotovoltaico para autoconsumo puede estar sujeta a impuestos y cargos adicionales. Éste es el caso de los sistemas fotovoltaicos de potencias mayores a 10 kWp que se pusieron en funcionamiento después de agosto de 2014, que están sujetos al pago de una tasa.

Los costos diferenciales cubrirán la brecha entre las remuneraciones pagas de acuerdo con el esquema de promoción FIT y los ingresos de ventas recaudados de la electricidad FV. Después de un pico de casi 83 USD/MWh , el precio spot de la electricidad, utilizado para determinar los costos diferenciales, ha caído por debajo

de 48 *USD/MWh*. La cantidad de energía FV y eólica que se vuelca a la red está aumentando y esto reduce el precio del mercado spot a través del despacho óptimo y paradójicamente aumenta los costos diferenciales calculados. Según este método, cuanto más FV se instale, más caro parecerá ser su precio por *MWh*.

El costo del recargo corre a cargo de los consumidores de energía, que no se incluyen en el régimen de exención. En 2018, el recargo se establece para hogares en 9,6cent.*USD/kWh*, es decir que para un hogar de consumo de típico de 300 *kWh*, el costo de la factura por concepto del FIT es de 29 USD. Desde el año 2010 el recargo por este concepto se ha triplicado y se prevé que siga creciendo de acuerdo a los siguientes conceptos entre otros:

- a) Cada vez más energía es utilizada por los consumidores “privilegiados”, las industrias que consumen mucha energía están virtualmente exentas de contribuir al recargo, los consumidores de menor tamaño, como los hogares particulares, la pequeña industria y los consumidores comerciales, deben asumir costos adicionales que ascienden a miles de millones de euros.
- b) La generación fotovoltaica durante el día redujo el precio de la electricidad en ese tramo horario, beneficiando a los clientes pero al mismo tiempo aumentando la diferencia entre el precio del FIT y el precio de mercado, que es la base del cálculo del recargo. Esto perjudica a los clientes más pequeños que están obligados a pagar el sobre costo del FIT en su tarifa.
- c) Las iniciativas que apoyan un uso más eficiente de la energía, por ejemplo el uso de lámparas de bajo consumo, reducen la cantidad de electricidad comprada y por lo tanto aumentan el recargo por *kWh* estimado.

Resultados de la penetración masiva de FV

1. Disminución de precios “spot”, trae aumentos del pago por energía FV y por lo tanto la energía eléctrica es más cara para los hogares y los pequeños consumidores.
2. Cantidades mayores de energía utilizadas por los consumidores privilegiados. En 2014, alrededor de una quinta parte de la energía eléctrica fue consumida por las industrias de energía intensiva, que están prácticamente exentas de contribuir al pago.
3. Aumenta la generación de energía renovable sin autoconsumo o con escalas mayores ubicadas lejos de los centros de carga. Si bien se desea el aumento de la energía generada, lo anterior aumenta el recargo al menos en el corto plazo. Esto sucede tanto de forma directa debido a un pago mayor por primas e indirectamente debido a la drástica caída de los precios de los derechos de emisión, lo que lleva a los operadores de plantas de energía de combustibles fósiles que sean capaces de ofrecer energía eléctrica a precios más bajos.

4. Efecto orden para el despacho óptimo. Al disponer de energía fotovoltaica en los períodos del día en que el precio de la electricidad en el mercado solía ser alto, se reducen efectivamente los precios de la electricidad, pero al mismo tiempo aumenta la diferencia entre el precio de la energía del FIT y el precio de mercado, lo que constituye la base de cálculo del cargo extra de las energías renovables.
5. Disminución del consumo de electricidad. Iniciativas para reducir el consumo de energía baja las compras de electricidad, lo que aumenta el recargo por *kWh*.
6. El FIT como un elemento de control del mercado. El modelo hace que existan costos adicionales estimados de cientos de millones de euros. Los incentivos a la inversión para la generación de energía fotovoltaica no son apoyados por fondos públicos. El FIT establece disposiciones para un suplemento en el que los consumidores de energía hacen una contribución obligatoria para transformar el sistema energético. El recargo no se corresponde a la remuneración total, sino más bien los costos diferenciales, calculado como la diferencia entre los costos pagados (remuneración) y los ingresos recibidos.

Para calcular el recargo, los beneficios financieros de la energía fotovoltaica se determinan de acuerdo con el precio de equilibrio del mercado. Por este método, los beneficios de la energía fotovoltaica se subestiman sistemáticamente. Por un lado, la energía fotovoltaica durante mucho tiempo ha estado teniendo el efecto deseado sobre el precio de mercado, la de conducirlo a la baja. En segundo lugar, el precio de mercado deja fuera a los costes externos pesados de combustibles fósiles y la producción de energía nuclear. Los nuevos sistemas fotovoltaicos son los que están sujetos a las decisiones políticas futuras. Por lo tanto, los nuevos sistemas fotovoltaicos, instalados en espacios abiertos, deben producir electricidad más barata que las plantas fósiles y de energía nuclear existentes, cuando se consideran los costos totales. Los costos marginales de estos sistemas disminuyen a cero y posteriormente son negativos.

Como se espera que los costes externos de los combustibles fósiles y la energía nuclear se conviertan pronto en imposible de soportar, el aumento de las energías renovables asegurará que la electricidad sigue estando disponible a precios sostenibles en el largo plazo. El sector industrial alemán necesita mejores perspectivas de un suministro seguro de energía en el futuro al igual que los hogares.

Los sistemas fotovoltaicos instalados por los dueños de casa son por lo general menores de 10 *kWp*. Los sistemas dentro de este rango de potencia representan menos del 15 % del total instalado la energía fotovoltaica en Alemania, mientras que los grandes sistemas de más de 500 *kWp* representan alrededor del 30

Las nuevas plantas fotovoltaicas tienen tasas de rentabilidad razonables, sin embargo, la caída en la capacidad instalada de nuevas instalaciones muestra que se ha vuelto menos atractivo. Otras nuevas limitaciones son que los nuevos sistemas

fotovoltaicos construidos en tierras de cultivo están excluidos del sistema de FIT desde el 2010 así como las nuevas centrales fotovoltaicas mayores de 10 MW desde 2012.

2.2. Balance Neto

El mecanismo basado en el balance neto (*“net metering”*) consiste en que un cliente de una empresa eléctrica que desea generar parte de su propia energía eléctrica, puede compensar los saldos de energía de manera instantánea o diferida. Esto les permite a los consumidores la producción individual de energía para su propio consumo, compatibilizando su curva de producción con su curva de demanda.

Un esquema de conexión a la red eléctrica de una instalación fotovoltaica de autoconsumo y balance neto se puede apreciar en la figura 2.11. En ésta se puede apreciar un componente fundamental para la implementación del balance neto, el medidor bidireccional, el cual permite mantener registro tanto de la energía consumida como de la inyectada en cada franja horaria.

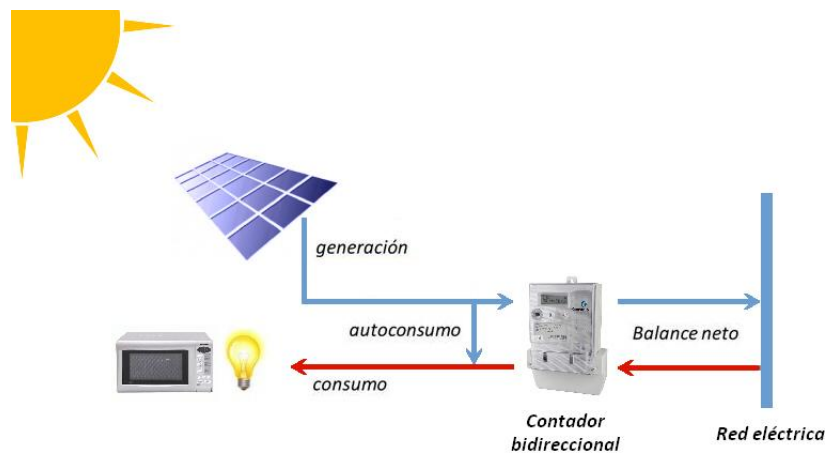


Figura 2.11: Esquema de flujos de energía del balance neto [8].

Este sistema es utilizado generalmente por consumidores que poseen una pequeña instalación de energías renovables (eólica o fotovoltaica), y permite verter a la red eléctrica pública el exceso producido por un sistema de autoconsumo con la finalidad de poder hacer uso de ese exceso en otro momento. De esta forma la compañía eléctrica que proporcione la electricidad cuando la demanda sea superior a la producción del sistema de autoconsumo, descontará de la factura de consumo de la red los excesos vertidos a la misma.

En los últimos años, debido al creciente auge de pequeñas instalaciones de energía renovable, el autoconsumo con balance neto ha comenzado a ser regulado

en diversos países del mundo y en particular en la región, como ser además de Uruguay, Brasil, Chile y Argentina recientemente. En este esquema hay una compensación física de la energía generada por encima de la consumida durante un periodo determinado de tiempo que puede ser un año, mes, día, hora, etc. Esto se debe definir entre el cliente con generación y la empresa eléctrica, resultando en un acuerdo de facturación simple. Existe un incentivo asociado al ahorro en dinero plasmado en la factura de energía eléctrica.

En la figura 2.12, se puede comprender la idea de autoconsumo para una instalación fotovoltaica, donde se tiene una generación diaria, que depende de la irradiancia, la cual alimenta su demanda y vuelca el excedente a la red de la distribuidora. En la misma figura se puede ver gráficamente el concepto de balance neto, donde se compensa la energía demandada de la red con el excedente de energía volcada.

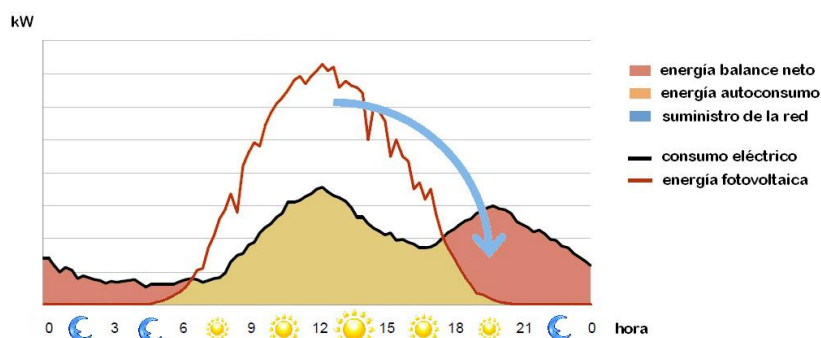


Figura 2.12: Imagen explicativa del concepto de balance neto [8].

La facturación Neta o “*Net-billing*” se da cuando existe una compensación económica, asociada al valor de la energía inyectada por la instalación generadora sobre el valor de la energía consumida durante un período de tiempo.

2.2.1. Balance Neto en Chile (“*Net-billing*”)

Este esquema, aprobado en junio de 2014 mediante la ley 20.571, regula el pago de la energía inyectada por instalaciones generadoras de clientes regulados. Este decreto incorpora una normativa específica que posibilita la generación de energía eléctrica para autoconsumo y la inyección de los excedentes. Se establece que los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía a la red de distribución. La capacidad instalada no puede superar los 100 kW.

Las adecuaciones, obras físicas menores y trabajos en la red de distribución eléctrica, necesarios para la conexión de un equipamiento de generación a la red

de distribución eléctrica deben ser solventados por el propietario de dichas instalaciones. Las empresas distribuidoras deben permitir la conexión del equipamiento de generación, para que el usuario o cliente final inyecte los excedentes de energía a éstas. La empresa distribuidora y el cliente firman un contrato de conexión que establece la opción tarifaria establecida y el mecanismo optado por el cliente para el pago de los remanentes no descontados y su periodicidad. La empresa distribuidora será responsable de realizar la lectura de las inyecciones de energía eléctrica efectuadas por la instalación generadora.

Las inyecciones de energía eléctrica que realizan los clientes son valoradas al precio de nudo de energía que las empresas distribuidoras deban traspasar mensualmente a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, incorporando las menores pérdidas eléctricas de la empresa distribuidora asociadas a estas inyecciones de energía. Para ello, el precio de nudo de la energía debe ser multiplicado por los factores de pérdidas medias de energía asociados a la opción tarifaria del cliente. Las inyecciones de energía son descontadas de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron. De existir un remanente a favor del cliente, el mismo se imputa y descuenta en la o las facturas subsiguientes. Estos remanentes deben ser reajustados de acuerdo al IPC. Los remanentes que de acuerdo a la periodicidad señalada en el contrato no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes, deben ser pagados al cliente por la empresa distribuidora.

Los precios de nudo son los precios de los contratos entre generadores y distribuidores, calculados cada seis meses por la Comisión Nacional de Energía. Para el cálculo de los precios de nudo de corto plazo de energía se parte de un precio básico de la energía, que es el promedio móvil actualizado de los precios spot esperados durante los siguientes 48 meses, en el nudo que representa el centro de carga del sistema. Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un factor de penalización de energía que multiplicado por el respectivo precio básico de la energía, determina el precio de la energía en la subestación respectiva.

El sistema de generación abastece primariamente la demanda local de energía (autoconsumo). De existir excedentes, estos son inyectados a la red y son valorizados al precio de la energía que las distribuidoras traspasan a sus clientes regulados, es decir, al mismo valor que deben pagar los clientes por la energía que consumen del sistema [9].

Los excedentes valorizados se traducen en descuentos en los cargos por energía de la factura del cliente y se realiza un pago monetario sólo si existen excedentes valorizados acumulados sin descontar al cabo del período determinado en el contrato de conexión, usualmente es seis meses o un año. Dicho valor se encuentra regulado y cada empresa distribuidora debe publicarlo junto al resto de las tarifas que ofrecen a sus clientes. Por ejemplo, para un cliente en baja tensión residencial de la empresa distribuidora Enel con Tarifa Simple, el precio de compra de la energía es aproximadamente el 60 % del precio por kWh que paga el cliente por su

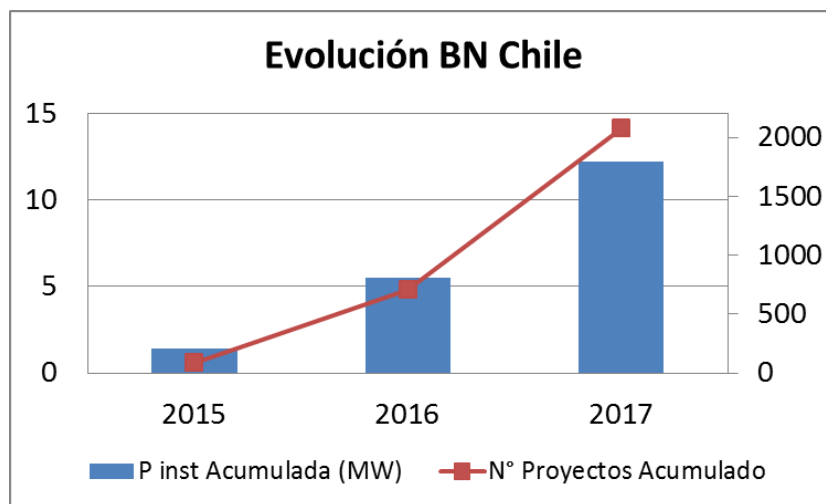


Figura 2.13: Potencias e instalaciones acumuladas Chile [9].

consumo [10]. Por los que dichas inyecciones valorizadas a ese precio de compra son descontados de la facturación, si sigue habiendo un remanente se descuenta en las facturas subsiguientes hasta el periodo acordado, luego los paga la distribuidora bajo acuerdo entre las partes.

La evolución de este esquema bastante reciente se muestra en el siguiente gráfico.

Se destaca que el 99 % de los sistemas son solares fotovoltaicos y que el 82 % de las instalaciones son residenciales. Este hecho explica el porqué de una potencia media baja de 6 *kW*.

Actualmente se está analizando la modificación de la ley de *Net Billing*, la que prevé que los remanentes, debidamente reajustados, tras cinco años desde el año en que fueron generados por las inyecciones valorizadas no se pueden descontar o pagar. Por lo que esa energía quedaría como un beneficio para el resto de los consumidores.

2.2.2. Balance Neto en Brasil

La resolución de la ANEEL número 482/2012 y las modificaciones de 24/11/2015 fijan la normativa de autoconsumo, a continuación se muestran los conceptos generales de dicha normativa.

Se le llama microgeneración a las centrales de generación de energía eléctrica de fuentes renovables que cuenten con una potencia nominal instalada menor o igual a 75 *kW* y minigeneración a las de potencias mayores a hasta los 5 *MW*. Para la fuente hidráulica, la máxima potencia autorizada a instalar es de 3 *MW*. A partir del 2015 se crea la figura de Generación Compartida, la cual permite que

un grupo de consumidores se unan en cooperativas e instalen micro o minigeneración para el consumo compartido de toda la energía generada. La energía generada puede ser repartida entre los consumidores en porcentajes definidos por los propios integrantes de la cooperativa.

En caso que la energía inyectada en la red sea mayor a la consumida, se crea un “crédito de energía” que no puede ser revertido en dinero, pero puede ser utilizado para abastecer el consumo de la unidad consumidora en los meses siguientes o en otras unidades del mismo titular (siempre y cuando todas las unidades estén bajo el suministro de la misma distribuidora), con validez de 60 meses.

La compensación de energía para estos casos implica un balance neto de energía puro, en el que si una instalación produce mayor cantidad de energía que la que consume en el periodo de un mes, estos excedentes se compensaran otorgando “Créditos de energía” permitiendo que esa energía sea consumida:

- A. Por otras unidades consumidoras correspondientes al mismo cliente (“auto-consumo remoto”).
- B. Por otras unidades consumidoras declaradas por el micro o minigenerador (“Generación compartida”).

Es de destacar que el 79 % de la potencia instalada en este esquema corresponde a la fuente solar fotovoltaica. Se muestra a continuación la evolución en potencia y número de instalaciones fotovoltaicas desde el año 2014 a mediados de agosto de 2018, donde se aprecia el aumento continuo en potencia e instalaciones de los últimos 5 años y la tendencia indica un creciente desarrollo.

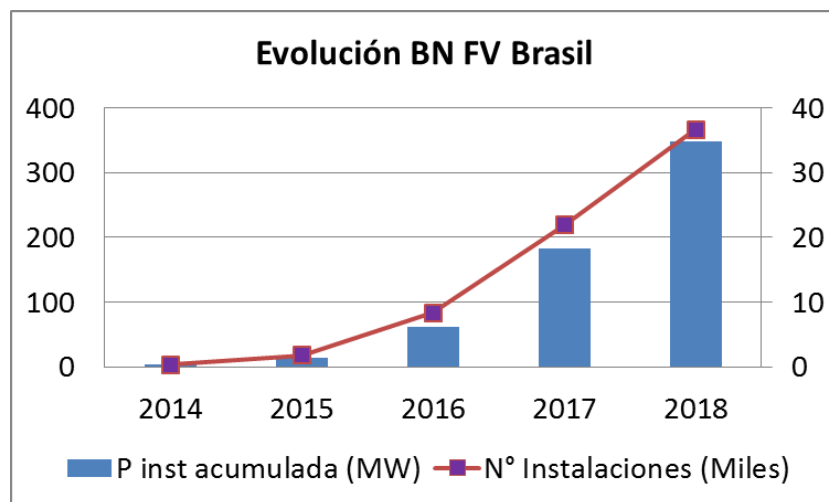


Figura 2.14: Potencias e instalaciones acumuladas Brasil [11].

Es de remarcar que el 82 % de la potencia de instalaciones fotovoltaicas se corresponden a residenciales y comerciales, 38 % y 44 % respectivamente, mientras

que si se mira el número de instalaciones, los porcentajes respectivos con 77 % y 16 % respectivamente.

Otro dato relevante es cómo se reparte la potencia fotovoltaica instalada en las diferentes modalidades implementadas, Generación Propia 80 %, Autoconsumo Remoto 19 % y Generación Compartida 1 %. Asimismo, es interesante resaltar el valor de la potencia media fotovoltaica, la cual es de 9,5 *kW*, un valor esperado dado el elevado número de instalaciones residenciales.

2.2.3. Balance Neto en Argentina

La empresa provincial de la energía de Santa Fe, EPESF, resolvió en octubre del año 2013, Resolución N° 442 [12], habilitar la conexión de instalaciones de generación en isla o en paralelo con la red. Se permite la operación en paralelo a los clientes abastecidos desde la red de Baja Tensión solamente con grupos de generación de fuentes de energías renovables y en Media y Alta Tensión con cualquier tipo de fuente. Para los clientes con suministro en Baja Tensión no podrán conectar generadores con potencia nominal mayor a 300 *kW*.

La relación comercial entre el cliente y la EPESF es la habitual y la tarifa es la correspondiente a su categoría del cuadro tarifario vigente. A los pequeños clientes, cuya demanda máxima es igual o menor que 49 *kW*, que han conectado generadores en isla con respecto a la red de la EPESF, se les factura la suma de la energía entregada por la EPESF y la energía entregada por el generador al precio de venta de la EPESF y se les descontará la energía entregada por el generador al precio de compra de la EPESF.

A los grandes clientes, cuya demanda máxima es igual o mayor que 20 *kW*, que han conectado generadores en isla con respecto a la red de la EPESF, se les factura la energía entregada por la EPESF al precio de venta de la EPESF.

A los pequeños clientes que han conectado generadores en paralelo con la red de la EPESF, se les factura la suma de la energía neta (entregada menos recibida) suministrada por la EPESF y la energía entregada por el generador al precio de venta de la EPESF y se les descuenta la energía entregada por el generador al precio de compra de la EPESF.

A los grandes clientes que han conectado generadores en paralelo con la red de la EPESF, se les factura la energía neta (entregada menos recibida) suministrada por la EPESF al precio de venta de la EPESF.

En todos los casos para los pequeños clientes se factura el cargo comercial completo correspondiente a su tarifa. En todos los casos para grandes clientes se factura el cargo comercial completo correspondiente a su tarifa más los cargos por demanda en pico y en fuera de pico en función de las demandas convenidas y re-

gistradas correspondientes (las que fueren mayor). Para las demandas registradas se considera la mayor entre las entregadas y las recibidas.

Se puede decir entonces que este esquema se basa en el reconocimiento de la energía generada, donde la EPESF reintegra al cliente el ahorro que su energía generada le implica.

A modo de ejemplo de facturación se muestran un posible escenario para pequeñas demandas:

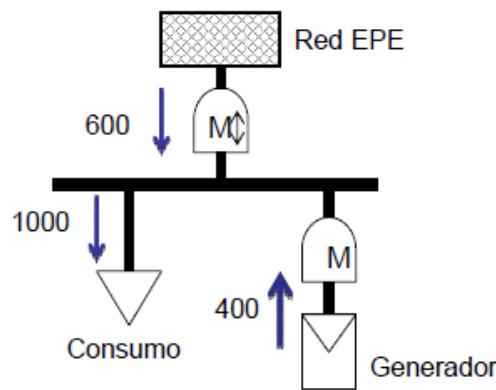


Figura 2.15: Ejemplo de cliente con generación.

Se dispone de un medidor bidireccional en el punto de conexión y un medidor de todo lo generado. Se factura la totalidad del consumo con su tarifa normal, el consumo es la suma de las lecturas de ambos medidores y se descuenta la energía al precio de compra en el Mercado Eléctrico Mayorista, MEM, (14 USD/MWh). Basado en el pliego tarifario de la EPESF, para el mismo consumo se tiene un precio de la energía de 47 USD/MWh .

$$\text{Consumo} = E_{EPE} + E_{GEN} = 600 + 400 = 1000 \text{ kWh} = 1 \text{ MWh}$$

$$\text{Factura} = \text{Consumo} \times \text{Tarifa}_{EPE} = 1 \times 47 = 47 \text{ USD}$$

$$\text{Reintegro} = E_{GEN} \times \text{Precio}_{\text{Compra}_{MEM}} = 0,4 \times 14 = 5,6 \text{ USD}$$

Este esquema no es un Balance Neto puro, ya que la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe le compra la energía al cliente al mismo precio que se la compra a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, CAMMESA, que la vende a un precio subsidiado. Por lo que le cobra la energía consumida al cliente a un precio mucho más alto. Con este esquema no se amortiza la inversión en equipos fotovoltaicos en toda su vida útil.

Si bien el esquema mostrado anteriormente fue pionero en Argentina como una iniciativa provincial, recién al final del año 2017 se aprueba a nivel nacional

una ley de Generación de Energía Eléctrica de Origen Renovable, (Ley 27424) [13].

Dicha ley establece, entre otros, los siguientes aspectos:

- i. Que todo usuario de la red de distribución tiene derecho a instalar equipamiento para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables hasta la potencia contratada con el distribuidor para su demanda. En caso de solicitar instalar una potencia mayor a la que tenga contratada para su demanda deberá solicitar una autorización especial ante el distribuidor.
- ii. Todo proyecto de construcción de edificios públicos nacionales deberá contemplar la utilización de algún sistema de generación distribuida proveniente de fuentes renovables.
- iii. El Poder Ejecutivo nacional designa a la autoridad de aplicación, la cual debe establecer el valor de la tarifa de inyección y los mecanismos y condiciones para cesión o transferencia de los créditos provenientes de la inyección de energía entre usuarios de una misma red de distribución.
- iv. El esquema de facturación implica que cada distribuidor efectuará el cálculo de compensación y administrará la remuneración por la energía inyectada a la red producto de la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables bajo el modelo de balance neto de facturación. El usuario-generador recibirá una tarifa de inyección por cada *kWh* que entregue a la red de distribución. El precio de la tarifa de inyección será establecido por la reglamentación de manera acorde al precio estacional correspondiente a cada tipo de usuario que deben pagar los distribuidores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El distribuidor reflejará en la facturación que usualmente emite por el servicio de energía eléctrica prestado al usuario-generador, tanto el volumen de la energía demandada como el de la energía inyectada por el usuario-generador a la red, y los precios correspondientes a cada *kWh*. El valor a pagar por el usuario-generador será el resultante del cálculo neto entre el valor monetario de la energía demandada y el de la energía inyectada antes de impuestos. No podrán efectuarse cargos impositivos adicionales sobre la energía aportada al sistema por parte del usuario-generador. Si existiese un excedente monetario por los *kWh* inyectados a favor del usuario-generador, el mismo configurará un crédito para la facturación de los períodos siguientes. De persistir dicho crédito, el usuario-generador podrá solicitar al distribuidor la retribución del saldo favorable que pudiera haberse acumulado en un plazo a determinar por la reglamentación, que no será superior a seis (6) meses. En el caso de un usuario-generador identificado como consorcio de copropietarios de propiedad horizontal o conjunto inmobiliario, el crédito será de titularidad de dicho consorcio de copropietarios o conjunto inmobiliario. Mediante la reglamentación se establecerán mecanismos y condiciones para cesión o transferencia de los créditos provenientes de la inyección de energía entre usuarios de un mismo distribuidor. El distribuidor no podrá

añadir ningún tipo de cargo adicional por mantenimiento de red, peaje de acceso, respaldo eléctrico o cualquier otro concepto asociado a la instalación de equipos de generación distribuida.

2.2.4. Balance Neto en Uruguay

La normativa referente a la conexión de generación de fuentes renovables, a nivel de suscriptores conectados en las redes de Baja Tensión, fue reglamentada en el año 2010, en el Decreto del Poder Ejecutivo 0173/010 [14]. El requisito fundamental para la conexión es que la potencia instalada de generación sea menor o igual a la potencia contratada que el cliente tiene con la Distribuidora por sus consumos. El excedente de energía volcada a la red es paga por el Distribuidor al mismo precio de la tarifa que cuente el suscriptor, mediante un contrato a 10 años. Los límites de potencia de generación a ser inyectada en baja tensión son 100 kW para sistemas de 230 V y 150 kW para redes de 400 V . Los costos de modificaciones en la red de baja tensión, para los microgeneradores que inyectaran menos de 16 A , son a cargo del Distribuidor, para potencias mayores el interesado deberá hacerse cargo de los costos de modificación de la red de baja tensión. El suscriptor que instale generación no pierde su carácter de suscriptor, es decir le corresponde la tarifa regulada, y mantiene sus derechos sobre la calidad de servicio.

En el correr de los años de aplicar la normativa, se comprobó la tendencia de instalación de generadores puros (prácticamente sin consumo) y no para auto-consumo como era el espíritu de la reglamentación. Esto se produjo dado que la energía inyectada en redes de baja tensión por los microgeneradores es cobrada a un precio entre dos y tres veces mayor a que si la vendía en el mercado Spot o fuera un generador con contrato de compra de energía conectado en media tensión. Adicionalmente existe un desfase en los ingresos del distribuidor dado que más de la cuarta parte del precio de venta de la energía en baja tensión, corresponden a costos de red.

Este precio tentador llevo a que prosperaran las instalaciones con altas potencias instaladas, siendo el promedio de la potencia instalada por los microgeneradores en Uruguay próximo a 35 kW . Este valor es más de tres veces el de Brasil y casi seis veces el de Chile.

Lo antes mencionado originó, en el año 2017, que el Ministerio de Industria, Energía y Minería, mediante la resolución ministerial del 12 de mayo de 2017, redefiniera el alcance del existente decreto. Se fija un requisito adicional, exigiendo que en un año la energía inyectada en la red sea menor o igual a la energía consumida de la misma.

Se muestra en el siguiente gráfico la evolución de la potencia acumulada de los últimos 5 años.

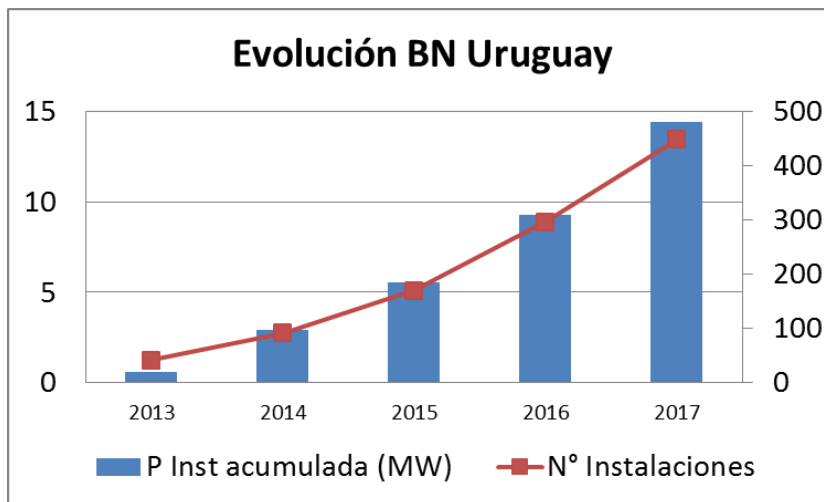


Figura 2.16: Evolución de la potencia instalada y N° instalaciones [15].

En la figura anterior se puede ver que la potencia total de instalaciones conectadas en BT ha ido incrementándose de forma exponencial.

Es de remarcar que el 99.8% se corresponde a instalaciones fotovoltaicas y que la potencia media tiende a bajar luego de la modificación de la normativa, situándose actualmente en 31 kW. Este esquema es uno de los que menos participación residencial tiene en la región, donde solamente la cuarta parte de los suscriptores de Baja Tensión que instalaron generación corresponden a esta categoría. Es justo decir que otro factor que explica lo antes dicho, es que el marco de la Ley de Promoción de Inversiones existente, que maneja exoneraciones fiscales que ayudan a viabilizar este tipo de inversiones en energías renovables, no aplica al sector residencial.

Finalmente y como particularidad, se remarca que se verifica que aproximadamente el 50% de la energía generada por los microgeneradores, fue inyectada a la red de la distribuidora.

2.3. Otros esquemas de promoción

2.3.1. Esquema de cuotas (“Quota Scheme”)

En este esquema el gobierno requiere un porcentaje de energía renovable que tiene que ser suplido por las empresas distribuidoras o por los usuarios de electricidad que usen un cierto porcentaje de energías renovables. En varios casos este sistema viene acompañado con certificados “verdes” para darle rentabilidad. Cómo hay que cubrir un porcentaje con renovables, la competencia en el mercado funciona y esto puede llevar a una reducción de precios. Sin embargo, en el caso de la solar FV con precios menos competitivos, no es el mejor esquema para su incorpo-

ración. Como ejemplo en la región se tiene a Chile, el cual en el año 2010 estableció que las empresas distribuidoras debían cubrir un 5 % en energías renovables.

2.3.2. Subsidios para la inversión inicial

El gobierno nacional o local provee un subsidio para instalaciones con energías renovables de forma de reducir la inversión inicial. Este sistema resulta efectivo en la etapa temprana de desarrollo tecnológico cuando los precios aún son altos como para atraer interesados. Si bien puede llevar a un pequeño ajuste en las tarifas para recuperar parte del subsidio, es necesaria una buena condición financiera por parte del gobierno para el éxito de este esquema.

A modo de ejemplo se muestra en la Tabla 2.9 la evolución del esquema de subsidios, que se reanudó en 2009, en Japón para la FV instalada en azotea. Este les aplica a propietarios con sistemas de capacidad menor a 10 kW, con certificación de los componentes y garantía de fabricación de los mismos mayores a 10 años.

Año	Precio del sistema <i>USD/kW</i>	Subsidio <i>USD/kW</i>	Porcentaje del máximo (%)
2010	< 7000	700	10,0
2011	< 6000	600	10,0
2012	< 4750	350	7,4
	< 5500	300	5,5
2013	< 4100	200	4,9
	< 5000	150	3,0

Tabla 2.9: Evolución de los subsidios FV residencial en Japón [1].

2.3.3. Exoneración de impuestos (“*Tax Credit System*”)

Una posible exoneración de impuestos puede aplicarse a la inversión, en lo relativo a la compra o arrendamiento del terreno o a la importación de materiales para generar energía en base a renovables. También puede aplicar a la exoneración de impuestos a la producción, es decir un impuesto a la renta por la venta de energía. Otra forma puede ser aplicar impuestos a quien desea generar energía eléctrica con fuentes de energía no renovables, dándole una ventaja competitiva a las renovables.

En el caso uruguayo existen reglamentaciones que son utilizadas para desarrollar proyectos de energías renovables. Una reglamentación de la ley 16.906, (Decreto 455/007), para la regulación de los beneficios tributarios de la Ley de Promoción y Protección de Inversiones. Se establecen diferentes ítems para puntuar las inversiones y de acuerdo a la puntuación obtenida son los beneficios fiscales que se otorgan, entre los que se incluyen los siguientes:

- a) Exoneración de entre un 51 % y 100 % de la inversión a descontarse del pago del Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas, IRAE.
- b) Exoneración de tasas de importación de bienes muebles no competitivos con la industria nacional.
- c) Devolución del 100 % del IVA de materiales y servicios destinados a la obra civil.
- d) Exoneración del Impuesto al Patrimonio de la obra civil por 8 años en Montevideo y por 10 años en el interior, y de los muebles de activo fijo por toda su vida útil.

Se cuenta también con lo reglamentado en la ley 16.906, (Decreto 354/009), para la promoción generación eléctrica proveniente de energías renovables: exoneración de un porcentaje del IRAE (90 % al inicio de la empresa y luego baja hasta 40 % en el 2023) a las empresas que se dediquen a generar energía eléctrica de fuentes renovables.

Otros decretos y resoluciones establecen exoneraciones aplicables para el sector de energías renovables:

- a) Decreto 59/998 del 4 de marzo de 1998, que establece exoneraciones de IVA e IMESI, y devolución de IVA en ciertas condiciones.
- b) El decreto 220/998 en el que sus artículos 46 y 47 reglamentan la ley de inversiones en lo que refiere al IVA.
- c) La resolución 67/002 de la DGI exonera de IVA a los *“equipos completos de generación de energía renovable compuestos de Torre, Molino Aerogenerador, Caja de Comandos, Control de Carga e Inversor de Corriente”*.

2.4. Conclusiones

Se ha mostrado en este capítulo los mecanismos de promoción más utilizados para promover la energía solar fotovoltaica y se hizo hincapié en el FIT por ser de los esquemas más usados en el mundo, practicado por aproximadamente 70 países. Remarcando que el mayor porcentaje potencia instalada en instalaciones fotovoltaicas en el mundo, 59 %, se ha establecido mediante FIT [16]. Este esquema se ha mostrado muy eficiente para sondear el mercado, dando transparencia a los promotores para que realicen su inversión. El FIT permite enviar señales claras al mercado, controlarlo y dirigir los incentivos a los diversos tipos de fuentes, clientes y tamaños de las instalaciones que la política energética de cada país desea fomentar. Es importante notar que la gran mayoría de la energía solar y eólica en el mundo se ha desarrollado bajo FIT en diversos países, donde tres de los cuatro mercados más importantes (China, Japón y Alemania) son mercados basados en FIT [17]. Por otro lado los EE.UU. situado en segundo lugar, basándose en las

subastas y la medición neta, es la excepción a la regla en términos de no tener más un lugar significativo en el FIT.

A modo de resumen se muestra en la Figura 2.17 el mercado mundial acumulado para la energía solar fotovoltaica y las políticas que se utilizaron para su desarrollo.

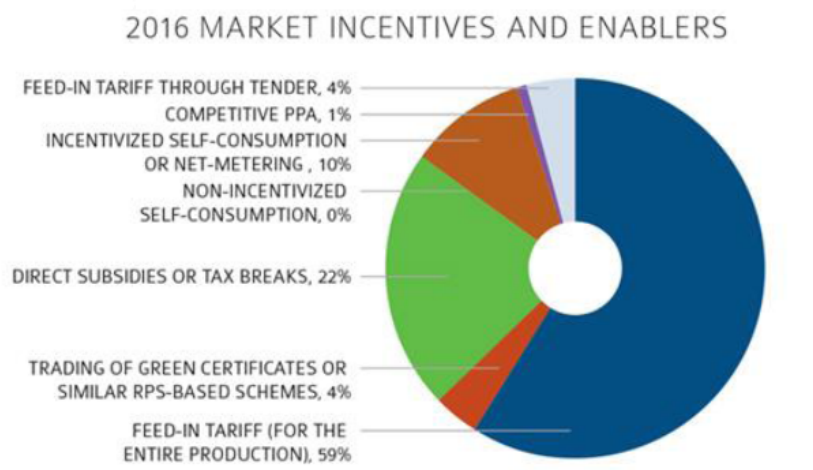


Figura 2.17: Políticas de apoyo a la FV [16].

El predominio del FIT en la fotovoltaica se debe básicamente a la necesidad de fomentar una tecnología que tiene todavía un elevado costo como para competir en el mercado de generación, situación que tiende a cambiar dada la velocidad de reducción de los mismos como resultado de la innovación tecnológica continua y las economías de escala. Es de notar que la mayoría de los países que han instalado FV masivamente, han mostrado un patrón común, la necesidad de reducir emisiones de CO₂ para cumplir con las metas propuestas, así como una industria de paneles fotovoltaicos que necesita ser apoyada por el gobierno.

El esquema de FIT que en sus comienzos arrancó con precios muy generosos de compra de energía produce un aumento rápido en la potencia instalada, efecto sin dudas buscado, pero esto debió ser acotado mediante los diversos mecanismos de reducción de precios, para no salirse de control. Además, se debe tener en cuenta otros aspectos como ser el fortalecimiento de las redes de transporte para permitir la penetración de la fuente promocionada, manteniéndose la confiabilidad del sistema eléctrico. Referido a esto, es clara la experiencia de Japón que tuvo que por momentos limitar el acceso de la FV en algunas regiones del país, donde preocupaba el desempeño del sistema eléctrico debido a la alta penetración de esta fuente intermitente. El abrumador aumento de solicitudes de conexión de sistemas FV sufrido por algunas provincias japonesas, se atribuye a los atractivos precios del FIT utilizados, así como al largo periodo de revisión de precios establecido, (anual), que no permitió actuar antes sobre el precio.

Por lo visto en las diversas experiencias de los países que han practicado el FIT, es claro que el organismo que regula este esquema se enfrenta a un complejo desafío, el de definir precios de energía por fuente y tamaño, la duración de los contratos y los periodos de revisión de precios. La definición de precios se basa principalmente en el costo del sistema de generación más un beneficio modulado por el interés de promoción del gobierno de esa fuente. Para definir los plazos de los contratos se toma como referencia los años de vida útil de la instalación, es decir los periodos de recambio de las instalaciones generadoras. Por último se debe establecer cuál va ser el criterio de reducción de precios, donde aquellos países con más tiempo transitado en la implementación de este esquema nos muestran que revisiones trimestrales o mensuales parecen ser razonables para evitar efectos indeseados, como estancamiento o aumento desenfrenado en la potencia instalada.

La situación en Latino América y el Caribe (LAyC) desde el año 2008 a la fecha ha sido completamente distinta a la de Europa y Asia, donde el FIT no se ha aplicado de manera relevante y la inclusión de ERNC se ha dado básicamente mediante el mecanismo de subastas y contratos de largo plazo que varían entre 15 a 25 años. Siendo que las fuentes de ERNC más relevantes en su comienzo han sido la eólica y la biomasa, en los últimos años la participación la fotovoltaica ha ido ganando terreno dado sus costos decrecientes. Por otro lado la FV ha comenzado a instalarse de manera incipiente en estos países bajo el esquema de balance neto, en especial y recientemente en la región.

Respecto a los esquemas de Facturación Neta, como el esquema uruguayo, es clave que se revisen y definan tarifas especiales para el pago de la energía inyectada a la red, pensando en que se reconozcan los cargos de red que se encuentran energizados de acuerdo a los diseños tarifarios históricos. Lo anterior pensando en que la tecnología FV ya está madura y un crecimiento acelerado de este tipo de instalaciones implica al largo plazo un encarecimiento de la tarifa del resto de los consumidores que no disponen de este tipo de sistemas de generación.

Finalmente, se puede decir que para crear una política de promoción y apoyo a las energías renovables, es necesario un análisis en profundidad del potencial impacto que ésta pueda ocasionar en cada país, dependiendo de su situación actual y del contexto internacional. No es el camino copiar mecanismos que fueron exitosos en otros países e implantarlos sin una adecuación a las realidades del lugar, como ser económicas, geográficas, coyunturales, etc. Sí parece ser un sensato empezar con una política que aplica más de un método de promoción que se complementen, estableciendo reglas claras y metas coherentes y creíbles con proyección a largo plazo. En el caso de Uruguay, desde 2006 hasta la fecha se han aplicado subastas de compra de energía eólica y biomasa, FIT para biomasa y FV, un esquema de balance neto, otro de autoconsumo instantáneo sin poder inyectar a la red de la distribuidora y políticas de exoneración de impuestos, que han logrado cumplir exitosamente con las metas establecidas por la política energética del país.

Capítulo 3

Requisitos técnicos para instalaciones de microgeneración en Uruguay

3.1. Normativa técnica actual

3.1.1. Resumen

Este capítulo resume los requerimientos técnicos exigidos a una instalación generadora, para la conexión en paralelo con la red de Distribución de Baja Tensión (BT) de UTE y las definiciones adoptadas por UTE para la implementación de este nuevo esquema.

Es parte de este documento describir la normativa elaborada por UTE, así como el trámite asociado para la inserción de una instalación generadora a la red de BT.

Adicionalmente tiene por objeto mostrar el estado actual y las perspectivas en la inserción de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables en la red de BT de UTE.

Es de notar que Uruguay fue pionero en el año 2010 en la región en permitir la conexión instalaciones generadoras en la red pública de baja tensión y este capítulo deja plasmado los desafíos enfrentados.

Adicionalmente se presentan las modificaciones a la reglamentación aprobadas recientemente.

3.1.2. Introducción

Atendiendo la política energética del país de diversificar la matriz energética nacional, es que a partir del 1º de julio de 2010, en el marco del Decreto del Poder Ejecutivo N° 173/010, está permitida la conexión a la red de Baja Tensión de la empresa eléctrica del Uruguay (UTE) de generación de origen renovable en base a fuentes de energía eólica, biomasa, solar y mini hidráulica.

En este marco normativo es que el cliente puede intercambiar en forma bidireccional la energía con la red pública y UTE le compra toda la energía que dicho cliente entregue en el PC, al mismo precio del cargo por energía que tiene como consumidor mediante la firma de un contrato a 10 años [18].

3.1.3. Desarrollo

El decreto N° 173/010 del Poder Ejecutivo de Uruguay (Ministerio de Industria, Energía y Minería) autoriza a instalaciones de microgeneración, así como la inyección a la red de BT de la energía asociada; estableciendo una división en función de la corriente máxima de régimen generada en baja tensión.

Las instalaciones descriptas en el primer párrafo del artículo 1 del decreto son aquellas que la corriente inyectada a la red no superan los 16 A, con excepción de los suministros monofásicos en redes con la configuración de retorno por tierra, en los que la corriente máxima de régimen a inyectar es de 25 A. Adicionalmente limita la potencia de generación a instalar a la potencia contratada que cuente el cliente.

Dicho decreto establece en el segundo párrafo del artículo 1 que los suscriptores interesados en superar los máximos establecidos anteriormente, deben recabar en forma previa la conformidad expresa de UTE. Con el fin de determinar los límites máximos de inyección de potencia activa en las redes de BT, UTE realizó los estudios de red que se describirán en el presente trabajo.

A efectos de diferenciar las instalaciones dados los límites antes descriptos, es que internamente en UTE se ha adoptado la siguiente clasificación entre instalaciones microgeneradoras y minigeneradoras en función de la potencia instalada y la tensión del suministro.

Tipo de IMG	Potencia admitida
Monofásica	$\leq 3,7 \text{ kW}$ y $\leq PC^1$
Trifásica 230 V	$\leq 6,4 \text{ kW}$ y $\leq PC$
Trifásica 400 V	$\leq 11 \text{ kW}$ y $\leq PC$
Monofásica con retorno por tierra	$\leq 5,75 \text{ kW}$ y $\leq PC$

Tabla 3.1: Límites de potencia en Instalaciones Microgeneradoras [19].

Tipo de IMINIG	Potencia admitida
Monofásica	$\geq 3,7 \text{ kW}$ y $\leq PC$
Trifásica 230 V	$\geq 6,4 \text{ kW}$ y $\leq PC$
Trifásica 400 V	$\geq 11 \text{ kW}$ y $\leq PC$
Monofásica con retorno por tierra	$\geq 5,75 \text{ kW}$ y $\leq PC$

Tabla 3.2: Límites de potencia en Instalaciones Minigeneradoras [20].

Tensión nominal (V)	Potencia autorizada máxima de IMINIG (kW)
230 trifásico	100 kW
400 trifásico	150 kW

Tabla 3.3: Potencia máxima a inyectar en la red por la IMINIG [20].

Para la definición de los límites de potencia máxima autorizada a inyectar en la red de BT de UTE, para el caso de las instalaciones minigeneradoras se realizaron simulaciones con un software de flujo de carga. En particular se analizó para diferentes redes tipo el perfil de tensión en bornes del minigenerador verificando que el mismo estuviera dentro del rango de tensión establecido en el RCSDEE de URSEA para las instalaciones de los clientes en BT [21].

Nivel de Tensión	ADT	Rango admitido de desviación ΔV (%)
Baja Tensión	ADT1	$-10 \leq \Delta V \leq +6$
	ADT2	
	ADT3	
	ADT4	$-12 \leq \Delta V \leq +6$
	ADT5	

Tabla 3.4: Niveles de tensión para clientes de BT [22].

¹Potencia contratada.

3.1.4. Requerimientos técnicos generales

Se lista a continuación los requerimientos técnicos generales que debe cumplir tanto una instalación microgeneradora como minigeneradora para solicitar su conexión a la red de BT de UTE [23] [24].

Las IMG e IMINIG deben contar con:

- a) Un interruptor general de la rama generadora que debe estar accesible en todo momento al personal de UTE y ser precintable en posición abierto. Éste debe tener poder de corte igual o superior a la indicada por UTE en el PC.
- b) Un medidor de energía activa que registre toda la energía generada, a los efectos de la información necesaria para el Balance Energético Nacional.
- c) Interruptor Automático Diferencial para la protección contra contactos indirectos.
- d) Un interruptor de interconexión automático para conexión y desconexión automática de la rama generadora, sobre el cual actúan las protecciones de máxima y mínima tensión y máxima y mínima frecuencia.
- e) Transformador para aislación galvánica entre la instalación generadora y la red de UTE.

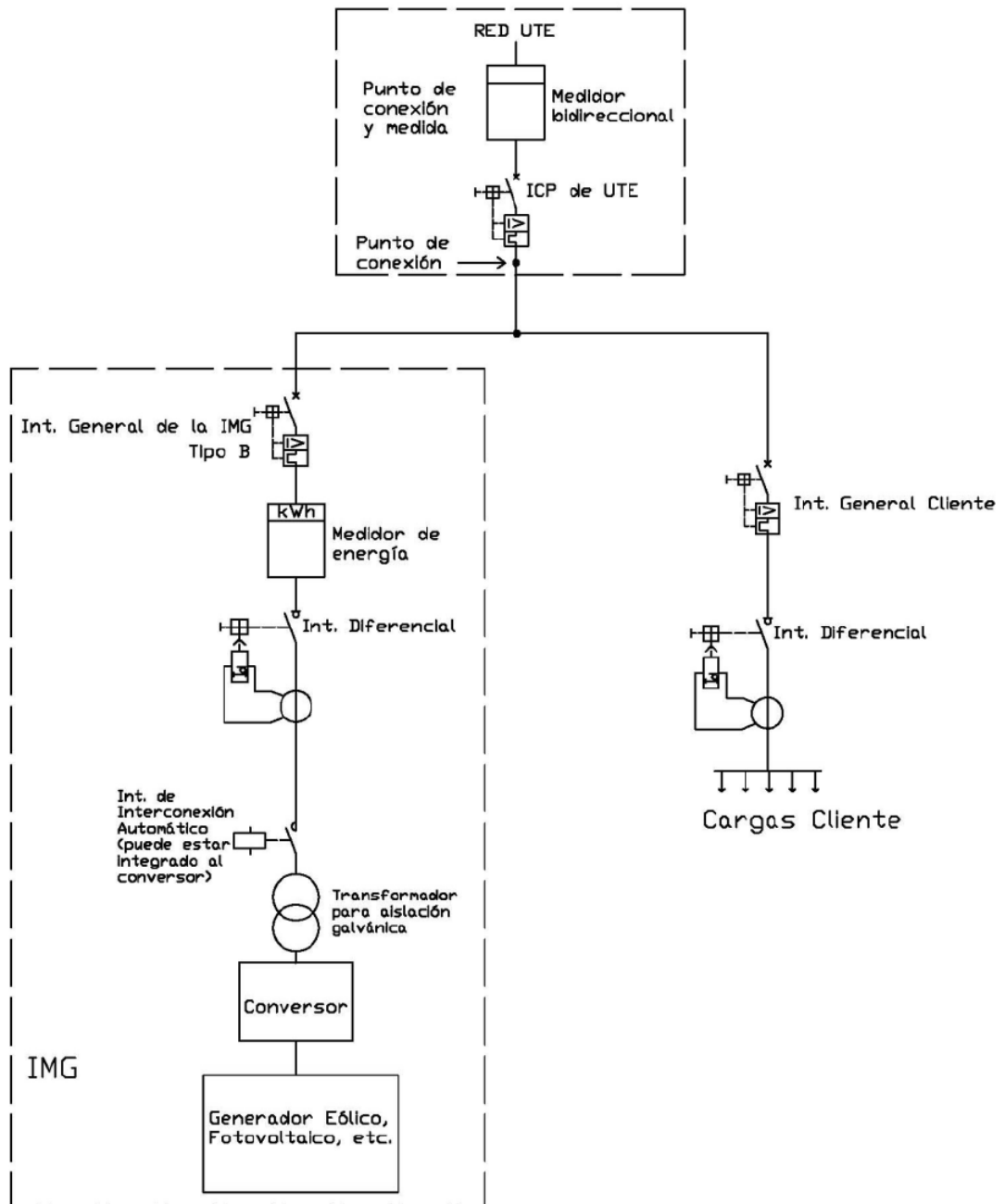


Figura 3.1: Esquema unifilar general [23].

Requerimientos de calidad de onda

A los efectos de preservar la Calidad de Onda en el PC, la instalación generadora se ajustará a las siguientes premisas:

Armónicos de corriente

Para las IMG las emisiones de corriente armónica en el PC no superarán los valores establecidos en la norma IEC 61000-3-2 requisito clase A.

Orden del armónico n	Máxima corriente armónica admisible (A)
Armónicos impares	
3	2,30
5	1,14
7	0,77
9	0,40
11	0,33
13	0,21
$15 \leq n \leq 39$	$0,15 \frac{15}{n}$
Armónicos pares	
2	1,06
4	0,43
6	0,30
$8 \leq n \leq 40$	$0,23 \frac{8}{n}$

Tabla 3.5: Valores de corriente armónica admisibles para las IMG según norma IEC 61000-3-2 [23].

Para las IMINIG las emisiones de corriente armónica en el PC no superarán los valores establecidos en la norma IEC 61000-3-12.

Mínimo R_{sce}	Corriente armónica individual admisible I_n/I_1 (%)				Factores de distorsión armónica admisibles (%)	
	I_5	I_7	I_{11}	I_{13}	THD	$PWHD$
33	10,7	7,2	3,1	2	13	22
66	14	9	5	3	16	25
120	19	12	7	4	22	28
≥ 350	40	25	15	10	48	46
Los valores relativos de los armónicos pares hasta el orden 12 no excederán $16/n$ %. Los armónicos pares de orden superior son tomados en cuenta en el cálculo del THD y el $PWHD$ de la misma manera que los impares.						

Tabla 3.6: Límites de emisión de corriente para equipamiento trifásico balanceado según norma IEC 61000-3-12 [23].

Flicker

Para las instalaciones generadoras, los niveles de flicker resultantes en el PC no deben exceder los límites establecidos en la norma IEC 61000-3-3 ($P_{st} = 1$ y $P_{lt} = 0,65$).

Huecos de tensión

Las instalaciones generadoras no deben provocar en el PC huecos de tensión por fuera de los límites establecidos por las curvas de tolerancia ANSI 446 y CBEMA.

Requerimientos del factor de potencia

Cada una de las unidades generadoras de energía eléctrica de la instalación generadora, deben disponer de un factor de potencia declarado por el fabricante igual o superior a 0,95.

Requerimientos de seguridad

Las instalaciones generadoras deben disponer de señales permanentes de advertencia, (**Aviso de Alimentación Doble – Microgeneración Instalada**) en un lugar visible para toda persona que pueda acceder a partes activas.

Regulación de protecciones

La instalación generadora debe disponer de un sistema de protección anti-isla que frente a aperturas en la red de UTE, deje de energizar la red en un tiempo máximo de 500ms.

La reconexión de la instalación generadora con la red de BT de UTE debe ser automática y posterior a 3 min. de restablecida la tensión del sistema a los rangos de tensión y frecuencia reglamentarios.

Ajuste de máxima y mínima tensión

Frente a valores anormales de tensión entre fases, fase-neutro o fase-tierra la instalación generadora se desconectará de la red de UTE conforme a los siguientes tiempos máximos:

Rango de voltaje (% de V_n)	Tiempo de apertura (s)
$V < 85$	1,5
$V \geq 115$	0,2

Tabla 3.7: Ajustes de máxima y mínima tensión [23].

Ajuste de máxima y mínima frecuencia

Frente a valores anormales de frecuencia, la IMG se desconectará de la red de UTE

² I_1 corresponde a la componente fundamental de la corriente, e I_n es la componente del armónico n .

conforme a los siguientes tiempos máximos:

Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de apertura (s)
$f \leq 47$	0,5
$f > 51$	0,5

Tabla 3.8: Ajustes de máxima y mínima frecuencia [23].

Ajuste del dispositivo de sincronismo

Para el caso de que la instalación generadora disponga de generadores con dispositivos de sincronismo, los valores de ajuste deben cumplir con la siguiente tabla:

Diferencia de frecuencia (Hz)	Diferencia de tensión (%)	Diferencia de fase ($^{\circ}$)
0.3	10	20

Tabla 3.9: Ajustes del dispositivo de sincronismo.

La IMINIG con potencia instalada superior a los límites de potencias autorizadas a inyectar mostrados en la tabla 3.2, debe disponer de un dispositivo de control que desconecte la instalación generadora en caso que inyecte más potencia activa que la ahí indicada y el ajuste debe ser tal que actúe para un 120 % en un tiempo máximo de 100 *ms*.

3.1.5. Procedimiento y trámite

Para el cliente interesado en instalar generación en su instalación interior y que ésta funcione en paralelo con la red de UTE de BT, el procedimiento de solicitud es el siguiente [25] [26]:

El cliente se debe presentar en cualquier oficina comercial de UTE con un formulario normalizado de solicitud de conexión y la información adicional establecida.

Para el caso de las IMINIG, UTE realiza un **Estudio de Conectividad** donde se analiza si son necesarias modificaciones adicionales en la red de BT de UTE, las cuales son a cargo del interesado.

Luego el interesado debe entregar la documentación que acredite que la instalación cumple con los requerimientos técnicos antes mencionados y firma un Contrato y Convenio de Conexión.

Posteriormente se coordina una fecha entre las partes para la realización de los **Ensayos y Verificaciones** de puesta en servicio por parte del Técnico Instalador habilitado por UTE.

Finalmente con la documentación que acredita los resultados satisfactorios de las pruebas de entrada en servicio, UTE firma un acta de habilitación para entrar en servicio.

Estudios de conectividad

El estudio define las modificaciones adicionales a introducir en la RED DE UTE de BT y las restricciones operativas a ser incluidas en el Acuerdo Operativo, documento que está incluido en el Convenio de Conexión a ser firmado entre las partes.

Para la realización del estudio de conectividad se realiza un modelado de la RED DE UTE involucrada, usando un software para análisis de flujos de carga. Se modela desde la barra de salida de media tensión de la estación involucrada, pasando por la subestación de MT/BT, hasta la salida de BT que alimenta a la IMINIG.

La IMINIG tiene asociada una carga con POTENCIA CONTRATADA, la cual siempre es mayor o igual a la Potencia nominal de la IMINIG.

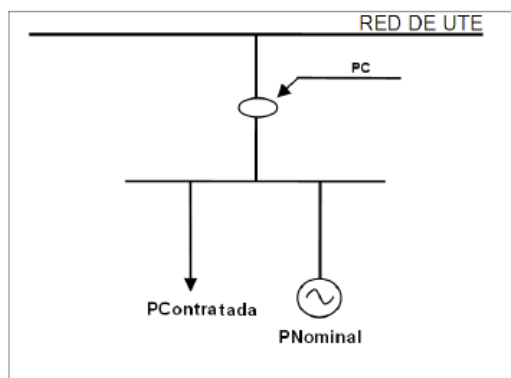


Figura 3.2: Esquema del modelo.

Criterios técnicos

Los criterios técnicos empleados en el análisis del estudio de conectividad son los siguientes:

Cargabilidad de la RED DE UTE en Régimen N

Se verifica que la inyección de potencia no implique sobrecargas en cualquier equipamiento eléctrico de la RED DE UTE, para todo estado de carga. En particular debe analizarse la ausencia de sobrecarga en conductores cercanos al PC, con condición de carga valle en la RED DE UTE y mínimo factor de potencia inductivo en el PC (por defecto 0.95 inductivo).

Tensiones en régimen N

Se elabora el perfil de tensiones con y sin la IMINIG en servicio, verificando que

para todo estado de carga de la RED DE UTE (en particular pico y valle de carga), las tensiones en los nodos de la RED DE UTE afectada por la IMINIG queden dentro de los límites. En particular debe analizarse la ausencia de sobretensiones en condición de mínimo factor de potencia capacitivo en el PC (por defecto 0.95 capacitivo). Todos los perfiles de tensiones deben estar en el rango de tensión establecido en el RCSDEE, ver tabla 3.7.

Variaciones de tensión en la conexión/desconexión de la IMINIG

Este estudio se hace para $FP = 1$ en el PC y para una potencia activa inyectada en el PC igual la máxima. Se calculan las variaciones de tensión de todos los nodos de carga de la RED DE UTE de influencia de la IMINIG frente a salidas de servicio de la misma en situación de carga pico y entradas en servicio en condición de carga valle la RED DE UTE asociada. Estas variaciones relativas de tensión deben ser menores a 5 %.

Ajuste del rango de variación del factor de potencia en el PC

En base a los estudios realizados se determina si es necesario restringir el rango de FP permitido por defecto en el PC, (0,95 inductivo – 0,95 capacitivo). Cualquier modificación a este respecto debe quedar informada en el AO.

Ensayos y verificaciones

Los ensayos y verificaciones para la puesta en servicio de las instalaciones generadoras son responsabilidad del MICROGENERADOR o MINIGENERADOR, para lo cual debe estar presente un técnico instalador habilitado por UTE.

Verificaciones estando desenergizada la instalación generadora:

- a) Existencia de la señalización de seguridad.
- b) Verificar que el cableado de potencia y de control esté de acuerdo a los planos y a los requerimientos del fabricante.
- c) Inspección de la PAT de la instalación generadora.
- d) Verificar que la instalación generadora dispone de transformador para aislación galvánica.
- e) Verificar que está instalado y operativo el interruptor diferencial y el INTERRUPTOR GENERAL de la IMG.

Ensayos estando energizada la instalación generadora:

- a) **Verificación de no funcionamiento en isla.** Se verifica el cese de energización por parte de la instalación generadora ante una apertura del ICP. En el momento del ensayo la potencia consumida por las cargas del cliente y la potencia generada deben diferir entre sí en un 25 % de la suma de las potencias nominales con FP unitario de las unidades generadoras de energía eléctrica que integran la instalación generadora.

- b) **Verificación de la temporización de reconexión.** Restaurada la tensión de la RED DE UTE en los rangos de tensión y frecuencia reglamentarios, se debe esperar un tiempo no menor a 3 minutos para la reconexión automática de la instalación generadora. Para verificar que el sistema se resetea ante un cese de energía eléctrica, se debe abrir el INTERRUPTOR GENERAL DE LA IMG antes de 3 minutos del cierre anterior e inmediatamente cerrarlo. La instalación generadora no podrá generar antes de pasado los 3 (tres) minutos del último cierre.
- c) **Registro de parámetros de calidad de onda.** Para potencias instaladas en las IMINIG superiores a 40 kW en 230 V o 70 kW en 400 V, el MINIGENERADOR determinará un período de una semana de duración, en el cual registrará en el PC la medida de armónicos de corriente, flicker y el registro de eventos como huecos de tensión.

- **Flicker:**

Para el control de las emisiones de flicker (en operación continua o en operaciones de conexión) en la RED DE UTE se adoptarán los límites establecidos en la norma IEC 61000-3-11 y para la realización de las medidas correspondientes se adoptarán las recomendaciones incluidas en la norma IEC 61000-4-30.

Para la medida del flicker el equipo de medida instalado deberá registrar cada 10 (diez) minutos los indicadores de severidad de flicker de corta duración (P_{st}) y de larga duración (P_{lt}) y cumplirá con los requerimientos de la norma IEC 61000-4-15.

En el período de registro el nivel de flicker se considerará aceptable si el 95 % de los valores obtenidos para los indicadores correspondientes no superan los límites establecidos.

- **Armónicos de corriente:**

Para la medida de armónicos de corriente el equipo de medida deberá registrar la magnitud de cada armónico de corriente así como la distorsión total armónica, THD, cada 10 (diez) minutos.

Las medidas estarán de acuerdo con las indicaciones de la norma IEC 61000-4-7 y con los criterios de agregación de la norma IEC 61000-4-30.

En el período de registro la emisión armónica se considerará aceptable si el 95 % de los valores obtenidos durante el período de medida para las componentes armónicas de corriente y para la distorsión total armónica no superan los límites establecidos.

- **Huecos de tensión:**

Los eventuales huecos de tensión provocados por las instalaciones del MINIGENERADOR, que se registren durante el tiempo de medida deberán estar por dentro de los límites establecidos por las curvas de tolerancia ANSI 446 y CBEMA.

3.1.6. Consideraciones sobre instalación de acumuladores de energía en Instalaciones de Microgeneración

En los requisitos generales para la conexión de microgeneración definidos por las resoluciones del MIEM N° 1895/010 del 21/7/10 y N° 1896/010 del 28/7/10, se indica que en el circuito de generación hasta el punto de conexión y medida no se puede intercalar ningún elemento de consumo o generación fuera del marco del decreto 173/10. Por lo que no está autorizado instalar acumuladores de energía en las instalaciones promocionadas en decreto antes mencionado. No obstante en el caso que el cliente con microgeneración optara por instalar acumuladores de energía con el fin de alimentar sus cargas mediante la misma fuente renovable estando desconectado de la Red de UTE, debe implementar la función de respaldo. En la figura 3.3 se presenta un unifilar (recomendado en el reglamento de instalaciones interiores de UTE) donde esto se implementa con una Unidad de Respaldo y una Llave de Doble Vía. En tal caso, la Llave de Doble Vía puede funcionar en forma manual o automática y debe instalarse de forma que permita alimentar las cargas del cliente desde el Punto de Conexión o desde la Unidad de Respaldo.

En la normativa está previsto el caso que el interesado presente un unifilar alternativo, el mismo deberá respetar los requisitos establecidos en los requisitos generales y particulares y contar con la aprobación de UTE, contando un plazo máximo de 30 días para expedirse sobre el mismo [23].

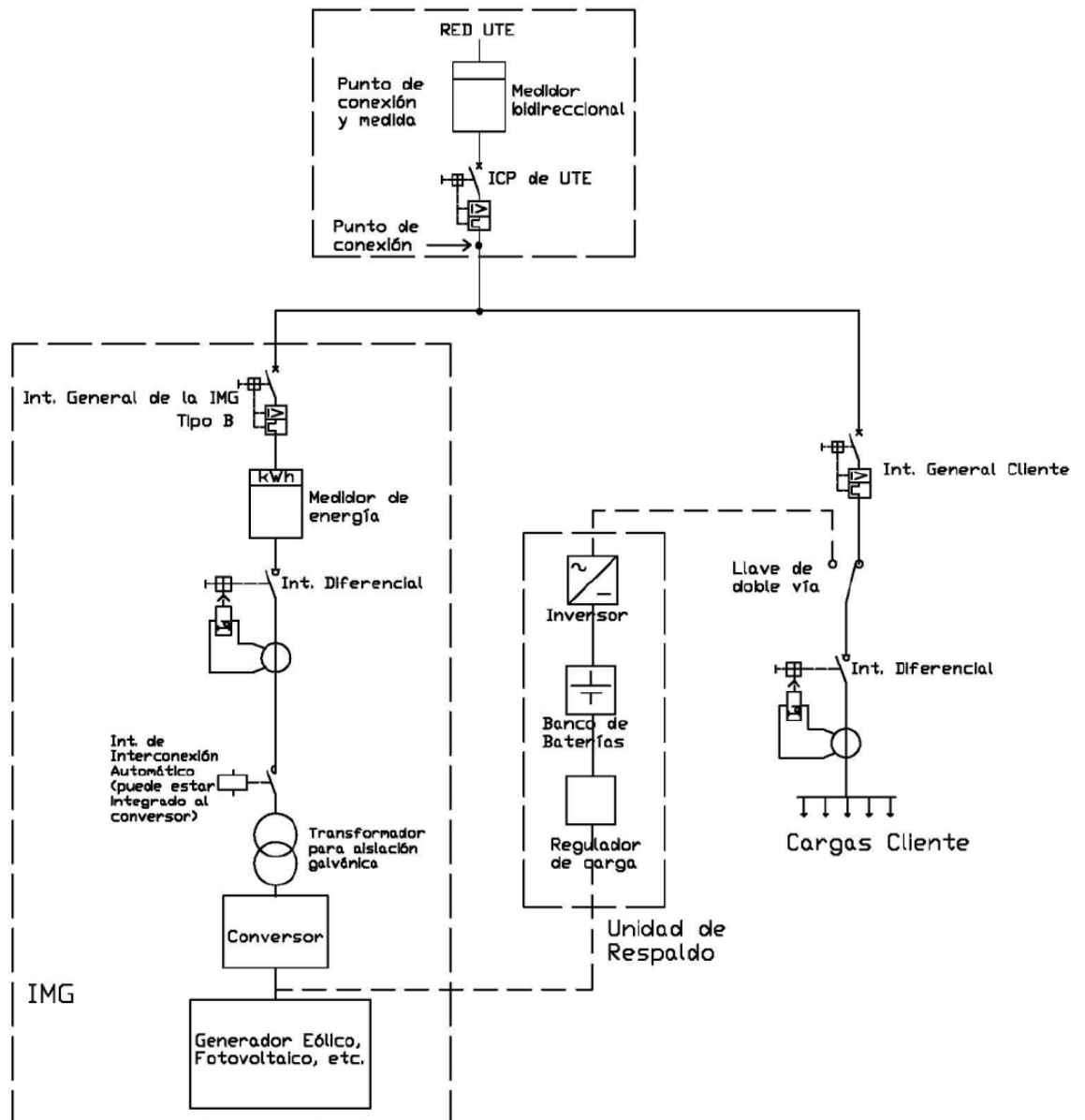


Figura 3.3: Esquema unifilar de la IMG con respaldo [23].

3.2. Cambios realizados en la normativa

Dentro de este punto se muestran los cambios realizados a la normativa surgidos del aprendizaje y de la experiencia obtenida de práctica, pensando en corregir y mejorar las dificultades encontradas. También se muestra en este capítulo cuales se entiende son los aspectos que se deben abordar a futuro para seguir avanzando y mejorando el esquema de Microgeneración en Uruguay contemplando aspectos técnicos, procedimentales, de seguridad, económicos y de eficiencia.

3.2.1. Primera revisión de la normativa

Debido a la experiencia que se ha adquirido en estos primeros años de conexión de generación a la red de BT, es que se realizó una revisión de la normativa. Estas mejoras aplican a los siguientes documentos:

- Cambios en el Convenio de Conexión.
- Cambios en los Capítulos XXVIII Y XXIX del Reglamento de Baja Tensión.

Como línea general de trabajo se plantea unificar todos los documentos que aplican a Minigeneración y Microgeneración, (Convenios de Conexión, Capítulos XXVIII y XXIX del Reglamento de BT, Documentos de Asunción de Responsabilidad, Actas de Habilitación, Declaraciones Juradas, Formularios, etc.) con el objeto de reducir el material documental, simplificar su actualización, facilitar a las oficinas comerciales el manejo del mismo y simplificar el trámite al cliente.

Cambios en los Convenios de Conexión

Como se comentó, se va a disponer de un único convenio de conexión para Microgeneración, el cual no dispone Anexo I, (Acuerdo Operativo), donde se referencia al nuevo capítulo XXVIII del reglamento de BT. Este capítulo va a incluir los actuales capítulos XXVIII y XXIX que establecen los requerimientos técnicos de micro y minigeneración respectivamente.

El convenio de conexión será más simple y se incorpora una “Penalidad por inyectar una potencia superior a la potencia máxima autorizada”. Esta penalidad tiene por objeto el control de la inyección de potencia activa por encima de los límites de inyección establecidos por resolución ministerial, 150 kW para instalaciones con suministros en 400 V y 100 kW para 230 V. Dado que un cliente puede instalar potencia de generación hasta la potencia contratada, es que se puede dar la situación que se instale más potencia que los límites antes mencionados, con el riesgo de incumplimiento asociado. En este caso además la Distribuidora pagará por la energía inyectada en esos intervalos de incumplimiento. Dicha penalidad dispone de dos términos:

- I) Un primer término que es un recargo similar al de Potencia Excedentaria del Pliego Tarifario de UTE.

- II) Un segundo término que considera la energía inyectada asociada a la Potencia Excedentaria, básicamente se pretende que se descuenta la energía que se pagó en los intervalos de 15 minutos de incumplimiento de cada mes.

Resumen de los cambios en los requerimientos técnicos

Separación galvánica entre la IMG y la Red de UTE

La exigencia del transformador de aislación galvánica pasa a ser opcional y en caso de no disponer de éste, la instalación de Microgeneración debe garantizar mostrando la certificación correspondiente que la IMG:

- a) Limita la inyección de corriente continua a la Red de UTE, siendo esta menor o igual a 0,5 % de la corriente nominal de la instalación generadora. Si esta función es implementada con una protección temporizada, el tiempo máximo de actuación no deberá superar 1 seg.
- b) Si la IMG es fotovoltaica, los inversores deben cumplir con la Norma IEC 62109-2, la cual establece el comportamiento ante un fallo de aislamiento. El convertidor deberá realizar una medida de la impedancia del sistema generador fotovoltaico a tierra. El circuito de medida deberá detectar una resistencia de aislamiento entre las partes activas (positivo y negativo) del sistema generador fotovoltaico y tierra. Si la resistencia de aislamiento se encuentra por debajo del valor de resistencia R límite de acuerdo con la definición de la Norma IEC 62109-2, el convertidor deberá:
 - i. En convertidores con transformador de baja frecuencia o con transformador de alta frecuencia, indicar un fallo de aislamiento (en este caso el convertidor puede desconectarse o seguir conectado a la Red de UTE).
 - ii. En convertidores sin transformador, indicar un fallo de aislamiento y no conectarse a la Red de UTE. En este caso esta protección sólo estará activa antes de que el convertidor se conecte a la Red de UTE.

Puesto de Conexión de la IMG

Se define este puesto como el equipamiento eléctrico, contenido en uno o más gabinetes, compuesto por el PC_{IMG} , el Interruptor General de la IMG, un interruptor diferencial y el medidor del MIEM. Siendo el (PC_{IMG}) el Punto de Conexión de la IMG que es el punto físico donde la IMG se conecta a la instalación interior del Microgenerador. Adicionalmente se exige que este punto se implemente con una bornera o juego de barras, no permitiéndose que se utilice los bornes del ICP o de otros interruptores termomagnéticos. Otro cambio vinculado a este puesto es la ubicación de la protección diferencial la cual se exige que esté aguas abajo del interruptor general de la IMG, de manera de proteger más parte del circuito de la rama generadora. También se solicita en la nueva normativa cartelería que permita distinguir los elementos de la instalación interior asociados a la Microgeneración

de los elementos clásicos del cliente, (en concreto los medidores e interruptores) y también señalización de seguridad. En la siguiente figura se muestra una foto de una instalación con la cartelería antes descrita.



Figura 3.4: Cartelería informativa y de seguridad.

Todos los cambios mencionados anteriormente se reflejan en un nuevo unifilar, el cual se muestra en la siguiente imagen:

Medidor del MIEM Dada la escasa especificación realizada al medidor del MIEM en la normativa original, se ha tenido una mala experiencia a la hora de relevar estos circuitos para realizar la lectura. Como por ejemplo se puede comentar la mala calidad de algunos de los medidores y sus montajes, los cuales se han averiado y cambiado sin dar aviso a la Distribuidora, con la pérdida de datos que esto implica. Se han instalado medidores sin traba de retroceso en algún caso, descontando los consumos en horas de no generación como las correspondientes a las pérdidas de los transformadores de aislación galvánica. No se dispone de las características de los transformadores de corriente para el caso de las medidas indirectas, como su relación de transformación. Todo lo anterior hace que la medida de la rama generadora solicitada para el balance nacional, que es leída por personal de UTE a solicitud del MIEM, sea poco precisa y por tanto era importante que se regularan algunos aspectos para disponer de una medida confiable, estos nuevos requerimientos se muestran a continuación.

El medidor de energía instalado deberá cumplir, como mínimo, las siguientes características técnicas:

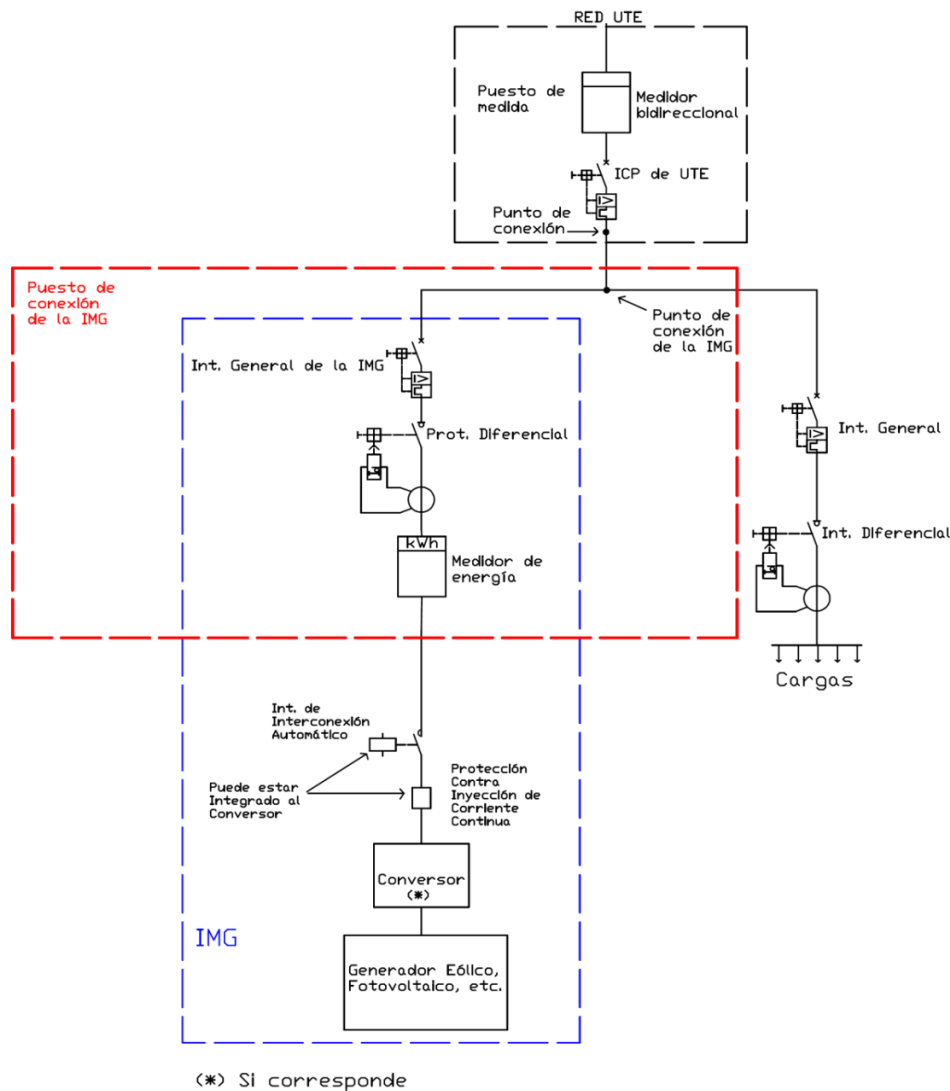


Figura 3.5: Nuevo unifilar.

- Medir energía activa, ser estático, monofásico o trifásico, trifilar o tetrafilar, según corresponda.
- Cumplir con las Normas IEC 62053-21 para la medición de energía activa directa, IEC 62053-22 para la medición de energía activa indirecta y con la IEC 62053-23 para la medición de energía reactiva si dispusiera de la misma.
- Ser de Clase 1 según la Norma IEC 62053-21 para la medida de energía activa directa, o clase 0,5 S según la Norma IEC 62053-22 para la medida energía activa indirecta, y clase 2 según la Norma IEC 62053-23 para la medida de energía reactiva.

- Ofrecer un grado de protección contra la penetración de polvo y agua no menor a IP 51 según la Norma IEC 60529.
- Contar con un número de serie único, incluido en la placa de características del medidor.
- Permitir la instalación de precintos de forma segura, que contemplen la seguridad del operario para instalar, verificar o retirar el medidor, e impidan la manipulación del medidor sin romperse ni dejar marcas.
- Contar con un sistema emisor de pulsos tipo led frontal, para permitir el contraste del medidor con un medidor patrón.

En el caso de corresponder medida indirecta: utilizar Transformadores de Corriente (TC) de BT, el Puesto de Conexión de la IMG deberá disponer de una etiqueta con las relaciones de los TC.

Los TC y los circuitos de medición deberán tener como características generales mínimas las siguientes:

- Clase de los TC: 0,5 según la Norma IEC 60044-1.
- La carga de los circuitos secundarios de los TC deberá estar comprendida entre el 25 y el 100 % de la potencia de precisión correspondiente.
- Los circuitos de medición deberán contar con borneras que permitan separar y/o intercalar equipos de medición en forma individual, sin afectar el funcionamiento del sistema eléctrico.
- Los componentes de la medición estarán debidamente precintados por UTE, no pudiendo accederse a realizar ninguna modificación a los mismos, salvo expresa autorización de UTE.

Parámetros de calidad de onda

En la normativa original se exigía el cumplimiento de la serie 61000-3 de la norma IEC, tanto para armónicos de corriente como para flicker a nivel de IMG. La dificultad encontrada fue que la medida, registros de calidad de onda, se realiza en el punto de conexión, donde se evalúa el comportamiento de toda la instalación, rama generadora más consumos. En particular se observó que algunos de los registros de parámetros de calidad de onda realizados en el PC no cumplían con lo exigido debido a distorsiones y fluctuaciones presentadas por las cargas de la instalación. Por lo anterior es que la nueva propuesta mantiene los límites anteriores para las unidades generadoras, inversores fotovoltaicos por ejemplo, y se adoptan nuevos requerimiento en el PC para evaluar la instalación en su conjunto. En resumen, se establece la norma IEEE 519 edición 2014, como requerimiento de armónicos de corriente en el punto de conexión y se establece un procedimiento para evaluar el indicador de severidad de flicker de corta duración, P_{st} en el PC. Es importante

remarcar que la metodología que se adopta no establece límites para el indicador de severidad de flicker de larga duración, P_{lt} (valor que agrupa 12 valores de P_{st}) en el PC, simplificando esto considerablemente el análisis. Dicho procedimiento se basa en la comparación de valores representativos de P_{st} del funcionamiento de la instalación del cliente sin generación contra la situación con generación y como criterio de aceptación se debe verificar que la nueva instalación no incremente los niveles de flicker en el PC por encima de los límites establecidos para la IMG.

En las Tablas 3.10 y 3.11 se resumen las normas y límites que aplican tanto a nivel de las unidades generadoras como de la instalación del cliente en el PC:

CORRIENTE ASIGNADA DE UNIDAD GENERADORA	FLICKER	ARMÓNICOS DE CORRIENTE
Hasta 16 A	IEC 61000-3-3	IEC 61000-3-2
Mayor a 16 A, menor a 75 A	IEC 61000-3-11	IEC 61000-3-12
Mayor a 75 A	IEC 61000-3-5	IEC 61000-3-4

Tabla 3.10: Normativa solicitada para las unidades generadoras.

Orden del armónico individual h (impares)	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD
I_h máx. (%)	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
$TDD = \sqrt{\sum_{i=2}^{50} \left(\frac{I_i}{I}\right)^2}$						

Tabla 3.11: Distorsión armónica de corriente máxima en el PC, (IEEE 519-2014).

NOTA: I se calcula en función de la potencia contratada.

Desbalance en potencia

Los nuevos requerimientos que se detallan a continuación tienen por objeto que en la etapa del diseño y operación de instalaciones generadoras conectadas en las redes de BT sean equilibradas en potencia, buscando reducir el desbalance en las redes de distribución.

- En suministros trifásicos donde la Potencia Nominal de la IMG sea menor o igual a 10 kW la IMG podrá ser monofásica, bifásica o trifásica, siempre y cuando el desequilibrio entre fases sea menor o igual a 5 kW.
- En suministros trifásicos donde la Potencia Nominal de la IMG sea mayor a 10 kW, la IMG será trifásica. Para una IMG compuesta por inversores, esta podrá estar formada por inversores trifásicos o por sistemas trifásicos compuestos por inversores monofásicos. Este último caso es aceptable siempre y cuando los inversores monofásicos sean idénticos y actúen simultáneamente en caso de desconexión y conexión.

Protección de máxima tensión

Para instalaciones rurales se han verificado sobretensiones en escenarios de alta generación y bajos consumos, éstas se han detectado como reclamo de los propios clientes que instalaron Microgeneración, notificando a la Distribuidora que sus inversores han sufrido desconexiones de por sobretensión. Se muestra en la siguiente figura un caso real en el que se constató sobretensiones, éste es un cliente con un suministro para bombeo, dispone de una $PC = 200 \text{ kW}$ y $P_{instFV} = 150 \text{ kW}$ y es claro que en momento de inyección, las tensiones superan el límite del establecido por Regulador.

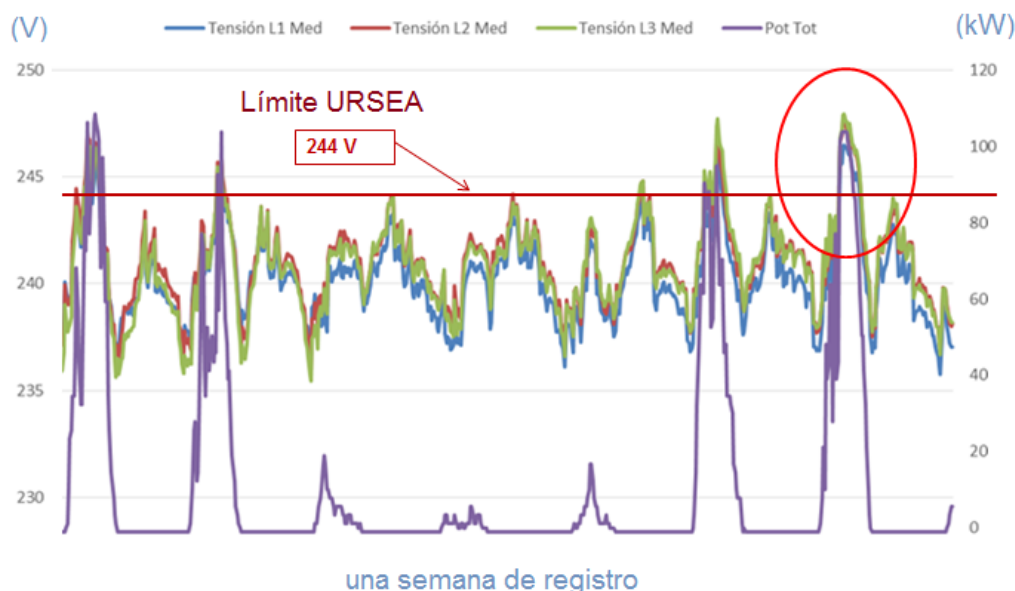


Figura 3.6: Registro de un caso real con sobretensiones.

Este tipo de casos hizo rever los ajustes de sobretensión de la normativa, la propuesta es la tabla que sigue, en la cual se agrega un ajuste más bajo al 110 % para que la desconexión se dé antes de sobrepasar los límites de URSEA, protegiendo de esta forma la instalación del propio Microgenerador como la del resto de los clientes.

RANGO DE VOLTAJE (% DE VOLTAJE NOMINAL)	TIEMPO MÁXIMO DE APERTURA (s)
< 85	1,5
> 110 (primer ajuste)	1,5
≥ 115 (segundo ajuste)	0,2

Tabla 3.12: Propuesta de ajuste de sobretensión.

Nota: El primer ajuste (110 %) de sobretensión se deberá implementar de forma obligatoria y el segundo ajuste cuando la protección de sobretensión lo permita.

Es relevante remarcar la importancia de los estudios de conexión en la etapa de definición de las obras de conectividad para casos en que la situación anterior sea muy probable, adicionalmente como resultado de este estudio se puede solicitar la conexión a una SB exclusiva para disponer de mayor regulación. Una vez detectadas las sobretensiones, (tempranamente con el nuevo ajuste) se pueden tomar medidas de corrección como mover el punto del transformador de la SB, esto si es posible sin comprometer los perfiles de tensión del resto de los clientes, como también ajustar el valor de Factor de Potencia de la IMG para que consuma reactiva colaborando con el control de los niveles de tensión.

Factor de potencia

Se contempla en la nueva normativa que para la correcta operación de la IMG y la Red de UTE asociada, UTE pueda exigir como resultado de un estudio de conectividad, fijar un valor o rango de factor de potencia comprendido dentro del rango de 0,95 Inductivo a 0,95 Capacitivo para la operación continua de la IMG. En la figura 3.7 se muestra un ejemplo de posible restricción del factor de potencia.

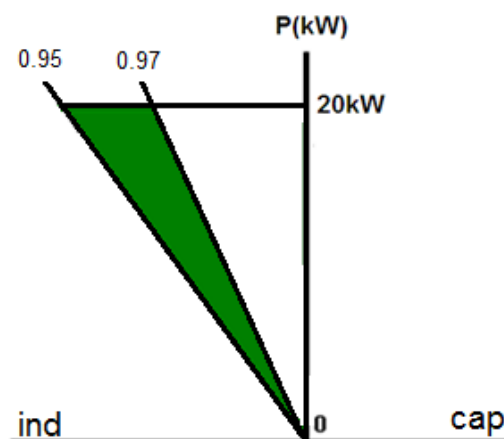


Figura 3.7: Posible restricción de FP.

Admitir reconexiones de la IMG

Se aclara en la nueva normativa que la IMG deberá disponer del equipamiento necesario para admitir reconexiones automáticas en la Red de UTE fuera de sincronismo sin que estos ocasionen daños en sus instalaciones. Lo establecido anteriormente en previsión de que se produzca una reconexión de la Red de UTE en un tiempo inferior al de actuación de la protección anti-isla.

Limitación de inyección de potencia

Originalmente se solicitaba que se implemente una protección que limite la potencia a inyectar a la red de UTE en los casos en que se instale más potencia que las autorizadas a inyectar, y que la misma deberá actuar para el 120 % de este valor en un tiempo de 100 *ms*. Este punto no tiene en cuenta que se podría estar incumpliendo con el límite de inyección de forma permanente mientras no se sensibilice la protección y que además el cliente estaría recibiendo un pago de energía asociada a un incumplimiento de una resolución ministerial. Por ejemplo, un cliente tiene una potencia contratada de 200 *kW* e instala 180 *kW* ($1,2 \times 150 \text{ kW}$), en este caso la inyección puede superar el límite de inyección durante parte del año y además beneficiarse del pago de la energía vendida en falta. Para evitar este tipo de situaciones es que, además de la penalidad ya comentada anteriormente, que se agrega en el convenio de conexión, se cambia la protección originalmente solicitada por el siguiente requerimiento.

“Si la Potencia Nominal de la IMG supera la Potencia Máxima Autorizada, la instalación del Microgenerador deberá disponer de un dispositivo con la función de controlar que la potencia inyectada a la Red de UTE no supere dicho límite”. Este tipo de dispositivo es igual a los utilizados en los esquemas de inyección cero, los cuales constan de un medidor en el PC que a su vez comunica una consigna de generación a los inversores fotovoltaicos con un cierto margen de seguridad.

Trámite de solicitud para la conexión

A partir de la resolución del MIEM de fecha 12 de mayo de 2017, el trámite de solicitud se ha modificado para contemplar lo allí establecido ³.

En concreto, esta resolución establece que debe existir un balance anual entre la energía inyectada a la red de UTE y la consumida en un año y que UTE deberá verificar que la generación estimada de la IMG sea menor o igual a los consumos históricos, al momento de la solicitud de conexión. En caso de que se trate de un suministro nuevo, el Microgenerador debe entregar una declaración jurada en relación al cumplimiento de este requisito y si se tratarse de una IMG de corriente de régimen generada superior a 16 *A*, o superior a 25 *A* para suministros que se alimenten por red MRT, además de dicha declaración se deberá entregar un proyecto que detalle las características de la IMG y el consumo proyectado.

El resto del trámite tiene la siguiente lógica:

- a) Solicitud para la conexión, se deberá abrir un caso de estudio desde la oficina comercial en que el cliente solicita la conexión para que se verifique

³<https://portal.ute.com.uy/sites/default/files/documents/files/Resoluci%C3%B3n%20Ministerial%20-%20Modificaciones%20al%20r%C3%A9gimen%20jur%C3%ADdico%20de%20la%20Microgeneraci%C3%B3n.pdf>

internamente en UTE si la potencia a instalar cierra con los consumos de acuerdo a lo antes planteado y para analizar si la conexión de la IMG requiere modificaciones en la Red de UTE, las cuales son a cargo del cliente. Dada la condición de que la potencia contratada debe ser mayor o igual a la potencia que se va a instalar, se podría dar el caso de que la potencia que se podría instalar para lograr el balance neto sean mayor a la potencia contratada actual. Es este caso si el cliente quiere instalar más potencia que su contratada, éste debe solicitar un aumento de potencia contratada y pagar los costos que resulten. También se prevén mecanismos de control para que no se dé la situación de que primero se solicite el aumento de potencia contratada y meses después se solicite instalar Microgeneración, con la intención de evitar asumir los cargos de conexión.

- b) Condiciones previas a la conexión,
 - i. Comunicar a UTE la finalización de las obras de la IMG a efectos de coordinar visita a la misma.
 - ii. Firma de DAR, Convenio de conexión, entrega de Declaración Jurada y pago de tasa de conexión.
- c) Entregar registro de parámetros de calidad de onda sin la generación, (si corresponde), en caso de que se detectan apartamientos a lo establecido se exigirá corrección de los mismos y nuevo registro.
- d) Condiciones para la puesta en servicio,
 - i. Coordinar ensayos.
 - ii. Firma de Contrato y acta de habilitación instalación del medidor bidireccional.
- e) Entregar registro de parámetros de calidad de onda con la generación, (si corresponde), dentro de los 30 días posteriores a la instalación del medidor bidireccional.

3.2.2. Aspectos a mejorar de normativa

En esta parte se resumen los aspectos, técnicos, procedimentales, de seguridad, económicos y de eficiencia en los que se identifica que se debe seguir trabajando y profundizando para obtener un esquema de Microgeneración sustentable.

Aspectos técnicos

Se debe avanzar en la autorización del equipamiento que componen las instalaciones de microgeneración fotovoltaica, que es hoy día la tecnología preponderante, en particular paneles e inversores. Para esto es clara la participación de la URSEA, donde se debe especificar cuál es la normativa internacional IEC correspondiente a

cumplir. UTE a la fecha solicita cumplimiento de normativa IEC a nivel de inversores fotovoltaicos dirigido estos requisitos básicamente a la operación confiable y segura de la interconexión con la red, sin abordar otros aspectos de la instalación generadora como por ejemplo los paneles fotovoltaicos.

Una propuesta sería exigir el cumplimiento de las siguientes normas a equipos para que se puedan instalar bajo el esquema de Microgeneración:

Módulos

- IEC 61730: Seguridad para módulos fotovoltaicos, abarca aspectos de diseño y construcción.
- IEC 61646: Calificación para módulos fotovoltaicos de capa fina, abarca aspectos de durabilidad, estrés mecánico, fallas en diodos, caracterización.
- IEC 61215: Calificación para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino, abarca aspectos vinculados a la acreditación.

Inversores

- IEC 62109-1: Seguridad para el uso de sistemas fotovoltaicos, abarca aspectos de riesgos mecánicos, químicos, temperatura, riesgo eléctrico, etc.
- IEC 62109-2: Seguridad para el uso de sistemas fotovoltaicos, abarca aspectos de monitoreo de aislación de la parte de continua, interconexión a la red, etc.
- IEC 62116: Procedimiento de ensayos para la prevención de operación en isla.

Otro punto que se podría analizar es la exigencia de que los fabricantes de inversores presenten un perfil preprogramado del código de red uruguayo para facilitar y simplificar la puesta en marcha de las instalaciones de Microgeneración.

Adicionalmente a lo ya establecido para los inversores, se entiende conveniente avanzar en la tarea de homologar tanto inversores como microinversores y listando estos equipos habilitados en la página web de Regulador por ejemplo.

La medida de la rama generadora exigida por el MIEM, es un punto clave a revisar si se quiere simplificar las instalaciones de Microgeneración. La propuesta en la que está trabajando actualmente el MIEM en conjunto con UTE, es la de viabilizar la aceptación de la medida de los inversores, sustituyendo ésta a la de un medidor exclusivo de la rama generadora. La propuesta que se puede contemplar para este caso es que se genere un reporte automático desde el portal web del fabricante del inversor y que se envíe por correo al cliente la suma anual de todo lo generado por el sistema. Luego el cliente debe ingresar en una plataforma web del MIEM, a comienzo de cada año, por ejemplo, el valor de lo generado en el

año anterior con la posibilidad de adjuntar el reporte antes mencionado. Con esta mejora se puede:

- Bajar costos de la instalación, es más barato disponer de un sistema de adquisición de esta medida centralizada resuelta con los inversores que instalar un medidor con las características necesarias para disponer de medida confiable.
- Simplificar la instalación evitando tener que cablear y montar el medidor en el límite de propiedad del cliente, actualmente solicitado para la lectura.
- Reducir la tarea de lectura y procesamiento de esas medidas por parte de la Distribuidora.

Adicionalmente a lo expresado anteriormente se debe analizar si la ubicación del Punto de Conexión de la IMG debe seguir siendo exigido en límite de propiedad del cliente. Esto simplificaría considerablemente la instalación en aquellos casos donde la instalación de consumo se encuentra lejos del límite de propiedad, esto si no se tiene que realizar más la lectura del medidor de la rama generadora en la frontera y contemplando además que la manipulación del interruptor general de la IMG por parte de la Distribuidora no se está realizando actualmente en la práctica para casos de emergencia. Sí se debe mantener la posibilidad de bloquear y precintar dicho interruptor, pero esto se podría realizar internamente.

Mejoras procedimentales

- Revisar las categorías del instalador exigidas en cada tipo de instalación, la propuesta es la de incluir a los técnicos categoría C como habilitados para la firma de instalaciones hasta cierta potencia, como puede ser 10 kW. Para esto se debería instrumentar una instancia de formación adicional mediante un curso específico para instalaciones fotovoltaicas, luego este técnico certificado podrá firmar estas instalaciones compuestas por equipos homologados, es decir que el instalador los seleccionaría del listado de la página web que implementaría el Regulador. Esto permitiría incluir a estos técnicos en la temática y abaratar el costo de la firma del técnico actuante solicitada, en particular para instalaciones domiciliarias.
- Se debe avanzar en la elaboración de una normativa específica para el diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, como lo ha hecho Chile, en el entendido que se disponga de una guía que contemple todos los aspectos técnicos, de seguridad y eficiencia que garanticen la sustentabilidad de la Microgeneración.
- La Distribuidora debería trabajar en conjunto con el Regulador para establecer un mecanismo de control documental a los certificados que se entregan adjunto a los inversores fotovoltaicos, esto pensando en la verificación de la validez de los certificados emitidos por laboratorios independientes. Adicionalmente a lo anterior se debe revisar, documentar y regular el procedimiento

del trámite de conexión del Microgenerador, así como establecer criterios de fiscalización de instalaciones.

Aspectos de seguridad

- Evaluar la inclusión de requisitos constructivos a la instalación, como ser la utilización de cable solar, utilización de canalizaciones para cables herméticas y resistentes a la radiación solar, conectores de paneles especiales para evitar la formación de arcos eléctricos, materiales de las estructuras, requisitos de diseño para las estructuras de soporte, entre otros. Todo lo anterior reduciría riesgo de accidentes y de incendios.
- Dada la existencia de guías con recomendaciones a nivel de instaladores y bomberos para evitar y actuar ante incendios en instalaciones fotovoltaicas, se entiende que es calve establecer instancias de difusión con estos actores para establecer procedimientos de trabajo que minimicen estos riesgos.⁴
- Se entiende que se debe definir y exigir procedimientos de conexión y desconexión de las instalaciones de microgeneración, en particular desconexiones de emergencias de los sistemas y que estos estén acompañados de unifilares claramente diseñados que indiquen cuáles son los elementos a maniobrar y dónde se encuentran.

Aspectos económicos

- Revisar los criterios de penalización actuales por factor de potencia a los microgeneradores, es decir evaluar si el tratamiento actual pensado para una instalación que sólo consume se debería replantear por el hecho de que se está generando en la instalación interior, bajando el consumo de potencia activa y modificando el factor de potencia visto en el PC.
- Evaluar mecanismos de fomento a través de la demanda y la oferta, como por ejemplo que se publiquen los precios de la compras de sistemas de microgeneración realizados por el Estado para que se transparenten los precios del mercado.
- Revisar el precio de la energía que se paga por la energía inyectada, es claro que el precio de compra de la energía no representa el costo de energía adquirida por la Distribuidora y que este precio sobrecarga la tarifa del resto de los consumidores.
- Rever los beneficios fiscales que aplican a la Microgeneración, con el objeto de que el desarrollo sea más acorde a los beneficios del autoconsumo y no tanto por beneficio asociado a la exoneración de impuestos.

⁴http://www.minenergia.cl/techossolares/wp-content/uploads/2017/02/Manual_de_preencion_de_incendios_en_sistemas_FV.pdf

3.3. Conclusiones

Se dispone de normativa actualizada para poner en práctica lo establecido en el Decreto del Poder Ejecutivo N° 173/010 del 1° de julio de 2010 y su modificación del 12 de mayo 2017, que permite la conexión a la red de BT de instalaciones generadoras de fuentes renovables. Se mostró en este capítulo las definiciones, criterios técnicos y procedimientos adoptados por UTE, para viabilizar la conexión de generación en la red de BT de forma segura y confiable tanto para el cliente como para el personal de UTE.

Se muestra y argumenta la propuesta de modificaciones de la normativa que ya se ha puesto en marcha como resultado de los primeros años de funcionamiento de la Microgeneración. Adicionalmente se propone una serie de medidas a futuro para lograr que el esquema de Microgeneración continúe desarrollándose de forma eficiente, más simple, segura y accesible para todas las partes.

En concreto se plantea la preocupación del bajo desarrollo de instalaciones a nivel domiciliario y un conjunto de propuestas técnicas y procedimentales que se entiende puede facilitar el acceso para este sector. Entre ellas se destaca homologar los inversores y en particular los microinversores, que la propia medida de energía de estos equipos suplante el medidor del MIEM, que el interruptor general de la IMG se acepte que se instale dentro del límite de propiedad y que la firma instaladora pueda ser clase C.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 4

Efecto de la incorporación de microgeneración fotovoltaica en la estructura tarifaria

4.1. Introducción

La energía entregada por los suscriptores de BT con generación de fuente renovable (microgeneradores), es remunerada según lo establecido en el artículo 4 del Decreto 173/10 del 1 de junio de 2010:

“La energía entregada a la red de baja tensión por el microgenerador se remunerará al mismo precio del Cargo de Energía vigente en el Pliego Tarifario de UTE, de acuerdo a la tarifa contratada por aquel como suscriptor de UTE...”

Todo microgenerador debe ser suscriptor de UTE y por lo tanto puede elegir su tarifa entre las diferentes opciones que le brinda el Pliego Tarifario.

El microgenerador en su calidad de suscriptor estará abonando el Cargo Fijo y el Cargo por Potencia (vinculado a los kW contratados), así como los Cargos de Energía relacionados a la energía consumida. Según lo comentado anteriormente en su calidad de microgenerador recibirá estos mismos Cargos de Energía por la energía inyectada a la red.

Para este análisis conviene en primera instancia señalar los criterios generales que sustentan las tarifas eléctricas y sus ajustes:

- El costo de brindar el suministro eléctrico está compuesto por los costos de generar la energía, de amortizar, operar, mantener y expandir las redes eléctricas, así como el costo comercial. Estos tres componentes de costos presentan diferencias según la Modalidad de Consumo (MdeC) de los diferentes agrupamientos de consumidores, a la cual se le asocia una o varias Categorías Tarifarias.

- Periódicamente el Poder Ejecutivo ajusta las tarifas a los efectos de permitir que los ingresos cumplan el Programa Financiero fijado por el Gobierno. A dichos efectos se define un ajuste tarifario promedio que busca alinear la tarifa media a los costos medios de mediano plazo. En particular, el costo de abastecimiento de mediano plazo está incluido en los egresos considerados en el Programa Financiero.
- El ajuste aplicado a cada categoría tarifaria y a cada uno de sus cargos, podrá ser superior o inferior al ajuste tarifario promedio, con el objetivo de avanzar en la convergencia de mediano plazo entre tarifas y costos relativos medios por categoría.

Por lo expuesto, en un momento dado las tarifas vigentes y sus costos respectivos pueden presentar diferencias, que irán disminuyendo según el ritmo con que se vayan diferenciando los ajustes específicos y el ajuste promedio.

En el próximo punto se analizan los costos que se asignan a los Cargos de Energía (CE) de las distintas tarifas.

4.2. Peso de los cargos de energía en la factura vs. peso de los costos de generación en el costo total

Como criterio general, las tarifas eléctricas dirigidas a clientes de nivel de consumo bajo y medio, (residenciales entre 3,7 y 40 *kW* de potencia contratada), presentan un alto grado de energización, esto es, un elevado porcentaje de sus costos de red se asignan a los Cargos de Energía (CE) y se recuperan por *kWh* consumido.

Los fundamentos de este criterio tarifario se refieren a:

- Evitar que altos costos fijos excluyan del servicio a segmentos importantes de la población. La asignación de todos los costos de red a los cargos por potencia (por *kW*) implicaría a los clientes un gasto muy alto, asociado a los *kW* contratados e independiente de su consumo mensual.
- A la necesidad de minimizar los costos de medición y contralor de las potencias. Adicionalmente, resulta complejo y muy costoso para las empresas eléctricas controlar la contratación de potencia. Cabe destacar que en la mayoría de los países las tarifas de clientes de bajo porte no tienen cargos asociados a la potencia, y por lo tanto los costos de red se pagan o bien totalmente en los cargos de energía, o bien parte en estos y parte en cargos fijos sin asociación a los *kW* requeridos.
- Las ventajas de simplificar las señales tarifarias. Para el cliente la gestión y control de la potencia resulta de más difícil comprensión que la gestión de la cantidad de consumo de energía mensual.

4.2. Peso de los cargos de energía en la factura vs. peso de los costos de generación en el costo total

En el caso de Uruguay, a partir de 1994 todas las tarifas (salvo alumbrado público) presentan un Cargo por Potencia, contratada o medida según el caso. Sin embargo, por las razones comentadas en el párrafo anterior, prácticamente en ningún caso el 100 % de los costos de la red eléctrica son recuperados por estos cargos; siempre hay un porcentaje de los costos de red que se recuperan por medio de los CE. Este porcentaje de energización de costos de red varía según el tipo de tarifa, siendo mayor en las tarifas con Cargo de Potencia Contratada (CPC) que en los Cargos por Potencia Medida (CPMM). Las primeras alternativas tarifarias son válidas sólo para clientes con Potencia Contratada menor o igual a 40kW.

La estimación del grado de energización en las tarifas requiere, entre muchas otras cosas, del cálculo de los costos de generación y de redes en el mediano plazo (horizonte de 5 años).

Las diferencias entre el peso relativo de los CE en la facturación y el peso relativo de los costos de generación en baja tensión (BT), en el total de costos, constituye un indicador sobre la existencia y la magnitud de la energización a nivel tarifario.

Se presenta esta comparación en las dos alternativas tarifarias más significativas a las que pueden acceder los clientes con potencia contratada menor o igual a 40 kW, fundamentalmente clientes residenciales y comerciales, la Tarifa Residencial Simple (TRS) y Tarifa General Simple (TGS).

En la Tabla 4.1 se presentan los resultados obtenidos del estudio realizado ¹:

Modalidad de consumo	Peso del costo de generación BT en los costos totales	Categoría tarifaria	Peso de los cargos de energía en la facturación anual (s/cargo fijo)
General	64 %	TGS	89 %
Residencial	53 %	TRS	82 %

Tabla 4.1

En ambos casos, la participación en el ingreso anual de los Cargos por Energía resulta significativamente mayor que la participación de los costos de generación

¹Para los costos de Generación se tomaron los costos marginales promedio del período 2010-2014 Fuente ADME. http://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_526/InformeAnual2014.pdf Para los costos de red se tomó una actualización del VA-DE al año 2009 (http://www.ursea.gub.uy/inicio/Energia_Electrica/Informes_Energia_Electrica/) y los valores de peajes en dólares definidos para transmisión en 2016 (Decreto MIEM 26/16). Se utilizó el balance de energía del año 2014 y las curvas de cargas ajustadas al mismo. Fuente: Gcia. Planificación y Estudios de Distribución UTE y el pliego tarifario vigente a junio 2014 (<https://portal.ute.com.uy/clientes-factura/pliego-tarifario>).

en BT en los costos totales de la respectiva Modalidad de Consumo.

Tomando como ejemplo la Modalidad de Consumo General, si bien sus costos de generación en BT representan el 64 % de los costos totales de servicio (sin considerar costos comerciales) los clientes de esta tarifa pagan el 89 % del total de su gasto (excluido el Cargo Fijo, asociado a los costos comerciales) por el Cargo de Energía. Este mayor peso relativo que presenta el CE que los costos de generación está explicado principalmente por la asignación de costos de red a los CE.

Al remunerarse la energía inyectada con los CE, el microgenerador recibe en todos los casos un monto superior al ahorro del Sistema Eléctrico, por disminución de los costos de generación. Esta diferencia se explica fundamentalmente porque en los CE se asigna -además de los costos de generación- una cuotaparte de los costos de la red eléctrica. Esta diferencia constituye a su vez, un incentivo a los emprendimientos de microgeneración.

4.3. Comparación entre un escenario de Costos de Generación en BT y precios actuales de los Cargos de Energía

Con el objetivo de evaluar los costos evitados al sistema por la inyección de los microgeneradores se realizó una estimación de costos marginales de abastecimiento de la demanda en BT, tomando como base el informe del ADME, “Programa estacional (PES) Noviembre 2017 Abril 2018”². El mismo tiene en consideración el precio del crudo, el crecimiento de la demanda, la evolución de la capacidad de generación (eólica, fotovoltaica, biomasa y turbina de respaldo), así como la interconexión con Brasil y Argentina.

En la Tabla 4.2 se compara la situación para microgeneradores que son remunerados con las Tarifa Residencial Simple (TRS) y Tarifa General Simple (TGS).

En US\$ por <i>MWh</i>	Tarifa residencial simple		Tarifa general simple	
	2do. Escalón	3er. escalón	2do. Escalón	3er. escalón
Cargos de energía	207	258	175	201
Cargos de generación	82	82	82	82
Diferencia (mayor pago a la microgeneración)	125	176	93	119

Tabla 4.2

Tomando como ejemplo los microgeneradores que puedan incorporarse en la TRS, la remuneración por los primeros 600 *kWh/mes* inyectados a la red será de

²http://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_902/PES_NOV_ABR_2018_v4.pdf

U\$S 0,207 por *kWh* y superando esa cantidad sería de U\$S 0,2581 ³. Respecto a los costos evitados para un consumidor de la MdeC Residencial estaríamos en el primer caso pagando un 138 % y en el segundo un 196 % por encima de los costos que implicaría para el sistema ofertar dicha energía.

A vía de ejemplo, para la tarifa Residencial Simple, la energía volcada a la red en el segundo escalón tarifario, por cada MWh inyectado, UTE, dejaría de recuperar U\$S 125.

4.4. Conclusiones y comentarios

Según lo demostrado anteriormente, el pago de la generación volcada a la red de BT, a precio igual que la tarifa, genera una disminución transitoria de los ingresos al distribuidor, respecto a los costos de red; dado que parte de dichos costos son remunerados por los cargos de potencia, pero gran parte de los mismos están incluidos en los costos de energía.

Este no pago de los costos de red por parte de los microgeneradores, origina a corto y mediano plazo un incremento en la tarifa del resto de los suscriptores, dado que los cargos de red no son cubiertos, y dicha diferencia será distribuida al resto de los suscriptores.

Lo anteriormente expresado, dado el incremento de tarifas, podrá originar que un mayor número de suscriptores instalen microgeneración, incrementándose de esta forma el desbalance de costos, y originando un nuevo incremento de tarifas. Como es de suponer, los suscriptores con mayores ingresos serán potencialmente los primeros en instalar microgeneración.

Este tema se ve incrementado al existir, como en Uruguay, una tarifa única por tipo de consumo. De esta forma, la tendencia sería que el Distribuidor quedaría solamente con los clientes regulados de menores consumos y en zonas de mayores costos de conexión, operación y mantenimiento.

Para evitar lo antes mencionado, y lograr que la instalación de Microgeneración se realice en forma sustentable para todos los integrantes del mercado y a nivel país, sería necesario regular al respecto.

³Tomar en cuenta que el artículo 5 del decreto 173/10 que establece: *“Para el caso de la Tarifa Residencial Simple, el precio establecido para la primera franja de 0 a 100 kWh se sustituirá por el correspondiente a la franja inmediata superior...”*

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 5

Análisis de los decretos 173/010 y 114/014 y estudio de casos desde su aplicación

5.1. Introducción y contexto

El artículo 1 de la Ley 16.832 del 12 de junio de 1997, excepcionó de la calidad de servicio público a la actividad de generación de energía eléctrica.

Esto quiere decir que dicha actividad de la industria eléctrica puede ser realizada por cualquier agente, inclusive para su comercialización total o parcial a terceros en forma regular y permanente, debiendo, en este último caso, someterse a las reglas de operación y despacho dictadas por el Despacho Nacional de Cargas y a las normas que regulan el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE).

Por su parte, el artículo 23 de la referida Ley 16.832, estableció que la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) (empresa estatal verticalmente integrada) tendrá como cometido central la prestación del servicio público de electricidad de acuerdo con las previsiones del Decreto Ley 14.694 (Ley Nacional de Electricidad) del 1º de setiembre de 1977 y modificativas, ley que también previó dentro de sus cometidos, la realización de cualquiera de las actividades de la industria eléctrica, incluida la actividad de generación.

Por lo tanto, en lo que refiere a la actividad de generación de energía eléctrica tenemos, consagrado desde el año 1997, un régimen jurídico de libre competencia donde se espera que confluyan actores del sector público y del sector privado, esto es, la empresa estatal UTE quien a su vez realiza las actividades de transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica en régimen de monopolio natural, y el sector privado mediante la actividad de generación, importación, exportación y/o comercialización de energía eléctrica.

Adicionalmente, la propia Ley previó que quienes ejerzan actividades de la industria eléctrica que no constituyan servicio público de electricidad, deberán ajustarse a las normas técnicas que dicte la autoridad competente debiendo el Poder Ejecutivo, previo informe de la Dirección Nacional de Energía y de UTE, autorizar la integración al Sistema interconectado de centrales de generación y líneas de transmisión de propiedad de otros sujetos de derechos o que fueren explotados o administrados por estos [27] [28], rigiéndose la actividad de generación, importación, exportación y comercialización de energía eléctrica por las disposiciones respectivas del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica [29].

Sin perjuicio de esta normativa, hasta el año 2006, la actividad de generación de energía eléctrica fue realizada en forma exclusiva por el ente estatal UTE, salvo el caso particular de la represa de Salto Grande que desde el año 1946 es gestionada por una Comisión Técnico Mixta, organismo binacional creado por la República Argentina y la República Oriental del Uruguay.

En este contexto y en el año 2008, el Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Industria Energía y Minería-Dirección Nacional de Energía, haciendo pie en un Acuerdo Multipartidario que comprometió a todos los partidos políticos con representación parlamentaria, impulsó una política pública tendiente a diversificar la matriz energética de forma de reducir la dependencia energética de los países vecinos con el fin de minimizar los costos de generación, cumplir sus compromisos en cuestión medioambiental, tender a la universalización del acceso a la energía eléctrica, diversificar el sujeto suministrador de la misma y bajar las tarifas de electricidad.

Particularmente, en lo que refiere al autoconsumo y a la microgeneración, el Acuerdo Multipartidario señaló: *“Se entiende necesario continuar los esfuerzos para ampliar la universalización en el acceso a la energía para todos los habitantes del país con el objetivo de alcanzar el 100 % de electrificación en el quinquenio. Para lograr este objetivo se acuerda que, además de continuar el tendido de redes eléctricas, se promoverá también la aplicación de otro tipo de tecnologías, fundamentalmente basadas en energías renovables, como por ejemplo sistemas híbridos (eólico, solar fotovoltaico, diesel o biocombustibles) **aislados de la red.**”*

Asimismo se señaló como línea de acción: *“Diseñar mecanismos para impulsar la introducción de **microgeneración** hidráulica. (...) Impulso de la generación de energía a nivel del hogar **mediante energías renovables** especialmente **microgeneración** eólica”*

Dicha política pública basada en cuatro ejes centrales (institucional, oferta, demanda y social) se ha materializado en los últimos 8 años mediante Decretos especiales de promoción de contratación de generación limpia de gran porte por parte de UTE, incentivos tributarios para la instalación de centrales de generación de fuentes renovables, líneas de financiación para la inversión en energía más limpia,

certificados de eficiencia energética y en lo que refiere a la microgeneración y al autoconsumo mediante la aprobación del Decreto 173/010 del 1° de junio de 2010 y del Decreto 43/015 del 2 de febrero de 2015 respectivamente.

5.2. La microgeneración en el marco del decreto 173/010

El Decreto 276/002 de fecha 28 de junio de 2002 que aprobó el Reglamento General del Marco Regulatorio del sector eléctrico, previó en su artículo 7 definiciones para las expresiones utilizadas por la normativa sectorial. Dicho decreto, que sufrió modificaciones posteriores, aprobó una suerte de nomenclatura o diccionario en base al cual deberán entenderse las expresiones utilizadas por la normativa del sector. Sin embargo, desde su redacción original hasta la fecha, dicho Reglamento no contiene una definición de “microgenerador” o de microgeneración.

La Resolución número 163/010 del 29 de julio de 2010 dictada por la Unidad Reguladora de Energía y Agua (URSEA) que aprueba el Reglamento sobre Medición de la Energía intercambiada en el ámbito del Decreto 173/010 define al microgenerador ¹ como sigue: *“Es el suscriptor conectado a la red de distribución de baja tensión que, habiendo instalado generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mini hidráulica intercambia con la UTE energía eléctrica por él producida, en el marco de las previsiones del Decreto 173/010”*. El artículo 6 de la misma resolución prevé: “El microgenerador, en su carácter de suscriptor, tiene respecto del equipo de medida las responsabilidades establecidas en el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica aprobado por el Decreto 277/002 de 28 de junio de 2002 ².

De acuerdo a dicha definición el microgenerador es el suscriptor con generación renovable instalada, conectado a la red de distribución de baja tensión que intercambia energía con UTE en el marco del Decreto 173/010.

A su vez, se debe entender por suscriptor, a la persona natural o jurídica que ha firmado un contrato o una solicitud de abastecimiento y recibe la provisión de energía eléctrica correspondiente [30] sea en calidad de consumidor cautivo del Distribuidor o como Gran Consumidor Potencial ³ [31] [32] [33]

Por su parte, el artículo 2 del Reglamento de Baja Tensión de UTE define al

¹En adelante y a los efectos del presente trabajo: “**microgenerador**” es el que realiza actividad de microgeneración en el marco del Decreto 173/010. El “**microgenerador**” es el microgenerador en sentido amplio, esto es, todo aquel microgenerador no abarcado por el Decreto 173/010

²Los aspectos técnicos de estas instalaciones de microgeneración se rigen por las Resoluciones del MIEM números 1895 y 1896 del año 2010.

³Queda comprendido también en la calidad de suscriptor el titular de un suministro en las condiciones referidas que genere energía eléctrica para su propio consumo, sin entregar energía a la red.

microgenerador como *“cliente que cuenta con un sistema de microgeneración”*.

Por tanto, en la actualidad, la definición de microgenerador como sujeto que realiza la actividad de microgeneración está asociada a la actividad de generación desarrollada en el marco del Decreto 173/010 con las características y condiciones técnicas especificadas en la norma.

En cuanto a las características requeridas por el Decreto 173/010, la corriente máxima generada por el microgenerador no deberá superar los 16 Amperios, con excepción de los suministros vinculados a instalaciones monofásicas con retorno por tierra (máxima 25 Amperios), y la potencia pico del equipamiento de generación instalado deberá ser menor o igual a la potencia contratada por el suscriptor.

Adicionalmente, se prevé que los interesados en superar dichos máximos, deberán contar con la previa conformidad de UTE debiendo asumir, además, todos los costos de las modificaciones requeridas por la red de distribución.

En cuanto a las condiciones técnicas, los microgeneradores se registrarán por las Resoluciones del Ministerio de Industria, Energía y Minería números 1895 o 1896/010⁴ del 28 de julio de 2010 según corresponda, por el Capítulo XXVIII del Reglamento de Baja Tensión “Instalaciones de microgeneración conectadas a la red de baja tensión de UTE”, por el Convenio de Conexión, el Reglamento de Distribución (Decreto 277/002 del 28 de julio de 2002) y el Reglamento de Medición (Resolución URSEA 163/010) entre otros requisitos solicitados por UTE como Distribuidor.

Aquí cabe mencionar que por las referidas Resoluciones del MIEM se ha establecido un límite de potencia y tensión.

Asimismo se previó que en todos los casos la potencia máxima de la instalación deberá ser menor o igual a la contratada por el suscriptor.

Por su parte, aquellos microgeneradores que se encuentren dentro de lo previsto por el párrafo primero del artículo 1º del Decreto 173/010 deberán contar con una instalación cuya tensión nominal coincida con la tensión del suministro, y en suministros monofásicos, la instalación será monofásica.

En cuanto a los beneficios económicos derivados del Decreto 173/010 cabe señalar que éste encomendó a UTE a comprar la totalidad de la energía entregada a la red por el microgenerador al mismo precio fijado por UTE para la venta de energía en su Pliego Tarifario⁵ y por un plazo de 10 años a partir de la puesta en

⁴La vigencia de las condiciones requeridas por la Resolución 1896/010 fue prorrogada por la Resolución 32/013 del MIEM.

⁵Salvo para el caso de la tarifa residencial simple en cuyo caso el precio de compra se sustituirá por el fijado para la segunda franja inmediata superior. Y para los suscriptores con Tarifa de Consumo Básico Residencial quienes se registrarán como clientes del Tipo Tarifa

servicio de sus instalaciones. Adicionalmente, el microgenerador no pagará cargos por el uso de las redes debiendo asumir los costos del equipamiento interno y abonar únicamente una tasa de conexión por los costos vinculados a la instalación del medidor.

En cuanto a la modalidad de despacho el artículo 9 del mencionado Decreto prevé que el microgenerador se auto despachará y se considerará con un costo variable igual a cero. Su vinculación con el Mercado y con el Despacho Nacional de Carga será a través del Distribuidor rigiéndose por el régimen previsto en el mismo decreto y otros actos unilaterales accesorios dictados por UTE.

Nótese entonces que el sujeto jurídico que realiza la actividad llamada de “microgeneración” al amparo del Decreto 173/010 es un suscriptor que desde el momento que deviene en Microgenerador, pasa a registrarse automáticamente por dicho decreto, sin perder la calidad de suscriptor.

Sin embargo permanecemos sin definición de microgenerador como sujeto que realiza la actividad de microgeneración sin ser suscriptor o sin quedar abarcado por el sistema de microgeneración previsto en el Decreto referido.

En síntesis, el microgenerador abarcado por el Decreto 173/010 es un suscriptor conectado en Baja Tensión que genera, que se autodespacha y que se vincula con el sistema eléctrico a través del Distribuidor.

A los efectos del Sistema Interconectado Nacional y del Mercado Mayorista, su tratamiento es muy similar al tratamiento de la Generación Distribuida pero con una diferencia fundamental. La microgeneración regulada en el del Decreto 173/010 no es parte del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Esto es, la energía generada por el microgenerador y que UTE compra en el marco del Decreto 173/010 no ingresa al Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y por tanto queda por fuera de dicho Mercado.

5.3. La generación en el mercado mayorista de energía eléctrica

El Mercado Mayorista de Energía Eléctrica es el mercado que funciona en las etapas de generación y consumo, con uso compartido del sistema de transmisión y régimen de libre acceso y de competencia para el suministro a los Distribuidores y Grandes Consumidores [35] [31].

Según el artículo 16 de la ley 16.832, los generadores recibirán su remuneración en función de la energía y potencia vendida en el mercado mayorista de energía

Residencial Simple [34].

eléctrica, calculada a partir de los valores netos entregados. Deberán además pagar o cobrar, según corresponda, por los otros servicios que reciban o presten en el sistema.

Los Participantes del Mercado Mayorista son los autorizados a operar comercialmente en el MMEE, comprando y vendiendo en forma directa. Entre los Participantes encontramos a los **Generadores, Autoprodutores, Distribuidores, Grandes Consumidores y Comercializadores**.

Los Generadores y Autoprodutores integran una calificación más amplia al ser denominados por la reglamentación, Agentes Productores.

Según el artículo 7 Decreto 276/002 el **Agente Productor**⁶ es el Agente que produce energía y entrega todo o parte de ella a la red. Incluye al Generador, al Autoprodutor que inyecta excedentes a la red, al Autoprodutor Firme que participa en forma directa en el MMEE, al Comercializador de Generación y a la importación (generación ubicada en otro país) representada por su importador [31].

El Agente Productor- **Generador** es el titular de una o más centrales de generación eléctrica instaladas en el país ⁷ [31] quien para conectarse al Sistema Interconectado requiere una autorización del Poder Ejecutivo [37] [38] [39].

Como puede observarse, para ser Generador no se requiere estar conectado a una tensión determinada ni tener una potencia instalada específica por lo que nada impediría a la luz de las definiciones vistas y siendo la actividad de generación una actividad en libre competencia, que existan generadores conectados en baja tensión que transen su energía en el Mercado Mayorista.

El Agente Productor- **Auto productor** es el generador que cumple determinados requisitos exigidos por la reglamentación [40]. En general, podríamos decir que se trata de un **Agente con una potencia instalada superior a los 500 kVA** y cuya energía anual generada vendida al MMEE no puede superar el 50 % de su generación anual, esto quiere decir que consume todo o parte de la energía que produce ⁸ [31]. De superar dicho porcentaje, será considerado Generador ⁹.

⁶Para ser considerado Agente se requiere contar con, al menos, una autorización operativa [36].

⁷Serán Agentes del mercado mayorista de energía eléctrica los generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores. Los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes consumidores. Dichos contratos serán libremente negociados entre las partes. Estas disposiciones son de aplicación para UTE, por ser también generador y distribuidor de energía eléctrica [35].

⁸Si supera ese porcentaje muda su condición de Auto productor a generador de energía con consumos (artículo 55 del RMME). En ambos supuestos actuaría en el Mercado Mayorista.

⁹En función de la evolución del MMEE y el comportamiento de Auto productores, el Regulador podrá eventualmente modificar este porcentaje por acto fundado [41]

Como vemos, la figura del Auto productor tampoco está asociada a un determinado nivel de tensión pero a diferencia del generador, debe tener una potencia instalada superior a los 500 kVA y consumir la energía generada en los porcentajes indicados arriba.

Entonces, al no haber un requisito de tensión, si un microgenerador, entendido como generador de pequeño porte conectado en baja tensión cumpliera los requisitos definidos por la reglamentación, incluida la potencia instalada, podría constituirse en Auto productor para vender sus excedentes en el Mercado Mayorista, habida cuenta que se encuentran establecidos los peajes hasta el nivel de tensión de su conexión.

En cambio, no sucede lo mismo con la **Generación Distribuida**. La Generación Distribuida es entendida como la generación de Auto productores y Generadores conectados a instalaciones de **Media Tensión** del Distribuidor, cuya **potencia instalada de generación no supera los 5.000 (cinco mil) kW** [42] [43].

Esta generación, llamada Generación Distribuida, no está sujeta a despacho centralizado pero la información de su generación debe ser suministrada al DNC para la supervisión de la seguridad del servicio y calidad del sistema.

Los titulares de Generación Distribuida están obligados a entregar la información diariamente al Distribuidor quien la debe suministrar al DNC junto con la información de consumo propio, dentro de los plazos establecidos en el Reglamento del Mercado Mayorista [44].

Según la reglamentación, *la actividad de coordinación relativa a la generación de menor tamaño conectada a la red de distribución (Generación Distribuida), que se auto despacha*, será cumplida por los Centros de Control del Distribuidor, que se considerarán Centros de Control y Coordinación. A tales efectos, dicha generación deberá estar conectada al sistema de telecontrol y medida del Distribuidor [45].

Resulta claro entonces que la microgeneración entendida como la generación de pequeño porte conectada en baja tensión, no integraría la categoría de Generación Distribuida por existir un requisito de tensión que no cumple.

De lo que viene de analizarse, no surgen elementos que permitan a prima facie diferenciar la actividad de microgeneración entendida como actividad de generación de energía eléctrica de pequeño porte conectada en baja tensión de la actividad de generación de energía eléctrica desarrollada por los Generadores y Auto productores que participan en el Mercado Mayorista.

Nótese que para ser Generador la normativa no prevé requerimientos de tensión ni de potencia Instalada por lo que podría existir un microgenerador que decida

vender su generación en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Mientras no exista una disposición reglamentaria que fije el límite de la potencia instalada de un generador para ser considerado microgenerador, el límite vendrá impuesto por un parámetro técnico que especifique el máximo de potencia que un generador puede instalar en baja tensión.

Dependiendo de ello, se estará frente a centrales de microgeneración que sin ser Generación Distribuida, serán de despacho libre (con una capacidad instalada inferior o igual a 5 MW) o de despacho centralizado [46].

Por su parte, respecto de la categoría de Auto productor, tal como vimos, la reglamentación prevé un requisito de potencia (potencia instalada $> 500\text{ kVA}$). En la medida que dicho requisito sea pasible de cumplimiento por un microgenerador en baja tensión, entonces, éste podrá actuar también, como Autoprodutor en el Mercado Mayorista.

Finalmente, y tal como fue anunciado *ut supra*, la Generación Distribuida tiene un requisito de potencia (potencia $< 5000\text{ kW}$) y un requisito de tensión (conexión en Media Tensión) por lo que la actividad de microgeneración no podrá ser considerada Generación Distribuida ya que según definición reglamentaria, la Generación Distribuida se encuentra conectada en Media Tensión.

Esto, sin perjuicio que conceptualmente el tratamiento de la microgeneración como actividad de generación de pequeño porte (por fuera del Decreto 173/010) debería ser similar al tratamiento de la Generación Distribuida.

O mejor aún, la microgeneración debería estar incluida en la definición jurídica de Generación Distribuida ya que en los hechos, cuando se refiere a la Generación Distribuida, se tiene en cuenta toda la generación conectada a la red de Distribución y cercana a la demanda, sin importar el nivel de tensión. De allí que sería deseable una armonización de las definiciones ya que no habría fundamento aparente que pueda justificar un tratamiento diferencial de la microgeneración respecto de la Generación Distribuida.

5.4. La microgeneración en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

Con base en lo analizado en el capítulo precedente, se podría concluir que podrían existir microgeneradores, entendido como generadores de pequeño porte conectados en baja tensión, que decidan ingresar al Mercado Mayorista de Energía Eléctrica en calidad Generadores o Auto productores ¹⁰.

¹⁰En los hechos, dicha participación será viable en la medida que estén pre fijados los peajes de BT, 6 kV y 15 kV.

Y esto en tanto el desarrollo de la actividad de microgeneración no puede quedar limitada a la microgeneración regulada por el Decreto 173/010.

Basta volver a las normas citadas en la sección 5.1 del presente trabajo para concluir que la actividad de generación de energía eléctrica es una actividad en libre competencia que puede ser realizada por cualquier sujeto de derecho que cumpla con los requisitos previstos en la reglamentación.

Se recuerda al respecto el principio de libertad dispuesto en la **Constitución** de la República (**artículos 7 y 10**) que no tiene otra limitación que no sea la que fije la ley por razones de interés general (**artículo 36**).

En la especie, se tiene una actividad que con independencia del porte de la central generadora, fue desmonopolizada por la Ley 16.832 y respecto de la cual se requiere únicamente un acto de autorización del Poder Ejecutivo que no es más que un acto debido, esto es, un acto administrativo que remueve un obstáculo jurídico para el desarrollo de una actividad lícita y por tanto no es un acto discrecional sino un acto mandado por ley [37] [38] [39].

La doctrina uruguaya es unánime en relación a la visión del **acto de autorización** del Poder Ejecutivo como un acto administrativo debido.

Así, Durán Martínez expresa: *“Compartimos la opinión de Cajarville porque estamos ante una actividad privada y libre sin condiciones legislativas al respecto más que las técnicas. En materia de una actividad privada, que por definición es libre, la ley puede imponer una autorización y ella misma puede imponer a la Administración una actividad reglada o discrecional en el tema, en función de las exigencias del bien común y dentro del marco constitucional. Incluso puede en ciertas circunstancias ampliar la potestad reglamentaria, habilitando a la Administración a imponer una autorización para el ejercicio de una actividad privada. Pero para que la discrecionalidad exista, ella debe surgir explícita o implícitamente de la ley; de lo contrario, la autorización será siempre un acto debido. En el caso, la autorización no surge de la ley sino del artículo reglamentario, por lo que es un acto debido”*¹¹.

Puede eventualmente sostenerse que el microgenerador no aparece mencionado dentro de los Participantes del Mercado Mayorista, pero ello no debe ser entendido como una imposibilidad para desarrollar la actividad en dicho Mercado.

Tal como se señaló ut supra, no hay una definición de microgenerador en sentido amplio a nivel reglamentario y el sujeto que realiza la actividad de generación de energía de pequeño porte podría estar incluido en la definición de Generador o

¹¹Durán Martínez, Augusto. “Segmentos del sector eléctrico: ¿servicio público? ¿libre competencia?” en Estudios de Derecho Administrativo Parte Especial. Año 1999 pág. 231.

incluso de Autoproductor.

La única limitante que se encuentra a primera vista es para el generador de pequeño porte (microgenerador) que quiere constituirse en Auto productor. La resolución de este caso dependerá no tanto de un criterio jurídico como de un parámetro técnico, esto es, la viabilidad de conectar un microgenerador con una potencia superior a 500 *kVA* en baja tensión. Si consideramos además que la definición de Auto productor [40] prevé un mínimo de potencia instalada pero no establece un tope, el criterio técnico será el que determine el límite de potencia a instalar en baja tensión y por tanto la existencia de Auto productor en baja tensión tendrá una limitante técnica más que jurídica.

En definitiva, no puede legítimamente exigirse que para que exista microgeneración en sentido amplio, se deban cumplir los requisitos del Decreto 173/010 cuando éste regula un sub tipo de microgeneración.

Dicho decreto exige el cumplimiento de determinados requisitos jurídicos y condiciones técnicas que encuentran su justificación en un régimen beneficioso, favorable desde el punto de vista económico y que seduce para invertir en dicho marco. Consecuencias propias de cualquier norma jurídica que promociona, incentiva o favorece el desarrollo de una actividad dentro de determinado marco conceptual.

Sin embargo, puede existir microgeneración, esto es, generación de pequeño porte conectada en baja tensión, por fuera del Decreto 173/010. Es cierto que no hay una definición jurídica de microgenerador o microgeneración más allá que la contenida en la Resolución 163/010 de URSEA o en el Reglamento de baja tensión (definición tautológica).

Es cierto también que no hay un régimen específico para el tratamiento de esta generación de pequeño porte conectada en Baja con destino al Mercado Mayorista.

No obstante, la falta de norma jurídica que regule esta situación no puede ser interpretada como una limitante para su desarrollo.

En síntesis, se tiene una actividad lícita que puede ser desarrollada en base al principio de libertad consagrado en la Constitución sin limitación impuesta por ley de interés general y sin reglamentación específica siendo de aplicación el artículo 332 de la Constitución ¹².

¹² “Los preceptos de la presente Constitución que reconocen derechos a los individuos, así como los que atribuyen facultades e imponen deberes a las autoridades públicas, no dejarán de aplicarse por falta de la reglamentación respectiva, sino que ésta será suplida, recurriendo a los fundamentos de leyes análogas, a los principios generales de derecho y a las doctrinas generalmente admitidas” (art. 332 Constitución).

5.5. La microgeneración del decreto 173/010 y el autoconsumo del decreto 43/015

Por tanto, existe la libertad de realizar la actividad de generación de energía eléctrica aun aquella de pequeño porte que no se enmarque en el Decreto 173/010 y mientras no exista reglamentación que regule dicha actividad se deberá acudir a los fundamentos de leyes análogas, a los principios generales de derecho y a las doctrinas generalmente admitidas para procurar su regulación.

Admitida entonces la posibilidad de microgeneración fuera del Decreto 173/010 corresponde preguntarse ahora, cuáles serían las situaciones, esto es, los casos de microgeneración, entendida como generación de pequeño porte que quedarían fuera del Decreto 173/010.

En principio se puede identificar las siguientes situaciones:

1. suscriptores conectados en baja tensión que deciden generar con una potencia instalada superior a la potencia contratada o con una potencia máxima a inyectar superior a los 150 *kW* conectado en 400 *V* y de 100 *kW* conectado en 230 *V*.
2. suscriptores conectados en baja tensión que deciden generar con una fuente no renovable.
3. Clientes libres que deciden generar para consumo e inyectar excedentes.
4. suscriptores que cumplen todos los requisitos del Decreto 173/010 pero están conectados en Media Tensión.

Finalmente, cabe señalar que la venta de sus excedentes en el Mercado Mayorista no sería la única posibilidad de transacción de energía excedentaria que tendría el microgenerador. Para aquellos microgeneradores que tengan o conserven la calidad de suscriptores, el artículo 12 del Decreto Ley 14.694 en la redacción dada por el artículo 21 de la ley 16.832 *“prevé un supuesto bien particular de suministro eléctrico, al habilitar al distribuidor a autorizar a un suscriptor a que abastezca a terceros mediante derivaciones de sus propias instalaciones, teniendo tal autorización carácter irrevocable para eventuales futuros distribuidores”*¹³.

5.5. La microgeneración del decreto 173/010 y el autoconsumo del decreto 43/015

En este apartado se dedican unos párrafos a diferenciar la microgeneración del llamado “auto consumo” o “autoabastecimiento”.

¹³Vázquez, María Cristina en “Marco jurídico fundamental de la industria eléctrica en el Uruguay” en Estudios Jurídicos en Homenaje al Profesor Juan Pablo Cajarville Peluffo, página 493.

Mientras el microgenerador puede inyectar energía a la red, esto es, existe la posibilidad de intercambio bidireccional con UTE, al auto consumidor le es permitido generar únicamente para su propio consumo sin posibilidad de inyectar excedentes a la red.

El Decreto 43/015 del 2 de febrero de 2015, vino a modificar el artículo 12 del Decreto 276/002 y agregar el artículo 12 bis a la referida norma.

Los artículos 12 y 12 bis del Decreto 276/002 en su nueva redacción, vienen a regular la generación de energía eléctrica para autoconsumo que es instalada en isla, esto es, no conectada al Sistema Interconectado Nacional y aquella instalada en paralelo a la red de UTE esto es, conectada al SIN, respectivamente.

La normativa dispone que la instalación de centrales generadoras y líneas de transmisión y distribución de media tensión no conectadas a la Red de Interconexión requerirá autorización del Ministerio de Industria, Energía y Minería, cuando su potencia instalada sea mayor a 150 kW (artículo 12) la que quedará condicionada, en cuanto corresponda, al cumplimiento de los mismos requerimientos que rigen para las centrales de generación y líneas de transporte conectadas [47] [38] [48].

En principio, el artículo 12 no limita el desarrollo del autoconsumo a un nivel de tensión. Si bien el artículo 12 cuando refiere a la generación en isla habla de media tensión parecería referir únicamente a las líneas y no, a las centrales generadoras.

Por tanto se entiende que se podrían instalar centrales generadoras destinadas al autoconsumo en isla tanto en Baja como en Media tensión.

Respecto de las centrales que funcionan en paralelo a la red de UTE y que son abordadas por el artículo siguiente (12 bis) en cuanto a la autorización se remite al artículo anterior por tanto estas centrales también pueden instalarse en Media o en Baja tensión.

Según el artículo 12 bis, el titular de la central deberá identificarse como suscriptor consumidor de energía eléctrica de la red quedando autorizadas sin necesidad de trámite aquellas centrales generadoras de una potencia a instalar no superior a 150 kW, sin perjuicio del deber de cumplir con las reglas ambientales y de seguridad que resulten de aplicación [49] [38] [50].

En definitiva, si bien el autoconsumo se puede dar en Media o en Baja Tensión, en el supuesto de generación en paralelo a la red, el solicitante deberá tener la calidad de suscriptor. Según la nueva definición de suscriptor dada por el Decreto 114/014 del 30 de abril de 2014, el Suscriptor: *“Es el cliente final titular de un suministro efectuado y medido por el Distribuidor distinguiéndose dos tipos de suscriptores: los Grandes Consumidores Potenciales y los consumidores cautivos (aquellos que solo pueden comprar su suministro a ese Distribuidor). Queda com-*

5.5. La microgeneración del decreto 173/010 y el autoconsumo del decreto 43/015

prendido en la calidad de suscriptor el titular de un suministro en las condiciones referidas que genere energía eléctrica para su propio consumo, sin entregar energía a la red”.

Entonces, aquellas centrales de generación instaladas por un consumidor cautivo o un Gran Consumidor Potencial (en paralelo) o por cualquier sujeto de derecho (en isla) destinadas a abastecer sus consumos sin posibilidad de inyectar energía a la red y con una potencia instalada inferior a los 150 *kW* pueden operar sin necesidad de autorización del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

No obstante, dichas centrales deberán registrarse ante la Dirección Nacional de Energía, cumplir las reglas ambientales y de seguridad que le resulten de aplicación, cumplir los requisitos técnicos a definir por el Regulador (mientras tanto serán los criterios fijados por el Distribuidor o Transmisor), firmar de un Convenio de Conexión o Convenio de Uso y aportar la información sobre la energía producida a la DNE a efectos del balance energético anual (para centrales en paralelo).

Cuando la potencia instalada supere los 150 *kW* requerirán, además, la autorización del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Finalmente, la inyección de energía en la red así como cualquier otro incumplimiento grave al convenio (de uso o conexión) habilitarán la desconexión de la central involucrada, previa notificación salvo en supuestos graves que se requiera la inmediata desconexión.

En relación a lo consignado en el párrafo anterior, cabe señalar que la inyección de energía a la red, determinaría la pérdida de calidad de autoconsumidor, pero en modo alguno, supondría la realización de un acto prohibido por el régimen jurídico actual.

En virtud de lo referido en los capítulos antecedentes, el Auto consumidor (suscriptor) que desee inyectar energía a la red, perderá la condición de autoconsumidor pero podrá eventualmente convertirse en:

- A) Un microgenerador del Decreto 173/010 en la medida en que cumpla con todos los requisitos dispuestos por la norma y sin necesidad de requerir la autorización del artículo 53 del Decreto 360/002 por existir la autorización genérica del Decreto 173/010.
- B) Un microgenerador que actúe en el Mercado Mayorista como Auto productor con consumos propios y venta de excedentes en el Mercado Mayorista (de darse los requisitos técnicos exigidos, en especial la potencia instalada) o como Generador con consumos propios regidos por el contrato de suscripción o regidos por el Mercado Mayorista como Participante consumidor (abandonando la calidad de suscriptor) según el caso.

- C) Un microgenerador que conectado en Media Tensión y con una potencia inferior a los 5000 kW pasa a ser considerado Generación Distribuida y actúa en el Mercado Mayorista a través del Distribuidor.

En cuanto a su tratamiento y vínculo con el DNC en el supuesto B) habría que determinar si se registrará por las reglas de la Generación Distribuida (no hay ninguna remisión explícita) o de Despacho Centralizado (como regla general) (Ver al respecto la Sección 5.4).

5.6. Conclusiones

En resumen, se puede decir que la microgeneración en sentido amplio y como concepto debería tener un tratamiento específico dentro del marco jurídico del sector eléctrico en Uruguay.

La Microgeneración enmarcada en el Decreto 173/010 es el único sub tipo de microgeneración que tiene un estatuto jurídico propio.

Así, los microgeneradores en sentido amplio, esto es, quienes realizan actividad de generación de pequeño porte inyectando energía a la red y que no resultan abarcados por el Decreto 173/010 quedan sujetos a una regulación amplia que se presta a diversas interpretaciones sobre el estatuto jurídico aplicable a su realidad comercial y particularmente a su tratamiento operativo.

En la actualidad, estos microgeneradores en sentido amplio, podrían quedar sujetos al estatuto jurídico del Generador puro, del Autoproductor o de la Generación Distribuida, según el caso.

Sin embargo, se entiende que la microgeneración como fenómeno debería tener un tratamiento unívoco, sin perjuicio del sub tipo de microgeneración del Decreto 173/010, para lo cual se impone la necesidad de revisar la definición de Generación Distribuida dada por el Decreto 276/002 y considerar la posibilidad que la microgeneración a la que también es conveniente dotar de una definición reglamentaria, quede abarcada por el estatuto jurídico de la Generación Distribuida por ser éste, el tratamiento que se otorga en los hechos, a toda generación conectada a la Red de Distribución.

Capítulo 6

Revisión de normativa y experiencias internacionales en cuanto a exigencias técnicas de equipamiento e instalaciones solar FV

En este capítulo del documento se estudia el caso de incorporación de generación en pequeña escala de Chile. Se analiza este caso debido a las similitudes que presenta con Uruguay y en la etapa que se desarrolla.

6.1. Normativa técnica en Chile

6.1.1. Introducción

En Chile, sobre el año 2012 se autoriza el Net Billing a través de la Ley 20,571 del Ministerio de Energía y en 2014 se pone operativa dicha Ley mediante la emisión del Decreto 71.

La Ley 20,571 establece que los usuarios finales que dispongan de equipamiento de generación de energía eléctrica para consumo propio, por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar a la red de distribución la energía que de esta forma generen. Regula el precio de las inyecciones de energía y su forma de pago, establece el límite permitido de capacidad instalada (100 kW), e indica que se reglamentarán los siguientes aspectos: requisitos de conexión (incluyendo las especificaciones técnicas y de seguridad que deberá cumplir el equipamiento) y mecanismos para determinar los costos de las adecuaciones que deban realizarse a la red y su capacidad disponible. Establece también que las adecuaciones que sean necesarias para permitir la conexión e inyección de excedentes estarán a cargo de los interesados y no podrán significar costos adicionales a los demás clientes, con excepción de las obras de Subtransmisión y Transmisión que son a cargo de la empresa eléctrica.

El Decreto 71 reglamenta el procedimiento de conexión, la valorización (costos) de las obras adicionales y/o adecuaciones requeridas para la conexión, criterios para determinar la potencia disponible en la red y la medición de energía inyectada.

A su vez, en el 2012 se crea la Unidad de Energías Renovables de la Secretaría de Electricidad y Combustible (SEC). Esta unidad elabora los reglamentos técnicos y fiscaliza las instalaciones. Entre el 2012 y 2014 la SEC arma el equipo de técnicos asignado a estas tareas, trabaja en su formación y desarrolla la siguiente normativa técnica:

- Norma Técnica de Equipamientos de Generación en BT.
- Procedimiento de autorización de productos fotovoltaicos. Resolución Exenta Nro. 12438.
- Normativa Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión RGR Nro. 01/2014, que aplica a la generación con fuentes renovables y a la cogeneración eficiente.
- Instrucción técnica de Diseño y Ejecución de la Instalaciones Fotovoltaicas RGR Nro. 02/2014.

El equipo de la Unidad de Energías Renovables de la SEC asignado al desarrollo del netbilling, se organiza en tres áreas de trabajo:

- Reclamo de usuarios e interacción con las Distribuidoras.
- Análisis de las barreras que se presentan.
- Fiscalización de la Normativa.

6.1.2. Requisitos para el trámite, instalación y conexión

Trámite de conexión.

El trámite requerido para la instalación de microgeneración de estas características consta de las siguientes etapas.

1. Solicitud de conexión.
2. Estudio de conectividad a la red de distribución.
3. Estudio del proyecto de la instalación de generación.
4. Pago de cargos de conexión.
5. Fiscalización de la instalación.

6. Firma del contrato.

7. Conexión a la red.

Al inicio del trámite el cliente puede consultar a la distribuidora la potencia máxima que puede instalar sin que se requieran obras adicionales. Los pasos 3) y 5) se realizan ante la SEC y los restantes ante la empresa distribuidora que corresponda.

Este trámite está regulado en el Decreto 71, estableciendo plazos máximos para cada una de las etapas y un plazo máximo de 6 meses entre la manifestación de conformidad del usuario y la notificación de conexión.

Se estableció plazos para cada etapa del procedimiento de conexión en el marco de la Ley 20,571. En el siguiente enlace se encuentra un diagrama de flujo del proceso, así como los plazos establecidos correspondientes:

http://www.sec.cl/sitioweb/imagenes/netbilling/Proceso_de_Ley20571-2017.png

En las figuras 6.1 y 6.2 se puede observar la evolución del Net Billing en Chile desde la entrada en vigor de la normativa. Se logra distinguir su rápido crecimiento tanto en potencia como en cantidad de instalaciones. De la Figura 6.2 que detalla la potencia instalada en forma mensual, se observa como la potencia instalada mensualmente va creciendo con el transcurso del tiempo. En la figura, la línea roja es el promedio de la capacidad instalada mensual de los últimos 6 meses.

Al 28 de febrero se habían declarado a la SEC 2,302 sistemas, equivalentes a 13,8 MW, potencia media de 6 kW. Es relevante indicar que el 99 % de los sistemas son solares fotovoltaicos.

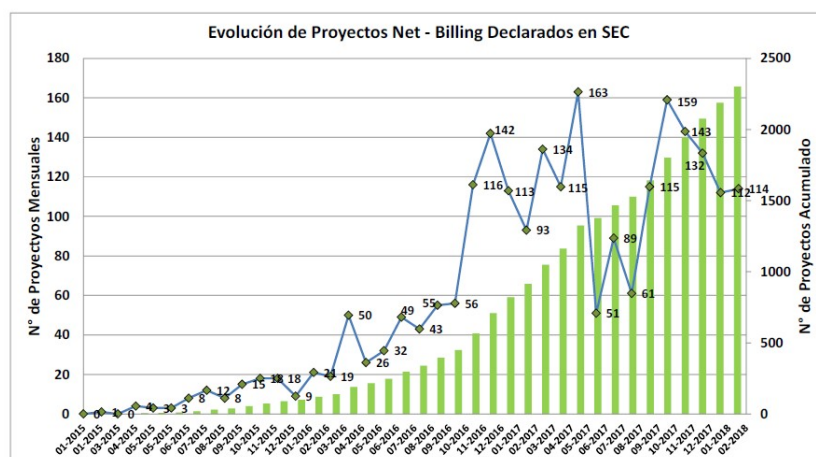


Figura 6.1: Número de sistemas de Generación Net Billing, Fuente: Ministerio de Energía de Chile.

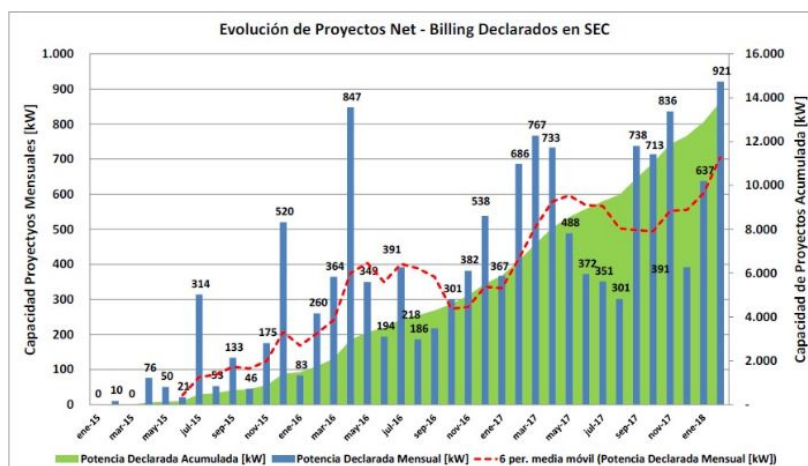


Figura 6.2: Potencias instaladas, Fuente: Ministerio de Energía de Chile.

En las figuras 6.3 y 6.4 se distinguen el destino de las instalaciones fotovoltaicas en cantidad y potencia. Se puede observar que es relevante el desarrollo de la fotovoltaica en instalaciones del tipo habitacional, tanto en potencia como en número de instalaciones, siendo esto una diferencia sustancial con el esquema uruguayo donde la participación habitacional es muy baja.

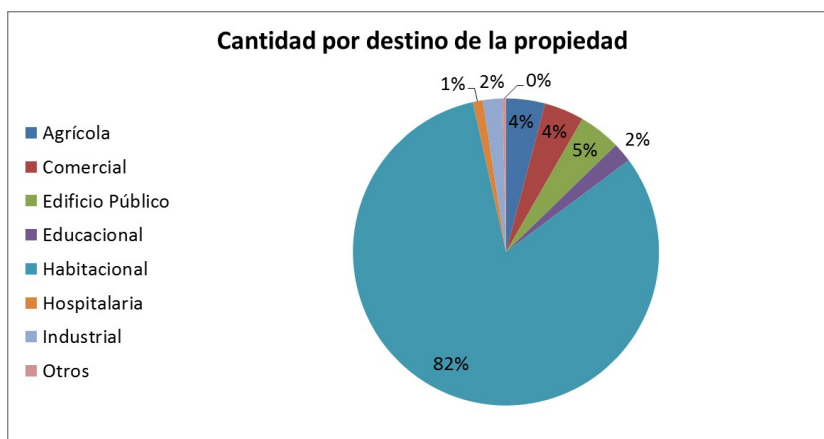


Figura 6.3: Número de instalaciones por destino, Fuente: Ministerio de Energía de Chile.

Otro punto para comentar es que en Uruguay la potencia media es de 30 kW contra los 6 kW del caso chileno. Lo anterior se puede explicar por dos razones, una es la ley de promoción de inversiones uruguayo que se aplicó junto al esquema de la microgeneración, la cual fomentó al sector empresarial a buscar concretar este tipo de proyectos para obtener exoneraciones impositivas, esto en conjunto con el límite tarifario de 40 kW de la tarifa residencial simple que maximiza el pago por energía inyectada, hizo que se desarrollaran las instalaciones de potencias mayores.

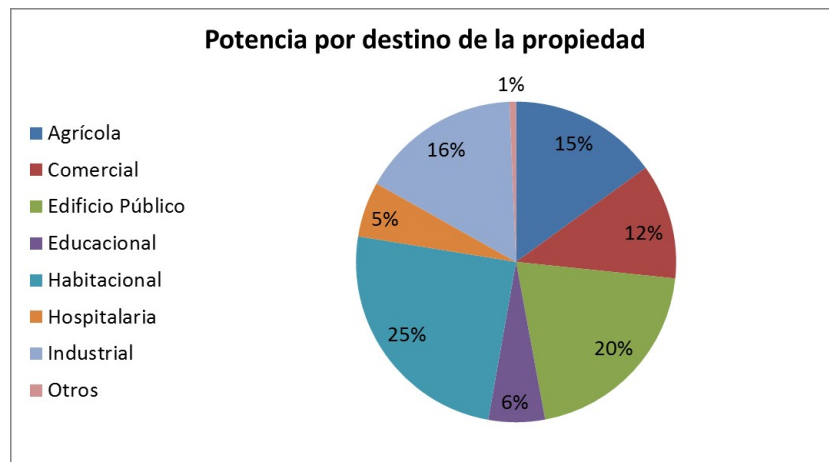


Figura 6.4: Porcentaje en potencia por destino, Fuente: Ministerio de Energía de Chile.

La otra razón es que las instalaciones habitacionales en Uruguay son caras y manejan periodos de repago altos cercanos a los 10 años, que no hacen tentadora está alternativa. Estos costos tenderían a bajar a futuro gracias a la mejora de la tecnología y simplificaciones en el tipo de instalaciones.

6.1.3. Equipamiento autorizado

Existe un portal web donde se puede encontrar los Productos autorizado por la Superintendencia de Electricidad y Combustible de Chile (SEC) para ser utilizado en instalaciones de generación eléctrica residencial que se conecten a las redes de distribución eléctrica, conforme a lo establecido en la Ley 20,571.

La dirección de enlace a ese portal es la siguiente:

http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5847695,33_5905757&_dad=portal&_schema=PORTAL

6.1.4. Requerimientos generales

- Toda instalación fotovoltaica conectada a la red de distribución será ejecutada en base a un proyecto técnicamente concebido, que asegure la ausencia de riesgos para las personas así como que la instalación proporcione un buen servicio y sea lo suficientemente flexible para permitir modificaciones futuras.
- La instalación no debe provocar averías en la red, ni disminuir las condiciones de seguridad o calidad.
- La instalación fotovoltaica no mantendrá tensión en la línea de distribución en el caso de que ésta esté desconectada de la red, ya sea por mantenimiento o por la actuación de una protección.

- La instalación eléctrica del sistema fotovoltaico deberá dimensionarse de manera tal que su potencia máxima no supere la del empalme eléctrico ¹.
- La tensión máxima del generador fotovoltaico del lado de continua será menor o igual a 1 kV.
- El proyecto y la ejecución de la instalación serán supervisados por un Instalador Electricista clase A o B.

6.1.5. Condiciones de la instalación

- Se deben instalar elementos de seccionamiento necesarios para la desconexión de equipos de los conductores no puestos a tierra y de toda fuente de energía.
- Toda instalación generadora debe estar identificada mediante una placa a un costado del equipo de medida.
- La unidad de generación deberá contar con señalización de seguridad. Asimismo, se colocará una placa de identificación en la que se especifique:
 - Capacidad de la fuente fotovoltaica.
 - Corriente de operación.
 - Tensión de operación.
 - Tensión máxima del sistema.
 - Potencia máxima.
 - Corriente de cortocircuito.

6.1.6. Estructura

- La estructura de soporte de la unidad de generación fotovoltaica seguirá los lineamientos de la normativa vigente en Chile en cuanto a los efectos de viento, nieve y sismos. Si la unidad de generación tiene una potencia mayor a 30 kW, deberá satisfacer también los requerimientos de la norma NCh 2369.
- El método de anclaje de la estructura deberá soportar cargas de tracción y mantener la estructura firme, evitando volcamientos debidos al viento o la nieve.
- En el diseño y construcción de la estructura deberá tenerse en cuenta la dilatación térmica necesaria con el fin de no transmitir cargas que afecten la integridad de los módulos fotovoltaicos.
- Toda la estructura estará conectada a la tierra de protección.

¹“Empalme: conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan el medidor del sistema del cliente a la red de suministro de energía eléctrica”

6.1.7. Módulos fotovoltaicos

- Todos los cables y terminales de los módulos tendrán marcada su polaridad.
- Los módulos tendrán una placa visible con la siguiente información:
 - Tensión de circuito abierto.
 - Tensión de operación.
 - Tensión máxima admisible del sistema.
 - Corriente de operación.
 - Corriente de cortocircuito.
 - Potencia máxima.
- Todos los módulos fotovoltaicos contarán con diodos de derivación de acuerdo a la norma IEC 62548, y tendrán un grado de protección IP65.
- En caso de que los módulos utilicen marcos laterales, estos serán de aluminio, acero inoxidable, acero galvanizado u otro material resistente a agentes agresivos del ambiente.
- No se permite utilizar módulos fotovoltaicos de distinto modelo, ni variar la orientación en un mismo string. Se podrá hacer una excepción a lo último siempre que se justifique y se presente un diseño que garantice la compatibilidad entre los módulos y la ausencia de efectos negativos.
- La instalación de los módulos fotovoltaicos será adecuada para obtener una buena ventilación, donde, a su vez, los módulos tengan una separación suficiente para permitir las dilataciones térmicas.

6.1.8. Arreglos y conexión eléctrica

- Se utilizarán conectores especialmente diseñados para la interconexión de los módulos fotovoltaicos. Estos deberán tener las siguientes características:
 - Ser a prueba de agua, diseñados para aplicaciones fotovoltaicas y que cumplan los requerimientos de la norma IEC 60998-1.
 - Deben ser polarizados y no permitir su intercambio con tomacorrientes de otros sistemas eléctricos.
 - Instalados de forma tal que impidan el contacto accidental de las personas.
 - Debe permitir su enclavamiento o bloqueo.
 - Deben ser capaces de interrumpir la corriente por el circuito.

- Los arreglos y conexiones deben ser diseñados de forma que se eviten las corrientes inversas entre los *strings*. En caso de que existan estas corrientes, las mismas deben ser menores a las corrientes inversas máximas de los módulos; de otra forma, deben limitarse mediante diodos de bloqueo o protecciones contra sobrecorriente.
- Conexiones de los arreglos al inversor:
 - Directamente al inversor en forma independiente. Admitida en instalaciones que utilicen inversores *string*.
 - Mediante una caja de conexiones, en caso de instalaciones con inversor central o cuando es necesario agrupar *strings* en paralelo.
 - En caso de que se use la tecnología de capa delgada, se permitirá el uso de conector tipo Y para agrupar *strings*.
- Las cajas de conexión deben cumplir con la norma IEC 61439-1 y contar con los siguientes elementos:
 - Seccionador bajo carga.
 - Descargadores de tensión tipo 2.
 - Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos negativos, por cada *string*.
 - Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos positivos, por cada *string*.
 - Bornes de conexión CC para línea colectora hacia el inversor.
 - Borne de conexión para conductor de puesta a tierra.
 - Borne de conexión para contacto de aviso de fallo sin potencial.
 - La caja de conexión deberá tener un IP65 o IP54 si se encuentra bajo techo.
- La caja de conexiones permitirá el accionamiento del seccionador bajo carga sin exponer a las personas al contacto con partes con tensión.
- Las cajas de conexión se deben instalar lo más cerca posible de los arreglos fotovoltaicos.
- Todas las cajas de conexión ubicadas a la intemperie serán instaladas de forma que sus canalizaciones y conductores ingresen por la parte inferior, conservando su índice de conexión IP.
- Las conexiones a los módulos fotovoltaicos deben efectuarse de forma tal que, si se quita algún módulo del circuito, no se interrumpa la continuidad de ningún conductor a tierra.

6.1.9. Dimensionado de circuitos y corriente

- La corriente máxima de la unidad de generación será la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos en paralelo multiplicada por 1,25.
- La corriente máxima de los circuitos en la parte de alterna será la corriente de salida del inversor de régimen continuo.
- La corriente máxima de los circuitos en la parte de continua será la corriente de entrada de régimen continuo del inversor cuando éste produzca su potencia nominal a la menor tensión de entrada.

6.1.10. Conductores y canalizaciones

- Los conductores deberán ser canalizados de acuerdo a la norma NCh Elec. 4/2003. Estos deberán soportar influencias externas como viento, formación de hielo, altas temperaturas y radiación solar.
- Los circuitos del sistema fotovoltaico no se instalarán en la misma canalización que otros circuitos, a menos que estén separados mediante una barrera mecánica.
- Los conductores positivos y negativos no pueden instalarse en la misma canalización; sólo se permitirá si la canalización es metálica.
- Los conductores no se verán expuestos a esfuerzos mecánicos.
- Los conductores del lado de continua serán de cobre estañado para 1 kV en CA y 1,8 kV en CC.
- Los conductores de la unidad generadora serán de tipo fotovoltaico, *PV*, *PV1-F*, *Energyflex*, *Exzhellent solar ZZ-F (AS)*, *XZ1FA3Z-K (AS)* o equivalente que cumplan los requisitos de la norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007.
- De ser necesario, los conductores contarán con protección contra roedores.
- La caída de tensión máxima admisible en los conductores de continua es de 1,5 %.
- La corriente de diseño de los conductores de CA será por lo menos 1,25 veces la máxima corriente del inversor.
- La caída de tensión máxima admisible en los conductores de alterna es de 3 %.
- Las secciones mínimas de los conductores serán 2,5 mm² y 4 mm² para los conductores activos y de puesta a tierra respectivamente.
- Factores de corrección por temperatura a considerar en la Tabla 6.5.

Temperatura Ambiente °C	Temperatura nominal de los conductores			
	60°C	75°C	90°C	105°C
30	1	1	1	1
31-35	0,91	0,94	0,96	0,97
36-40	0,82	0,88	0,91	0,93
41-45	0,71	0,82	0,87	0,89
46-50	0,058	0,75	0,82	0,86
51-55	0,041	0,67	0,76	0,82
56-60	-	0,58	0,71	0,77
61-70	-	0,33	0,58	0,68
71-80	-	-	0,41	0,58

Figura 6.5: Factores de corrección por temperatura [51].

- Si se utilizan cables y cordones flexibles para conectar partes móviles del sistema, estos serán de tipo cordón o cable portátil de servicio pesado.
- Los conductores del lado de continua serán de color rojo el positivo, negro el negativo y verde o verde/amarillo el de tierra de protección. La identificación de los conductores de alterna se hará según la norma NCh Elec. 4/2003.
- La tensión de aislamiento de los conductores del lado de continua no será inferior a 1,25 veces la tensión de circuito abierto del generador.
- Resistencia de aislamiento del sistema fotovoltaico (Tabla 6.6).

Método de ensayo	Tensión del sistema ($V_{oc\,ste} \times 1,25$) V	Tensión del ensayo V	Resistencia mínima de aislamiento MΩ
Método de ensayo 1 Separar los ensayos del terminal positivo y negativo del generador	< 120	250	0,5
	120 – 500	500	1
	> 500	1 000	1
Método de ensayo 2 Terminales positivo y negativo del generador cortocircuitados	< 120	250	0,5
	120 – 500	500	1
	> 500	1 000	1

Figura 6.6: Tabla resistencia aislamiento [51].

6.1.11. Inversor

- Los inversores conectados a la red deberán estar certificados de acuerdo a los protocolos de ensayos establecidos.

- El inversor se instalará en un lugar de fácil acceso a personal técnico. No se permite su instalación en baños, cocinas, dormitorios o en recintos con riesgos de inundación o explosión.
- El inversor se podrá instalar a la intemperie siempre que su grado de protección sea igual o superior a IP55, y cuente con protección contra radiación solar directa.
- La instalación del inversor debe efectuarse de forma tal que se dejen por lo menos 15 cm de espacio libre a los costados, a menos que el fabricante especifique una distancia mayor.
- Los inversores *String* deben contar con protecciones contra descargas eléctricas, contra sobretensiones y sobrecorrientes, por cada *string*. A su vez, deben garantizar que no existan corrientes inversas mayores a las admisibles. La protección contra sobrecorriente podrá omitirse en el caso de un inversor con sólo dos *strings* si la suma de las corrientes máximas no supera la capacidad del conductor.
- Los inversores deben contar con protección anti-isla.

6.1.12. Protecciones

- Las instalaciones de un sistema fotovoltaico dispondrán de un sistema de protección que garantice su desconexión en caso de una falla en la red o fallas internas en la instalación del propio generador, en particular deberán tener protección de falla a tierra para reducir el riesgo de incendio. El dispositivo de protección de falla a tierra deberá ser capaz de detectar una falla, interrumpir el flujo de corriente de falla, y dar una indicación que ocurrió la falla.
- Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red que utilicen sistemas de puesta a tierra TN o TT deberán contar con un monitor de corriente diferencial (RCMU) el que podrá estar incluido en el inversor. Dicho monitor deberá ser sensible a todo tipo de corriente, capaz de diferenciar entre las corrientes de fuga, (causadas por las capacidades de los módulos fotovoltaicos a tierra) y las corrientes de falla (causadas por el contacto de un polo del generador FV). El inversor se deberá desconectar inmediatamente de la red en cuanto se supere el valor límite absoluto de 300 mA (protección contra incendios) o el valor de la corriente de falla del lado de CC de 30 mA.
- En los casos en que el monitor de corriente diferencial (RCMU) este incorporado al inversor, deberá cumplir con la norma IEC 62109 – 2. Para aquellos casos en que el RCMU no esté incorporado en el inversor, deberá satisfacer los requerimientos de las normas IEC 62020 y IEC 60755.
- Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red que utilicen sistemas de puesta a tierra IT, deberán contar con un vigilante de aislamiento interno o externo al inversor, con señales audibles y/o visibles, el que deberá estar regulado en conformidad al 4,8,2 de la norma IEC 62109 – 2.

- Los dispositivos de sobrecorriente en el lado CC, serán dimensionados para conducir una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima corriente del string y no deberá ser superior a la corriente inversa máxima que soportan los módulos que forman parte del string.
- Los fusibles utilizados en el lado CC de las instalaciones fotovoltaicas deberán cumplir con la norma IEC 60269 – 6, los que deberán ser seleccionados para ser capaces de disipar la potencia que se desarrolla en las peores condiciones de funcionamiento.
- Los interruptores automáticos y seccionadores utilizados en el lado CC de las instalaciones fotovoltaicas, deberán cumplir los requerimientos establecidos en las normas IEC 60947 – 2 o IEC 60947 – 3, y ser adecuados para instalaciones fotovoltaicas, capaces de extinguir arcos eléctricos en CC.
- Los descargadores de sobretensión utilizados en instalaciones fotovoltaicas deberán ser del tipo 2, en conformidad a la IEC 61643 – 11
- Cuando se utilicen diodos de bloqueo, su tensión asignada inversa deberá ser 2 veces la tensión máxima del string a circuito abierto, y deberán cumplir con las normas IEC 60529, IEC 62548 y IEC 60364 – 7 – 712.
- Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red deberán contar con protección por aislamiento de las partes activas clase II, en el lado de CC, de acuerdo a la IEC 62109 – 1.
- La instalación en el lado de corriente alterna, deberá contar con una protección diferencial e interruptor general termomagnético bipolar, para el caso de las instalaciones monofásicas o tetrapolar para el caso de las instalaciones trifásicas, con poder de corte superior a la indicada por la distribuidora en el punto de conexión.
- La protección diferencial del lado de corriente alterna, que se instale en un sistema fotovoltaico que no presenta como mínimo una separación simple entre los lados de las corrientes continua y alterna, el dispositivo diferencial instalado para garantizar la protección en caso de falla debe ser tipo B conforme con lo especificado en la norma IEC 60755. Si el inversor no inyecta corrientes continuas de falla en la instalación eléctrica, no se requiere que el dispositivo diferencial sea del tipo B y en estos casos se podrá utilizara un diferencial tipo A.
- La protección diferencial antes indicada, para unidades de generación de potencia instalada inferiores 10 kW, deberán ser de una corriente diferencial no superior a 30 mA. En unidades de generación de potencia instalada igual o superior a 10kW deberá utilizar una protección diferencial con intensidad diferencial no superior a 300 mA.
- El interruptor general termomagnético y el diferencial indicado deberán estar instalado y claramente identificados en el tablero de distribución o general de la instalación de consumo.

- El interruptor general termomagnético que permite la desconexión del generador fotovoltaico de la red y las cargas locales deberá:
 - Ser seleccionado de acuerdo a la potencia máxima de salida del inversor.
 - Ser manualmente operable.
 - Contar con un indicador visible de la posición On-Off.
 - Ser enclavado mecánicamente en posición abierto.
 - Tener el poder de corte de la línea de distribución asociada.
 - Debe ser operable sin exponer al operador con partes vivas.
- Los ajustes de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia de la protección de red (RI), serán establecidos en la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión.

Desconexión: Monitorización de tensión y frecuencia	Valor límite	Tiempo máx. hasta la desconexión	Ajuste	
Protección contra caídas de tensión $V <$	176 V	100 ms	V	ms
Protección contra sobretensiones (media 10-minutos) $V >$	242 V	100 ms	V	ms
Protección contra sobretensiones breves $V >>$	253 V	100 ms	V	ms
Protección contra caída de la frecuencia $F <$	47,5 Hz	100 ms	Hz	ms
Protección contra subidas de la frecuencia $F >$	51,5 Hz	100 ms	Hz	ms

Figura 6.7: Valores límites para desconexión según tensiones y frecuencias [51].

6.1.13. PAT de las instalaciones fotovoltaicas

- Deberán conectarse todas las partes metálicas de la instalación, en particular las estructuras de soporte y las carcasas de los equipos, a la tierra de protección.
- La PAT de protección de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas, se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.
- El sistema de PAT utilizado para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de distribución será el siguiente:
 - En caso de instalaciones con separación galvánica, podrá utilizarse el sistema IT o de neutro aislado, de acuerdo a la IEC 60364 – 4 – 41, por lo que ningún conductor activo será puesto a tierra, mientras que todas

las partes metálicas del resto de la instalación, (aparatos y soportes), deben estar conectadas entre sí a tierra.

- En caso de instalaciones sin separación galvánica, la instalación será TT o TN, de acuerdo a la IEC 60634 – 4 – 41, por lo que el neutro estará puesto a tierra, al igual que todas las partes metálicas de los aparatos y soportes que forman parte de la instalación.
- La medición de la resistencia de puesta a tierra, deberá realizarse en conformidad a los procedimientos descritos en la norma IEEE Std. 81 o la IEC 61936 – 1.

6.1.14. Baterías de acumuladores.

- Las baterías que formen parte del equipamiento de generación, deberán respetar el diseño, montaje, operación, inspección y mantenimiento los requisitos descritos en la norma UNE EN 50272 – 2.
- Las partes energizadas de los sistemas de baterías de las viviendas deben estar resguardadas para evitar el contacto accidental con personas u objetos, independientemente de la tensión o tipo de batería.
- Deberán instalarse equipos que indiquen el estado de carga de las baterías y los medios de ajuste de control del estado de carga deben ser accesibles exclusivamente a personas calificadas.
- Cuando la carga de acumulación en las baterías supere los 1000 Ah, se deben instalar en un cuarto aireado, independiente al lugar donde se alojen los demás equipos del sistema solar.

6.1.15. Interfaz con red

La instalación fotovoltaica debe contar con un medio de desconexión que permita su separación de la red en caso de falla o para realizar labores de mantenimiento. Para garantizar la seguridad y flexibilidad en la operación del sistema fotovoltaico conectado a la red, se deben emplear dos interruptores de separación en la interfaz con la red, un interruptor general del sistema (Int. 2) para aislar la instalación fotovoltaica de la red, y otro dispositivo de desconexión deberá ir ubicado en el empalme o punto de conexión a la red de distribución. (Int. 1).

6.1.16. Medidor

Los generadores fotovoltaicos conectados a la red deberán contar con un único equipo de medida bidireccional que registre las inyecciones y consumos de energía en forma independiente. Dicho medidor deberá contar con su respectivo certificado de comercialización y su clase de precisión.

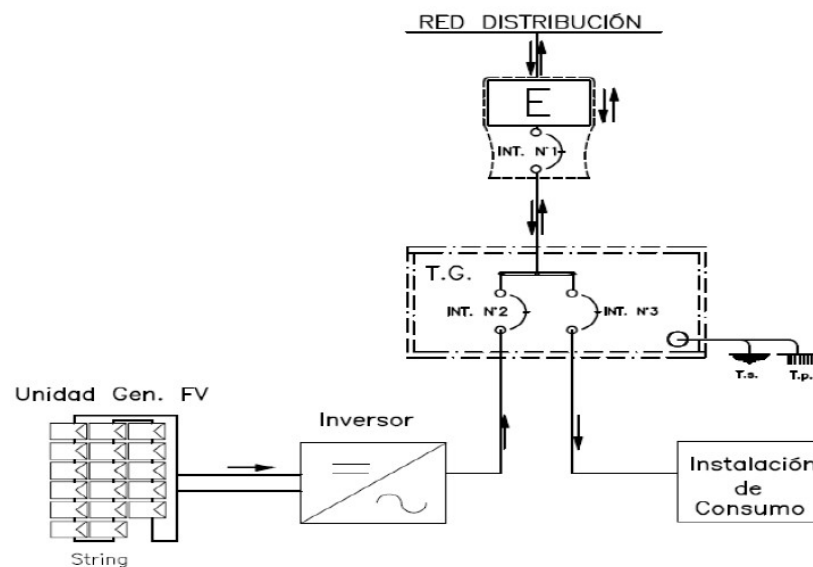


Figura 6.8: Localización de los interruptores de desconexión con la red [51].

6.1.17. Parámetros Eléctricos

Los sistemas de generación fotovoltaica conectados a la red de distribución, deberán cumplir con las exigencias de calidad de suministro y parámetros de seguridad establecida en la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión.

6.1.18. Pruebas e inspección

- La puesta en marcha sólo podrá ser realizada por el instalador eléctrico autorizado y personal de la empresa distribuidora.
- Será responsabilidad del instalador realizar todas las pruebas necesarias para garantizar la seguridad de la instalación y documentarlas. Dichas pruebas deberán realizarse, en conformidad a las normas IEC 62446 y IEC 60364 – 6.
- Antes de la puesta en servicio, como mínimo deberán verificarse los siguientes aspectos:
 - Las unidades generadoras, módulos, tableros, conductores y sus componentes cumplen con el etiquetado, señaléticas y placa de datos requerida.
 - Fijación de la estructura y de los módulos fotovoltaicos a la misma.
 - Los módulos fotovoltaicos se encuentran sin daños.
 - Verificar que están conectadas todas las partes metálicas de la instalación a la tierra de protección, inclusive las estructuras de soporte y las carcasas de los equipos.

- Los conductores y conexiones eléctricas no estar sometidos a esfuerzos mecánicos.
- Los conductores y la canalización instalados conforme a la norma eléctrica NCh. 4/2003.
- Verificar el grado IP de los tableros, cajas de diodos de los módulos fotovoltaicos, los inversores y demás componentes de la instalación.
- Verificar que las conexiones eléctricas de los arreglos son adecuadas.
- Verificar que la capacidad del conductor del lado CC de la unidad generadora sea superior a la correspondiente de la protección de sobrecorriente.
- Los códigos de colores para CC y CA es el establecido en este documento.
- Se utilice cable solar, PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente.
- Verificación de polaridad.
- Verificación de resistencia de aislamiento.
- Continuidad del sistema de puesta a tierra y/o red equipotencial.
- Medición de puesta a tierra y verificar que los valores de tierra de servicio y protección cumplen con la norma NCh 4/2003.
- Verificarse el funcionamiento del seccionador, de las cajas de conexión o junction box.
- Verificar conexión de las cajas de conexión o junction box.
- Verificar rangos de corriente máxima y tensión máxima del string en conformidad a la entrada del inversor.
- Verificar que la capacidad de la instalación generadora sea menor o igual a la su empalme, y alimentador.
- Medición de parámetros eléctricos en lado CC y CA del inversor.
- Medir tensión de string a circuito abierto y verificar no supera los 1000 V.
- Verificar que la unidad generadora cuenta en el tablero general o distribución con un automático y diferencial no superior a 300 mA. (de 30 mA para el caso de Microinversores y para instalaciones menores o iguales a 10 kW).
- Pruebas al inversor, según manual de instalación del producto, las mínimas son:
 - Arranque y parada automático.
 - Prueba Básica Anti-Isla, desconectar automático del empalme y verificar que inversor se desconecte en forma automática.

- Verificación de los ajustes de protección de frecuencia y voltaje.
- Verificar existencias de procedimientos de apagado de emergencia en el emplazamiento.



Figura 6.9: Fotografía de inversor con los procedimientos de conexión y desconexión.

- Para instalaciones con potencia instalada superior a 10 kW, deberá aplicarse adicionalmente procedimiento de verificaciones descritos en la IEC 62446.

6.1.19. Mantenimiento y Trabajo Seguro

Disposiciones Generales de operación y mantenimiento

- Se deberá contar con procedimientos de apagado de emergencia del inversor, el cual deberá estar ubicado a un costado del inversor.
- Las instalaciones fotovoltaicas superiores a 10 kW deberán contar con procedimientos de operación, mantención, emergencia y análisis de riesgo para instalaciones.
- Se deberá disponer de un procedimiento de emergencias que considere los contactos telefónicos de los servicios de urgencia para el caso de accidentes.
- Es deber de los propietarios mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas.

Seguridad en las labores de operación y mantenimiento

- Las intervenciones en instalaciones deberán ser ejecutadas y mantenidas de manera que se evite todo peligro para las personas y no ocasionen daños a terceros.
- Los trabajos en instalaciones eléctricas, aun en ausencia de tensión, deberán ser ejecutados por personal idóneo y provisto de todos los elementos de seguridad.
- Las herramientas que se utilicen para trabajos con energía, con método de contacto, deberán ser completamente aisladas y acordes al nivel de tensión en el cual se esté interviniendo. Si se detecta cualquier defecto o contaminación que pueda afectar negativamente las cualidades de aislamiento o la integridad mecánica de la herramienta, ésta deberá ser retirada del servicio.

Exigencias para realizar intervenciones seguras

- Las instalaciones deberán llevar señalética con simbología e inscripciones que representen llamativamente el peligro de muerte al cual se exponen las personas.
- En la etapa de ejecución de una instalación fotovoltaica, ésta deberá disponer de señales de advertencia en las zonas que se encuentran energizadas, con el fin de evitar posibles accidentes a las personas que operan en la instalación.
- Cuando se intervengan instalaciones fotovoltaicas deberá verificarse el funcionamiento de los elementos de maniobra y protección del inversor.
- Para el entorno de las instalaciones fotovoltaicas y en la etapa de montaje de paneles solares, se deberá contar con un análisis de riesgo que considere todas las medidas de prevención tendientes a evitar alteraciones o fallas en las instalaciones existentes.
- Las unidades o inversores de las instalaciones fotovoltaicas no deben ser manipuladas o intervenidas por personas no capacitadas.
- En las instalaciones fotovoltaicas, los paneles conectados a la unidad inversora expuestos a la luz natural o artificial, deben considerarse en la condición de energizado.
- En los sistemas de respaldo mediante el uso de un banco baterías, se debe tomar las precauciones de ventilar previamente el recinto antes de ingresar y verificar la ausencia de los gases emanados por estas baterías.
- En la etapa de prueba de una instalación fotovoltaica se debe verificar que los elementos de maniobra de los inversores estén plenamente identificados y se disponga de un esquema unilineal simple que tenga identificado todos los puntos de apertura y desconexión del sistema.

6.2. Comparación entre Uruguay y Chile de los Requisitos técnicos

Las normativas de ambos países tienen varios aspectos en común y en esta sección se muestran y comentan las diferencias relevantes.

6.2.1. Cartelería

En Uruguay se exige la instalación de señales de advertencia (Aviso de Doble Alimentación - Generación Propia Instalada) en lugares visibles, indicando la necesidad de aislar las fuentes de energía eléctrica provenientes tanto de la red de distribución como de la generación propia, antes de trabajar sobre las instalaciones. Las señales de advertencia se instalan como mínimo en:

1. Puesto de Conexión de la Instalación microgeneradora y Puesto de Medida.
2. Todos los tableros de conexión de la instalación interior, entre los cuales se encuentra el tablero general del microgenerador y el de la propia Instalación microgeneradora.

En Chile esta señalización se está exigiendo solamente en el Tablero en que se conecta la generación. Se está evaluando modificar esta exigencia y extenderla a todos los tableros entre la rama generadora y el punto de medida bidireccional. Adicionalmente a estas señales y a diferencia del caso uruguayo, se exige la inclusión de carteles con los procedimientos de conexión y desconexión de la instalación microgeneradora, así como de unifilares de la misma en los tableros de conexión de los inversores o propiamente en el del inversor.

6.2.2. Diferenciales

En ambos países se exige la instalación de un interruptor diferencial general para la protección contra contactos indirectos.

Chile ha realizado un estudio sobre este punto, en el que se concluye que, para instalaciones por debajo de 10 kW, es posible prescindir del diferencial tipo B (aceptando uno tipo A) bajo el supuesto de que los inversores limitan la inyección de continua y que posea un sensor de corriente residual que monitorea del lado de continua, corrientes de fuga que pueden causar peligro en la instalación y las personas.

En Uruguay se solicita instalar el tipo de diferencial que recomienda el fabricante del inversor.

6.2.3. Aislación galvánica

En Uruguay la aislación galvánica pasa a ser opcional si el inversor limita la inyección de corriente continua a la Red de UTE en 0,5 % de la corriente nominal de

la Instalación microgeneradora. Si esta función es implementada con una protección temporizada, el tiempo máximo de actuación no deberá superar 1 s (un segundo). Además, se exige a los inversores tengan la función de monitoreo de aislación del circuito de corriente continua de acuerdo a la norma IEC 60109 – 2. Chile exige el cumplimiento de normas internacionales, en las cuales se limita el aporte de corriente continua, no exigiendo nada específico sobre aislación galvánica.

6.2.4. Riesgo de incendio

La norma de diseño en Chile, establece un conjunto de exigencias, basadas en la normativa alemana para la prevención de incendios.

Aplica por ejemplo a las canalizaciones herméticas y resistentes a la radiación solar, la utilización de cable solar, conectores especiales, los materiales de la estructura, etc. Uruguay no ha establecido aún exigencias en relación a este tema.

6.2.5. Normalización y autorización de equipamiento

La normativa chilena específica para el diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red (RGR Nro. 02/2014 y Res. 12,438 de febrero de 2016) establece que el equipamiento de generación fotovoltaica (paneles e inversores) debe cumplir con la normativa internacional IEC correspondiente. Asimismo la Resolución 12,438 requiere que el equipamiento de generación que se instale tenga autorización previa de la SEC y establece la configuración de red que deben tener los inversores.

Módulos

En el siguiente listado se puede encontrar los Productos autorizados por SEC para ser utilizados en instalaciones de generación eléctrica residencial que se conecten a las redes de distribución eléctrica, conforme a lo establecido en la Ley 20,571:



Figura 6.10: Normas exigidas a los paneles, Fuente: SEC

Inversores

En el siguiente listado se puede encontrar los Inversores Fotovoltaicos autorizados por SEC, para ser utilizados en instalaciones de generación eléctrica residencial conforme a lo establecido en la Ley 20,571, que ya cuentan con la configuración de red de acuerdo a los parámetros establecidos en la Norma Técnica: productos autorizados

http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5847695,33_5905757&_dad=portal&_schema=PORTAL

Micro Inversores

En el siguiente listado se puede encontrar los Microinversores Fotovoltaicos autorizados por SEC, para ser utilizados en instalaciones de generación eléctrica residencial conforme a lo establecido en la Ley 20,571, que ya cuentan con la configuración de red de acuerdo a los parámetros establecidos en la Norma Técnica:



1. Hoja de datos técnicos
2. IEC 62109-1 Seguridad para el uso de sistemas PV
(D&C, shock eléctrico, temperatura, riesgos mecánicos, químicos, etc.)
- IEC 62109-2 Seguridad para el uso de sistemas PV
(Inversores conectados a la red y otros – aislación MCR)
3. IEC 62116 Procedimiento de ensayos para la prevención de
operación en isla .
4. Acreditación
5. Anexo Perfil de Red

17



Figura 6.11: Normas exigidas a los inversores, Fuente: SEC

En Uruguay actualmente la normativa técnica de microgeneración (Capítulos XXVIII y XXIX del reglamento de instalaciones interiores de baja tensión) aplica a todas las tecnologías de generación con fuentes renovables (eólica, solar, biomasa e hidráulica) y sólo exige el cumplimiento con normativa técnica internacional y con los requisitos esenciales de seguridad establecidos en el Anexo I del Reglamento de Seguridad de Productos Eléctricos de Baja Tensión. Es relevante indicar que las normas IEC que se exigen a nivel de inversores en la nueva normativa uruguaya coincide con las normas IEC solicitadas por Chile, pero no hay exigencias para los módulos fotovoltaicos.

Este punto es una diferencia sustancial entre ambas normativas, la homologación de equipos y publicación de estas listas por parte del Regulador junto con la imposición al mercado de que los inversores dispongan de la programación del código de red chileno, es una clara ventaja de esta normativa con respecto a la nacional.

6.2.6. Fiscalización de instalaciones

Las tareas que se realizan en ambos países en términos generales son similares. Consisten en la verificación que lo ejecutado corresponda con el proyecto presentado y esté de acuerdo a la normativa. La diferencia más importante es que en el caso de Chile esta tarea la realiza la SEC y en el caso de Uruguay lo hace UTE. Asimismo, en el caso de Chile se incluye la realización de algunos ensayos como por ejemplo la medida de resistencia de puesta a tierra y los ensayos de medida de aislación del circuito de continua.

6.2.7. Medición de energía

En ambos países se sustituye el medidor del suministro por un medidor bidireccional a efectos de registrar tanto la energía consumida por el cliente como la energía inyectada a la red. Adicionalmente en Uruguay se exige una medida en la rama generadora a efectos de contabilizar esa energía en el Balance Energético Nacional.

6.2.8. Ubicación del punto de conexión de la rama generadora

En el caso de Uruguay se requiere que la conexión de la rama generadora a la instalación del cliente se realice entre el Interruptor de Control de Potencia (instalado por la Distribuidora) y el Interruptor General de la instalación interior del cliente.

En el caso de Chile se permite la conexión de la generación en cualquier tablero de la instalación interior del cliente, siempre que cumpla con requerimientos de caída de tensión establecidos por la normativa específica.

6.2.9. Factor de potencia

En el caso de Uruguay sólo se aceptan conexiones con instalaciones microgeneradoras con factor de potencia declarado por el fabricante entre 0,95 inductivo y capacitivo. Se puede exigir para la operación continua y siempre que el equipamiento lo permita, un valor o rango de factor de potencia comprendido dentro del anterior.

En ambos países se penaliza a los clientes cuyo factor de potencia en el punto de conexión a la red excede el valor establecido, por ejemplo en Uruguay si el factor de potencia es menor a 0,92 inductivo.

Chile no exige un factor de potencia para la instalación generadora y a su vez se cuestiona que para un suscriptor que instala generación el tratamiento sea el mismo. En este caso se plantea que el factor de potencia visto en el punto de conexión se podría distorsionar con la conexión de un generador, ya que la potencia activa disminuye y podría mantenerse constante el consumo o la inyección de energía reactiva. En estas condiciones, si se pasa a incumplir lo establecido para

este parámetro se aplicaría una penalización al cliente cuando en realidad está contribuyendo con la descongestión del sistema.

6.2.10. Calidad del servicio

En ambos países se establece el cumplimiento con la serie de normas IEC 61000 – 3 correspondientes a variaciones rápidas de tensión y armónicos para las unidades generadoras.

En Chile no se exige ningún control sobre la calidad del servicio en el punto de conexión.

En Uruguay, se exige cumplimiento con límites en el nodo de conexión basado en normas internacionales, de la serie IEC 61000 – 3 para flicker e IEEE 519 para armónicos de corrientes. En particular para instalaciones de microgeneración cuya potencia nominal sea superior a 40 kW en 230 V o 70 kW en 400 V , se debe realizar registros de parámetros de calidad de onda, como parte de los ensayos de recepción.

6.2.11. Límites de potencia y energía

En Chile el único límite es el de potencia instalada en generación que es de 100 kW .

En Uruguay se establecen tres límites:

1. Que la potencia pico del equipamiento de generación sea menor o igual que la potencia contratada.
2. Que la potencia activa máxima que inyecte el generador en la red no supere los 100 kW para redes de 230 V o 150 kW para redes de 400 V.
3. Luego de la resolución ministerial de mayo de 2017, que la energía eléctrica máxima anual inyectada a la red de distribución que se reconoce sea igual al consumo anual de energía eléctrica de la red de distribución.

Se observa que si bien el límite máximo de potencia (de 100 kW) coincide en valor para un caso, en Chile corresponde a la potencia instalada y en Uruguay a la potencia activa inyectada a la red.

En Chile, algunos actores están planteando actualmente eliminar el límite de potencia instalada y reemplazarlo por un balance neto anual de energía, exigiendo que en un año la energía inyectada sea menor que la consumida.

6.2.12. Requisitos para el técnico instalador

En el caso de Uruguay la solicitud de conexión de una instalación fotovoltaica debe gestionarse ante UTE con el respaldo de una Firma Instaladora y Técnico

categoría A ó B, cuya formación corresponde a Ingenieros Electricistas para la A y se incluyen en la categoría B Ingenieros Mecánicos con conocimientos en instalaciones eléctricas.

La responsabilidad del instalador es realizar el trámite de solicitud de conexión ante UTE, hacerse responsable de los trabajos de proyecto y montaje de la instalación mediante la firma de un documento específico, así como la realización de los ensayos tanto para la entrada en servicio como la de los ensayos periódicos.

En el caso de Chile la solicitud debe gestionarla un Instalador Categoría A (Ingeniero Civil o Ejecución Electricista para MT y BT) o B (Técnico Electricista egresado de Universidad o Instituto Técnico hasta 500 kW en BT). La exigencia de estas categorías viene dada por la necesidad de conocimientos en instalaciones de corriente continua asociada a instalaciones fotovoltaicas que regula el D.S. 92/83 Reglamento de Instaladores Eléctricos.

La revisión de la normativa que está realizando Chile, habilitó a los Instaladores C y D (Técnico Electricista egresado de Escuela Técnica) únicamente para instalaciones con microinversores, tomando en consideración que en estos casos la corriente continua queda confinada a cada módulo solar fotovoltaico y, por lo tanto, a tensiones bajo los 50 V. Este cambio se complementa con la exigencia de certificación de los microinversores.

6.2.13. Ajustes de protecciones

Se exige en ambas normativas las mismas funciones de protección, sobre y sub frecuencia, sobre y sub tensión, anti isla, reconexión temporizada con variantes en los valores de ajustes. Incluso los límites de sobre tensión de 115 % y 110 % coinciden, con la variante de que el ajuste 110 % del caso chileno evalúa la tensión RMS media diezminutal en vez del valor RMS instantáneo. Ésta es una diferencia remarcable que apunta a detectar la problemática, ya observada en Uruguay, de la existencia de sobretensión al momento de generación máxima en momentos de bajo consumo con la ventaja de mitigar las aperturas por sobretensiones puntuales.

6.3. Conclusiones

La situación de Chile de disponer de una unidad dedicada al seguimiento y control del *net billing* dentro de la SEC, siendo esto claramente necesario al tener que establecer las reglas de juego para varias empresas distribuidoras, y el trabajo en conjunto con el Ministerio de Energía, les ha permitido definir normativa muy completa. Esta documentación junto con las acciones de control, seguimiento y fiscalización tienen la intención de reducir costos de las instalaciones, sin descuidar los aspectos de seguridad y eficiencia del sistema. Han trabajado en buscar la simplicidad del trámite controlando los plazos de conexión, homologando equipos,

y publicando guías para la buena ejecución de las instalaciones y también regulando criterios para determinar las adecuaciones requeridas para la conexión y para determinar la potencia disponible en la red.

Todo lo anterior siempre dirigido a simplificar la concreción de las instalaciones tanto para el cliente como para las empresas proveedoras de equipos y los técnicos instaladores. Una muestra de lo anterior, es el alto número de instalaciones habitacionales concretadas, (82%), es claro que lo anterior también se explica debido al criterio de fijación de precios al que se paga por la energía inyectada en la red, aproximadamente la mitad del precio por energía consumida, lo cual fomenta el interés del autoconsumo.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 7

Estudios de potencial específicos de microgeneración solar fotovoltaica en Uruguay

En este capítulo se presenta una posible metodología para establecer la potencialidad de la microgeneración fotovoltaica en Uruguay ¹. Esta metodología fue establecida considerando los factores que pueden limitar la expansión de la microgeneración. Teniendo esto en cuenta, es necesario estudiar el impacto que tiene esta tecnología en el sistema eléctrico. Desde el punto de vista técnico, el cambio en la configuración de la red de baja tensión, de una red radial a una en la que existe generación donde antes había sólo consumo, produce perturbaciones a nivel de tensión, de pérdidas y perjudica el desempeño de los dispositivos de protección; la presencia de generadores monofásicos distribuidos altera el balance de las fases; la necesidad de contar con un inversor para la conexión a la red produce un incremento en la distorsión armónica de la corriente y la tensión. Desde otro punto de vista, el económico, el ingreso de una gran masa de generadores fotovoltaicos provoca un desplazamiento de las energías térmicas generando, en principio, una disminución de los costos de generación; sin embargo, a estos nuevos generadores se los remunera, y, debido al carácter de promoción de la política implementada, esta remuneración es bastante superior a lo que se le paga a otros generadores. Se produce entonces un incremento del costo total del sistema.

Por tanto, para estimar la potencialidad de la microgeneración fotovoltaica en Uruguay se realizaron, de forma independiente, estudios de impacto técnico en la red de distribución, e impacto económico a nivel del sistema eléctrico nacional.

¹Los resultados expuestos en este capítulo son el fruto del trabajo del Proyecto de Fin de Carrera de Ingeniería Eléctrica “Microgeneración Fotovoltaica en Uruguay: Análisis y Perspectivas Futuras” [52].

7.1. Metodología aplicada

7.1.1. Impacto técnico en la red de distribución de baja tensión

Se focalizó el trabajo en observar la evolución en las pérdidas en las líneas, la tensión en los puntos de conexión de los clientes y en la evolución en la carga de las líneas y los transformadores de distribución.

Para efectuar este análisis se estudiaron tres tipos de redes de distribución de baja tensión, una correspondiente a una red rural, otra urbana y finalmente una del tipo industrial, de las cuales se obtuvieron datos provistos por UTE. Estos datos corresponden a unifilares de las tres redes, características de las líneas y transformadores, y curvas de demanda para cada salida de la subestación correspondiente.

El procedimiento consistió en la realización de flujos de carga mediante el programa *Power Factory* de DIGSILENT GmbH²; a partir de los resultados de estas simulaciones se evaluaron las pérdidas y la carga en las líneas además de las tensiones en los puntos de conexión de los clientes a la red.

Puesto que el comportamiento de las instalaciones de interés, por ser basadas en generación fotovoltaica, tiene una gran dependencia horaria y estacional, se ejecutaron simulaciones cuasi-dinámicas, con un paso de tiempo de una hora, de todo un año. Para ello, se le asignó a cada carga una curva de consumo aproximada que fue construida a partir de datos provistos por UTE. Los datos obtenidos de la distribuidora consisten en la potencia instantánea consumida por salida de la subestación considerada y los valores de potencia contratada de las cargas. Ante la falta de datos específicos de consumo correspondientes a cada carga, se supondrá válida la idea de que la relación entre potencias contratadas es un indicador de cuáles cargas tienen un consumo mayor o menor y, por lo tanto, cuál es la porción de potencia que toman de la salida.

Respecto de la potencia reactiva que consumen las cargas, se considera un factor de potencia de 0,92 inductivo para todas las cargas, el cual es ingresado como parámetro en el software de simulación.

Por otro lado, cada carga tiene asociada un generador fotovoltaico con potencia pico menor o igual a la contratada del cliente, cuya curva de generación en el año fue obtenida mediante simulaciones con el programa *PVsyst*³. Adicionalmente, las simulaciones realizadas fueron de tipo desbalanceado (haciendo cálculos para cada red de secuencia) por contar con gran cantidad de clientes con suministros monofásicos. Estas cargas fueron distribuidas en las fases de forma lo más equitativa posible, para no provocar desbalances entre las fases.

²<http://www.digsilent.de/index.php/products-powerfactory.html>

³<http://www.pvsyst.com/>

La metodología aplicada consistió, primeramente, en evaluar las magnitudes mencionadas (pérdidas, tensión y carga) variando el nivel de despliegue de microgeneración de forma pareja para todos los clientes. Es decir, se simularon las redes asignándole a cada carga un generador con potencia pico igual a un porcentaje de su potencia contratada⁴ (siempre el mismo porcentaje para todas las cargas); este porcentaje se incrementó desde 0 % a 100 % con pasos de 10 %.

Resulta pertinente aclarar, para el entendimiento de este trabajo, que se define el grado o nivel de penetración, despliegue o inserción, como un porcentaje de la potencia contratada (PC) de los clientes. Por tanto, cuando se menciona que el grado de penetración de la MGFV es del 10 %, esto quiere decir que todos los clientes estudiados tienen una instalación de MGFV de potencia igual a $0,1 \times PC$.

7.1.2. Estudio económico

El cambio en el despacho de generación fue simulado en el *software SimSEE* (Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica)⁵ y el costo de generación fue calculado para distintos niveles de penetración.

En lo que refiere al cálculo del costo de la MGFV, como se mencionó anteriormente, se calculó aparte del costo total de cada fuente. Una característica importante de la MGFV es que, el primer efecto que tiene es la reducción de la demanda; es decir, con una porción de la generación se abastece la carga a la cual está conectado, esto implica una reducción de la demanda vista por el resto del sistema y que esta energía no aporte al costo total⁶; si existe un excedente de MGFV, éste será utilizado para abastecer al resto de la demanda, comportándose como cualquier otro generador. Es esta energía excedente la que aportará positivamente al costo total.

El pago recibido por el microgenerador corresponde a la energía inyectada a la red valuada a la tarifa del cliente. Es por ello que es importante analizar diferentes tipos de clientes con distintas tarifas. En el caso de estudio se consideraron tres tipos de tarifas: Básica residencial, Medianos y Grandes consumidores. El enfoque seguido en esta parte es diferente al del estudio técnico, pues las redes introducidas anteriormente no son utilizadas. En su lugar se considera el número total de clientes con tarifas específicas; por tanto, este estudio es a una mayor escala que el técnico. Las curvas de demanda de los clientes estudiados son versiones escaladas de aquéllas usadas en el primer estudio.

⁴ No se consideran aspectos vinculados al área disponible que podrían limitar la potencia a instalar.

⁵ *Software* desarrollado en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la República <https://simsee.org/simsee/>

⁶ Aporta negativamente, pues el resto del parque generador “ve” una demanda menor.

7.2. Resultados del estudio técnico

En esta sección se exponen resultados relevantes obtenidos de los flujos de carga ejecutados. Resultados más detallados se pueden encontrar en [52].

7.2.1. Perfil de tensión

Los niveles de tensión que se considerarán aceptables (dependiendo del ADT⁷) de acuerdo a las normativas vigentes son los siguientes [22]:

RED RURAL:

$$0,88 \text{ pu} \leq U_{Pto.Conex.} \leq 1,06 \text{ pu}$$

RED URBANA E INDUSTRIAL:

$$0,90 \text{ pu} \leq U_{Pto.Conex.} \leq 1,06 \text{ pu}$$

Se encontró que para un gran despliegue de microgeneración en redes residenciales los niveles aceptables de tensión son sobrepasados en varios momentos del año. Como ejemplo se muestran los resultados para la red rural.

La tabla 7.1 muestra, para un nodo en particular B15, la tensión para un despliegue de 50 % y 60 % en el instante de máxima generación. Se observa que una penetración de 60 % no sería admisible y el límite estaría en 50 %. Este porcentaje también produce sobretensiones pero de sólo 0,1 % en ese momento particular del año. No obstante, si se permitiera un cambio en el *tap* del transformador de distribución, la penetración de microgeneración fotovoltaica podría alcanzar un 80 %.

La razón detrás de este incremento de tensión es el cambio en la dirección de potencia en varios momentos del día; mientras que el máximo de generación ocurre al mediodía, no es igual para el consumo, por lo tanto, la potencia fluye desde la carga hacia la subestación y la tensión en el nodo de la carga aumenta, como se espera de la ecuación 7.1.

$$\Delta U = U_C - U_{Red} \simeq \frac{PR + QX}{U_{Red}} \quad (7.1)$$

Donde:

$$\left\{ \begin{array}{l} P : \text{Potencia activa inyectada a la red en el nodo BC.} \\ Q : \text{Potencia reactiva inyectada a la red en el nodo BC.} \\ R : \text{Resistencia de la línea.} \\ X : \text{Reactancia de la línea.} \\ U_{net} : \text{Tensión de la red externa.} \\ U_C : \text{Tensión del nodo BC.} \end{array} \right.$$

⁷ “Área de distribución tipo ”

Nodo	Tensión (p.u.)			
	Caso base 0 %	Despliegue de 50 %	Despliegue de 60 %	Despliegue de 80 % (con ajuste de <i>tap</i>)
BC15	0,9650	1,0610	1,0785	1,0653

Tabla 7.1: Tensión (p.u.) 19/11 12 hrs.

7.2.2. Pérdidas eléctricas

Las pérdidas eléctricas en las líneas también fueron calculadas en las simulaciones. El gráfico de la Figura 7.1 muestra la energía perdida en el año de simulación para cada nivel de penetración para la red rural.

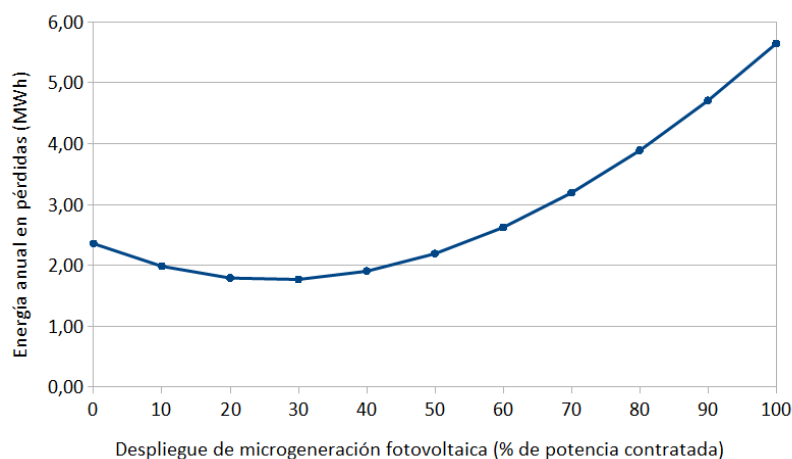


Figura 7.1: Evolución de la energía anual en pérdidas en la red rural analizada.

De la Figura 7.1 es claro que existe un nivel óptimo de penetración, 30 %, para el cual las pérdidas se minimizan. A partir de ese punto las pérdidas aumentan alcanzando el valor original en 50 %. Nuevamente, esto se debe al no consumo durante las horas de generación, resultando en un sobrante de potencia que fluye desde la carga hacia la subestación. En consecuencia, se obtiene un nuevo límite para la microgeneración, para una penetración mayor a 50 % la eficiencia del sistema eléctrico comienza a deteriorarse. Es interesante mencionar que el comportamiento de las otras redes analizadas fue el mismo al mostrado en la figura 7.1.

Con respecto al nivel de carga de las líneas, se encontró que no se producen sobrecargas frente a un gran despliegue de microgeneración. Sin embargo, en la red urbana, la carga máxima aumenta desde 40 %, en la hora de máximo consumo, a 72 %, cuando la potencia generada es mucho mayor al consumo; es decir, el uso

de la red no disminuye gracias a la incorporación de microgeneración.

7.3. Resultados del estudio económico

Como se mencionó anteriormente, se agregó microgeneración en valores discretos de 10, 30, 50, 70 y 100 % de la potencia contratada de ciertos clientes. La energía generada en cada escenario se muestra en la Figura 7.2. Esto produce un decremento en el uso de la generación térmica, tal como se muestra en la Figura 7.3, al igual que un cambio en el costo de generación.

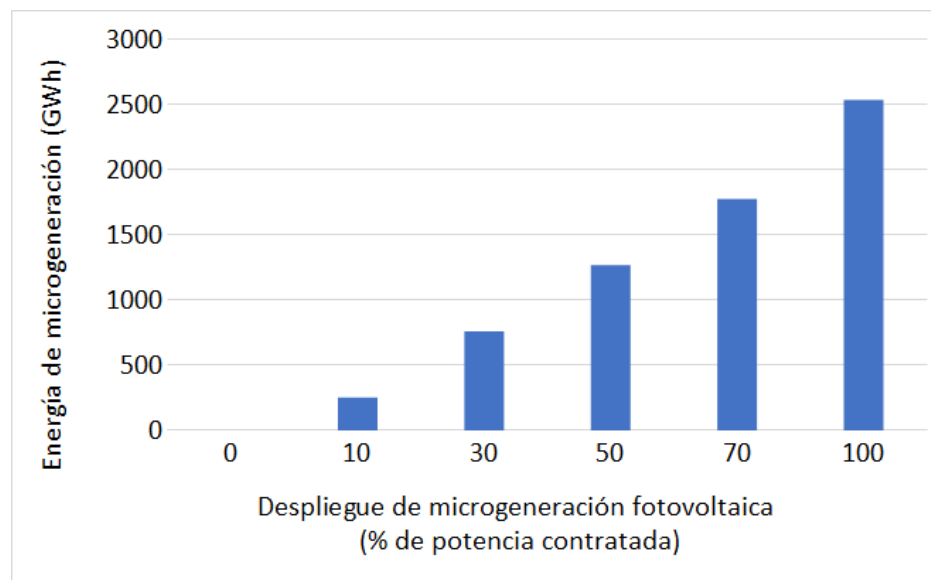


Figura 7.2: Energía generada por microgeneración fotovoltaica para cada escenario de penetración.

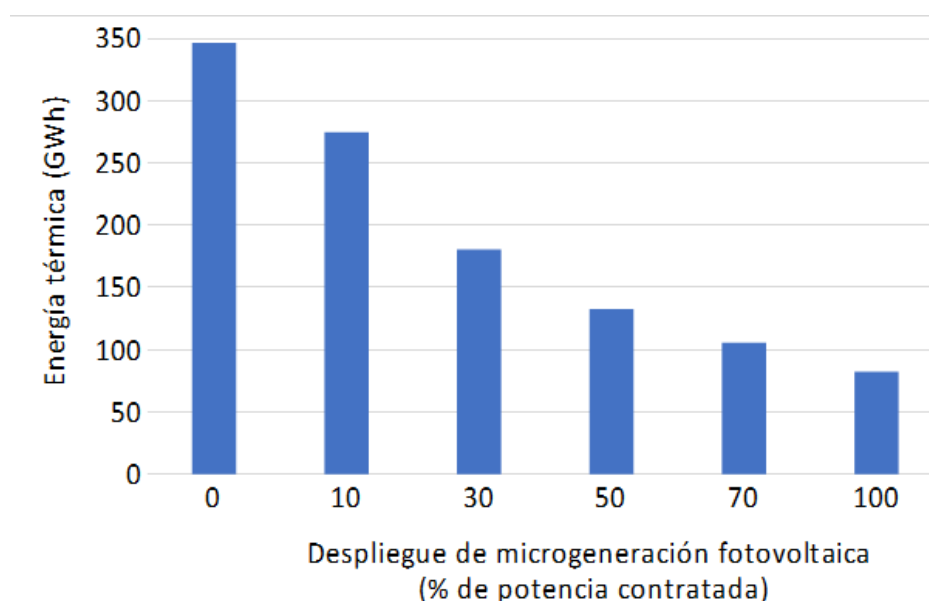


Figura 7.3: Energía térmica generada en cada escenario de penetración de microgeneración.

Despliegue (%)	Costo total (MUSD)
0	475,30
10	466,04
30	463,52
50	516,80
70	584,86
100	695,44

Tabla 7.2: Evolución del costo total para distintos niveles de penetración.

El costo total fue considerado como la composición de dos cantidades, el costo necesario para generar la energía, el combustible, y el costo “fijo” que se paga a los generadores privados por la energía inyectada a la red. Adicionalmente, también se toma en cuenta el flujo de costos debidos al intercambio de energía con los países vecinos.

La microgeneración fotovoltaica no tiene costo de generación, pues la fuente es la radiación solar. Por otra parte, sí tiene un costo por cada *kWh* inyectado a la red.

En la Figura 7.4 se muestra la evolución del costo total. Se diferencia con colores el costo de la microgeneración del correspondiente al resto de las fuentes de generación. Se observa que hasta una penetración de 30 % la microgeneración no tiene costo (pues se destinó a autoconsumo) e incluso hay una disminución del costo de las otras fuentes. A partir de este porcentaje el costo aumenta respecto

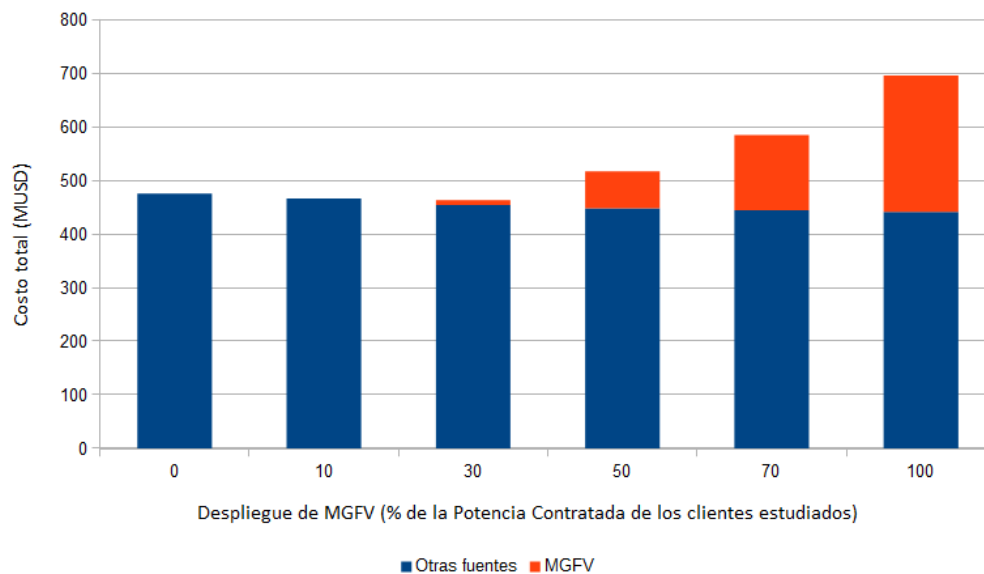


Figura 7.4: Evolución del costo total con el incremento de microgeneración fotovoltaica.

al caso original sin microgeneración. Sin embargo, debe destacarse que, aunque el costo aumente para cierta cantidad de generación, decrece hasta el 30 % lo cual resulta beneficioso para el sistema. Es pertinente recordar que sólo tres tipos de clientes fueron tenidos en cuenta, por lo que este 30 % es un porcentaje de la suma de las potencias contratadas de los clientes analizados, correspondiendo a 400 MW aproximadamente. Este resultado podría ser distinto si se estudian otros clientes con distintas tarifas.

7.4. Conclusiones

Se estableció y aplicó una metodología para determinar el potencial de la microgeneración fotovoltaica en Uruguay. A diferencia de otros enfoques, esta metodología considera tanto aspectos técnicos como económicos. Primeramente, se tiene que evaluar el impacto producido en las redes de distribución en baja tensión. Una manera de llevar esto a cabo es ejecutar simulaciones de flujos de carga cuasi-dinámicos y calcular las tensiones en los puntos de conexión y las pérdidas eléctricas en las líneas. Asimismo, es necesario analizar el cambio en el despacho de generación y su efecto en el costo total de generación.

En el caso de estudio, el Sistema Eléctrico Uruguayo, se encontraron límites a la microgeneración. Desde el punto de vista técnico, los límites en tensión son infringidos a partir de un determinado nivel de penetración; éste fue de 50 % para la red rural. Adicionalmente, se observó que las pérdidas eléctricas pueden superar las originales deteriorando la eficiencia de la red. En referencia al aspecto económico, el costo de generación decrece hasta cierto nivel de penetración que para el caso

uruguayo fue de 30 %, lo que equivale a aproximadamente 400 *MW*, considerando los tipos de clientes estudiados; este número podría llegar a aumentar si son incluidos otros tipos de clientes. En conclusión, Uruguay posee aún gran potencial para incorporar microgeneración fotovoltaica sin impactos negativos en el sistema.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 8

Estudio de los costes en transmisión y distribución debido al desarrollo de la microgeneración y el autoconsumo

En este capítulo se desarrolla una metodología para evaluar estrategias de diseño de la red óptimas a largo plazo, y para determinar el efecto de la penetración de la microgeneración, la generación distribuida (GD) a gran escala y la gestión de demanda (DR por sus siglas en inglés) sobre el método de planificación de las redes de sub-transmisión y distribución ¹.

El diseño óptimo de la red se determina minimizando los costos anuales de equipamiento, instalación, operación, mantenimiento y pérdidas técnicas, cumpliendo todos los requerimientos técnicos y estatutarios. La necesidad de reforzamiento de los componentes de la red dependerá del nivel de penetración de GD y DR así como hasta qué punto se da la inversión de flujo de potencia. En la mayor parte de la red esta inversión del flujo de potencia no resultaría en la necesidad de inversión en la red. Sin embargo, considerar GD y DR a la hora de la planificación de la red podría cambiar el diseño óptimo del plan de inversión.

En la planificación de una nueva red se usa una metodología basada en la teoría económica clásica del Mínimo Costo Total (MCT) [53], a través de la cual se elabora el plan de distribución de una compañía eléctrica. Para la evaluación económica se incluyen los costos de inversión, operación y mantenimiento, y pérdidas técnicas; con esta información se genera una función de costos a minimizar. A su vez, se espera un crecimiento de la demanda para un horizonte de 20 años, la cual debe ser abastecida por la red en todo momento.

Para explorar el conjunto de soluciones o combinaciones de conductores a ins-

¹Este capítulo fue parte de la monografía del curso de Seminario de Mercados Eléctricos (año 2016) de Marcelo Rey y Sebastián Montes de Oca, y ha sido actualizado su contenido a la fecha de esta publicación.

talar en la red, se utiliza un algoritmo genético que evalúa la función de costos y las restricciones del sistema. Para el diseño de la red se considera que ésta debe ser capaz de abastecer la demanda en todo momento, especialmente en los picos de consumo, durante el horizonte de estudio de 20 años. Las restricciones físicas de la red son tenidas en cuenta en el algoritmo genético como una función barrera que opera como una multa dentro de la función de evaluación de costo. Con el fin de evaluar las pérdidas y verificar que los conductores sean capaces de soportar la máxima potencia consumida por los nodos, se ejecuta un flujo de carga que implementa el método de Newton-Raphson [54] [55] y se calculan las corrientes y las pérdidas por cada línea.

Una vez que los conductores fueron elegidos, se usa una curva de demanda real con estados de carga para cada hora del año. De esta manera, se estudia la inserción de GD y DR en áreas cercanas a los puntos de consumo de característica residencial, para determinar cómo se ven afectadas las pérdidas del sistema con las diferentes tecnologías de GD y DR, y para distintos niveles de penetración con respecto a la demanda. De las tecnologías existentes se enfocó el trabajo a aquéllas que tienen mayor penetración en el mercado eléctrico, como la energía eólica y solar, y las más prometedoras y científicamente motivadas para promover su desarrollo, como *Combined Heat and Power* y DR.

Finalmente, se calcula nuevamente el costo de la red original pero asumiendo la incorporación de tecnologías GD y DR para distintos niveles de penetración. Analizando los nuevos costos se verifica si la nueva elección de conductores mejora la función de costo y el plan de inversión calculado previamente (se destaca que el costo de inversión en la instalación de GD y DR no es considerado).

8.1. Metodología de planificación de la red de distribución

8.1.1. Minimización de costo

El diseño y operación de todo el sistema eléctrico requiere una planificación adecuada para garantizar su operación en todo momento y asegurar la expansión a futuro. La planificación de la red de distribución implica obtener el programa de acciones futuras a llevarse a cabo en la red (10, 20 o 30 años), con el fin de alcanzar los objetivos propuestos manteniendo el funcionamiento correcto de la red al precio más bajo posible. La calidad de servicio está dada por la operación dentro de límites requeridos por la unidad reguladora (URSEA) [22] y por la legislación actual, como ejemplo se tienen los límites máximos y mínimos de: tensión, frecuencia de la red, SAIDI, SAIFI, etc.

En general, la planificación de la red es un problema complejo y no lineal basado en algoritmos de optimización de una función de costo que refleja los costos de la

red (inversión, pérdidas y otros costos asociados a la calidad de servicio), sujeta a ciertas restricciones de red. Básicamente, los costos considerados se clasifican como sigue:

- Costos de inversión (INV): corresponden a material, mano de obra, realización de proyecto, etc. Se considera que las inversiones son hechas al momento de entrada en servicio y que son amortizadas durante toda la vida útil de la instalación.
- Costos de pérdidas de energía (PERD): son aquéllos que ocurren durante el período de estudio debido a las pérdidas en los diferentes elementos de la red.
- Costos de operación y mantenimiento (O&M): estos ocurren durante el período de estudio. En el caso de líneas y cables es usual considerarlos proporcionales al tamaño de la red y son función de los tipos de conductores utilizados. En este trabajo se consideró un costo anual de O&M fijo de 3,8 % de la inversión inicial.
- Costos de calidad (CAL): básicamente, refiere a los costos atribuibles a interrupciones en el suministro, como por ejemplo el costo de la energía que deja de ser suministrada o las posibles compensaciones a los clientes. Son difíciles de evaluar y son costos asociados a la calidad de servicio pobre.

Desde un punto de vista matemático, los distintos modelos de planificación tratan de minimizar la función de costo (C) considerando todos o algunos de los términos mencionados, sujetos al cumplimiento de las restricciones de suministro de la demanda y las restricciones físicas de la red. Para la formulación de la función 8.1 se asume que los objetivos de calidad de las redes bajo estudio se cumplen y que los costos de O&M son proporcionales a los costos de inversión iniciales, manteniéndose constante en los años del período de estudio.

$$\text{Min}(C_{\text{Inv. Transf.}} + C_{\text{Inv. cond.}} + C_{\text{Perd.}}) \quad (8.1)$$

Donde C_x es el costo total del ítem x en todo el período de análisis. El costo total de O&M se agrega a los costos de inversión. Esta función está sujeta a:

- Abastecer la demanda.
- Cumplir con la regulación en voltaje.
- La existencia de un conjunto discreto de conductores.
- La existencia de un conjunto discreto de transformadores.
- Asegurar la operación radial de la red.
- Respetar las posible áreas de la red.

En la ecuación 8.1 se pueden distinguir claramente dos costos de distinta naturaleza:

- Costos debidos a la inversión, que son parte de los costos fijos.
- Costos debidos a las pérdidas técnicas en la red necesaria para abastecer la demanda, los cuales son de naturaleza variable (costos variables de operación).

Se puede ver que esta metodología del mínimo CCV (Costo de Ciclo de Vida) considera el compromiso entre el capital de inversión y el costo de las pérdidas del sistema para el diseño óptimo del circuito.

En este capítulo se verán las oportunidades en reducción de costo en caso de incorporar GD o DR, midiendo su efecto solamente en los conductores de nivel 31,5 kV.

8.1.2. Cálculo de flujo de carga

El cálculo de las pérdidas eléctricas y los valores de todas las magnitudes del sistema fue realizado mediante un *software* de flujo de carga que implementa el método de *Newton-Raphson* de acuerdo a [54] y [55], los resultados se comparan con los obtenidos con el programa PSS®SINCAL [56]. Usando la herramienta implementada, se diseñó y aplicó un algoritmo genético con el fin de evaluar la función de costos para distintas combinaciones de conductores, verificando la capacidad de abastecer el pico anual de la demanda. La función de costos se evalúa para cada combinación de conductores teniendo en cuenta las pérdidas producidas en ellos. Las posibles violaciones a las restricciones de la red, como restricciones de calidad impuestas por el organismo regulador o la ampacidad de los conductores, fueron incluidas como funciones barrera que penalizan la función de costos que el algoritmo genético trata de minimizar. El programa evalúa las magnitudes físicas en cada nodo de la red en el caso base.

Una vez encontrada la red del caso base (conductores para cada sección de la red que minimiza el plan de inversión en el caso base) para todo el horizonte de planificación, los flujos de carga son simulados nuevamente incluyendo distintos niveles de penetración de tecnologías GD y DR, utilizando el mismo método para el cálculo de las magnitudes en cada nodo para evaluar el potencial decremento/incremento de los costos de pérdidas e inversión que pudieran generar estas tecnologías. Flujos de carga fueron simulados para nuevos escenarios del año (8760 simulaciones) considerando cambios en la curva de demanda debidos a la inserción de GD y DR en diferentes niveles de penetración.

8.1.3. Metodología aplicada a una red de prueba

La metodología llevada a cabo es la siguiente:

1. Se toma una red de MT con una topología dada y un posible conjunto de conductores a usar, con sus respectivos costos asociados a los materiales (incluida la instalación) y a O&M.
2. Se determina un caso base con curvas de carga dadas sin aplicar incorporación de GD o DR.
3. A través de la función de costo se determina cuál es la red que la minimiza y abastece la demanda en los nodos de carga, cumpliendo las restricciones de diseño. Para la exploración de la mejor configuración de conductores que presenta el costo total más bajo, se aplica un algoritmo genético que busca la mejor solución eligiendo conductores de un conjunto de tipos estandarizados (ver Tabla 8.1), y los evalúa en la función de costos, con sus respectivas pérdidas de potencia, tolerancias físicas y costo.
4. Hallada la mejor solución del caso base para todo el horizonte de planificación, con estados de demanda para cada hora del año, se compara el caso base con los escenarios en los cuales se incorporan tecnologías de GD o DR a los puntos de demanda, estudiando los resultados para distintos niveles de penetración de estas.
5. Finalmente, se estudia si existen beneficios/sobrecostos considerando GD o DR en el cálculo del conductor de la nueva red, en comparación con el caso base.

El procedimiento de selección de conductores es el mismo para cada caso.

8.2. Datos de la red

8.2.1. Esquemático de la red

Los esquemas unifilares de la red que se toman como ejemplo para este trabajo se detallan en la figura 8.1. Por otro lado, se utilizaron los datos reales provenientes de dos estaciones que alimentan mayoritariamente a clientes de características del tipo residencial, con datos de estados de carga para todas las horas de un año.

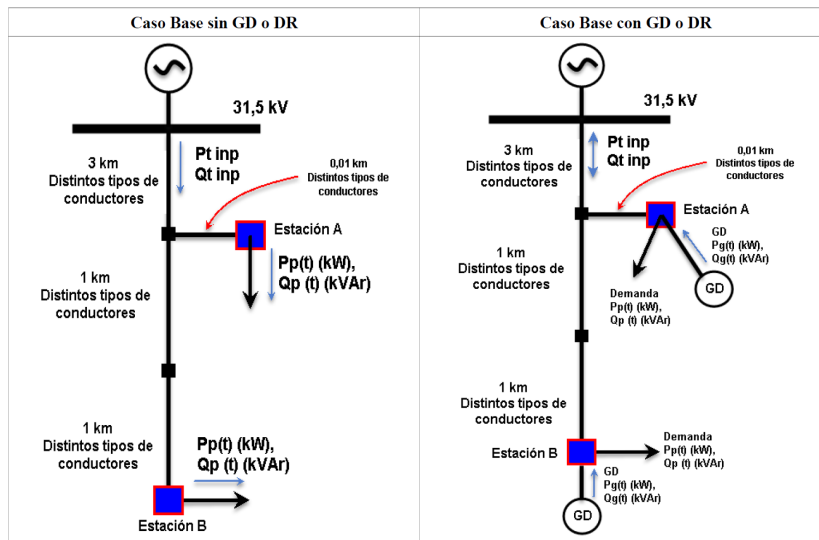


Figura 8.1: Red de prueba sin (izquierda) y con (derecha) GD y DR.

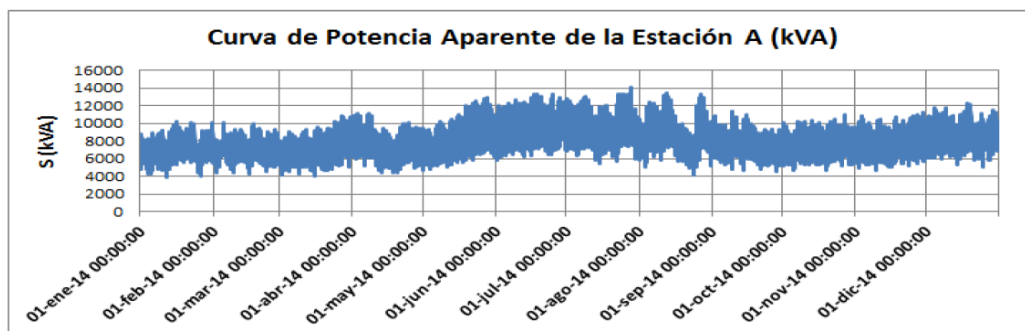


Figura 8.2: Perfil de demanda en la Estación A en el caso base.

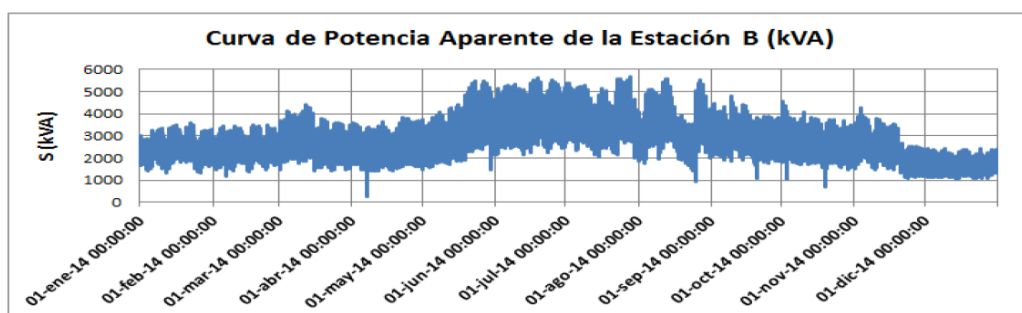


Figura 8.3: Perfil de demanda en la Estación B en el caso base.

8.2.2. Conductores

Para la elección de los conductores se dimensiona la red para que sea capaz de abastecer en todo momento la demanda agregada de los clientes, previendo a su vez un crecimiento de la demanda a lo largo de 20 años. Tomando esto en consideración, se dimensionan los conductores tomando el pico de consumo en ambos nodos de carga y utilizando el modelo económico descrito se realiza un plan de inversiones para el despliegue de la misma bajo el punto de vista técnico-económico. La búsqueda de la combinación de conductores se realiza mediante el algoritmo genético implementado, el cual elige entre una combinación de los siguientes conductores.

# Con- ductor	Tipo de conductor	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Ampacidad (A)	Costo de instalación (USD/km)
1	95/15ACRS (Línea aérea)	0,332	0,369	315	63.840
2	125/30ACRS (Línea aérea)	0,259	0,357	383	85.000
3	240/40ACRS (Línea aérea)	0,128	0,339	568	93.000
4	240AIXLPE (Sub- terráneo)	0,161	0,113	415	250.000
5	500AIXLPE (Sub- terráneo)	0,084	0,102	590	300.000

Tabla 8.1: Tipos de conductores.

8.2.3. Fotovoltaica (FV)

Para este trabajo se consideró una curva de generación real normalizada con respecto al pico de la demanda. De esta forma se mantiene la curva característica de generación de esta tecnología y se mantiene bajo control el grado de penetración en la red.

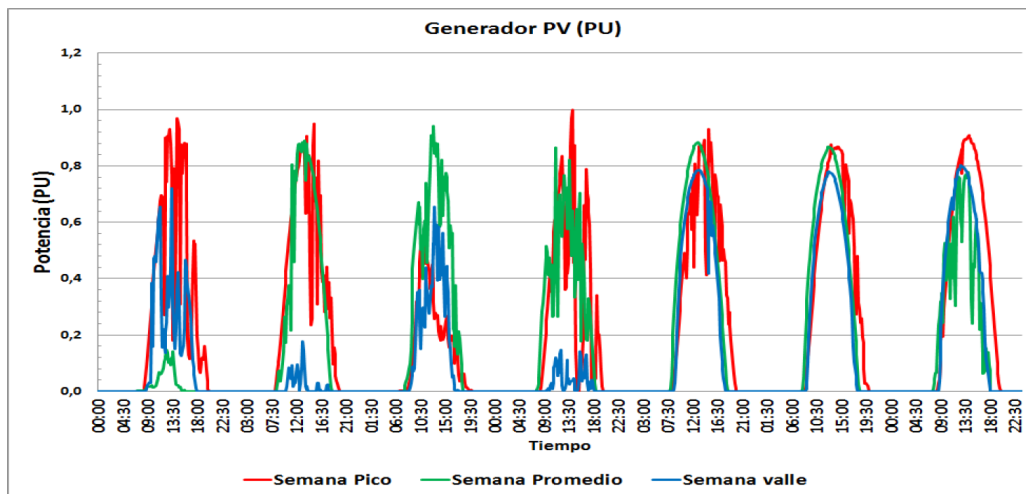


Figura 8.4: Curva de generación FV semanal (valores históricos reales).

8.2.4. Eólica (EOL)

Procediendo de la misma manera que para la generación PV, se consideró una curva de generación eólica normalizada con respecto al pico de la demanda.

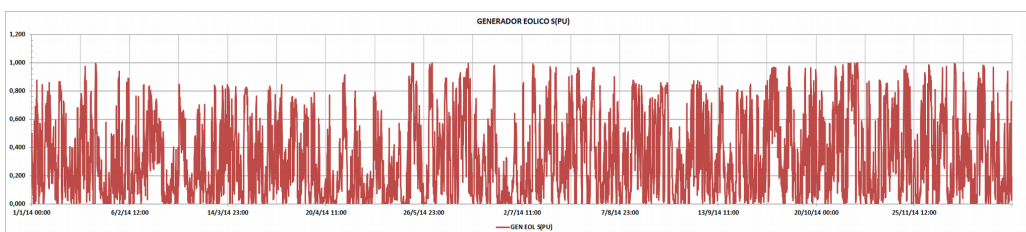


Figura 8.5: Curva de generación eólica anual (valores históricos reales).

8.2.5. Combined Heat and Power (CHP)

Como curva de generación CHP se considera que un porcentaje de los usuarios tienen capacidad de generación y de volcar el excedente a la red. Se modela la curva de generación de esta tecnología como el producto de la demanda modulada por la curva consumo de los clientes de CHP multiplicado por el porcentaje de penetración considerada.

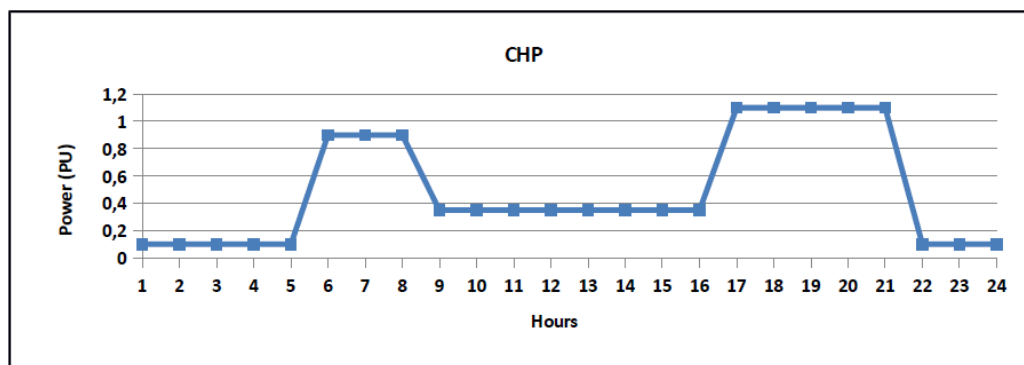


Figura 8.6: Curva de generación diaria.

8.2.6. Gestión de demanda (DR)

El modelo utilizado es el propuesto en [57] el cual captura diferentes aspectos del mercado eléctrico y de sus participantes.

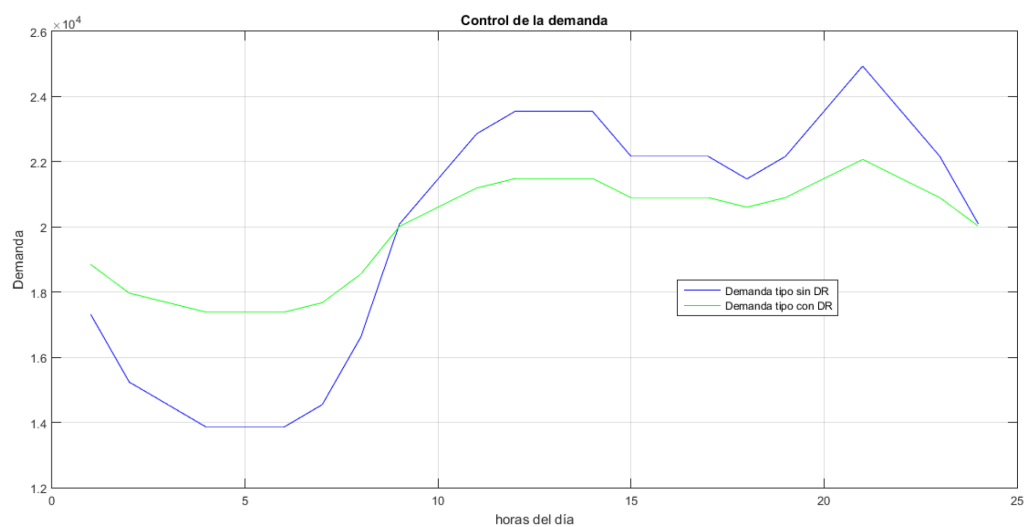


Figura 8.7: Curvas diarias de demanda con y sin DR [57].

8.3. Resultados del caso base

Conductor	# Conductor	Tipo de conductor seleccionado
Línea 1	3	240/40ACSR
Línea 2	3	240/40ACSR
Línea 3	3	240/40ACSR
Línea 4	3	240/40ACSR

Tabla 8.2: Conductores para el caso base.

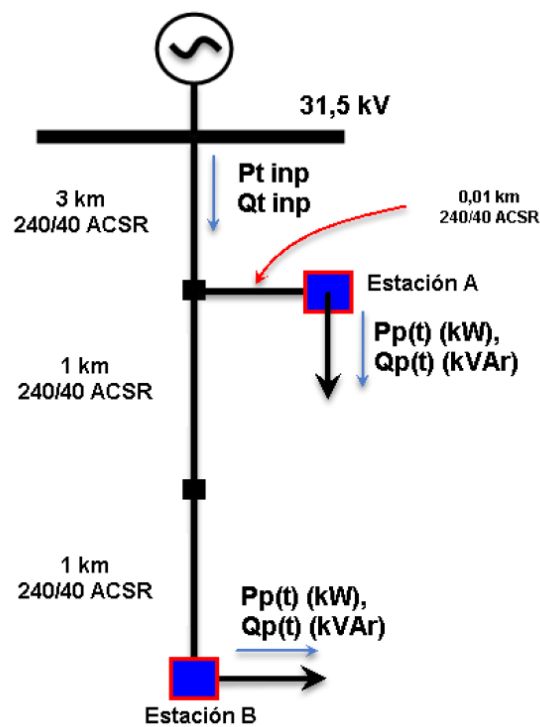


Figura 8.8: Resultado de la red para el caso base.

8.4. Resultados de la penetración de GD y DR

8.4.1. Diferentes porcentajes de penetración

La figura 8.10 muestra el impacto de la creciente penetración de las tecnologías de tipo PV y CHP en las pérdidas totales de la red en el caso base. Se puede visualizar el decremento en las pérdidas técnicas con el incremento de penetración de estos dos tipos de GD. También se puede observar que se alcanza un punto de porcentaje de penetración óptimo cerca del 60 % del pico de la demanda. Dado que en las zonas urbanas generalmente los picos se dan en los horarios donde este tipo

de generación tiene su pico de generación, y a medida que se alcanzan más altos niveles de penetración de la GD sucede que se empiezan a dar escenarios donde la generación supera a las cargas mínimas y comienzan a causar flujos de potencia inversa desde las Estaciones hacia las fuentes. Asimismo, si se observan los efectos para la fuente PV, se ve que su impacto genera menos beneficios que en el caso de la CHP, esto es debido a que en estos tipos de demandas urbanas, los picos de carga están por fuera del horario diurno, que es donde este tipo de GD tiene su pico de generación, y durante los picos nocturnos este tipo de GD no contribuye en absoluto.

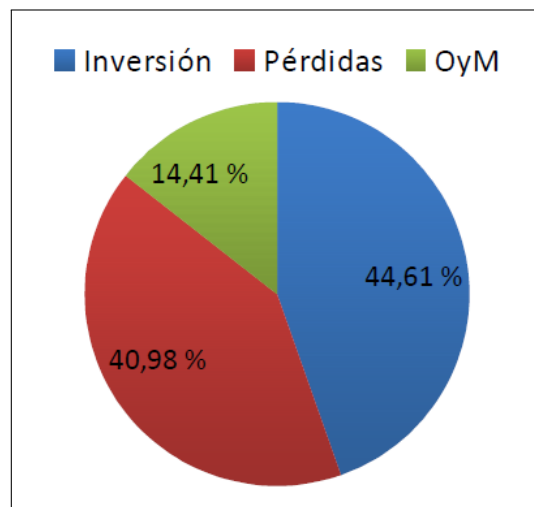


Figura 8.9: Costo para el caso base. Solución # 3 3 3 3.

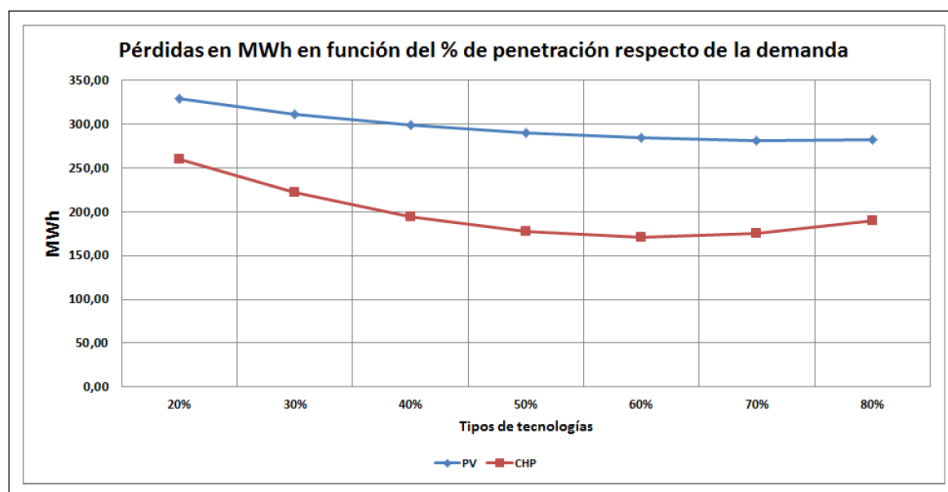


Figura 8.10: Pérdidas para diferentes porcentajes de penetración.

8.5. Conclusiones

Se desarrolló una herramienta creada para realizar una evaluación económica y seleccionar mediante la alternativa de Mínimo Costo Total (MCT) el diseño de una red de distribución bajo el punto de vista técnico-económico, considerando una previsión de curvas de demanda anuales con proyección a 20 años. El diseño óptimo de las redes se determinó minimizando los costos anuales de: equipos (considerando su instalación), el mantenimiento y las pérdidas técnicas de la red de distribución, asegurando el cumplimiento de todas las limitaciones técnicas y legales.

Se desarrolló un método de búsqueda heurística para encontrar la solución de mínimo costo entre todas las posibles soluciones. La implementación del algoritmo genético posibilita la utilización de la herramienta en la resolución del problema para casos de redes más extensas y complejas que por su cantidad de combinaciones posibles y capacidad de cálculo necesaria harían prácticamente imposible la búsqueda exhaustiva de la mejor solución técnico-económica.

Luego de la etapa de diseño de la red capaz de abastecer la demanda, se ensayaron distintas opciones de inserción de Generación Distribuida y Gestión de la Demanda en las estaciones de la red. Se corroboró la existencia de un límite óptimo de penetración de GD en las redes en cuanto a su aporte en generar beneficios por reducción de pérdidas técnicas y sus costos asociados en la red de Distribución [53].

Se compararon las fuentes de GD con diferentes niveles de penetración en la red y su relación con respecto a la reducción de pérdidas técnicas. Pudimos verificar que para esta red con demandas provenientes mayoritariamente de circuitos urbanos, la tecnología de generación CHP es la que contribuye en mayor medida a bajar los picos de la demanda (generalmente en los horarios nocturnos, cuando los usuarios se encuentran en sus casas).

Cuando se estudia el nivel de penetración de GD, se puede observar que el mayor beneficio en la red para el caso de la CHP se da cuando se alcanza el 60 % de penetración en la red. Al evaluar el caso de la tecnología PV, se ve que al aumentar el nivel de penetración con respecto a la demanda se produce una desaceleración en los beneficios por reducción de pérdidas técnicas a medida que se inserta mayor porcentaje de GD respecto a la demanda base.

Capítulo 9

Identificación de sectores que presentan barreras para el acceso a energía solar fotovoltaica

9.1. Sobre el FODA

El análisis FODA [58], también conocido como “Matriz de Análisis DAFO”, o bien “SWOT Matrix” en inglés, es una herramienta que aporta al análisis estratégico de un problema o situación. A través de una matriz, se correlacionan los aspectos internos (fortalezas y debilidades) con los aspectos externos (oportunidades y amenazas).

El objetivo del análisis FODA consiste en obtener conclusiones sobre la forma en que el objeto de estudio será capaz de afrontar los cambios y acontecimientos generados en su contexto, (oportunidades y amenazas) a partir de sus fortalezas y debilidades internas.

De allí que las fortalezas y debilidades atiendan a los aspectos intrínsecos del objeto de estudio mientras que las oportunidades y amenazas son factores extrínsecos, elementos que pueden manifestarse en el entorno sin que se pueda influir sobre su ocurrencia pero que posibilita aprovecharlos (oportunidades) o conocerlos para que, en caso de ocurrencia, se puedan mitigar sus efectos negativos (amenazas).

En el caso objeto de estudio se podría decir que las fortalezas son los atributos o destrezas intrínsecas de la micro generación como opción de tecnología favorable para su desarrollo. Por su parte, las debilidades serían aquellas características intrínsecas que serían desfavorables para su desarrollo. Luego, las oportunidades serían aquellas condiciones externas en las que se inserta esta tecnología y que resultan favorables para su desarrollo, y finalmente las amenazas serían aquellas condiciones que de ocurrir podrían ser perjudiciales o tener consecuencias negativas para la implementación, desarrollo y/o crecimiento de esta tecnología.

A continuación, se realiza el análisis FODA de la microgeneración solar fotovoltaica.

9.2. Análisis general de Fortalezas, Debilidades, Oportunidades y Amenazas

I. Fortalezas

1. La fuente de generación

La generación de fuente solar fotovoltaica no tiene costos de combustible.

2. La reducción de las emisiones de gases con efecto invernadero

La sustitución de los mecanismos de generación convencionales de energía eléctrica por fuentes renovables no tradicionales como la energía solar fotovoltaica tiene por efecto la reducción de la emisión de estos gases y por tanto la mitigación de sus efectos contaminantes.

3. Las características geográficas favorables

El recurso solar en el Uruguay apropiado y no varía significativamente, si bien se puede observar una mejora del recurso en zonas más hacia el noroeste del país.

4. El tiempo de instalación

El tiempo de instalación de un micro generador es mucho menor que el tiempo de instalación de una central convencional de gran porte, lo cual favorece la ecuación económica financiera de la inversión.

5. La pequeña escala

A diferencia de la generación en escala convencional, la magnitud de las potencias a instalar en micro generación facilita la utilización de espacios relativamente pequeños, pudiendo colocarse en industrias o centros comerciales ya existentes, incluso en hogares y/o residencias, aprovechando techos o áreas ociosas, haciéndolo “a medida”.

6. La modularidad de las inversiones

A diferencia de las centrales de generación convencionales como las térmicas, que requieren ser construidas en forma demasiado espaciada en el tiempo, la microgeneración en un sistema pequeño como el de Uruguay otorga una mayor flexibilidad en cuanto a requerimientos de inversión y de tiempo de ejecución de los proyectos.

II. Debilidades

1. Alto costo de inversión unitaria

Actualmente, y a pesar de la fortaleza identificada en el numeral anterior los requerimientos de inversión para estas instalaciones en Uruguay siguen siendo muy

elevados. Para una pequeña o mediana empresa la inversión es alta y particularmente para el sector residencial todavía resulta muy alta.

2. Estructura poco adaptable a diseños arquitectónicos duros

El diseño estructural de los paneles solares fotovoltaicos puede dificultar su inserción particularmente a nivel residencial en aquellas arquitecturas especialmente urbanas, que no fueron pensadas para su instalación. Se pueden presentar techos irregulares, tejas, chimeneas o edificios antiguos, y sombras por presencia de otras edificaciones, lo cual produce un sobre esfuerzo económico que se traduce en una debilidad intrínseca de esta fuente de generación.

III. Oportunidades

1. Optimización de la eficiencia del sistema eléctrico

La microgeneración fotovoltaica se instala en la red de baja tensión cercana a los puntos de demanda energética. Al cumplir con esta característica, la microgeneración podría contribuir a reducir las pérdidas que se ocasionan en la red eléctrica respecto a una cantidad equivalente de generación convencional proveniente desde el sistema de transmisión, mejorando así la eficiencia del sistema.

2. El aporte a la seguridad del suministro La presencia del microgenerador en la red de distribución puede proporcionar seguridad adicional en el suministro de energía eléctrica, dependiendo de la configuración y de las posibilidades de almacenamiento de energía de los usuarios.

3. El aporte al control de tensión

Cualquier fuente de generación que se conecta cercana a la demanda puede proporcionar una forma adicional de control de tensión en las redes de distribución. La conexión de varios generadores distribuidos en la red y un control de despacho inteligente podría proporcionar gran flexibilidad en el manejo de la energía reactiva y el control de tensión.

4. El marco jurídico que garantiza la libertad de generación.

La ley 16.832 desmonopolizó la actividad de generación de energía eléctrica, por tanto, surge una actividad que, con independencia del porte de la central generadora, puede ser desarrollada por cualquier particular mientras cumpla con los requisitos de orden técnico requeridos por la reglamentación.

5. Una política estatal a largo plazo tendiente a la diversificación de la matriz y del suministrador de energía.

El Acuerdo Multipartidario en materia energética celebrado en el año 2008 selló una línea de acción que devino en una política estatal en el año 2010 con un horizonte temporal de 30 años; esta política comenzó a materializarse en una serie de decretos a través de los cuales se logró la diversificación de las fuentes de generación de energía eléctrica. La estabilidad de esta política energética que cabe señalar no ha tenido modificaciones hasta el momento y que no se espera los tenga

en el corto plazo, favoreció y sigue favoreciendo la inversión con un horizonte a largo plazo.

6. Incentivos fiscales.

- A) **Para la importación de bienes destinados a la fabricación nacional de paneles solares.** la producción nacional de paneles solares para la generación de energía fotovoltaica. Esta ley promueve la fabricación nacional de paneles solares al exonerarlos de tributos. Adicionalmente, la propia ley faculta al Poder Ejecutivo a otorgar exoneraciones sobre los *bienes destinados a integrar el costo de los paneles solares para la generación de energía fotovoltaica, siempre que hayan sido declarados no competitivos con la industria nacional.*
- B) **Producción más limpia.** Por medio de la Ley N° 16.906 de Promoción y Protección de Inversiones y su Decreto reglamentario N° 2/011 las empresas que inviertan en fuentes de generación renovable no convencional podrán gozar de exoneraciones en el Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE), entre otros impuestos, sobre la totalidad de las ganancias generadas en cada ejercicio. El Decreto N° 354/009 específicamente promueve la inversión en energía no renovable siempre que el destino de dicha energía sea el Mercado de Contratos a Término del Mercado Mayorista.

7. Desarrollo de un sector poco expandido.

En los últimos años, en Uruguay ha sido instalada cierta cantidad de generación solar fotovoltaica en centrales de generación y en emplazamientos industriales que han acoplado a proyectos propios la incorporación de esta fuente de energía renovable. Sin embargo, el sector residencial no ha visto aún la llegada de la generación micro solar fotovoltaica a pesar de existir las condiciones físicas y de superficie suficiente para la correcta implementación. A modo de ejemplo, la densidad de población en la ciudad de Montevideo es de las menores de la región con 4200 habitantes por kilómetro cuadrado [59], lo cual da la pauta de la cantidad de superficie disponible, por habitante, para pensar en la disponibilidad de área aprovechable para la instalación de paneles. Esto es visto como una oportunidad ya que, comparativamente con otras ciudades de la región y del mundo, existe más superficie aprovechable para realizar el montaje de paneles solares en el sector residencial en Uruguay.

8. Tarifas del distribuidor elevadas y costos de generación que se reducen.

Uruguay posee tarifas de energía eléctrica a nivel residencial que varían entre 125 USD/MWh y 294 USD/MWh, dependiendo del tipo de categoría tarifaria (e.g. residencial simple, doble horario) y del tramo horario o escalón de consumo [60]. Por otro lado los costos de instalación fotovoltaica a nivel internacional vienen reduciéndose constantemente consiguiendo valores de LCOE ¹ para instalación fotovoltaica en techo a nivel residencial entre los 88 – 193 USD/MWh. La relación

¹ El parámetro LCOE (Levelized Cost Of Energy) es utilizado para definir el coste de

entre en costo de generación y la tarifa determina el grado de factibilidad de un proyecto de microgeneración.

9. Posibilidad de imprimir un cambio cultural hacia el uso de energías limpias.

El Premio Nacional a la Eficiencia Energética, las Líneas de Asistencia para realización de auditorías energéticas, el Programa Concurso de Eficiencia Energética en la Educación Media, el Programa de Apoyo a la Eficiencia Energética: préstamos para la mejora de vivienda, el plan “A todas luces” y el proyecto “La Escuela Sustentable” son sólo ejemplos de acciones tendientes a crear una conciencia social que redunde en un cambio cultural.

10. Complementariedad con el resto de los recursos.

El recurso solar y el recurso hidráulico en nuestro país muestran una cierta complementariedad a lo largo del año. En verano la generación fotovoltaica es mayor que en el invierno, mientras que en el caso de la generación hidroeléctrica pasa lo opuesto debido a las ocurrencias de lluvias. Comparando el recurso solar con el recurso eólico sucede algo similar a lo anterior pero en escala diaria. Se puede observar una reducción de la velocidad del viento en las horas de mayor irradiación solar recibida a nivel del suelo, por lo que se reduce la generación eólica en las horas que se tiene mayor generación solar fotovoltaica. Esta complementariedad entre la fotovoltaica y el recurso eólico a escala diaria, y la fotovoltaica y el recurso hidráulico a escala estacional, fomentan el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas [61].

11. Correlación directa con la demanda en verano.

Debido a la incorporación masiva de los equipos de aire acondicionado en los últimos años se ha observado un notorio ascenso de la energía demandada en la época de verano. Como se mencionó anteriormente, la energía fotovoltaica es mayor en verano y acompañaría a este aumento de demanda. Por otro lado, debido a los aires acondicionados se está modificando la curva de demanda en los días de verano. Cada vez más los picos de demanda se están ubicando en las horas cercanas al mediodía, al igual que las horas de mayor generación fotovoltaica, por lo que la generación acompañaría a la demanda.

12. Desarrollo de tecnología local.

La posibilidad de incorporar tecnología local representa una oportunidad que brinda la generación fotovoltaica en el país, respecto de la generación convencional. La incorporación de tecnología nacional es más factible en la generación fotovoltaica como resultado de dos fenómenos: la menor escala y el tipo de tecnologías empleadas. El menor tamaño de los proyectos y de sus componentes permite con mayor facilidad la integración de componentes por empresas locales, que operan en pequeña escala.

generar energía eléctrica, y toma en cuenta la inversión, el mantenimiento, las tasas de descuento, etc.

13. Mejora en la productividad de RRHH en las empresas.

Dada la simplicidad y automatización de los nuevos equipos generadores, seguramente no será necesario para aquellas empresas que decidan generar contratar un equipo de especialistas en aspectos de instalaciones eléctricas y funcionamiento de máquinas, sino que alcanzará con capacitar operarios cuyas capacidades no hayan sido potenciadas en la medida de sus reales posibilidades dentro de la organización.

14. Capacitación de mano de obra local.

Es posible realizar la instalación completa de una planta fotovoltaica con mano de obra local previamente capacitada. Al día de hoy existen varios cursos que capacitan a las personas para participar en las distintas etapas de la instalación.

15. Operación y mantenimiento.

La instalación masiva de este tipo de emprendimientos abre la oportunidad a empresas para realizar la operación y mantenimiento de las instalaciones. De esta forma se estarían creando nuevas fuentes de trabajo vinculadas a este tipo de generación.

16. Descentralización de los proyectos.

Debido a las características que presenta la tecnología fotovoltaica se pueden encontrar proyectos en todo el territorio del país. El recurso solar es bueno en todo el territorio nacional y para la instalación de estos proyectos no es necesario ningún requerimiento en especial salvo que exista conexión a la red eléctrica y poseer una superficie disponible donde incida la irradiación solar. Por esta razón la microgeneración fotovoltaica ayuda a la descentralización de proyectos de inversión existiendo la posibilidad de desarrollar proyectos en zonas no tan desarrolladas.

17. Un sistema eléctrico nacional de distribución robusto.

El sistema eléctrico actual resulta apto para la incorporación de generación de tipo intermitente. Si el sistema fuera débil, representaría una amenaza. Además, la cobertura es mayor a 99 % ² lo que permite instalar FV prácticamente en cualquier punto de la red.

IV. Amenazas

1. Expansión del parque generador en Uruguay.

Toda forma de generación eléctrica compite directamente con la generación a nivel país por la expansión del parque generador nacional. La instalación de centrales de ciclo combinado y la instalación de generadores de energía eólica y fotovoltaica de gran escala pueden llegar a ser un freno a los posibles intentos de instalación de pequeños generadores. Esto se debe a que con mayor frecuencia se comienzan a producir escenarios de excedentes de generación, sin una demanda para su colocación, lo cual no sería deseable. De lo anterior se desprende que puede representar

²Dirección Nacional de Energía. Publicaciones y estadísticas

una amenaza para la expansión de la generación solar fotovoltaica en el sector residencial, el hecho de que existan otros proyectos para aumentar el parque generador de mediana o gran escala.

2. Existencia de períodos largos de precios bajos.

Uruguay cuenta con una potencia instalada de generación de más de 4000 *MW* teniendo una demanda máxima cercana a los 2000 *MW*. La gran incorporación de generación a precios menores a las fuentes de generación tradicional alimentadas a combustibles fósiles, conjugado con un aumento promedio de demanda energética en el país de un 3 % anual, resulta en que los costos de abastecimiento energético se encuentren en los más bajos de los últimos años. Por estas razones se prevé la posibilidad de que se reduzcan las tarifas teniendo un impacto directo en la rentabilidad de los proyectos de microgeneración.

3. Estructura tarifaria inadecuada.

Ligado con el punto anterior, el hecho que la estructura tarifaria actual sea inadecuada por no reflejar los costos de la red a través de los cargos por potencia (i.e. cargos energizados), produce el riesgo que cuando esta estructura tarifaria se adecúe, disminuya el incentivo para la instalación de microgeneración solar fotovoltaica.

4. Riesgo por baja confiabilidad de la red en el punto de conexión.

La red de distribución eléctrica en el lugar de emplazamiento del microgenerador no necesariamente está diseñada para la conexión adecuada de generación. Muchas veces se trata de redes rurales con baja confiabilidad. En estos casos, el refuerzo de la red para la conexión de microgeneración puede ser demasiado alto y hacer el proyecto de generación inviable. Sin embargo, para instalaciones de poca envergadura, como podrían llegar a ser las necesarias para el sector residencial no habrían de ser costosas las adecuaciones de la red en el punto de conexión, por lo que esta posible debilidad del sistema representaría una amenaza de escasa dimensión a la introducción de la micro solar en el sector residencial.

5. Difusión insuficiente de esta alternativa de abastecimiento energético a potenciales usuarios.

Estudios ³ realizados en relación al Plan Solar implementado por UTE, en el cual fue promovida la incorporación de calefones solares a nivel residencial, indican que el Plan tuvo aspectos deficitarios. Dentro de estos, ha sido detectado que las mayores barreras para afianzar el proceso de incorporación al plan, se ubican en la comunicación. En particular se entendió que la comunicación con los clientes pudo haber sido mejorada para que se obtuvieran mejores resultados en la incorporación al plan. En tal sentido, la comunicación con los posibles clientes puede amenazar la expansión de un plan análogo para introducción de la generación solar fotovoltaica a nivel residencial. Si bien desde el año 2010 se cuenta con un decreto que promo-

³Fuente: FACTUM Dirección Nacional de Energía Estudio Cualitativo de Evaluación del PLAN SOLAR Marzo/Mayo 2014.

cional la instalación de microgeneración con venta de excedentes a UTE y dicho decreto es público e incluso la página web de UTE tiene una sección destinada a la microgeneración, la difusión de esta modalidad de generación y de negocio energético con UTE no ha sido suficiente como para captar un sector del Mercado, particularmente el residencial y que opte por esta modalidad de abastecimiento. El hecho que UTE compita con el sector privado en la actividad de generación, que pague la energía excedentaria del microgenerador a una tarifa alta como la que plantea el Decreto 173/010 y la existencia de un contexto nacional de excedentes energéticos, ha coadyuvado a que esta alternativa no haya sido difundida en forma suficiente.

6. Los antecedentes de un Plan Solar insatisfactorio.

Es de esperar que usuarios o consumidores residenciales de energía eléctrica prioricen sobre cualquier otro factor el aspecto económico a la hora de adquirir energía. No se espera que exista una ponderación del origen de la energía (renovable / no renovable) lo cual representa una barrera para el acceso de la generación solar fotovoltaica a este sector. En comparación con el Plan Solar de UTE, el estudio referenciado en el ítem precedente arrojó que el grupo de población más proclive al Plan, por su perfil pro-ecológico, fue el que avanzó primero en la incorporación de energía solar térmica, y es probablemente un segmento casi saturado. Se observó que las mayores oportunidades de expansión en el corto plazo se visualizan sobre un conjunto de población motivada por el ahorro económico, con poca experiencia en fuentes de energía solar y una débil cultura energética. Por lo anterior, y visto especialmente que una lenta incorporación de usuarios genera efectos negativos a nivel de la motivación, tanto de los potenciales clientes como de quienes comercializan el producto, se entiende que puede ser una amenaza importante el hecho de no implementar un plan que tenga rápidos efectos en la población.

7. Conciencia social insuficiente para pagar más por energías renovables.

Si bien se está realizando un gran esfuerzo por generar conciencia social particularmente sobre las ventajas de las energías renovables y su aporte para la mitigación de los efectos del cambio climático y el uso eficiente de la energía (Premio a la eficiencia, financiación de auditorías energéticas, Concurso de Eficiencia en la Educación Media, Sistema de Etiquetados, Ofertas de oportunidad, entre otros planes) es de esperar que usuarios o consumidores residenciales de energía eléctrica prioricen sobre cualquier otro factor el aspecto económico al momento de adquirir energía eléctrica.

8. Modificaciones al marco jurídico de la microgeneración.

- A) **Modificación o derogación del Decreto 173/010.** La derogación del Decreto N° 173/010 o la modificación de condiciones técnicas y/o económicas que limiten o reduzcan el alcance subjetivo o que altere la ecuación económica puede derivar en un desincentivo a este tipo de fuente de generación. Si bien es cierto que la microgeneración teóricamente podría desarrollarse fuera del Decreto N° 173/010 la realidad indica que el 100 % de los proyectos de

micro generación vigentes se han desarrollado bajo dicho paraguas normativo que preveía entre otros aspectos, la compra por parte de UTE y durante 10 años de todos los excedentes energéticos vertidos al Sistema Interconectado Nacional (SIN). En particular, por Resolución del MIEM del 12 de mayo de 2017 se produjo recientemente una limitación que restringe la cantidad anual de energía que el microgenerador puede inyectar a la demanda anual del usuario.

- B) **Eliminación de beneficios fiscales para la instalación de microgeneración fotovoltaica.** Los beneficios fiscales que aplican en inversiones con las características de una instalación de microgeneración fotovoltaica inciden directamente en la viabilidad de estos proyectos. En el supuesto caso que se retiren estos beneficios el período del retorno de la inversión de estos proyectos aumentaría.
- C) **Finalización de los contratos celebrados con UTE amparados en el Decreto 173/010.** Una vez finalizado el plazo por el cual UTE se obligó a comprar los excedentes energéticos de los microgeneradores y frente a un panorama de excedentes energéticos a nivel nacional, puede que esos contratos no se prorroguen. Por tanto, al respecto se abre una nueva interrogante que puede ser vista como una amenaza.

9. Normativa escasa, ausencia de etiquetado y falta de incentivos para el sector residencial.

La ausencia de una definición de microgeneración en sentido amplio, sumado a la falta de normativa que establezca las bases para el tratamiento de la micro generación fuera del Decreto N° 173/010, conspira contra la posibilidad de encontrar una modalidad de microgeneración diversa que pueda, frente a la posible derogación y/o modificación del Decreto N° 173/010 seguir desarrollándose paralelamente encontrando incluso opciones de Mercado para la venta de excedentes. Adicionalmente, la ausencia de homologación y etiquetado de productos crea dificultades adicionales. La ausencia de etiquetado repercute negativamente frente a dos perfiles de consumidor antagónicos. El consumidor que busca calidad, confianza y seguridad por un lado, y el consumidor que busca precio por encima de cualquier otra cualidad. En definitiva, los precios elevados, sumados a la ausencia de certificación de calidad y seguridad alejarán aún más a los consumidores residenciales de ejercer una opción por este tipo de tecnología.

9.3. Estudio del FODA. Explicación de la metodología.

9.3.1. Mapa FODA

En esta sección se utiliza una metodología de estudio muy similar a la realizada en [62]. Esta metodología consiste en que una vez que estén formuladas las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas se definen parejas FO, FA, DO y DA y se las asocia a un punto dentro de un plano cartesiano, denominado

Mapa FODA, asignando coordenadas. Estas coordenadas corresponden a un valor que se le asigna a cada atributo, según los criterios explicados en la siguiente sección, ponderado por el grado de correlación de cada pareja (presentado en la sección 3). Una vez calculadas las coordenadas de cada pareja, se procede a ubicar el baricentro en el Mapa FODA. A partir de su ubicación se puede concluir qué tan favorable o no puede resultar ser el desarrollo del proyecto o tema en análisis.

9.3.2. Valorización de los atributos

A cada característica se le asigna un puntaje de valor absoluto entre 1 y 10. En el caso de las características positivas para el desarrollo de la instalación (Fortalezas y Oportunidades) los valores asignados describen la importancia del beneficio y su valor numérico es positivo. Para los casos de las características negativas (Debilidades y Amenazas) el valor asignado describe el impacto negativo que podría llegar a tener sobre el proyecto, estos valores son negativos. Por otro lado, a los atributos que no son intrínsecos a la microgeneración también se le asigna un porcentaje de probabilidad que describe qué tan probable es que afecte al desarrollo del proyecto. Los autores del presente trabajo consensuaron los valores a imputar a cada atributo (6 Fortalezas, 2 Debilidades, 17 Oportunidades y 9 Amenazas). Luego, a las Oportunidades y Amenazas le asignaron una probabilidad de ocurrencia entre 0 y 1, que pondera el Beneficio o Costo de la Oportunidad o Amenaza, respectivamente. Se obtuvieron las tablas que figuran en el Apéndice A a cuya lectura remitimos.

9.3.3. Vinculación y peso de los atributos

Una vez que se valorizan las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas, se procedió a combinar estos atributos formando todas las parejas posibles entre los atributos intrínsecos (Fortalezas y Debilidades) y los del entorno (Oportunidades y Amenazas) formando FO, FA, DO y DA. En el caso de estudio se obtuvieron las siguientes cantidades de parejas:

Pareja	Cantidad
FO	102
FA	54
DO	34
DA	18

Tabla 9.1: Parejas del FODA.

Teniendo todas las parejas cruzadas identificadas se definió el grado de vinculación entre los atributos que forman la pareja. Los valores numéricos consensuados que definen el grado de vinculación son los que se encuentran en la Tabla 9.2:

Grado de vinculación	Valor
Totalmente vinculados	1,00
Muy vinculados	0,75
Medianamente vinculados	0,50
Poco vinculados	0,25
Sin vinculación	0,00

Tabla 9.2: Valorización del grado de vinculación.

Para definir los valores de vinculación el razonamiento que se realizó fue el siguiente:

Parejas FO: existe vinculación cuando la Oportunidad potencia la Fortaleza.

Parejas FA: existe vinculación si la Fortaleza disminuye por la Amenaza.

Parejas DO: existe vinculación si la Debilidad disminuye por la Oportunidad.

Parejas DA: existe vinculación cuando la Amenaza potencia la Debilidad.

Con este criterio, se completó la Tabla A.5 (ver Apéndice A) donde se definieron las vinculaciones entre las parejas de atributos y se pintaron con el criterio de más oscuro cuanto mayor es la vinculación.

9.3.4. Ubicación del baricentro en el Mapa FODA

A partir de lo anterior se poseen valores de Costo y Beneficio para los atributos, y el grado de vinculación (“masa”) que existen entre ellos. Utilizando estos datos se calculan las coordenadas donde se ubican en el Mapa FODA de cada pareja de atributos.

Por ejemplo, para calcular dónde estará ubicada la pareja F_iO_j se utiliza la siguiente fórmula:

$$(X_{F_iO_j}, Y_{F_iO_j}) = m_{F_iO_j}(X_{F_i}, Y_{O_j})$$

donde:

- $X_{F_iO_j}$ es la coordenada en el eje X de la pareja F_iO_j
- $Y_{F_iO_j}$ es la coordenada en el eje Y de la pareja F_iO_j
- $m_{F_iO_j}$ es el grado de vinculación de la pareja F_iO_j
- X_{F_i} es el valor de la fortaleza definido según los criterios en 9.3.2
- Y_{O_j} es el valor de la fortaleza definido según los criterios en 9.3.2

Se realiza este cálculo y se obtiene un punto asignado en el mapa FODA para todas las parejas FO, FA, DO y DA considerando el grado de vinculación. Luego se calcula la ubicación del Baricentro del proyecto:

$$X_{Baricentro} = \frac{\sum_{i,j} X_{F_iO_j} + \sum_{i,k} X_{F_iA_k} + \sum_{l,j} X_{D_lO_j} + \sum_{l,k} X_{D_lA_k}}{\sum_n m} = 3,34$$

$$Y_{Baricentro} = \frac{\sum_{i,j} Y_{F_i O_j} + \sum_{i,k} Y_{F_i A_k} + \sum_{l,j} Y_{D_l O_j} + \sum_{l,k} Y_{D_l A_k}}{\sum_n m} = 1,01$$

El mapa FODA está compuesto de dos ejes, el de las abscisas Debilidades y Fortalezas, y el de las ordenadas Amenazas y Oportunidades. A su vez se encuentra dividido por cuatro cuadrantes y limitado por el cuadrado con vértices (10,10), (10,-10), (-10,10) y (-10,-10). Dependiendo del cuadrante donde se ubique el baricentro se pueden sacar distintas conclusiones. Como resultado del análisis realizado se encuentra que el objeto de estudio, la microgeneración de origen fotovoltaico para el sector residencial, se ubica en el cuadrante superior derecho, o sea, en la zona de las fortalezas y de oportunidades.

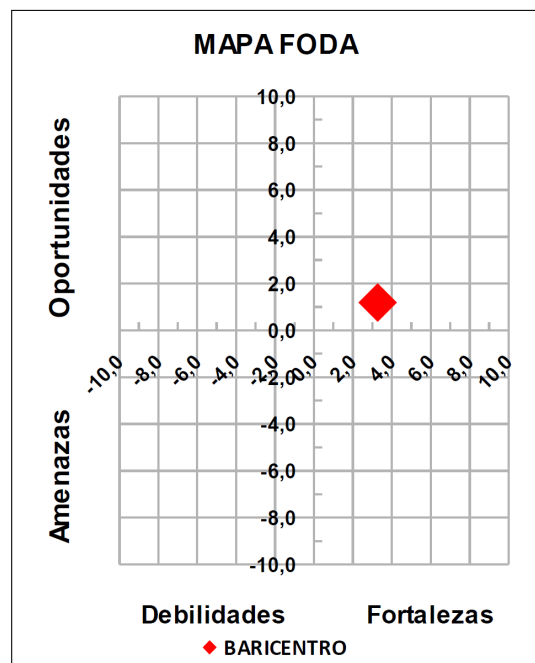


Figura 9.1: Ubicación del Baricentro en el Mapa FODA.

9.4. Conclusiones

Si bien el baricentro no se encuentra en el extremo superior derecho que correspondería a una perspectiva óptima de desarrollo, el hecho que no ocupe cuadrantes de debilidades y amenazas determina que su desarrollo es viable. De hecho, el resultado es coherente con el bajo desarrollo de la microgeneración solar a nivel residencial, que se observa en la realidad. El desafío será entonces, alejar al baricentro de los cuadrantes del sector izquierdo descendentes, o sea, generar más oportunidades, potenciarlas o bien transformarlas de forma tal de mitigar las debilidades y amenazas.

Capítulo 10

Diseño de estrategias para bajar barreras culturales y sociales en la incorporación de energía solar en los diversos sectores

10.1. El conflicto y las barreras

Se debe entender que el *conflicto* forma parte de la condición humana y no debe ser valorado ni juzgado sino analizado, estudiado con el objetivo de entenderlo en su origen y dinámica. Es interesante resaltar que el conflicto no se construye por lo que sucede estrictamente sino más bien por el significado que los actores atribuyen a eso que sucede. *“Ese significado emerge de la cultura y de la experiencia y conocimiento que han acumulado aquellos actores”* (Fundación Cambio Democrático, 2006).

Al mismo tiempo, es necesario reflexionar y orientar la indagatoria con especial atención a las especificidades de la energía como bien/servicio con poca o nula visibilidad para los actores. En la medida en que la energía se presenta como algo “invisible” a los ojos y como algo dado en nuestras realidades, no existe una conciencia por parte de la sociedad de su importancia, dinámica de consumo y dificultad de obtención [63].

Particularmente, en el ámbito de las Energías Renovables se puede llamar barrera a todo obstáculo que impida el desarrollo sostenible de las fuentes de energías renovables y su democratización.

A los efectos del presente capítulo, se considera barrera a todo obstáculo que pueda ser superado a través de acciones políticas cuyo objetivo subyacente debe ser la transformación de la amenaza del conflicto en una oportunidad para gestionar el cambio social.

Las barreras pueden agruparse en función de distintos criterios. Se pueden agrupar según sean de tipo: 1) económicas; 2) tecnológicas; 3) normativas; 4) sociales. O también según atañan a cuestiones: a) institucionales b) regulatorias c) técnicas d) económicas o e) sociales y/o culturales.

Este apartado se centra en el análisis de las barreras culturales y/o sociales que varían en especie y grado según la fuente de generación que se considere.

10.2. Las barreras sociales y/o culturales para las fuentes de generación alternativas

El grado de resistencia social o cultural a los proyectos de generación de electricidad alternativos dependen de la fuente de generación de la que se trate.

En materia hidroeléctrica a lo largo y ancho de América Latina y el Caribe existe un rechazo social generalizado a los proyectos hidráulicos con embalse. Dicho rechazo se encuentra asociado particularmente a la modalidad histórica de desarrollo inconsulto de estos proyectos, los que muchas veces suponen el desalojo no negociado de comunidades indígenas enteras, barriendo con la flora y fauna adyacente a los embalses, sin nombrar aspectos como la debilidad de las instituciones y el manejo político de las necesidades de las poblaciones [64].

En materia eólica, el Reporte Técnico Task 28 (2010) de IEA Wind denominado *“Acceptance of Wind Energy”* plantea que las personas suelen manifestarse a favor de la energía eólica de forma general y sin embargo, los proyectos específicos de la energía del viento enfrentan una fuerte oposición de los residentes de las comunidades donde los proyectos se proponen o construyen [63]. Es decir, las resistencias no surgen como una posición radicalizada contra la energía eólica en sí misma sino a los parques localizados en determinados territorios.

Entre las resistencias sociales a este tipo de energía, en Uruguay se encuentran: las asimetrías de información; la lógica de gobernanza vertical; pocos espacios de diálogo que permitan plantear intereses; efectos negativos sobre el turismo [63].

Luego, en general, y para todas las fuentes alternativas de generación, el desconocimiento de los beneficios de su uso lleva a una resistencia natural a hacer un movimiento de cambio de fuente de abastecimiento.

10.3. Las barreras sociales y culturales al desarrollo de la energía solar y solar fotovoltaica

10.3.1. Generales

En materia solar, Timilsina et Al (2012), *siguiendo a la literatura especializada, señala tres tipos de barreras relacionadas al escaso desarrollo absoluto de la energía solar a nivel global, a pesar de ser considerada como una fuente energética fundamental para el siglo XXI [65]*. Identifica barreras técnicas, barreras económicas y barreras institucionales. Estas últimas son las mismas tanto para el desarrollo de la fuente solar térmica como de la solar fotovoltaica.

Dentro de las barreras institucionales, identifica: **a)** ausencia de leyes de promoción adecuadas; **b)** limitación de formación de técnicos preparados para trabajar en nuevas infraestructuras solares. **c)** Limitada comprensión entre los actores de los fundamentos del sistema y factores financieros. **d)** fragilidad de las entidades asociativas para el desarrollo de la solar. **e)** Problemas a nivel de procedimientos como la necesidad de asegurar financiamiento de múltiples fuentes y aprobación de diferentes actores gubernamentales.

En España por ejemplo, se destacan como barrera el gran desconocimiento del público en general sobre esta fuente de generación, particularmente de los potenciales usuarios, y esto a pesar de que ha existido un desarrollo normativo acorde con instrumentos de promoción financiera (bonificaciones al autoconsumo). Sin embargo a nivel local no se ha aplicado, primero, por una cuestión económica que evidencia que a pesar de la bonificación el recurso sigue siendo caro, pero también, por falta de conocimiento de las propias autoridades locales de la existencia de estos instrumentos de bonificación y su falta de promoción. Particularmente, se identifica a los ayuntamientos (alcaldías a nivel nacional) como los principales precursores de esta fuente de generación al tiempo que son señalados como los que desconocen estos instrumentos [66].

En Argentina, en el año 2009 en el marco de un estudio para identificar las barreras y propuestas de Energías Renovables se realizaron una serie de encuestas a personas del sector. Todos los entrevistados se encontraban relacionados con las Energías Renovables al punto que el 66 % de los encuestados eran investigadores y el 67 % trabajaban con energía de fuente solar. Los resultados se muestran en las tablas de la Figura 10.1 [67].

Como se puede observar, la mayoría entiende que los beneficiarios de proyectos de Energía Renovables tienen una percepción entre Buena y Regular sobre los efectos en el medio ambiente de su utilización siendo alto el porcentaje de beneficiarios que no saben o no contestan.

Preguntados sobre la opinión que le merecen los mecanismos que facilitan el

Capítulo 10. Diseño de estrategias para bajar barreras culturales y sociales en la incorporación de energía solar en los diversos sectores

Tabla 14. Preguntas sobre barreras socio-culturales (en cantidades)

PREGUNTA	NÚMERO DE RESPUESTAS				
	MB	B	R	Mal	NS/NC
¿Qué percepción tienen los beneficiarios de proyectos de ER sobre los efectos en el ambiente que proporcionan?	30	76	77	17	61
¿Qué opinión le merece la existencia de mecanismos que faciliten el acceso a la energía de los sectores pobres o indigentes?	159	71	15	7	9
¿Cuál es su apreciación sobre la necesidad de brindar capacitación local para la operación y mantenimiento?	182	63	6	0	10

Tabla 15. Preguntas sobre barreras socio-culturales (en porcentajes)

PREGUNTA	ESTRUCTURA SOBRE EL TOTAL (%)				
	MB	B	R	Mal	NS/NC
¿Qué percepción tienen los beneficiarios de proyectos de ER sobre los efectos en el ambiente que proporcionan?	11%	29%	30%	7%	23%
¿Qué opinión le merece la existencia de mecanismos que faciliten el acceso a la energía de los sectores pobres o indigentes?	61%	27%	6%	3%	3%
¿Cuál es su apreciación sobre la necesidad de brindar capacitación local para la operación y mantenimiento?	70%	24%	2%	0%	4%

Figura 10.1: Preguntas sobre barreras socioculturales

acceso a la energía, en general también están de acuerdo con la implementación de dichos mecanismos. Asimismo, opinan que al momento de diseñar un proyecto no siempre se evalúa la compatibilidad entre la tecnología, los requerimientos y características culturales de los usuarios y que el grado de concientización de los beneficiarios de los proyectos a lo largo del desarrollo de los mismos en general es bajo.

Asimismo, la mayor parte de los encuestados considera que los costos de los proyectos de energías renovables para pobladores rurales aislados no deberían ser asumidos por los beneficiarios que estén por debajo de la línea de la pobreza y que la capacitación es esencial ya que está vinculada a la adecuada operación de los sistemas y a su mejor aceptación, resultando ambos aspectos críticos para asegurar la sustentabilidad de un proyecto a lo largo del tiempo. En particular, en los proyectos de baja potencia, es importante que el usuario sea consciente de las limitaciones de su sistema de generación eléctrico y lo que ello implica desde el punto de vista del manejo adecuado de la demanda energética.

En cuanto a la aceptación de los proyectos a nivel social, en la actualidad se reconoce cada vez más la relevancia de los aspectos culturales al momento de introducir nueva tecnología de forma tal de poder estimar la potencialidad de compatibilidad y aceptación. Generalmente, cuando los proyectos están asociados a otros de carácter productivo, se observa una mayor aceptación de los futuros usuarios en todo el proceso de maduración, a la vez que se le asegura una mayor sustentabilidad futura.

Finalmente, en materia fotovoltaica, la Agencia de Protección Ambiental de Buenos Aires [68], señala como principal barrera social/cultural para su penetra-

10.3. Las barreras sociales y culturales al desarrollo de la energía solar y solar fotovoltaica

ción: *“La falta de conocimiento y confianza en la tecnología fotovoltaica por parte del público y por parte de las personas con poder de decisión en temas energéticos, es una de las barreras más importantes que tiene la tecnología fotovoltaica. Los actores potencialmente interesados no saben:*

- *De las ventajas específicas de la tecnología como su carácter modular y de su conveniencia para aplicaciones a pequeña escala, además de lo obvio como ahorro de combustible y las consideraciones medioambientales.*
- *Cuáles son las desventajas específicas de los sistemas fotovoltaicos. La mayoría cree que son “caros”, no funcionan bien y no son confiables dado que el sol no es una fuente confiable de energía. Este es un mito que hay que erradicar.*
- *Los sistemas fotovoltaicos no presentan economía de escala, es decir, no hay una ventaja significativa económica al instalar una gran central generadora fotovoltaica en comparación a instalar muchos sistemas pequeños. Esto hace que se eviten los problemas que hoy tienen las grandes plantas generadoras desde el punto de vista operacional y organizativo, así como el impacto que causan en el medio ambiente local, en particular sus residuos (tanto el almacenamiento como el transporte).*
- *Las ventajas desde el punto de vista económico que los sistemas fotovoltaicos presentan en áreas rurales remotas, donde la densidad de la población es baja o donde la red de tendido eléctrico necesita ser mejorada. ”*

10.3.2. Para el sector residencial

Dentro de las Amenazas identificadas en el Capítulo 9 de la microgeneración fotovoltaica se señalaba una conciencia social insuficiente para pagar más por Energías Renovables.

En Estados Unidos, según una encuesta de CBS/New York Times (2007) el 75 % de quienes respondieron dijeron que estarían dispuestos a pagar más de electricidad si fuera generada por fuentes renovables tales como el viento y el sol. Además, cerca del 60 % de quienes respondieron apoyaron que los edificios de oficinas de gobierno utilicen energías renovables, incluso si estas regulaciones generan aumentos en los impuestos [63].

En Uruguay aún se está muy lejos de generar una conciencia tal que se lo ubique dentro de los países donde su gente decide pagar más por energías renovables.

Como impulso al cambio de paradigma en materia edilicia, a nivel legislativo se encuentra la Ley N° 18.585 de 18/9/2009 la llamada **Ley Solar Térmica** que estableció que los permisos de construcción para centros de asistencia de salud,

hoteles, clubes deportivos y para edificios públicos ¹, sólo serán autorizados cuando incluyan equipamientos completos que permitan cubrir al menos un 50 % de su aporte energético para el calentamiento de agua por energía solar térmica. Estas disposiciones regirán cuando los permisos refieran a obra nueva o a rehabilitaciones integrales de las respectivas edificaciones.

A nivel fotovoltaico, si bien no se encuentra una ley que establezca similares requerimientos a nivel edilicio que adapte las futuras construcciones a la posibilidad de instalar paneles solares, existe una ley de promoción de fabricación de paneles solares, la Ley N° 19.406 publicada en el Diario Oficial el 19 de julio de 2016 que otorga beneficios tributarios a la producción nacional de paneles solares para la generación de energía fotovoltaica exonerando de tributos aduaneros a la importación de los materiales necesarios para su construcción. De esta manera, se levanta una de las barreras que se identifican a nivel comparado para el desarrollo de esa fuente de generación identificada como barreras arancelarias o aduaneras a su penetración al tiempo que permitiría bajar el costo de producción y de esta manera hacer llegar al consumidor residencial una propuesta más económica que lo lleve a instalar renovables en su hogar. Esto debido a que la inversión inicial en equipamiento para generación con renovable se ha presentado como una verdadera barrera en su penetración en los hogares.

Nótese los resultados del Plan Solar aprobado por el Decreto número 50/012 cuyo objetivo era promocionar y financiar la adquisición de calentadores solares para la generación de energía solar térmica alentando así la sustitución de los clásicos calefones.

El incentivo económico previsto, que consistía en una bonificación en la factura de energía eléctrica para los primeros 2000 clientes de UTE que adquirieran calentadores solares y además un mecanismo de financiación para su adquisición con la participación del Banco Hipotecario del Uruguay, resultó insuficiente. A julio de 2017 el total de calentadores solares instalados ascendía a 1.784 por lo que el nivel de adhesión estuvo por debajo de lo esperado. Una probable explicación, es que el monto de la inversión (aun financiada) y los plazos de amortización siguen siendo muy elevados y largos respectivamente.

Y lo mismo cabe señalar como explicación al bajo nivel de adhesión de los clientes residenciales al mecanismo promocional para la instalación de micro generadores al amparo del Decreto N° 173/010.

Si bien, como se verá en el siguiente apartado, se están realizando esfuerzos para generar conciencia social particularmente sobre las ventajas de las energías renovables y su aporte para la mitigación de los efectos del cambio climático y al uso eficiente de la energía, el aspecto económico, particularmente asociado al

¹En este último caso para los edificios en los que su previsión de consumo energético para agua caliente involucre más del 20 % del consumo energético total.

monto de la inversión inicial, sigue siendo un barrera importante para el acceso de los residenciales a esta tecnología. Esto no es propio de Uruguay, sino que es el comportamiento registrado por ejemplo también en Argentina a nivel de consumidores residenciales.

Así, se señaló: *“Debido a que la inversión inicial para la instalación de estos sistemas es relativamente alta en comparación con otras fuentes energéticas, difícilmente las familias dispongan del capital inicial necesario. Por otra parte, tal inversión inicial, que debe afrontarse al momento de la compra, es lo que desanima a potenciales usuarios que reforman o construyen nuevas viviendas en áreas urbanas. Por ello es fundamental que existan iniciativas financieras innovadoras y bien definidas para el establecimiento de la tecnología.(...) Por otra parte, la tecnología fotovoltaica sufre la falta de una adecuada política de financiación y esquema de crédito que posibiliten a potenciales usuarios, como familias en áreas rurales, entidades comunales o cooperativas, compañías eléctricas, a superar la inversión inicial que hace falta para la instalación de sistemas fotovoltaicos [68].”*

10.4. Medidas para la superación de las barreras

Ya se está trabajando en la necesidad de generar conciencia social sobre la importancia de la incorporación de las Energías Renovables para la sustentabilidad (ver Capítulo 9).

En Argentina, se propone incluir la temática de las Energías Renovables en la currícula educativa en todos los niveles así como utilizar los medios de difusión públicos para informar y capacitar sobre la temática a fabricantes, constructores, desarrolladores de proyectos, instaladores y usuarios. Se plantea la necesidad de coordinar políticas y acciones con otras áreas gubernamentales involucradas en el desarrollo de áreas rurales y la generación de empleo, desarrollando experiencias piloto difundiendo sus resultados y mostrando las ventajas comparativas de los proyectos de ER en las áreas ambiental y sociales [67].

En Chile se apuesta a la formación de centros de investigación. *“Una de las principales barreras identificadas en este país para el desarrollo de la Energía Solar es el déficit tecnológico en determinados ámbitos, así como la dificultad para la formación de profesionales del área y la limitada comprensión de actores políticos relevantes en relación a la materia, lo que se puede vincular con un nivel de conocimiento más bien escaso de la temática a nivel general. (...) estos elementos adquieren relevancia en términos de lo que se ha denominado el auge de la “sociedad del conocimiento” (por ejemplo, Gomez Seguel 2005, Cancino 2011, Hong, Scardamalia y Zhang 2010). Un elemento clave en este contexto es el requerimiento social y político (por ejemplo, de los gobiernos) para crear y utilizar nuevos conocimientos que permitan lidiar con las oportunidades y problemas que se les*

presentan (Hong, Scardamalia y Zhang 2010) [65].”

El Solar Energy Research Center (SERC) como centro de investigación especializado aportó en Chile una solución en el tema de tecnología y formación y permitió desarrollar capacidad reflexiva sobre estos temas. El SERC es una entidad financiada por el Fondo de financiamiento de Investigación en Áreas Prioritarias (FONDAP) operativo desde diciembre de 2012 y que articula una red interdisciplinaria e interuniversitaria creada con el objetivo de formar capital humano avanzado en Energía Solar pero también educar, informar e interactuar con los ciudadanos y los responsables de las políticas públicas propiciando programas de transferencia de tecnología a través de proyectos co-financiados por los sectores público y privado.

En Uruguay, la transformación para la superación de las barreras sociales y culturales se está trabajando desde la educación inicial. Al respecto se debe hacer notar por ejemplo el programa “Divulgación escolar” a través del cual UTE hace décadas dicta charlas sobre la importancia de la Eficiencia Energética y el uso seguro de la energía, preservando el medio ambiente y el desarrollo sustentable. Según el Reporte Anual OPP-MIDES Período 2015-2017 [69], en el año 2016 UTE dictó 1.498 charlas que alcanzaron a 34.595 alumnos.

Por su parte, la Dirección Nacional de Energía a través del Concurso: “Eficiencia Energética en Centros Educativos y UTU” invita a estudiantes y docentes a desarrollar proyectos de Eficiencia Energética en sus centros de estudio. En el año 2016, participaron 5 liceos y 8 centros de UTU de 7 Departamentos.

Adicionalmente, el Ministerio de Industria Energía y Minería desde el año 2009 reconoce públicamente a las organizaciones por sus esfuerzos y logros alcanzados en relación al ahorro y uso eficiente de la energía. En el año 2016 se presentaron proyectos de diversos perfiles de consumidor destacando la postulación al Premio de 9 Escuelas Públicas siendo 7 de ellas rurales.

10.5. Propuesta de superación de barreras persistentes

Los cambios, cuando refieren a cuestiones sociales y/o culturales de cierto arraigo temporal, requieren el transcurso de generaciones para mostrar resultados.

La difusión sobre los beneficios de las energías renovables y la concientización desde la primera infancia sobre la importancia del medio ambiente y el desarrollo sostenible, se podría decir que son aspectos que están siendo abordados desde el ámbito político institucional.

Sin embargo, tal como se mencionó, el aspecto económico relacionado con el alto nivel de inversión que se requiere para instalar microgeneración solar fotovoltaica en los hogares, es un tema que aún no tiene solución.

Visto que el mecanismo de financiación ofrecido a través del Banco Hipotecario del Uruguay para la adquisición de colectores solares no fue lo suficientemente tentador como para realizar una inversión cuyos resultados se verían luego de un promedio de 6 años, se debería pensar, para el caso de la solar fotovoltaica, en alguna alternativa dirigida a superar la barrera económica de la inversión en paneles solares y con el resultado del Plan solar a la vista.

En tal sentido, entendemos que al amparo de la Ley N° 18.597 de Uso Eficiente de la Energía se podría acceder a los fondos del Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE) para promover subsidios a los hogares para la instalación de paneles solares.

La Ley N° 18.597 de “Uso Eficiente de la Energía” en su Artículo 2° adopta la definición moderna de Eficiencia Energética, al incluir en ella la sustitución en el uso final por parte de los usuarios de energía de las fuentes energéticas tradicionales, por fuentes de energía renovables no convencionales que permitan la diversificación de la matriz energética y la reducción de emisiones de gases contaminantes.

Por tanto, desde el momento que un Suscriptor de UTE instala un micro generador de fuente renovable no convencional realiza una medida de eficiencia energética.

Por su parte, el Artículo 4° de la ley prevé como que el Plan Nacional de Eficiencia Energética a aprobar por el Poder Ejecutivo deberá incluir : ***B) Planes de desarrollo, promoción y educación en el uso eficiente de energía incluyendo las metas correspondientes, así como la investigación y el desarrollo de tecnologías nacionales en áreas del conocimiento que contribuyan a un uso eficiente de energía.***

Dicho Plan será revisado, según dice la referida ley, como mínimo cada cinco años. Considerando entonces que el Plan fue aprobado para el período 2015-2024, puede ser revisado para el año 2020 quizás es una oportunidad para incorporar en dicho marco una medida de promoción económica de la microgeneración fotovoltaica como medida de eficiencia energética destinada a los hogares.

Mientras tanto y sin perjuicio cabe señalar que, de acuerdo a las competencias asignadas al FUDAEE por el Artículo 19 de la referida Ley, nada impediría que hoy se puede acudir al referido Fondo para subsidiar o ayudar económicamente la adquisición por parte de los residenciales de Paneles solares destinados a la microgeneración o también al auto consumo. El literal C) del referido artículo establece como competencia específica del referido Fondo “*Financiar actividades de investigación y desarrollo en eficiencia energética y la promoción de energías renovables*” por lo que no existiría impedimento jurídico para que se desarrolle una línea de

acción en tal sentido.

Finalmente y en relación a levantar las barreras sociales/culturales vinculadas a la instalación de fuentes de generación alternativas a nivel de los hogares, si bien es cierto que se están realizando acciones tendientes a difundir, educar y concientizar sobre el uso responsable de la energía, se observa que estas acciones quizás están más orientadas al cambio cultural en el uso eficiente de la energía en su acepción tradicional ² que en su acepción moderna recogida por la Ley N° 18.597 y que incluye también a la sustitución de fuentes de generación a nivel del consumidor. Por tanto se entiende que la sustitución de fuentes de generación a nivel residencial como podría ser la incorporación de paneles solares en los techos de los hogares, en tanto medida de eficiencia energética, debe ser por mandato legal, difundida como mecanismo de generación alternativo y eficiente.

² “todos los cambios que resulten en una disminución económicamente conveniente de la cantidad de energía necesaria para producir una unidad de producto o para satisfacer los requerimientos energéticos de los servicios que requieren las personas, asegurando un igual o superior nivel de calidad y una disminución de los impactos ambientales negativos cuyo alcance abarca la generación, transmisión, distribución y consumo de energía. Asimismo se comprende dentro del concepto de uso eficiente de energía la sustitución en el uso final por parte de los usuarios de energía de las fuentes energéticas tradicionales, por fuentes de energía renovables no convencionales que permitan la diversificación de la matriz energética y la reducción de emisiones de gases contaminantes [70]”

Capítulo 11

Identificación de posibilidades para desarrollo de producción nacional de diferentes dispositivos y propuesta de implementación

11.1. Componentes de una instalación fotovoltaica

Una instalación fotovoltaica consiste en el agrupamiento de equipos correctamente instalados con la finalidad de producción de energía fotovoltaica. La planta fotovoltaica se compone básicamente de un generador solar de corriente continua (paneles fotovoltaicos) instalados sobre cierta estructura, inversores que convierten esa corriente continua en corriente alterna, transformadores elevadores de tensión (dependiendo de los niveles de tensión necesarios), así como cableado y cuadros eléctricos que interconectan todos estos equipos. Entre todos los componentes mencionados de la instalación fotovoltaica se destacan los siguientes:

- Estructura de soporte de paneles
- Inversores
- Transformadores
- Cables (DC y AC)
- Cuadros de protección (DC y AC)
- Sistema de puesta a tierra
- Paneles fotovoltaicos

Para poder valorar el peso que tiene cada componente en una instalación fotovoltaica es necesario saber cómo se distribuyen los costos de instalación, para

esto se toma como referencia los valores de mercado. La distribución de los costos queda repartida de la siguiente manera:

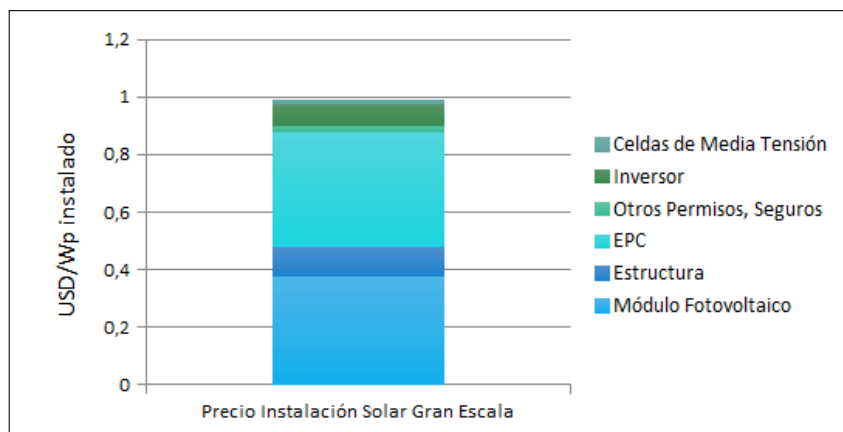


Figura 11.1: Distribución de costos en una instalación fotovoltaica.

11.1.1. Estructura soporte

Los paneles fotovoltaicos se instalan sobre una estructura capaz de resistir su propio peso y los esfuerzos de viento según la normativa vigente. Existen varios tipos de estructuras donde, entre ellos se destaca las estructuras de piso o de techo dependiendo de dónde se realice la instalación.

La separación entre estructuras en el sentido Norte Sur se define de forma tal de minimizar los efectos de sombras entre ellas. En particular se asegura que para el día del equinoccio de invierno (21 de junio) un mínimo de cuatro horas de sol para todos los paneles.

La estructura puede ser de acero galvanizado en caliente, acero inoxidable o aluminio con el fin de conseguir una protección adecuada contra la corrosión.

Estructura en piso

En este tipo de estructura se distinguen aquellas que son hincadas y las que van fijadas mediante bases de hormigón.

- Estructuras hincadas:

En este caso se utilizan postes de montaje que son incrustados en el suelo mediante una máquina denominada hincadora. Esta herramienta ahorrará tiempo y dinero permitiendo colocar postes y perfiles de una forma rápida y segura.

Los postes se hincan a una profundidad suficiente para lograr la estabilidad y resistencia adecuada. Para determinar la profundidad de hincado, es ne-

cesario realizar un estudio del terreno que incluye un estudio geotécnico y ensayos de tracción y empujes laterales.

- Ventajas:
 - Montaje rápido y muy bajo costo de instalación.
 - Desmontaje sencillo, al finalizar el periodo de contrato de venta de energía se puede desmontar fácilmente las hincas.
 - No es necesario realizar una adecuación de terreno profunda, la mayoría de las veces alcanza con simplemente realizar una limpieza de la capa vegetal.
- Desventajas:
 - Es necesario un estudio geológico del terreno previo al hincado.
 - No se puede utilizar este tipo de instalación para todo tipo de terrenos, en especial terrenos áridos o rocosos.
- Estructura con base de hormigón:

Las estructuras van fijadas en muertos de hormigón y estos dependen del terreno donde se realice la instalación.

 - Ventajas:
 - Fácil de planificar, no es necesario realizar cálculos previos considerando el tipo de terreno.
 - Se puede utilizar este tipo de instalación en todo tipo de terreno.
 - Desventajas:
 - Costos altos ya que requiere obra civil y hormigón.
 - Es necesario realizar una preparación del terreno.
 - Al contar con hormigón, el desmontaje no resulta sencillo.

Estructura para instalaciones en techo

La estructura a instalar en techo es muy variante dependiendo del lugar donde se vaya realizar el montaje.

En los casos que resulta más favorable la instalación de este tipo de estructura es cuando la superficie del techo ya acompaña las condiciones que benefician la incidencia de irradiación. Estas condiciones son la orientación hacia el norte y una inclinación respecto a la horizontal en el entorno de los 10° a 25°.

En los casos que las condiciones del tejado no sean favorables o si se quiere maximizar la generación, el montaje se realiza con una sobre estructura de forma tal de mejorar la captación de recurso. Es normal ver este tipo de configuración en techos donde la superficie es horizontal o la orientación es hacia el sur. De más está decir que este tipo de solución involucra un aumento en el costo de instalación.

Otro tipo de configuración en instalaciones de techo son los sistemas con contrapeso. Esta solución se ve en sistemas donde la instalación se realiza sin penetración del tejado para evitar el posible ingreso de humedad por las perforaciones realizadas. Para esto, es necesario que las cubiertas sean planas y con poca inclinación. No es recomendable utilizar esta configuración en casos que la inclinación del tejado sea superior a 10° .

Sistemas para parking

También existe la posibilidad de realizar parkings para automóviles utilizando la sombra que provocan los paneles fotovoltaicos. Para eso, las estructuras metálicas son más altas y se adecuan de forma tal de facilitar el estacionamiento de automóviles. En Uruguay ya existen varias empresas que han optado por este tipo de estructura para los parkings.

Fabricación local de estructura

Respecto a la fabricación a nivel nacional, resulta totalmente viable realizar la estructura fotovoltaica en Uruguay. Simplemente se debe contar con un taller que trabaje con aluminio o acero galvanizado u otros componentes (ej. magnelis).

Existen varios casos sobre el territorio nacional de fabricación de este tipo de estructura en grandes cantidades.

Un caso de ejemplo es la fábrica de estructura fotovoltaica de PV Hardware ubicada en el Parque Industrial de Paysandú. Esta fábrica consta de un galpón de 1200 m^2 equipado para la fabricación de estructura para fotovoltaica cuya producción diaria es de 1 MW de estructura.

11.1.2. Cableado

En una instalación fotovoltaica el dimensionado de los cables se realiza al igual que en cualquier instalación eléctrica considerando los criterios de intensidad de cortocircuito admisible, intensidad máxima admisible por calentamiento del cable y la caída de tensión máxima fijada por diseño.

Existen dos tipos de cable utilizados en las plantas fotovoltaicas, el cable normal y el cable solar. La diferencia que posee uno con el otro es que el cable solar está instalado junto con los paneles fotovoltaicos y las condiciones en que se exponen son mayores a los cables normales.

Por lo tanto, los cables utilizados en el cableado de continua de los sistemas fotovoltaicos denominados cable solar deben tener alguna propiedad adicional como lo son:

- Doble aislamiento.

- Resistencia a los rayos UV y al agua.
- Amplio rango de temperatura de funcionamiento (entre -40 °C a 120 °C).
- De fácil manejo (flexible, liviano).
- No propagación de la llama.

Debido a esto, la fabricación de este cable termina siendo más costosa y compleja. A nivel nacional existen varios fabricantes de cable y a medida que va avanzando el tiempo estos fabricantes están experimentando con la fabricación de cable solar, por lo que se cree que en un futuro cercano se pueda comprar este tipo de cable nacional a un precio razonable.

Respecto del cable que no es solar, tanto para BT y MT el 100 % se realiza en Uruguay, el único posible impedimento puede llegar a ser el volumen de producción en el caso de los proyectos de gran escala y no en los de microgeneración.

11.1.3. Inversores

Los inversores son los equipos encargados en convertir mediante electrónica de potencia la corriente continua producida por los paneles fotovoltaicos a corriente alterna que es la corriente que se utiliza para consumo o inyectar en la red.

Normalmente el funcionamiento del inversor es totalmente automático. A partir de que los paneles fotovoltaicos son capaces de producir la potencia suficiente, la electrónica implementada en el inversor regula la producción de energía.

El inversor funciona de forma tal que maximiza potencia posible de los paneles fotovoltaicos, esta función se la llama búsqueda del punto de máxima potencia (MPPT: “*Maximun Power Point Tracking*”). Si las condiciones a las que está impuesto el panel no son suficientes para suministrar corriente a la red, el inversor deja de funcionar.

Existen varias categorizaciones que se les pueden dar a los inversores fotovoltaicos: por tamaño, por modo de operación y por topología de implementación.

Por tamaño

Dependiendo de la potencia, existen inversores de unos pocos vatios, como también existen inversores de un par de megavatios.

Por modo de operación

Esta clasificación se basa en la funcionalidad del inversor, puede ser un inversor para una instalación aislada a la red, un inversor conectado a la red o un inversor que pueda operar de las dos modalidades (comúnmente llamados híbridos).

En el caso de instalaciones aisladas, los equipos funcionan como fuente de tensión de forma tal que el inversor impone la tensión y frecuencia de funcionamiento. Para inversores conectados a la red, la tensión y frecuencia es tomada de la red y el equipo funciona como fuente de corriente.

Por topología de implementación

Ésta es la categorización más utilizada y depende de en qué etapa de agrupamiento de paneles se encuentre conectado el inversor. A continuación se detallaran los tipos de inversores encasillados según esta definición:

- Inversor central:

A este tipo de inversor se conectan varias series de paneles fotovoltaicos conectadas en paralelo, teniendo solamente un nivel de tensión de referencia. Esta topología es la más tradicional pero poco a poco se está notando un cambio hacia otro tipo de inversores más eficientes.

- Ventajas:
 - Diseño e implementación sencilla.
 - Costo de implementación.
 - Operación y mantenimiento.
- Desventajas:
 - Cableado en continua (costo y seguridad).
 - Dificultades en el MPPT.
 - Imposibilidad de crecimiento en potencia.

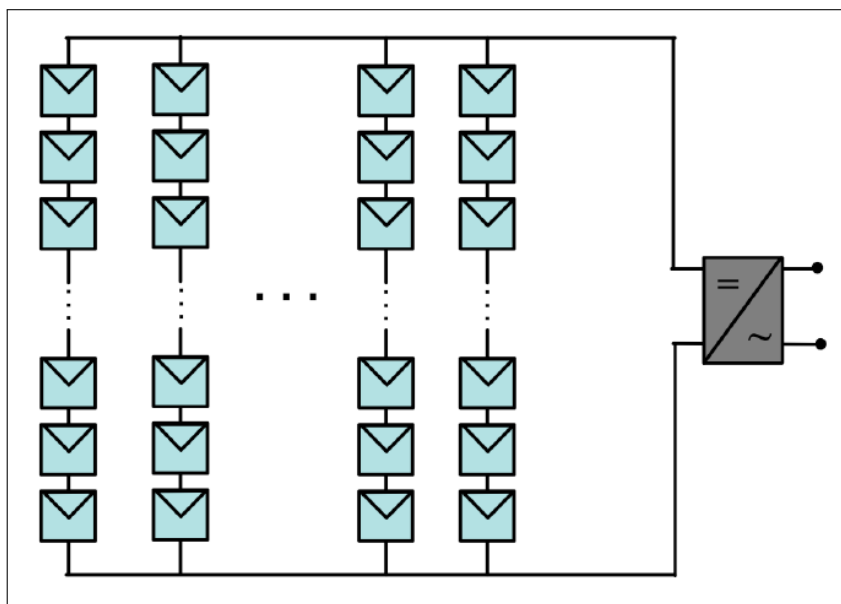


Figura 11.2: Esquema de inversor central.

■ Inversor en cadena o *string*:

A diferencia de los inversores centrales, en estos inversores solamente se conecta una serie de paneles mejorando la búsqueda del punto de máxima potencia en el sistema fotovoltaico.

- Ventajas:
 - Aumenta la eficiencia de la planta.
 - El fallo de uno de los inversores no detiene la planta.
- Desventajas:
 - Implementación más complicada.
 - Aumenta el costo de la instalación ya que existe cierta economía de escala respecto a la potencia de los inversores.

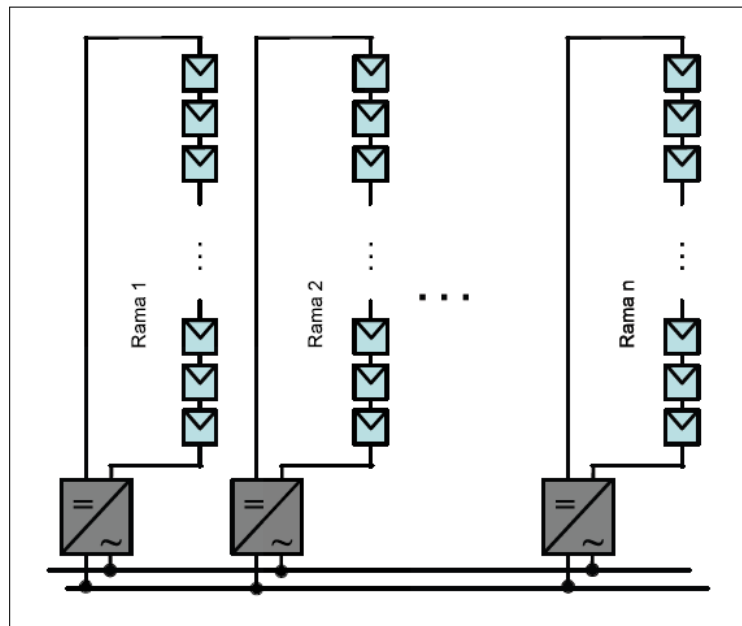


Figura 11.3: Esquema de inversor *string*.

■ Inversor multicadena:

Este tipo de inversores es una combinación entre los inversores centrales y los *string*. En esta topología se agrega una etapa de conversión DC-DC mejorando la eficiencia del sistema a la búsqueda del punto de máxima potencia. A diferencia del inversor central que solamente se realiza una búsqueda del punto de máxima potencia, en estos inversores se va agrupando una menor cantidad de series y se busca el punto de máxima potencia de cada grupo mediante los convertidores DC-DC. De esta forma se minimiza la cantidad de paneles por grupo y se alcanza un punto de funcionamiento más cercano al óptimo. Luego, a la salida de los convertidores DC-DC se tiene un nivel

de tensión en continua constante que se invierte a alterna mediante el conversor DC-AC. En el mercado fotovoltaico se está tendiendo a utilizar este tipo de equipos debido a una notoria disminución de precios en este tipo de tecnología.

- Ventajas:
 - Combina la mayor generación de energía del caso string inverter, manteniendo un inversor central.
 - Búsqueda más eficiente del MPP.
 - Amplio rango de tensión de entrada .
 - Simplicidad a la hora de mantenimiento (se sustituyen si existe algún fallo).
- Desventajas:
 - Agregar otra etapa de conversión aumenta pérdidas.

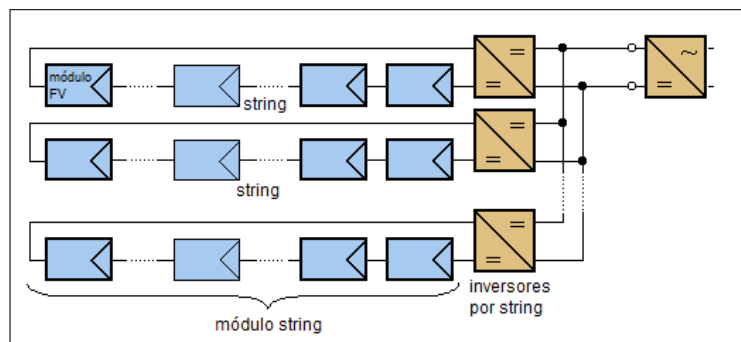


Figura 11.4: Esquema de inversor multicadena.

- Microinversores:

La topología de lo microinversores es la antítesis de la de los inversores centrales donde se agrupan varios paneles en serie y paralelo. En esta topología cada panel posee un microinversor de forma tal que no existe cableado de continua en la instalación.
- Ventajas:
 - MPPT independiente por panel.
 - Inexistencia de cableado en continua.
 - Gran modularidad.
 - El fallo de uno no es crítico.
- Desventajas:
 - Alto costo incluso para instalaciones de pequeña escala.
 - Para instalaciones de gran escala: inviable.

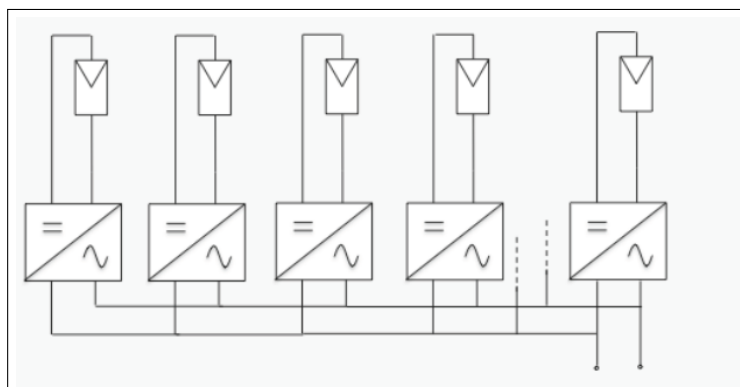


Figura 11.5: Esquema de microinversor.

Caso de la microgeneración - sistema conectado a la red

En el caso de las instalaciones de microgeneración, la potencia máxima de los inversores está limitada por la normativa y es 150 kW . En este caso, el inversor es conectado a la red por lo que toma como referencia la tensión y frecuencia impuestas por la red, y funciona como una fuente de corriente cuyo valor depende del recurso solar disponible.

Respecto a la topología, si bien en un principio la mayoría de los inversores instalados eran inversores centrales, cada vez más se están viendo inversores multicadenas debido a la mejora de eficiencia.

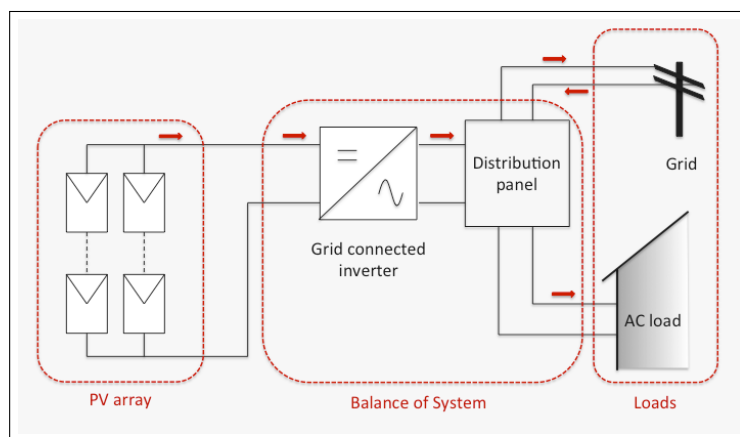


Figura 11.6: Sistema conectado a la red.

Características de un inversor

Los inversores fotovoltaicos de calidad deben de contar las siguientes propiedades:

- Alta eficiencia en la conversión (mayores a 97%).

- Búsqueda del punto de máxima potencia de funcionamiento en los paneles.
- Resistentes a condiciones de intemperie (mínimo IP 65).
- Operación en rangos extremos de temperatura y humedad, entre -20° y 60° C de temperatura y entre 0 y 100 % de humedad relativa.
- Inyección baja de armónicos de corriente.
- Interruptor automático de interconexión para la conexión y desconexión del sistema automático en caso de pérdida de la frecuencia del voltaje de la red, protección anti-isla.
- Larga vida útil ya que la vida útil de los paneles es del entorno de los 25 años.
- Cumplir con las normas: las normas IEC 61000-3-4, IEC 61000-6-2 e IEC 61000-6-3.

Posibilidades de fabricación de inversores en Uruguay

Si bien hoy en día se fabrican componentes de electrónica de potencia en Uruguay, competir con los valores de eficiencia y precio que se maneja globalmente para los inversores industriales resulta difícil para el mercado local, por lo tanto no se vislumbra en el corto plazo la posibilidad de la fabricación nacional.

11.1.4. Transformadores

Estos equipos son necesarios para realizar cambios en niveles de tensión dentro de las plantas.

En las centrales de generación en gran escala, es imprescindible el uso de estos equipos debido a que el nivel de tensión de conexión de los generadores es 15 kV, 30 kV y 150 kV y la tensión de funcionamiento de los inversores es menor a 1000 V (230 V o 400 V).

Para las centrales de microgeneración la utilización de este tipo de transformadores se reduce al pasaje de tensión de 230 V a 400 V o viceversa. Esto depende principalmente de la tensión del suministro de la Red y de la tensión de funcionamiento de los equipos inversores que usualmente es 400 V, aunque hoy en día se están viendo inversores con tensión de funcionamiento en alterna de 480 V para reducir las pérdidas en los cables.

En el caso de Uruguay, existen dos fábricas de transformadores (Partiluz y Urutransfor) con mucha tradición en la fabricación de estos equipos y que han suministrado los transformadores de casi todos los parques fotovoltaicos que se encuentran en operación en Uruguay. La calidad de estas unidades fabricadas a

nivel nacional es comparable con las importadas, pero a la hora de comprar transformadores en el mercado local hay que considerar que los plazos de entrega quizás no resulten tan convenientes como importar el producto desde el exterior.

11.1.5. Cuadros de protecciones de baja tensión

Otro conjunto importante de equipos necesarios en las instalaciones fotovoltaicas son los cuadros de protección. Estos cuadros están instalados en la zona de corriente continua y/o en la zona de corriente alterna dependiendo de la topología de la instalación.

Estos cuadros no dejan de ser cuadros de agrupamiento con protecciones y cualquier taller de tableros eléctricos es adecuado para su fabricación. Los elementos que son necesarios de importar ya que no existe producción a nivel nacional son todos los equipos de protección que contiene los cuadros como lo son llaves termomagnéticas, fusibles, diferenciales, etc.

El sistema de protección de una instalación eléctrica debe diseñarse para cumplir dos objetivos:

- Protección de equipos: proteger a los equipos evitando su mal funcionamiento y deterioro.
- Protección de personas: proteger a las personas frente a accidentes eléctricos, evitando primero que estos se produzcan y en el caso de que ocurran limitando las consecuencias del choque eléctrico.

Protección de equipos

- Las faltas eléctricas que pueden aparecer en la instalación y que pueden dañar a los equipos son aquellas que hacen que se sobrepasen los valores nominales de tensión e intensidad bajo los cuales han sido diseñado.
- Los agentes externos (rayos UV, temperaturas, humedad, etc.) también pueden afectar a los equipos de la instalación, por lo que es necesario realizar una buena especificación de los materiales de la instalación frente a estos agentes.

Protección de personas

Los accidentes con riesgo eléctrico para las personas pueden ser de dos tipos:

- Contactos directos: contacto accidental con partes activas de la instalación. Este tipo de defecto generalmente involucra algún tipo de responsabilidad de la persona afectada, se suele producir en tareas de mantenimiento, revisión, etc.
- Contactos indirectos: contacto con las masas metálicas que puedan quedar accidentalmente con tensión.

11.1.6. Cuadros de protecciones de media tensión

Las plantas de microgeneración fotovoltaica en Uruguay no cuentan con equipos de media tensión ya que según la reglamentación el nivel de tensión es de 230V o 400 V.

De todas formas, se comenta sobre los equipos de media tensión ya que habitualmente las plantas de generación fotovoltaica en gran escala se conectan en Media o en Alta Tensión, siendo para ello necesario instalar elementos de protección a nivel de MT del lado interno del parque.

Los elementos más comúnmente empleados son los siguientes:

- Celda de protección con disyuntor para la interconexión con el parque.
- Celdas de protección de transformadores.
- Celda de protección de transformadores de SSAA.
- Celdas de protección de salida de ramales.

Al día de hoy no existen fábricas, ni perspectivas de fabricación de componentes de protección de media tensión en Uruguay. En cambio, existen fábricas en la región: Argentina y Brasil, y el volumen del mercado uruguayo no hace atractivo que las mismas se repliquen en Uruguay.

11.1.7. Sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra de la instalación fotovoltaica está formado por un conductor de cobre desnudo enterrado junto con jabalinas de cobre, formando una malla a la que irán conectados todas las estructuras y partes metálicas de la instalación, así como transformador y cuadros eléctricos.

La estructuras metálicas se conectan entre sí mediante conexiones con cable de cobre aislado, formando una masa única que a su vez se conectará a la malla de tierra enterrada.

11.1.8. Celdas fotovoltaicas

El tamaño normal de las celdas fotovoltaicas varía entre 100 y 250 cm^2 y es el elemento que transforma la radiación solar incidente en electricidad aprovechando el efecto fotovoltaico: una célula fotovoltaica expuesta a la radiación solar actúa como un generador de corriente continua con una curva característica tensión-corriente que depende de la radiación solar, la temperatura y la superficie expuesta. Estas celdas se agrupan y forman los paneles fotovoltaicos obteniéndose áreas de captación con mayor potencia de generación y mayor facilidad de instalación.

Respecto a la fabricación de celdas fotovoltaicas en Uruguay existe un documento realizado por el Ing. Daniel López en el año 2015 donde se estudia la posibilidad de desarrollo de celdas a nivel nacional. Este trabajo se llama: “Análisis de los aspectos tecnológicos de la fabricación de celdas fotovoltaicas de silicio cristalino en la perspectiva de su producción en Uruguay” [71].

En este trabajo se resaltan las principales ventajas que tendría la fabricación de estos componentes a nivel nacional y son las siguientes:

- Desarrollo de industria nacional como polo tecnológico de la región, fomentando la investigación, el desarrollo y el crecimiento científico.
- La mano de obra en el montaje y mantenimiento en la instalación de parques solares fotovoltaicos.
- Se destaca el caso de Batten Wüttemberg (Alemania) donde el 1 % de la población trabaja en energías renovables, dato interesante, como fuente de empleo considerable.
- Ventajas ambientales, los paneles fotovoltaicos producen energía limpia. Modularidad de la tecnología.
- Por dificultad tecnológica se observó que no existen problemas respecto al equipamiento para montar una planta – caso de éxito Universidad PUCRS – Brasil.
- Sobre la inversión, para la planta piloto no parece ser restrictiva (3 MUS\$).
- Respecto al impacto ambiental, impacto bajo comparado a la mayoría de las industrias que pudieran instalarse.
- En el trabajo se concluye que en Uruguay es técnicamente factible la fabricación de celdas fotovoltaicas de silicio cristalino.
- Por otro lado, los precios a nivel mundial y la gran competencia que existe entre las grandes marcas de celdas fotovoltaicas amenazan con que resulte económicamente viable la fabricación de este tipo de componente.

11.1.9. Panel fotovoltaico

El panel fotovoltaico es el elemento clave de la instalación fotovoltaica. Como se comentó anteriormente, las celdas fotovoltaicas se agrupan formando los paneles. El proceso de elaboración de paneles fotovoltaicos se resume a la fabricación de las celdas, soldado de las mismas, realizar la envolvente que las contiene y varios procesos de control de calidad. Si se cuenta con las celdas fotovoltaicas como suministro la fabricación de paneles resulta factible a nivel nacional.

Existen fábricas de paneles en la región y hay un proyecto que se está desarrollando en Paysandú para la producción de 50 MW de paneles fotovoltaicos anuales

para comercializar en el mercado local y el exterior. Esta inversión de una suma de 2,3 MUSD crearía unos 60-100 puestos de trabajo dependiendo de la cantidad de turnos necesarios para suplir la demanda de paneles.

11.2. Conclusiones

- Las instalaciones fotovoltaicas presentan un conjunto de componentes cuya fabricación en Uruguay es muy factible.
- Al día de hoy ya se fabrican, transformadores, cables, cuadros de protección en alterna, cajas de *string* y la estructura soporte de los paneles.
- Si bien existe un fabricante en Uruguay de productos de electrónica de potencia, dados los requerimientos de los inversores para fotovoltaica al día de hoy resultaría de un salto tecnológico que no se vislumbra atractivo económicamente.
- Respecto de los cuadros de Media Tensión (celdas) al día de hoy no existe fabricación, ni perspectivas de la misma en Uruguay.
- La fabricación de celdas fotovoltaicas en Uruguay resulta inviable económicamente debido a los costos y a lo extensivo en energía del proceso. En cambio la posibilidad de fabricar módulos fotovoltaicos tomando la celda como insumo es viable y existe un proyecto en Uruguay al respecto.
- Teniendo en cuenta lo expuesto, y la estructura de cálculo del CNI propuesta por el “Manual para la solicitud de certificación del componente Nacional de Inversión”, se concluye que en Uruguay será posible a futuro realizar proyectos fotovoltaicos en el entorno del 80 % de Componente Nacional.



Figura 11.7: Distribución de componente nacional en una instalación fotovoltaica.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 12

Conclusiones

En el presente trabajo se estudiaron todos los aspectos claves vinculados a la microgeneración fotovoltaica, desde la revisión de la normativa técnica, pasando por varios estudios de impacto, regulación del mercado, hasta la identificación de barreras sociales que impiden la fuerte incorporación de esta tecnología a nivel residencial.

Primeramente se hizo un repaso de la normativa técnica actual y se mostraron las nuevas implementaciones fruto del aprendizaje de los primeros años de la microgeneración. A su vez, se proponen acciones técnicas y procedimentales que facilitarían la incorporación de microgeneración en el sector residencial.

Con respecto a los efectos en la facturación por parte de UTE, se encontró que el hecho de que los costos de red estén, en parte, incluidos en los costos de energía, genera una disminución del ingreso de la empresa. Un incremento continuo de la microgeneración en el actual contexto tarifario, conllevaría a un incremento de las tarifas al resto de los suscriptores, lo que tendría como posible consecuencia una mayor instalación de microgeneración, principalmente por sectores de mayores ingresos. Esto incrementaría el desbalance de costos generando un nuevo incremento de tarifas. Se plantea entonces la preocupación de que el distribuidor tendería a quedar solamente con los clientes regulados de menores consumos y en zonas de mayores costos de conexión, operación y mantenimiento.

En el capítulo 5 se analizan los decretos 173/010 y 114/014 y se sugiere revisar la definición de Generación Distribuida dada por el decreto 276/002. Se concluye que la microgeneración en sentido amplio y como concepto debería tener un tratamiento específico dentro del marco jurídico del sector eléctrico en Uruguay. La microgeneración enmarcada en el Decreto 173/010 es el único sub tipo de microgeneración que tiene un estatuto jurídico propio. Así, los microgeneradores en sentido amplio, esto es, quienes realizan actividad de generación de pequeño porte inyectando energía a la red y que no resultan abarcados por el Decreto 173/010 quedan sujetos a una regulación amplia que se presta a diversas interpretaciones sobre el estatuto jurídico aplicable a su realidad comercial y particularmente a su

tratamiento operativo. En la actualidad, estos microgeneradores en sentido amplio, podrían quedar sujetos al estatuto jurídico del Generador puro, del Autoprodutor o de la Generación Distribuida, según el caso. Sin embargo, se entiende que la microgeneración como fenómeno debería tener un tratamiento unívoco, sin perjuicio del sub tipo de microgeneración del Decreto 173/010, para lo cual se impone la necesidad de revisar la definición de Generación Distribuida dada por el Decreto 276/002 y considerar la posibilidad que la microgeneración a la que también es conveniente dotar de una definición reglamentaria, quede abarcada por el estatuto jurídico de la Generación Distribuida por ser éste, el tratamiento que se otorga en los hechos, a toda generación conectada a la Red de Distribución.

Por otro lado, se llevó a cabo una revisión de la normativa técnica de Chile en microgeneración fotovoltaica (*net billing*) comparándola con el esquema tarifario en el caso de Uruguay. Se encontró que esta normativa es muy completa gracias a la existencia de una unidad dedicada exclusivamente al seguimiento y control de los usuarios con microgeneración y que asimismo, ha favorecido a que se hayan concretado un alto número de instalaciones habitacionales.

Con el fin de vislumbrar una posible potencialidad de la microgeneración, se decidió llevar a cabo un estudio del impacto de la penetración de microgeneración en redes de distribución de baja tensión, implementando sucesivos flujos de carga en tres redes típicas. Se encontró que existen determinados porcentajes de penetración para los cuales no se cumplen los requisitos del reglamento de calidad de energía. Asimismo, se efectuó un estudio de cómo cambiaría el despacho óptimo de generación en varios escenarios de penetración y qué efecto tiene en el costo total de generación. En ambos estudios, en principio desacoplados, se encontró que existe un porcentaje óptimo de microgeneración correspondiente al 30 % de la potencia contratada de los clientes, para el cual el costo de generación y las pérdidas eléctricas se minimizan. Como valor adicional de estos estudios de impacto, se destaca que los mismos fueron realizados en el marco de un Proyecto de fin de Carrera de Ingeniería Eléctrica.

El estudio presentado en capítulo anterior tiene como hipótesis que no existen cambios en las redes de distribución. En el capítulo 8 se plantea cómo cambia el diseño óptimo de las redes incorporando distintos tipos de tecnologías, en particular la microgeneración fotovoltaica.

Mediante el análisis FODA se buscó identificar las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas de la microgeneración fotovoltaica, asignándoles un valor numérico según su grado de influencia, y de esta manera deducir qué tan viable es el desarrollo de esta tecnología en el contexto uruguayo. Se observó que, si bien existen amenazas que deben ser tenidas en cuenta, el peso de las fortalezas y oportunidades es mayor, propiciando un contexto positivo para el crecimiento de la microgeneración fotovoltaica. Se han identificado diversas barreras entre las que destacan la falta de concientización por parte del público general sobre los

beneficios de las energías renovables no convencionales y el alto nivel de inversión inicial. Con respecto a la primera, se entiende que ya se están realizando acciones a nivel institucional. En cuanto a la segunda barrera, se propone hacer uso de la Ley N.º 18597 con el fin de acceder a los fondos del Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética, promoviendo subsidios a las instalaciones residenciales.

Se efectuó un relevamiento de todos los componentes de una instalación fotovoltaica y se analizó cuáles de ellos son factibles de ser producidos localmente. La conclusión obtenida es que el 80 % de la instalación puede ser producción nacional.

Resumiendo, el trabajo muestra que existe un gran potencial para la microgeneración fotovoltaica dado que las redes de distribución de baja tensión toleran un porcentaje relativamente alto de penetración. Asimismo, el costo de generación del sistema se vería disminuido hasta cierto porcentaje. Por otra parte, el incremento de instalaciones de microgeneración trae aparejado un posible desarrollo de la industria nacional. Por el contrario, es necesario destacar que existen barreras para la microgeneración, tales como la alta inversión inicial y la falta de difusión, así como efectos potencialmente negativos debidos a la estructura tarifaria actual. Es mandatorio poder atacar estas barreras de modo de aprovechar los beneficios de la microgeneración fotovoltaica.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice A

Valorización de atributos para análisis FODA

Fortaleza	Beneficio
F1. Fuente de generación	9
F2. Reducción de gases	8
F3. Características geográficas favorables	7
F4. Tiempo de instalación	8
F5. Pequeña escala	9
F6. Modularidad de la inversión	9

Tabla A.1: Valorización de las fortalezas.

Debilidad	Costo
D1. Fuerte requerimiento de inversión	-10
D2. Estructura poco adaptable	-7

Tabla A.2: Valorización de las debilidades.

Apéndice A. Valorización de atributos para análisis FODA

Oportunidad	Beneficio	Probabilidad	Resultado
O1. Optimización de la eficiencia del SIN	6	0.8	4.8
O.2. Aporte a la seguridad de suministro	8	0.2	1.6
O.3 Aporte al control de tensión	4	0.7	2.8
O.4 Marco jurídico	9	1.0	9.0
O.5 Política favorable	7	1.0	7.0
O.6. Incentivos fiscales	4	1.0	4.0
O.7 Desarrollo de un sector poco expandido	5	1.0	5.0
O.8 Tarifas elevadas y costos bajos	4	1.0	4.0
O.9 Cambio cultural	6	0.5	3.0
O.10 Complementariedad de fuentes	7	0.7	4.9
O.11 Correlación con la demanda	6	0.5	3.0
O.12 Desarrollo de la tecnología local	8	0.6	4.8
O.13 Mejora de productividad RRHH	6	0.5	3.0
O.14. Capacitación de mano de obra local	7	0.9	6.3
O.15 Operación y mantenimiento	6	0.6	3.6
O.16 Descentralización de proyectos	8	0.6	4.8
O.17 Sistema eléctrico robusto	10	1.0	10.0

Tabla A.3: Valorización de oportunidades.

Amenaza	Costo	Probabilidad	Resultado
A.1. Expansión del parque generador	-9	0.9	-8.1
A.2 Existencia de períodos largos de precios bajos	-9	0.7	-6.3
A.3 Estructura tarifaria inadecuada	-9	0.4	-3.6
A.4 Riesgo por baja confiabilidad	-7	0.1	-0.7
A.5 Difusión insuficiente	-6	0.5	-3.0
A.6 Antecedentes de un plan solar insatisfactorio	-4	0.5	-2.0
A.7 Conciencia social insuficiente	-6	0.5	-3.0
A.8 Modificaciones al marco jurídico	-9	0.7	-6.0
A.9 Normativa escasa, falta de etiquetado	-9	0.8	-7.2

Tabla A.4: Valorización de amenazas.

	F1	F2	F3	F4	F5	F6	D1	D2
O1	0.50	0.00	0.75	0.00	0.25	0.25	0.00	0.50
O2	0.50	0.00	0.00	0.00	0.25	0.25	0.00	0.50
O3	0.25	0.00	0.25	0.00	0.25	0.25	0.00	0.50
O4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O5	1.00	0.50	0.50	0.00	0.50	0.50	0.75	0.00
O6	1.00	0.50	0.50	0.00	0.25	0.25	1.00	0.50
O7	0.50	0.00	0.50	0.25	0.75	0.75	0.75	0.75
O8	0.75	0.00	0.00	0.50	0.25	0.25	0.75	0.50
O9	1.00	0.75	0.00	0.25	0.25	0.25	0.50	0.75
O10	1.00	0.00	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O11	1.00	0.00	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O12	0.75	0.00	0.00	0.25	0.50	0.50	0.75	0.50
O13	0.75	0.00	0.00	0.50	0.50	0.50	0.75	0.50
O14	0.75	0.00	0.00	0.75	0.50	0.50	0.75	0.50
O15	0.75	0.00	0.00	0.75	0.50	0.50	0.75	0.50
O16	1.00	0.00	1.00	0.75	0.50	0.50	0.75	0.50
O17	0.50	0.00	0.75	0.25	0.75	0.75	0.75	0.50
A1	0.75	0.25	1.00	0.25	0.75	0.75	0.75	0.25
A2	0.75	0.00	0.75	0.00	0.75	0.75	0.75	0.50
A3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.75	0.75	0.75	0.00
A4	1.00	0.00	0.00	0.00	0.75	0.75	0.75	0.75
A5	0.00	0.25	0.00	0.25	0.25	0.25	0.25	0.50
A6	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.25	0.25
A7	0.50	0.50	0.25	0.25	0.25	0.25	0.50	0.00
A8	1.00	0.50	0.00	0.25	1.00	1.00	1.00	0.50
A9	0.75	0.25	0.00	0.00	0.75	0.75	1.00	0.50

Tabla A.5: Vinculación de atributos.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice B

Artículos presentados en conferencias en el marco de este proyecto

A continuación se adjuntan los artículos presentados en el marco de este proyecto en las siguientes conferencias.

- *“Régimen jurídico de la micro generación en Uruguay”*
Ana Laura Rodríguez Despada, Mario Vignolo, Diego Oroño, Tomás Di Lavello, Marcelo Rey, Gonzalo Hermida, Diego Giacosa, Juan Carriquiry
6th Latin American Energy Economics Meeting “New Energy Landscape : Impacts for Latin America” Rio de Janeiro, Brazil, 2-5 apr, page 1–16 - 2017
- *“Desafíos para el desarrollo de la microgeneración solar fotovoltaica en el sector residencial”*
Mario Vignolo, Diego Oroño, Gonzalo Hermida, Marcelo Rey, Tomás Di Lavello, Juan Carriquiry, Ana Laura Rodríguez Despada
V Congreso CIER de la Energía, Medellín, Colombia, 28 nov-1 dic - 2017
- *“Comparación de la Normativa de Autoconsumo de España y diferentes países de América”*
Tomás Di Lavello, Diego Giacosa
V Congreso CIER de la Energía, Medellín, Colombia, 28 nov-1 dic - 2017
- *“Distributed generation and demand response effects on the distribution network planning”*
Marcelo Rey, Sebastián Montes de Oca, Alvaro Giusto, Mario Vignolo
IEEE T&D Latin America, Lima, Perú, 18-21 sep, page 1–5 - 2018
- *Analysis of the penetration potential of PV microgeneration in Uruguay*
Flores Bagnulo, Isabel Briozzo, Gonzalo Hermida, Mario Vignolo, Santiago Varela
IEEE 2018 9th Power, Instrumentation and Measurement Meeting

REGIMEN JURIDICO DE LA MICRO GENERACION EN URUGUAY

1. Introducción y Contexto. 2. La Micro generación en el marco del Decreto 173/010. 3. La generación en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica; 4. La micro generación en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. 5. La Micro generación del Decreto 173/010 y el autoconsumo del Decreto 43/015. 6. El desarrollo de la micro generación en Uruguay. Conclusiones.

Autores: Dra. Esc. Ana Laura Rodríguez D' Espada/Dr. Ing. Mario Vignolo/Ing. Diego Oroño/Ing. Tomás Di Lavello/Ing. Marcelo Rey/Ing. Gonzalo Hermida/Ing. Diego Giacosa/Ing. Juan Carriquiry en el marco del proyecto de ANII FSE 120151110656.

1. INTRODUCCION Y CONTEXTO

El artículo 1 de la Ley 16.832 del 12 de junio de 1997, excepcionó de la calidad de servicio público a la actividad de generación de energía eléctrica.

Esto quiere decir que dicha actividad de la industria eléctrica puede ser realizada por cualquier agente, inclusive para su comercialización total o parcial a terceros en forma regular y permanente, debiendo, en este último caso, someterse a las reglas de operación y despacho dictadas por el Despacho Nacional de Cargas y a las normas que regulan el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MME).

Por su parte, el artículo 23 de la referida ley 16.832, estableció que la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) (empresa estatal verticalmente integrada) tendrá como cometido central la prestación del servicio público de electricidad de acuerdo con las previsiones del Decreto Ley 14.694 (Ley Nacional de Electricidad) del 1º de setiembre de 1977 y modificativas, ley que también previó dentro de sus cometidos, la realización de cualquiera de las actividades de la industria eléctrica, incluida la actividad de generación.

Por lo tanto, en lo que refiere a la actividad de generación de energía eléctrica tenemos, consagrado desde el año 1997, un régimen jurídico de libre competencia donde se espera que confluyan actores del sector público y del sector privado, esto es, la empresa estatal UTE quien a su vez realiza las actividades de transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica en régimen de monopolio natural, y el sector privado mediante la actividad de generación, importación, exportación y/o comercialización de energía eléctrica.

Adicionalmente, la propia Ley previó que quienes ejerzan actividades de la industria eléctrica que no constituyan servicio público de electricidad, deberán ajustarse a las normas técnicas que dicte la autoridad competente debiendo el Poder Ejecutivo previo informe de la Dirección Nacional de Energía y de UTE, autorizar la integración al Sistema interconectado de centrales de generación y líneas de transmisión de propiedad de otros sujetos de derechos o que fueren explotados o administrados por éstos. (Artículo 6

inciso final ley 14.694, artículos 3 y 6 de la ley 16.832) rigiéndose la actividad de generación, importación, exportación y comercialización de energía eléctrica por las disposiciones respectivas del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. (Artículo 3 Decreto 276/002).

Sin perjuicio de esta normativa, hasta el año 2006, la actividad de generación de energía eléctrica fue realizada en forma exclusiva por el ente estatal UTE, salvo el caso particular de la represa de Salto Grande que desde el año 1946 es gestionada por una Comisión Técnico Mixta, organismo binacional creado por la República Argentina y la República Oriental del Uruguay.

En este contexto y en el año 2008, el Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Industria Energía y Minería-Dirección Nacional de Energía, haciendo pie en un Acuerdo Multipartidario que comprometió a todos los partidos políticos con representación parlamentaria, impulsó una política pública tendiente a diversificar la matriz energética de forma de reducir la dependencia energética de los países vecinos con el fin de minimizar los costos de generación, cumplir sus compromisos en cuestión medioambiental, tender a la universalización del acceso a la energía eléctrica, diversificar el sujeto suministrador de la misma y bajar las tarifas de electricidad.

Particularmente, en lo que refiere al autoconsumo y a la micro generación, el Acuerdo Multipartidario señaló: *“Se entiende necesario continuar los esfuerzos para ampliar la universalización en el acceso a la energía para todos los habitantes del país con el objetivo de alcanzar el 100% de electrificación en el quinquenio. Para lograr este objetivo se acuerda que, además de continuar el tendido de redes eléctricas, se promoverá también la aplicación de otro tipo de tecnologías, fundamentalmente basadas en energías renovables, como por ejemplo sistemas híbridos (eólico, solar fotovoltaico, diesel o biocombustibles) **aislados de la red.**”*

Asimismo se señaló como línea de acción: *“Diseñar mecanismos para impulsar la introducción de **micro generación** hidráulica. (...) Impulso de la generación de energía a nivel del hogar **mediante energías renovables** especialmente **micro generación** eólica”*

Dicha política pública basada en cuatro ejes centrales (institucional, oferta, demanda y social) se ha materializado en los últimos 8 años mediante Decretos especiales de promoción de contratación de generación limpia de gran porte por parte de UTE, incentivos tributarios para la instalación de centrales de generación de fuentes renovables, líneas de financiación para la inversión en energía más limpia, certificados de eficiencia energética y en lo que refiere a la micro generación y al autoconsumo mediante la aprobación del Decreto 173/010 del 1º de junio de 2010 y del Decreto 43/015 del 2 de febrero de 2015 respectivamente.

2. LA MICRO GENERACION EN EL MARCO DEL DECRETO 173/010

El Decreto 276/002 de fecha 28 de junio de 2002 que aprobó el Reglamento General del Marco Regulatorio del sector eléctrico, previó en su artículo 7 definiciones para las expresiones utilizadas por la normativa sectorial. Dicho decreto, que sufrió modificaciones posteriores, aprobó una suerte de nomenclatura o diccionario en base

al cual deberán entenderse las expresiones utilizadas por la normativa del sector. Sin embargo, desde su redacción original hasta la fecha, dicho Reglamento no contiene una definición de “micro generador” o de micro generación.

La Resolución número 163/010 del 29 de julio de 2010 dictada por la Unidad Reguladora de Energía y Agua (URSEA) que aprueba el Reglamento sobre Medición de la Energía intercambiada en el ámbito del Decreto 173/010 define al Micro generador¹ como sigue: ***“Es el Suscriptor conectado a la red de distribución de baja tensión que, habiendo instalado generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mini hidráulica intercambia con la UTE energía eléctrica por él producida, en el marco de las previsiones del Decreto 173/010”***. El artículo 6 de la misma resolución prevé: *“El Micro generador, en su carácter de Suscriptor, tiene respecto del equipo de medida las responsabilidades establecidas en el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica aprobado por el Decreto 277/002 de 28 de junio de 2002”*.²

De acuerdo a dicha definición el Micro generador es el Suscriptor con generación renovable instalada, conectado a la red de distribución de baja tensión que intercambia energía con UTE en el marco del Decreto 173/010.

A su vez, se debe entender por Suscriptor, a la persona natural o jurídica que ha firmado un contrato o una solicitud de abastecimiento y recibe la provisión de energía eléctrica correspondiente (artículo 11 del Decreto ley 14.694) sea en calidad de consumidor cautivo del Distribuidor o como Gran Consumidor Potencial.³ (Artículo 7 del Decreto 276/002 en la redacción dada por el Decreto 114/014)

Por su parte, el artículo 2 del Reglamento de Baja Tensión de UTE define al micro generador como *“cliente que cuenta con un sistema de micro generación”*.

Por tanto, en la actualidad, la definición de micro generador como sujeto que realiza la actividad de micro generación está asociada a la actividad de generación desarrollada en el marco del Decreto 173/010 con las características y condiciones técnicas especificadas en la norma.

En cuanto a las características requeridas por el Decreto 173/010, la corriente máxima generada por el Micro generador no deberá superar los 16 amperios, con excepción de los suministros vinculados a instalaciones de Media Tensión monofásicas (máxima 25 amperios) y la potencia pico del equipamiento de generación instalado deberá ser menor o igual a la potencia contratada por el Suscriptor.

¹ En adelante y a los efectos del presente trabajo: **“Micro generador”** es el que realiza actividad de micro generación en el marco del Decreto 173/010. El **“micro generador”** es el micro generador en sentido amplio, esto es, todo aquel micro generador no abarcado por el Decreto 173/010

² Los aspectos técnicos de estas instalaciones de micro generación se rigen por las Resoluciones del MIEM números 1895 y 1896 del año 2010.

³Queda comprendido también en la calidad de Suscriptor el titular de un suministro en las condiciones referidas que genere energía eléctrica para su propio consumo, sin entregar energía a la red.

Adicionalmente, se prevé que los interesados en superar dichos máximos, deberán contar con la previa conformidad de UTE debiendo asumir, además, todos los costos de las modificaciones requeridas por la red de distribución.

En cuanto a las condiciones técnicas, los Micro generadores se registrarán por las Resoluciones del Ministerio de Industria, Energía y Minería números 1895 o 1896/010⁴ del 28 de julio de 2010 según corresponda, por el Capítulo XXVIII del Reglamento de Baja Tensión “*Instalaciones de micro generación conectadas a la red de baja tensión de UTE*”, por el Convenio de Conexión, el Reglamento de Distribución (Decreto 277/002 del 28 de julio de 2002) y el Reglamento de Medición (Resolución URSEA 163/010) entre otros requisitos solicitados por UTE como Distribuidor.

Aquí cabe mencionar que por las referidas Resoluciones del MIEM se ha establecido un límite de Potencia y tensión.

Para aquellos interesados en superar los máximos establecidos en el párrafo primero del artículo 1º del Decreto 173/010 se previó que debido a las características de la red eléctrica, la máxima potencia autorizada de la Instalación de Micro Generación sea para tensión normal: 230 trifásico de 100 kW y 400 trifásico de 150 kW.

Asimismo se previó que en todos los casos la Potencia máxima de la Instalación deberá ser menor o igual a la contratada por el Suscriptor.

Por su parte, aquellos Micro generadores que se encuentren dentro de lo previsto por el párrafo primero del artículo 1º del Decreto 173/010 deberán contar con una instalación cuya tensión nominal coincida con la tensión del suministro. Y en suministros monofásicos, la instalación será monofásica.

En cuanto a los beneficios económicos derivados del Decreto 173/010 cabe señalar que éste encomendó a UTE a comprar la totalidad de la energía entregada a la red por el Micro generador al mismo precio fijado por UTE para la venta de energía en su Pliego Tarifario⁵ y por un plazo de 10 años a partir de la puesta en servicio de sus instalaciones. Adicionalmente, el Micro generador no pagará cargos por el uso de las redes debiendo asumir los costos del equipamiento interno y abonar únicamente una tasa de conexión por los costos vinculados a la instalación del medidor.

En cuanto a la modalidad de despacho el artículo 9 del mencionado Decreto prevé que el Micro generador se auto despachará y se considerará con un costo variable igual a cero. Su vinculación con el Mercado y con el Despacho Nacional de Carga será a través del Distribuidor rigiéndose por el régimen previsto en el mismo decreto y otros actos unilaterales accesorios dictados por UTE.

⁴ La vigencia de las condiciones requeridas por la Resolución 1896/010 fue prorrogada por la Resolución 32/013 del MIEM.

⁵ Salvo para el caso de la tarifa residencial simple en cuyo caso el precio de compra se sustituirá por el fijado para la segunda franja inmediata superior. Y para los Suscriptores con Tarifa de Consumo Básico Residencial quienes se registrarán como clientes del Tipo Tarifa Residencial Simple. (artículo 5 del Decreto 173/010)

Nótese entonces que el sujeto jurídico que realiza la actividad llamada de “microgeneración” al amparo del Decreto 173/010 es un Suscriptor que desde el momento que deviene en Microgenerador, pasa a registrarse automáticamente por dicho decreto, sin perder la calidad de Suscriptor.

Sin embargo permanecemos sin definición de micro generador como sujeto que realiza la actividad de micro generación sin ser Suscriptor o sin quedar abarcado por el sistema de microgeneración previsto en el Decreto referido.

En síntesis, el Micro generador abarcado por el Decreto 173/010 es un Suscriptor conectado en Baja Tensión que genera, que se autodespacha y que se vincula con el sistema eléctrico a través del Distribuidor.

A los efectos del Sistema Interconectado Nacional y del Mercado Mayorista, su tratamiento es muy similar al tratamiento de la Generación Distribuida pero con una diferencia fundamental. La Micro generación regulada en el del Decreto 173/010 no es parte del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Esto es, la energía generada por el Micro generador y que UTE compra en el marco del Decreto 173/010 no ingresa al Mercado Mayorista de Energía Eléctrica y por tanto queda por fuera de dicho Mercado. Veamos la distinción.

3. LA GENERACION EN EL MERCADO MAYORISTA DE ENERGIA ELECTRICA

El Mercado Mayorista de Energía Eléctrica es el mercado que funciona en las etapas de generación y consumo, con uso compartido del sistema de transmisión y régimen de libre acceso y de competencia para el suministro a los Distribuidores y Grandes Consumidores. (Artículo 11 de la Ley 16.832 y artículo 7 del Decreto 276/002).

Según el artículo 16 de la ley 16.832, los generadores recibirán su remuneración en función de la energía y potencia vendida en el mercado mayorista de energía eléctrica, calculada a partir de los valores netos entregados. Deberán además pagar o cobrar, según corresponda, por los otros servicios que reciban o presten en el sistema.

Los Participantes del Mercado Mayorista son los autorizados a operar comercialmente en el MMEE, comprando y vendiendo en forma directa. Entre los Participantes encontramos a **los Generadores, Autoproductores, Distribuidores, Grandes Consumidores y Comercializadores.**

Veamos entonces qué dice la reglamentación en relación a los Generadores y a los Autoproductores de energía eléctrica.

Los Generadores y Autoproductores integran un calificación más amplia al ser denominados por la reglamenteación, Agentes Productores.

Según el artículo 7 Decreto 276/002 el **Agente Productor**⁶ es el Agente que produce energía y entrega todo o parte de ella a la red. Incluye al Generador, al Autoproducer que inyecta excedentes a la red, al Autoproducer Firme que participa en forma directa en el MMEE, al Comercializador de Generación y a la importación (generación ubicada en otro país) representada por su importador. (Artículo 7 Decreto 276/002).

El Agente Productor- **Generador** es el titular de una o más centrales de generación eléctrica instaladas en el país⁷ (artículo 7 Decreto 276/002) quien para conectarse al Sistema Interconectado requiere una autorización del Poder Ejecutivo. (Artículo 53 Decreto 360/002 en la redacción dada por el Decreto 43/015).

Como puede observarse, para ser Generador no se requiere estar conectado a una tensión determinada ni tener una potencia instalada específica por lo que nada impediría a la luz de las definiciones vistas y siendo la actividad de generación una actividad en libre competencia, que existan generadores conectados en baja tensión que transen su energía en el Mercado Mayorista.

El Agente Productor- **Auto productor** es el generador que cumple determinados requisitos exigidos por la reglamentación. (Decreto 276/002). En general, podríamos decir que se trata de un **Agente con una potencia instalada superior a los 500 kVA** y cuya energía anual generada vendida al MMEE no puede superar el 50% de su generación anual, esto quiere decir que consume todo o parte de la energía que produce.⁸ (Artículo 7 Decreto 276/002).

De superar dicho porcentaje, será considerado Generador.⁹

Como vemos, la figura del Auto productor tampoco está asociada a un determinado nivel de tensión pero a diferencia del generador, debe tener una potencia instalada superior a los 500 kVA y consumir la energía generada en los porcentajes indicados arriba.

Entonces, al no haber un requisito de tensión, si un micro generador, entendido como generador de pequeño porte conectado en baja tensión cumpliera los requisitos definidos por la reglamentación, incluida la potencia instalada, podría constituirse en Auto productor para vender sus excedentes en el Mercado Mayorista, habida cuenta que se encuentran establecidos los peajes hasta el nivel de tensión de su conexión.

En cambio, no sucede lo mismo con la Generación Distribuida.

⁶ Para ser considerado Agente se requiere contar con, al menos, una autorización operativa. (artículo 54 Decreto 360/002 en redacción dada por el Decreto 43/015).

⁷ Serán Agentes del mercado mayorista de energía eléctrica los generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores. Los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes consumidores. Dichos contratos serán libremente negociados entre las partes. Estas disposiciones son de aplicación para UTE, por ser también generador y distribuidor de energía eléctrica. (Artículo 11 Ley 16.832).

⁸ Si supera ese porcentaje muda su condición de Auto productor a generador de energía con consumos. (artículo 55 del RMEE) En ambos supuestos actuaría en el Mercado Mayorista

⁹ En función de la evolución del MMEE y el comportamiento de Auto productores, el Regulador podrá eventualmente modificar este porcentaje por acto fundado. (Artículo 55 Decreto 360/002)

La **Generación Distribuida** es entendida como la generación de Auto productores y Generadores conectados a instalaciones de **Media Tensión** del Distribuidor, cuya **potencia instalada de generación no supera los 5.000 (cinco mil) kW**. (artículo 37 del Decreto 277/002 Reglamento de Distribución y Artículo 58 Decreto 360/002)

Esta generación, llamada Generación Distribuida no está sujeta a despacho centralizado pero la información de su generación debe ser suministrada al DNC para la supervisión de la seguridad del servicio y calidad del sistema.

Los titulares de Generación Distribuida están obligados a entregar la información diariamente al Distribuidor quien la debe suministrar al DNC junto con la información de consumo propio, dentro de los plazos establecidos en el Reglamento del Mercado Mayorista. (Artículo 39 del Decreto 277/002 Reglamento de Distribución).

Según la reglamentación, *la actividad de coordinación relativa a la generación de menor tamaño conectada a la red de distribución (Generación Distribuida), que se auto despacha*, será cumplida por los Centros de Control del Distribuidor, que se considerarán Centros de Control y Coordinación. A tales efectos, dicha generación deberá estar conectada al sistema de telecontrol y medida del Distribuidor. (Artículo 21 del Decreto 360/002. Reglamento del Mercado Mayorista).

Resulta claro entonces que la micro generación entendida como la generación de pequeño porte conectada en baja tensión, no integraría la categoría de Generación Distribuida por existir un requisito de tensión que no cumple.

De lo que viene de analizarse, no surgen elementos que permitan a prima facie diferenciar la actividad de micro generación entendida como actividad de generación de energía eléctrica de pequeño porte conectada en baja tensión de la actividad de generación de energía eléctrica desarrollada por los Generadores y Auto productores que participan en el Mercado Mayorista.

Nótese que para ser Generador la normativa no prevé requerimientos de tensión ni de potencia Instalada por lo que podría existir un micro generador que decida vender su generación en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Mientras no exista una disposición reglamentaria que fije el límite de la potencia instalada de un generador para ser considerado micro generador, el límite vendrá impuesto por un parámetro técnico que especifique el máximo de potencia que un generador puede instalar en baja tensión.

Dependiendo de ello, estaremos frente a centrales de micro generación que sin ser Generación Distribuida, serán de despacho libre (con una capacidad instalada inferior o igual a 5 MW) o de despacho centralizado. (Artículos 69 a 72 del Decreto 360/002. Reglamento del Mercado Mayorista).

Por su parte, respecto de la categoría de Auto productor, tal como vimos, la reglamentación prevé un requisito de potencia (Potencia instalada > 500 kVA). En la medida que dicho requisito sea pasible de cumplimiento por un micro generador en baja

tensión, entonces, éste podrá actuar también, como Autoprodutor en el Mercado Mayorista.

Finalmente, y tal como lo anunciamos ut supra, la Generación Distribuida tiene un requisito de potencia (potencia <5000 kW y un requisito de tensión (conexión en Media Tensión) por lo que la actividad de micro generación no podrá ser considerada Generación Distribuida ya que según definición reglamentaria, la Generación Distribuida se encuentra conectada en Media Tensión.

Esto, sin perjuicio que conceptualmente el tratamiento de la micro generación como actividad de generación de pequeño porte (por fuera del Decreto 173/010) debería ser similar al tratamiento de la Generación Distribuida.

O mejor aún, la micro generación debería estar incluida en la definición jurídica de Generación Distribuida ya que en los hechos, cuando nos referimos a la Generación Distribuida, nos referimos a toda la generación conectada a la red de Distribución y cercana a la demanda, sin importar el nivel de tensión.

De allí que sería deseable una armonización de las definiciones ya que no habría fundamento aparente que pueda justificar un tratamiento diferencial de la micro generación respecto de la Generación Distribuida.

4. LA MICRO GENERACION EN EL MERCADO MAYORISTA DE ENERGIA ELECTRICA

Con base en lo analizado en el capítulo precedente, podríamos concluir que podrían existir micro generadores, entendido como generadores de pequeño porte conectados en baja tensión, que decidan ingresar al Mercado Mayorista de Energía Eléctrica en calidad Generadores o Auto productores.¹⁰

Y esto en tanto el desarrollo de la actividad de micro generación no puede quedar limitada a la Micro generación regulada por el Decreto 173/010.

Basta volver a las normas citadas en el capítulo 1 del presente trabajo para concluir que la actividad de generación de energía eléctrica es una actividad en libre competencia que puede ser realizada por cualquier sujeto de derecho que cumpla con los requisitos previstos en la reglamentación.

Recordemos al respecto el principio de libertad dispuesto en la **Constitución** de la República (**artículos 7 y 10**) que no tiene otra limitación que no sea la que fije la ley por razones de interés general (**artículo 36**).

En la especie, nos encontramos frente a una actividad que con independencia del porte de la central generadora, fue desmonopolizada por la ley 16.832 y respecto de la cual se requiere únicamente un acto de autorización del Poder Ejecutivo que no es más que un acto debido, esto es, un acto administrativo que remueve un obstáculo jurídico para el

¹⁰ En los hechos, dicha participación será viable en la medida que estén pre fijados los peajes.

desarrollo de una actividad lícita y por tanto no es un acto discrecional sino un acto mandatado por ley. (Artículo 53 del Decreto 360/002 en la redacción dada por el Decreto 43/015)

La doctrina uruguaya es unánime en relación a la visión del **acto de autorización** del Poder Ejecutivo como un acto administrativo debido.

Así, Durán Martínez expresa: *“Compartimos la opinión de Cajarville porque estamos ante una actividad privada y libre sin condiciones legislativas al respecto más que las técnicas. En materia de una actividad privada, que por definición es libre, la ley puede imponer una autorización y ella misma puede imponer a la Administración una actividad reglada o discrecional en el tema, en función de las exigencias del bien común y dentro del marco constitucional. Incluso puede en ciertas circunstancias ampliar la potestad reglamentaria, habilitando a la Administración a imponer una autorización para el ejercicio de una actividad privada. Pero para que la discrecionalidad exista, ella debe surgir explícita o implícitamente de la ley; de lo contrario, la autorización será siempre un acto debido. En el caso, la autorización no surge de la ley sino del artículo reglamentario, por lo que es un **acto debido**.”*¹¹

Puede eventualmente sostenerse que el micro generador no aparece mencionado dentro de los Participantes del Mercado Mayorista, pero ello no debe ser entendido como una imposibilidad para desarrollar la actividad en dicho Mercado.

Tal como se señaló ut supra, no hay una definición de micro generador en sentido amplio a nivel reglamentario y el sujeto que realiza la actividad de generación de energía de pequeño porte podría estar incluido en la definición de Generador o incluso de Autoproductor.

La única limitante que se encuentra a primera vista es para el generador de pequeño porte (micro generador) que quiere constituirse en Auto productor. La resolución de este caso dependerá no tanto de un criterio jurídico como de un parámetro técnico, esto es, la viabilidad de conectar un micro generador con una potencia superior a 500 kVA en baja tensión. Si consideramos además que la definición de Auto productor (Decreto 276/002) prevé un mínimo de potencia instalada pero no establece un tope, el criterio técnico será el que determine el límite de potencia a instalar en baja tensión y por tanto la existencia de Auto productor en baja tensión tendrá una limitante técnica más que jurídica.

En definitiva, no puede legítimamente exigirse que para que exista micro generación en sentido amplio, se deban cumplir los requisitos del Decreto 173/010 cuando éste regula un sub tipo de microgeneración.

Dicho decreto exige el cumplimiento de determinados requisitos jurídicos y condiciones técnicas que encuentran su justificación en un régimen beneficioso, favorable desde el punto de vista económico y que seduce para invertir en dicho marco. Consecuencias

¹¹ Durán Martínez, Augusto. “Segmentos del sector eléctrico: ¿servicio público? ¿libre competencia?” en Estudios de Derecho Administrativo Parte Especial. Año 1999 pág. 231

propias de cualquier norma jurídica que promociona, incentiva o favorece el desarrollo de una actividad dentro de determinado marco conceptual.

Sin embargo, puede existir micro generación, esto es, generación de pequeño porte conectada en baja tensión, por fuera del Decreto 173/010.

Es cierto que no hay una definición jurídica de micro generador o micro generación más allá que la contenida en la Resolución 163/010 de URSEA o en el Reglamento de baja tensión (definición tautológica). Es cierto también que no hay un régimen específico para el tratamiento de esta generación de pequeño porte conectada en Baja con destino al Mercado Mayorista.

No obstante, la falta de norma jurídica que regule esta situación no puede ser interpretada como una limitante para su desarrollo.

En síntesis, nos encontramos frente a una actividad lícita que puede ser desarrollada en base al principio de libertad consagrado en la Constitución sin limitación impuesta por ley de interés general y sin reglamentación específica siendo de aplicación el artículo 332 de la Constitución.¹²

Por tanto, existe la libertad de realizar la actividad de generación de energía eléctrica aun aquella de pequeño porte que no se enmarque en el Decreto 173/010 y mientras no exista reglamentación que regule dicha actividad se deberá acudir a los fundamentos de leyes análogas, a los principios generales de derecho y a las doctrinas generalmente admitidas para procurar su regulación.

Admitida entonces la posibilidad de micro generación fuera del Decreto 173/010 corresponde preguntarse ahora, cuáles serían las situaciones, esto es, los casos de micro generación, entendida como generación de pequeño porte que quedarían fuera del Decreto 173/010.

En principio, podemos identificar las siguientes situaciones:

1. Suscriptores conectados en baja tensión que deciden generar con una potencia instalada superior a la potencia contratada o con una potencia máxima a inyectar superior a los 150 kW conectado en 400 v y de 100 kW conectado en 230 v.
2. Suscriptores conectados en baja tensión que deciden generar con una fuente no renovable.
3. Clientes libres que deciden generar para consumo e inyectar excedentes.
4. Suscriptores que cumplen todos los requisitos del Decreto 173/010 pero están conectados en Media Tensión.

¹² “Los preceptos de la presente Constitución que reconocen derechos a los individuos, así como los que atribuyen facultades e imponen deberes a las autoridades públicas, no dejarán de aplicarse por falta de la reglamentación respectiva, sino que ésta será suplida, recurriendo a los fundamentos de leyes análogas, a los principios generales de derecho y a las doctrinas generalmente admitidas” (art. 332 Constitución)

Finalmente, cabe señalar que la venta de sus excedentes en el Mercado Mayorista no sería la única posibilidad de transacción de energía excedentaria que tendría el micro generador. Para aquellos micro generadores que tengan o conserven la calidad de Suscritores, el artículo 12 del Decreto Ley 14.694 en la redacción dada por el artículo 21 de la ley 16.832 *“prevé un supuesto bien particular de suministro eléctrico, al habilitar al distribuidor a autorizar a un Suscriptor a que abastezca a terceros mediante derivaciones de sus propias instalaciones, teniendo tal autorización carácter irrevocable para eventuales futuros distribuidores”*¹³

5. LA MICROGENERACION DEL DECRETO 173/010 Y EL AUTOCONSUMO DEL DECRETO 43/015

En este apartado dedicaremos unos párrafos a diferenciar la micro generación del llamado “auto consumo” o “autoabastecimiento”.

Mientras el micro generador puede inyectar energía a la red, esto es, existe la posibilidad de intercambio bidireccional con UTE, al auto consumidor le es permitido generar únicamente para su propio consumo sin posibilidad de inyectar excedentes a la red.

El Decreto 43/015 del 2 de febrero de 2015, vino a modificar el artículo 12 del Decreto 276/002 y agregar el artículo 12 bis a la referida norma.

Los artículos 12 y 12 bis del Decreto 276/002 en su nueva redacción, vienen a regular la generación de energía eléctrica para autoconsumo que es instalada en isla, esto es, no conectada al Sistema Interconectado Nacional y aquella instalada en paralelo a la red de UTE esto es, conectada al SIN, respectivamente.

La normativa dispone que la instalación de centrales generadoras y líneas de transmisión y distribución de media tensión no conectadas a la Red de Interconexión requerirá autorización del Ministerio de Industria, Energía y Minería, cuando su potencia instalada sea mayor a 150 kW (artículo 12) la que quedará condicionada, en cuanto corresponda, al cumplimiento de los mismos requerimientos que rigen para las centrales de generación y líneas de transporte conectadas. (Artículo 12 Decreto 276/002 en la redacción dada por el Decreto 43/015)

En principio, el artículo 12 no limita el desarrollo del autoconsumo a un nivel de tensión. Si bien el artículo 12 cuando refiere a la generación en isla habla de media tensión parecería referir únicamente a las línea y no, a las centrales generadoras.

Por tanto entendemos que se podrían instalar centrales generadoras destinadas al autoconsumo en isla tanto en Baja como en Media tensión.

Respecto de las centrales que funcionan en paralelo a la red de UTE y que son abordadas por el artículo siguiente (12 bis) en cuanto a la autorización se remite al artículo anterior por tanto estas centrales también pueden instalarse en Media o en Baja tensión.

¹³ Vázquez, María Cristina en “Marco jurídico fundamental de la industria eléctrica en el Uruguay” en Estudios Jurídicos en Homenaje al Profesor Juan Pablo Cajarville Peluffo, página 493.

Según el artículo 12 bis, el titular de la central deberá identificarse como Suscriptor consumidor de energía eléctrica de la red quedando autorizadas sin necesidad de trámite aquellas centrales generadoras de una potencia a instalar no superior a 150 kW, sin perjuicio del deber de cumplir con las reglas ambientales y de seguridad que resulten de aplicación. (Artículo 12 BIS del Decreto 276/002 en la redacción dada por el Decreto 43/015).

En definitiva, si bien el autoconsumo se puede dar en Media o en Baja Tensión, en el supuesto de generación en paralelo a la red, el solicitante deberá tener la calidad de Suscriptor. Según la nueva definición de Suscriptor dada por el Decreto 114/014 del 30 de abril de 2014, el **Suscriptor**: *“Es el cliente final titular de un suministro efectuado y medido por el Distribuidor distinguiéndose dos tipos de Suscriptores: los Grandes Consumidores Potenciales y los consumidores cautivos (aquellos que solo pueden comprar su suministro a ese Distribuidor). Queda comprendido en la calidad de Suscriptor el titular de un suministro en las condiciones referidas que genere energía eléctrica para su propio consumo, sin entregar energía a la red”*.

Entonces, aquellas centrales de generación instaladas por un consumidor cautivo o un Gran Consumidor Potencial (en paralelo) o por cualquier sujeto de derecho (en isla) destinadas a abastecer sus consumos sin posibilidad de inyectar energía a la red y con una potencia instalada inferior a los 150 kW pueden operar sin necesidad de autorización del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

No obstante, dichas centrales deberán registrarse ante la Dirección Nacional de Energía, cumplir las reglas ambientales y de seguridad que le resulten de aplicación, cumplir los requisitos técnicos a definir por el Regulador (mientras tanto serán los criterios fijados por el Distribuidor o Transmisor), firmar de un Convenio de Conexión o Convenio de Uso y aportar la información sobre la energía producida a la DNE a efectos del balance energético anual (para centrales en paralelo).

Cuando la potencia instalada supere los 150 kW requerirán, además, la autorización del Ministerio de Industria, Energía y Minería.

Finalmente, la inyección de energía en la red así como cualquier otro incumplimiento grave al convenio (de uso o conexión) habilitarán la desconexión de la central involucrada, previa notificación salvo en supuestos graves que se requiera la inmediata desconexión.

En relación a lo consignado en el párrafo anterior, cabe señalar que la inyección de energía a la red, determinaría la pérdida de calidad de autoconsumidor, pero en modo alguno, supondría la realización de un acto prohibido por el régimen jurídico actual.

En virtud de lo referido en los capítulos antecedentes, el Auto consumidor (Suscriptor) que desee inyectar energía a la red, perderá la condición de autoconsumidor pero podrá eventualmente convertirse en:

- A)** un Micro generador del Decreto 173/010 en la medida en que cumpla con todos los requisitos dispuestos por la norma y sin necesidad de requerir la autorización

del artículo 53 del Decreto 360/002 por existir la autorización genérica del Decreto 173/010.

- B)** Un micro generador que actúe en el Mercado Mayorista como Auto productor con consumos propios y venta de excedentes en el Mercado Mayorista (de darse los requisitos técnicos exigidos, en especial la potencia instalada) o como Generador con consumos propios regidos por el contrato de suscripción o regidos por el Mercado Mayorista como Participante consumidor (abandonando la calidad de Suscriptor) según el caso.
- C)** Un micro generador que conectado en Media Tensión y con una potencia inferior a los 5000 kW pasa a ser considerado Generación Distribuida y actúa en el Mercado Mayorista a través del Distribuidor.

En cuanto a su tratamiento y vínculo con el DNC en el supuesto B) habría que determinar si se regirá por las reglas de la Generación Distribuida (no hay ninguna remisión explícita) o de Despacho Centralizado (como regla general) (Ver al respecto Capítulo 4)

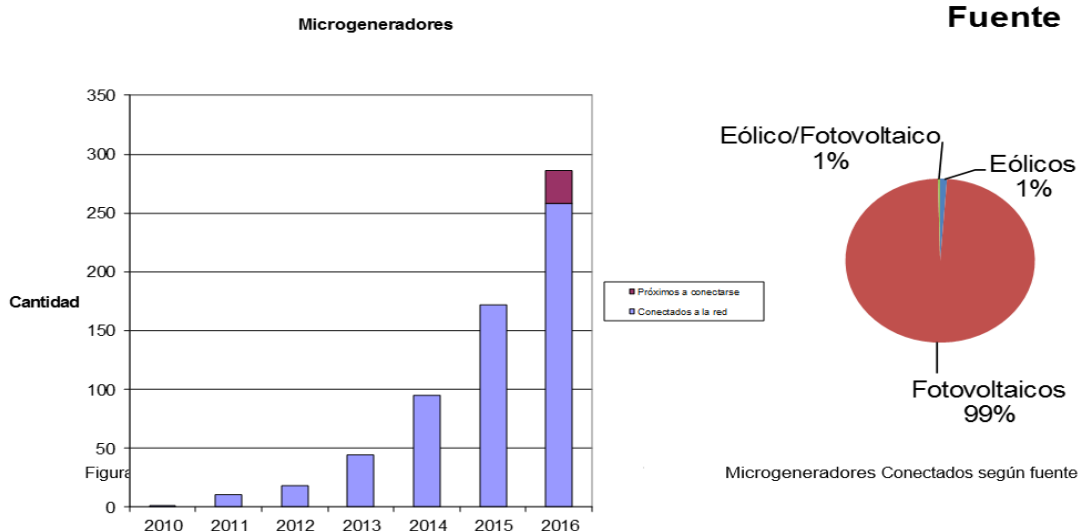
6. EL DESARROLLO DE LA MICRO GENERACION EN URUGUAY.

De acuerdo al análisis precedente, el régimen jurídico de la micro generación en Uruguay es amplio. Basados en el principio de libertad de resorte constitucional y en el régimen de libre competencia previsto a nivel legal, la micro generación podría desarrollarse bajo cualquier esquema de negocios.

Sin embargo, el 100% de los emprendimientos en micro generación fueron desarrollados al amparo del Decreto 173/010.

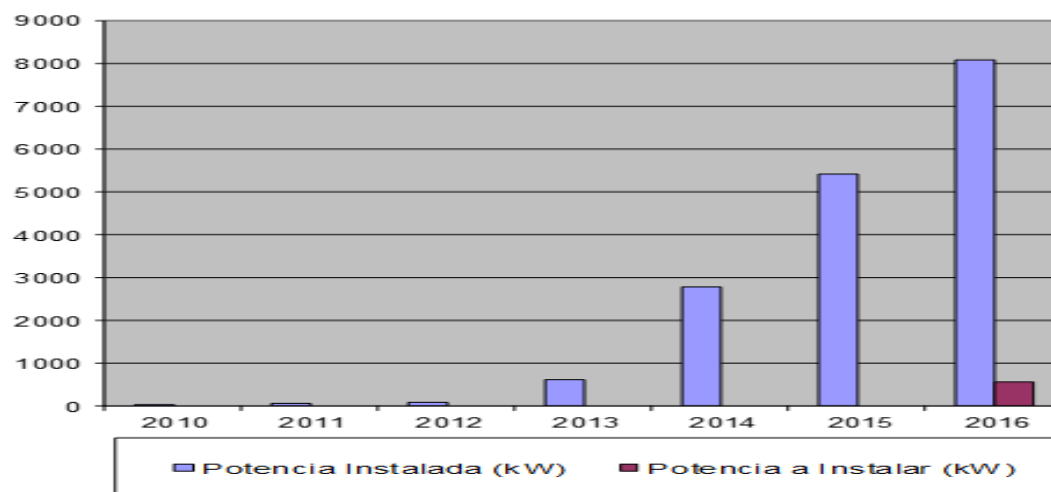
La aplicación de dicho Decreto sumado a la ley de promoción de inversiones (16.060) y sus decretos reglamentarios generaron fuertes incentivos económicos y fiscales favorables para el desarrollo de la Micro generación bajo dicho paraguas jurídico.

A continuación, se presentan unos gráficos que muestran la evolución de la micro generación en el Uruguay:



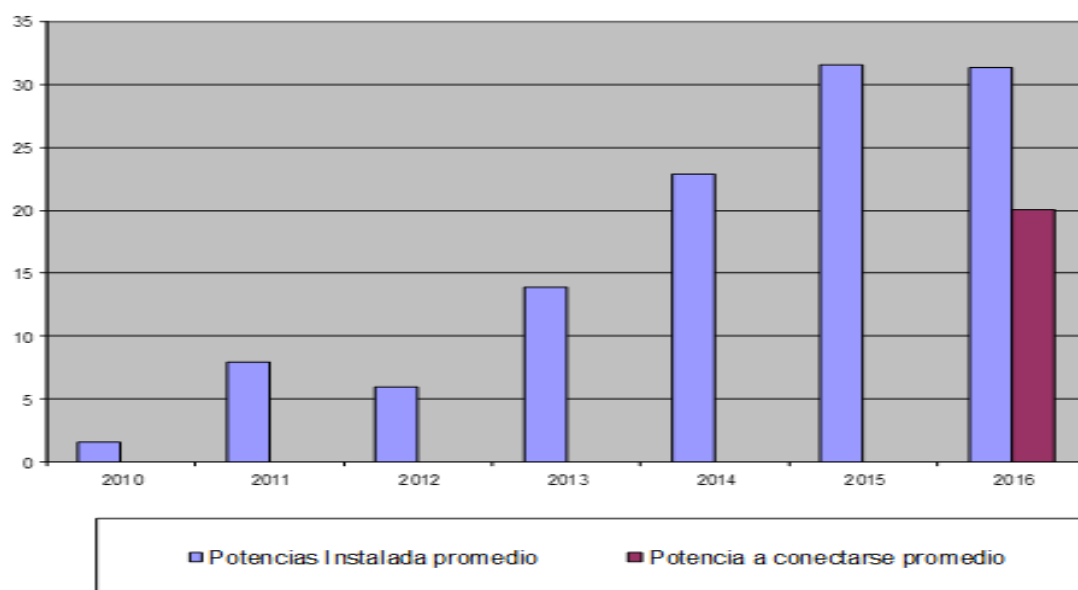
La grafica anterior muestra la cantidad de instalaciones generadoras conectadas por año de forma acumulada hasta noviembre de 2016. Adicionalmente se tiene que el 99 % de las instalaciones conectadas son fotovoltaicas y el resto eólicas.

La grafica que sigue muestra la potencia activa en kW instalada al 2016 y la que se encuentra pendiente de concreción.

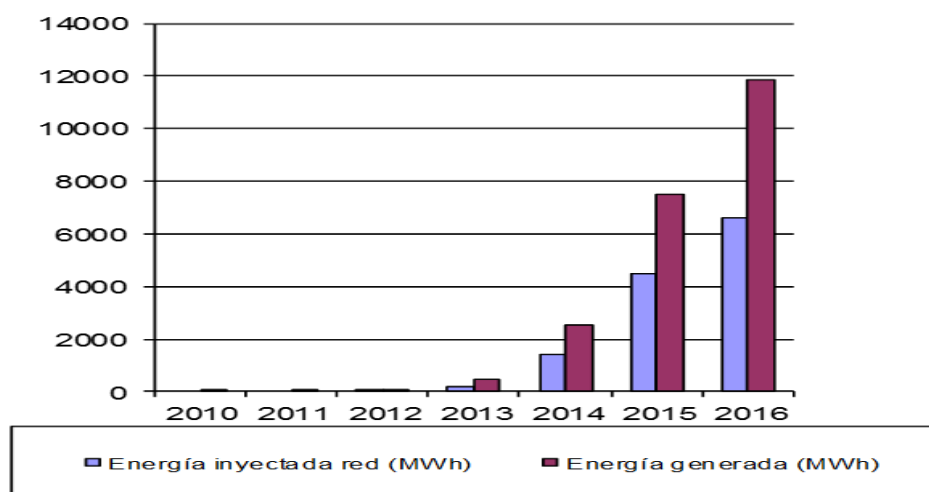


Es importante notar que el crecimiento en la potencia instalada es exponencial.

En la siguiente grafica se muestra la Potencia promedio de microgeneracion instalada, observándose una tendencia creciente de instalación de microgeneradores de potencias mayores, incrementándose el número de minigeneradores y no tanto el de microgeneradores; observándose valores de potencia promedios por microgenerador superiores a 30 kW.



La gráfica que sigue muestra la energía generada e inyectada a la red en MWh por año de forma acumulada.



Se puede observar que aproximadamente la mitad de la energía generada por los Micro generadores es consumida por éstos mientras que el resto es volcado a la red de UTE, energía que es abonada por el Ente en los términos dispuestos por el Decreto 173/010.

7. CONCLUSIONES

En resumen, podemos decir que la micro generación en sentido amplio y como concepto debería tener un tratamiento específico dentro del marco jurídico del sector eléctrico en Uruguay.

La Micro generación enmarcada en el Decreto 173/010 es el único sub tipo de micro generación que tiene un estatuto jurídico propio.

Así, los micro generadores en sentido amplio, esto es, quienes realizan actividad de generación de pequeño porte inyectando energía a la red y que no resultan abarcados por el Decreto 173/010 quedan sujetos a una regulación amplia que se presta a diversas interpretaciones sobre el estatuto jurídico aplicable a su realidad comercial y particularmente a su tratamiento operativo.

En la actualidad, estos micro generadores en sentido amplio, podrían quedar sujetos al estatuto jurídico del Generador puro, del Autoprodutor o de la Generación Distribuida, según el caso.

Sin embargo, entendemos que la micro generación como fenómeno debería tener un tratamiento unívoco, sin perjuicio del sub tipo de Micro generación del Decreto 173/010, para lo cual se impone la necesidad de revisar la definición de Generación Distribuida dada por el Decreto 276/002 y considerar la posibilidad que la micro generación a la que también es conveniente dotar de una definición reglamentaria, quede abarcada por el estatuto jurídico de la Generación Distribuida por ser éste, el tratamiento que se otorga en los hechos, a toda generación conectada a la Red de Distribución.

Finalmente corresponde resaltar a la luz de los datos presentados, el éxito que ha tenido la Micro generación del Decreto 173/010, habiendo llegado a 8 MW de potencia instalada en Micro generación en el año 2016.



Facultad de Ingeniería - Fundación Ricaldoni- Agencia Nacional de
Investigación e Innovación- en el marco del proyecto FJR-ANII FSE
120151110656 financiado por el Fondo Sectorial de Energía.
Montevideo, Uruguay. Setiembre 2017

"DESAFÍOS PARA EL DESARROLLO DE LA MICROGENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL"

Autor/es: VIGNOLO, J. Mario; OROÑO, Diego; HERMIDA, Gonzalo; REY, Marcelo; DI LAVELLO,
Tomás; CARRIQUIRY, Juan (Ingenieros), RODRIGUEZ, Ana Laura (Abogada)

Empresa o entidad: Facultad de Ingeniería/

PALABRAS-CLAVE: Micro generación,
FODA, consumidor residencial,
fotovoltaica, incentivos, energías limpias,
barreras

Indicar **código de subtema:** T1-1 o
T6-1

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Julio Herrera y Reissig 565

Teléfono: 27110974

mario.vignolo@gmail.com

Resumen

Este trabajo se enmarca dentro de un proyecto más amplio denominado, "Microgeneración fotovoltaica en Uruguay: Beneficios, marco normativo y producción de capacidades locales".

El objetivo del trabajo que se presenta es realizar un estudio global del desarrollo de la micro generación de origen fotovoltaico en Uruguay por sector de actividad e identificar posibles barreras para su desarrollo en el sector residencial proponiendo mecanismos para revertir dicha realidad.

La metodología se compone de 3 fases o etapas. **Fase 1:** Análisis general de las fortalezas, debilidades amenazas y oportunidades que ofrece esta modalidad de generación con un abordaje multidisciplinario y utilizando la herramienta FODA. Se profundiza el análisis sobre la micro generación como alternativa de auto abastecimiento para el sector residencial.

Fase 2: Estudio del estado de desarrollo de

la micro generación fotovoltaica a nivel residencial. Se analizan los indicadores de desarrollo de esta modalidad de generación para dicho sector de consumo y se sopesan las debilidades y amenazas que eventualmente coadyuvaban a su magro desarrollo. **Fase 3:** Estudio de posibles mecanismos de transformación y mitigación de las debilidades y amenazas que fueron identificadas en la Fase 1.

Se observa que la micro generación de origen fotovoltaico en Uruguay se ha desarrollado principalmente en el sector industrial y comercial. Su magro desarrollo a nivel residencial es multi causal pudiendo identificarse barreras para su desarrollo tanto de tipo cultural o social, como económico y/o técnico que obstaculizan su aceptación colectiva como alternativa de abastecimiento eléctrico y por tanto frenan su implementación en hogares. No obstante, se pueden identificar paliativos y/o mecanismos tendientes a revertir dicha tendencia.

INTRODUCCIÓN

SOBRE EL FODA

El análisis FODA, también conocido como “Matriz de Análisis DAFO”, o bien “SWOT Matrix”¹ en inglés es una herramienta que aporta al análisis estratégico de un problema o situación. A través de una matriz correlaciona los aspectos internos (fortalezas y debilidades) con los aspectos externos (oportunidades y amenazas).

El objetivo del análisis FODA consiste en obtener conclusiones sobre la forma en que el objeto de estudio será capaz de afrontar los cambios y acontecimientos generados en su contexto, (oportunidades y amenazas) a partir de sus fortalezas y debilidades internas.

De allí que las fortalezas y debilidades atiendan a los aspectos intrínsecos del objeto de estudio mientras que las oportunidades y amenazas son factores extrínsecos, elementos que pueden manifestarse en el entorno sin que se pueda influir sobre su ocurrencia pero que posibilita aprovecharlos (oportunidades) o conocerlos para que, en caso de ocurrencia, se puedan mitigar sus efectos negativos (amenazas).

En el caso objeto de estudio podríamos decir que las fortalezas son los atributos o destrezas intrínsecas de la micro generación como opción de tecnología favorable para su desarrollo. Por su parte, las debilidades serían aquellas características intrínsecas que serían desfavorables para su desarrollo. Luego, las oportunidades serían aquellas condiciones externas en las que se inserta esta tecnología y que resulan favorables para su desarrollo, y finalmente las amenazas serían aquellas condiciones que de ocurrir podrían ser perjudiciales o tener consecuencias negativas para la implementación, desarrollo y/o crecimiento de esta tecnología.

A continuación, se realiza el análisis FODA de la micro generación solar fotovoltaica.

FASE 1: Análisis general de Fortalezas, Debilidades, Oportunidades y Amenazas

FORTALEZAS

1. LA FUENTE DE GENERACION

La generación de fuente solar fotovoltaica no tiene costos de combustible.

2. LA REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES CON EFECTO INVERNADERO

La sustitución de los mecanismos de generación convencionales de energía eléctrica por fuentes renovables no tradicionales como la energía solar fotovoltaica tiene por efecto la reducción de la emisión de estos gases y por tanto la mitigación de sus efectos contaminantes.

3. LAS CARACTERÍSTICAS GEOGRÁFICAS FAVORABLES

El recurso solar en el Uruguay apropiado y no varía significativamente, si bien se puede observar una mejora del recurso en zonas más hacia el noroeste del país.

4. EL TIEMPO DE INSTALACION

El tiempo de instalación de un micro generador es mucho menor que el tiempo de instalación de una central convencional de gran porte, lo cual favorece la ecuación económica financiera de la inversión.

5. LA PEQUEÑA ESCALA

A diferencia de la generación en escala convencional, la magnitud de las potencias a instalar en micro generación facilita la utilización de espacios relativamente pequeños, pudiendo colocarse en industrias o centros comerciales ya existentes, incluso en hogares y/o residencias, aprovechando techos o áreas ociosas, haciéndolo “a medida”.

6. LA MODULARIDAD DE LAS INVERSIONES

A diferencia de las centrales de generación convencionales como las térmicas, que requieren ser construidas en forma demasiado espaciada en el tiempo, la micro generación en un sistema pequeño como el de Uruguay otorga una mayor flexibilidad en

¹ García.T & Cano.M. (1999-2000) "El Foda. Una técnica para el análisis de problemas en el contexto de la planeación de las organizaciones".

cuanto a requerimientos de inversión y de tiempo de ejecución de los proyectos.

DEBILIDADES

1. ALTO COSTO DE INVERSIÓN UNITARIA

Actualmente, y a pesar de la fortaleza identificada en el numeral anterior los requerimientos de inversión para estas instalaciones en Uruguay siguen siendo muy elevados. Para una Pequeña o Mediana empresa la inversión es alta y particularmente para el sector residencial todavía resulta muy alta.

2. ESTRUCTURA POCO ADAPTABLE A DISEÑOS ARQUITECTÓNICOS DUROS

El diseño estructural de los paneles solares fotovoltaicos puede dificultar su inserción particularmente a nivel residencial en aquellas arquitecturas particularmente urbanas, que no fueron pensadas para su instalación. Se pueden presentar techos irregulares, tejas, chimeneas o edificios antiguos, y sombras por presencia de otras edificaciones, lo cual produce un sobre esfuerzo económico que se traduce en una debilidad intrínseca de esta fuente de generación.

OPORTUNIDADES

1. OPTIMIZACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La micro generación fotovoltaica se instala en la red de baja tensión cercana a los puntos de demanda energética. Al cumplir con esta característica, la micro generación fotovoltaica podría contribuir a reducir las pérdidas que se ocasionan en la red eléctrica respecto a una cantidad equivalente de generación convencional proveniente desde el sistema de transmisión, mejorando así la eficiencia del sistema.

2. EL APOORTE A LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO

La presencia del micro generador en la red de distribución puede proporcionar seguridad adicional en el suministro de energía eléctrica dependiendo de la configuración y de las posibilidades de

almacenamiento de energía de los usuarios.

3. EL APOORTE AL CONTROL DE TENSIÓN

Cualquier fuente de generación que se conecta cercana a la demanda puede proporcionar una forma adicional de control de tensión en las redes de distribución. La conexión de varios generadores distribuidos en la red y un control de despacho inteligente podría proporcionar gran flexibilidad en el manejo de la energía reactiva y el control de tensión.

4. EL MARCO JURÍDICO QUE GARANTIZA LA LIBERTAD DE GENERACIÓN

La ley 16.832 desmonopolizó la actividad de generación de energía eléctrica por tanto, nos encontramos frente a una actividad que con independencia del porte de la central generadora puede ser desarrollada por cualquier particular mientras cumpla con los requisitos de orden técnico requeridos por la reglamentación.

5. UNA POLÍTICA ESTATAL DE LARGO PLAZO TENDIENTE A LA DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ Y DEL SUMINISTRADOR DE ENERGÍA

El Acuerdo Multipartidario en materia energética celebrado en el año 2008 selló una línea de acción que devino en una política estatal en el año 2010 con un horizonte temporal de 30 años; ésta política comenzó a materializarse en una serie de decretos a través de los cuales se logró la diversificación de las fuentes de generación de energía eléctrica.

La estabilidad de esta política energética que cabe señalar no ha tenido modificaciones hasta el momento y que no se espera los tenga en el corto plazo, favoreció y sigue favoreciendo la inversión con un horizonte a largo plazo.

6. INCENTIVOS FISCALES

A) PARA IMPORTACIÓN DE BIENES DESTINADOS A LA FABRICACIÓN NACIONAL DE PANELES SOLARES

La ley 19.406 otorga beneficios tributarios a la producción nacional de paneles solares para la generación de energía fotovoltaica. Esta ley promueve la fabricación nacional

de paneles solares al exonerarlos de tributos. Adicionalmente, la propia ley faculta al Poder Ejecutivo a otorgar exoneraciones sobre los *bienes destinados a integrar el costo de los paneles solares para la generación de energía fotovoltaica, siempre que hayan sido declarados no competitivos con la industria nacional.*

B) PRODUCCIÓN MÁS LIMPIA

Por medio de la Ley N° 16.906 de Promoción y Protección de Inversiones y su Decreto reglamentario N° 2/011 las empresas que inviertan en fuentes de generación renovable no convencional podrán gozar de exoneraciones en el Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE) entre otros impuestos sobre la totalidad de las ganancias generadas en cada ejercicio.

El Decreto N° 354/009 específicamente promueve la inversión en energía no renovable siempre que el destino de dicha energía sea el Mercado de Contratos a Término del Mercado Mayorista.

7. DESARROLLO DE UN SECTOR POCO EXPANDIDO

En los últimos años, en Uruguay ha sido instalada cierta cantidad de generación solar fotovoltaica en centrales de generación y en emplazamientos industriales que han acoplado a proyectos propios la incorporación de esta fuente de energía renovable. Sin embargo, el sector residencial no ha visto aun la llegada de la generación micro solar fotovoltaica a pesar de existir las condiciones físicas y de superficie suficiente para la correcta implementación. A modo de ejemplo, la densidad de población en la ciudad de Montevideo es de las menores de la región con 4200 habitantes por kilómetro cuadrado², lo cual da la pauta de la cantidad de superficie disponible, por habitante, para pensar en la disponibilidad de área aprovechable para la instalación de paneles.

Esto es visto como una oportunidad ya que, comparativamente con otras ciudades de la región y del mundo, existe más superficie aprovechable para realizar el montaje de paneles solares en el sector residencial en Uruguay.

² Fuente: DEMOGRAPHIA WORLD URBAN AREAS 12th ANNUAL EDITION, April 2016

8. TARIFAS DEL DISTRIBUIDOR ELEVADAS Y COSTOS DE GENERACIÓN QUE SE REDUCEN

Uruguay posee tarifas de energía eléctrica a nivel residencial que varían entre 125 USD/MWh y 294 USD/MWh, dependiendo del tipo de categoría tarifaria (e.g. residencial simple, doble horario) y del tramo horario o escalón de consumo. (precios abril 2017).³ Por otro lado los costos de instalación fotovoltaica a nivel internacional vienen reduciéndose constantemente consiguiendo valores de LCOE⁴ para instalación fotovoltaica en techo a nivel residencial entre los 88 – 193 USD/MWh.⁵ El parámetro LCOE es utilizado para definir el coste de generar energía eléctrica, y toma en cuenta la inversión, el mantenimiento, las tasas de descuento, etc.

La relación entre el costo de generación y la tarifa determina el grado de factibilidad de un proyecto de micro generación.

9. POSIBILIDAD DE IMPRIMIR UN CAMBIO CULTURAL HACIA EL USO DE ENERGÍAS LIMPIAS

El Premio Nacional a la Eficiencia Energética, las Líneas de Asistencia para realización de auditorías energéticas, el Programa Concurso de Eficiencia Energética en la Educación Media, Programa de Apoyo a la Eficiencia Energética: Préstamos para la mejora de vivienda, el plan “A todas luces” y el proyecto “la escuela sustentable” son sólo ejemplos de acciones tendientes a crear una conciencia social que redunde en un cambio cultural.

10. COMPLEMENTARIEDAD CON EL RESTO DE LOS RECURSOS⁶

El recurso solar y el recurso hidráulico en nuestro país muestran una cierta complementariedad a lo largo del año. En verano la generación fotovoltaica es mayor que en el invierno, en el caso de la

³ Fuente: Pliego tarifario de UTE, www.ute.com.uy.

⁴ Levelized Cost of Energy (LCOE)

⁵ Fuente: Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Versión 10.0 Diciembre

⁶ Fuente: Complementariedad de las Energías Renovables en Uruguay y valorización de proyectos para el filtrado de su variabilidad. Ruben Chaer, Milena Gurin, Eliana Cornalino, Martín Draper, Rafael Terra, Gonzalo Abal y Rodrigo Alonso. REF: INE /ENE/RG-T1886-SN5

generación hidroeléctrica pasa lo opuesto debido a las ocurrencias de lluvias.

Comparando el recurso solar con el recurso eólico pasa algo similar a lo anterior pero en escala diaria. Se puede observar una reducción de la velocidad del viento en las horas de mayor irradiación solar recibida a nivel del suelo, por lo tanto se reduce la generación eólica en las horas que se tiene mayor generación solar fotovoltaica.

Esta complementariedad entre la fotovoltaica y el recurso eólico a escala diaria, y la fotovoltaica y el recurso hidráulico a escala estacional, fomentan el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas.

11. CORRELACIÓN DIRECTA CON LA DEMANDA EN EL VERANO

Debido a la incorporación masiva de los equipos de aire acondicionado en los últimos años se ha observado un notorio acenso de la energía demandada en la época de verano. Como se mencionó anteriormente, la energía fotovoltaica es mayor en verano y acompañaría a este aumento de demanda.

Por otro lado, debido a los aires acondicionados se está modificando la curva de demanda en los días de verano. Cada vez más los picos de demanda se están ubicando en las horas cercanas al mediodía, al igual que las horas de mayor generación fotovoltaica, por lo que la generación acompañaría a la demanda.

12. DESARROLLO DE TECNOLOGÍA LOCAL

La posibilidad de incorporar tecnología local representa una oportunidad que brinda la generación fotovoltaica en el país, respecto de la generación convencional. La incorporación de tecnología nacional es más factible en la generación fotovoltaica como resultado de dos fenómenos: la menor escala y el tipo de tecnologías empleadas. El menor tamaño de los proyectos y de sus componentes permite con mayor facilidad la integración de componentes por empresas locales, que operan en pequeña escala.

13. MEJORA EN LA PRODUCTIVIDAD DE RRHH EN LAS EMPRESAS

Dada la simplicidad y automatización de los nuevos equipos generadores, seguramente no será necesario para aquellas empresas que decidan generar contratar un equipo de

especialistas en aspectos de instalaciones eléctricas y funcionamiento de máquinas, sino que alcanzara con capacitar operarios cuyas capacidades no hayan sido potenciadas en la medida de sus reales posibilidades dentro de la organización.

14. CAPACITACIÓN DE MANO DE OBRA LOCAL

Es posible realizar la instalación completa de una planta fotovoltaica con mano de obra local previamente capacitada. Al día de hoy existen varios cursos que capacitan a las personas para participar en las distintas etapas de la instalación.

15. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

La instalación masiva de este tipo de emprendimientos abre la oportunidad a empresas para realizar la operación y mantenimiento de las instalaciones. De esta forma se estarían creando nuevas fuentes de trabajo vinculadas a este tipo de generación.

16. DESCENTRALIZACIÓN DE LOS PROYECTOS

Debido a las características que presenta la tecnología fotovoltaica se pueden encontrar proyectos en todo el territorio del país. El recurso solar se encuentra disponible en todo el territorio nacional y para la instalación de estos proyectos no es necesario ningún requerimiento en especial salvo que exista conexión a la Red eléctrica y poseer una superficie disponible donde incida la irradiación solar. Por esta razón la micro generación fotovoltaica ayuda a la descentralización de proyectos de inversión existiendo la posibilidad de desarrollar proyectos en zonas no tan desarrolladas.

17. UN SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DE DISTRIBUCIÓN ROBUSTO

El sistema eléctrico actual resulta apto para la incorporación de generación de tipo intermitente. Si el sistema fuera débil, representaría una amenaza. Además la cobertura es mayor a 99 %⁷ lo que permite

⁷ Dirección Nacional de Energía. Publicaciones y estadísticas

instalar FV prácticamente en cualquier punto de la red.

AMENAZAS

1. EXPANSIÓN DEL PARQUE GENERADOR EN EL URUGUAY

Toda forma de generación eléctrica compite directamente con la generación a nivel país por la expansión del parque generador nacional. La instalación de centrales de ciclo combinado y la instalación de generadores de energía eólica y fotovoltaica de gran escala pueden llegar a ser un freno a los posibles intentos de instalación de pequeños generadores. Esto se debe a que con mayor frecuencia se comienzan a producir escenarios de excedentes de generación, sin una demanda para su colocación, lo cual no sería deseable.

De lo anterior se desprende que puede representar una amenaza para la expansión de la generación solar fotovoltaica en el sector residencial, el hecho de que existan otros proyectos para aumentar el parque generador de mediana o gran escala.

2. EXISTENCIA DE PERIODOS LARGOS DE PRECIOS BAJOS

Uruguay cuenta con una potencia instalada de generación de más de 4000 MW teniendo una demanda máxima cercana a los 2000 MW. La gran incorporación de generación a precios menores a las fuentes de generación tradicional alimentadas a combustibles fósiles, conjugado con el tímido aumento de demanda energética en el país, resulta en que los costos de abastecimiento energético se encuentren en los más bajos de los últimos años. Por estas razones se prevé la posibilidad de que se reduzcan las tarifas teniendo un impacto directo en la rentabilidad de los proyectos de micro generación.

3. ESTRUCTURA TARIFARIA INADECUADA

Ligado con el punto anterior, el hecho que la estructura tarifaria actual sea inadecuada por no reflejar los costos de la red a través de los cargos por potencia (i.e. cargos

energizados), produce el riesgo que cuando esta estructura tarifaria se adecúe, disminuya el incentivo para la instalación de microgeneración solar fotovoltaica.

4. RIESGO POR BAJA CONFIABILIDAD DE LA RED EN EL PUNTO DE CONEXIÓN

La red de distribución eléctrica en el lugar de emplazamiento del microgenerador no necesariamente está diseñada para la conexión adecuada de generación. Muchas veces se trata de redes rurales con baja confiabilidad. En estos casos, el refuerzo de la red para la conexión de micro generación puede ser demasiado alto y hacer el proyecto de generación inviable.

Sin embargo, para instalaciones de poca envergadura, como podrían llegar a ser las necesarias para el sector residencial no habrían de ser costosas las adecuaciones de la red en el punto de conexión, por lo que esta posible debilidad del sistema representaría una amenaza de escasa dimensión a la introducción de la micro solar en el sector residencial.

5. DIFUSION INSUFICIENTE DE ESTA ALTERNATIVA DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO A POTENCIALES USUARIOS

Estudios⁸ realizados en relación al Plan Solar implementado por UTE, en el cual fue promovida la incorporación de calefones solares a nivel residencial, indican que el Plan tuvo aspectos deficitarios. Dentro de estos, ha sido detectado que las mayores barreras para afianzar el proceso de incorporación al plan, se ubican en la comunicación. En particular se entendió que la comunicación con los clientes pudo haber sido mejorada para que fueran se obtuvieran mejores resultados en la incorporación al plan.

En tal sentido, la comunicación con los posibles clientes puede ser una debilidad que puede amenazar la expansión de un plan análogo para introducción de la generación solar fotovoltaica a nivel residencial.

Si bien desde el año 2010 se cuenta con un Decreto que promueve la instalación de micro generación con venta de excedentes

⁸ Fuente: FACTUM Dirección Nacional de Energía Estudio Cualitativo de Evaluación del PLAN SOLAR Marzo/Mayo 2014

a UTE y dicho decreto es público e incluso la página web de UTE tiene una sección destinada a la micro generación, la difusión de esta modalidad de generación y de negocio energético con UTE no ha sido difundida lo suficiente como para captar un sector del Mercado, particularmente el residencial y que opte por esta modalidad de abastecimiento. El hecho que UTE compita con el sector privado en la actividad de generación, que pague la energía excedentaria del micro generador a una tarifa alta como la que plantea el Decreto 173/0010 y la existencia de un contexto nacional de excedentes energéticos, ha coadyuvado a que esta alternativa no haya sido difundida en forma suficiente.

6. LOS ANTECEDENTES DE UN PLAN SOLAR INSATISFACTORIO

Es de esperar que usuarios o consumidores residenciales de energía eléctrica prioricen sobre cualquier otro factor el aspecto económico a la hora de adquirir energía. No se espera que exista una ponderación del origen de la energía (renovable / no renovable) lo cual representa una barrera para el acceso de la generación solar fotovoltaica a este sector.

En comparación con el Plan Solar de UTE, el estudio referenciado en el numeral 5) precedente arrojó que el grupo de población más proclive al Plan, por su perfil pro-ecológico, fue el que avanzó primero en la incorporación de energía solar térmica, y es probablemente un segmento casi saturado. Se observó que las mayores oportunidades de expansión en el corto plazo se visualizan sobre un conjunto de población motivada por el ahorro económico, con poca experiencia en fuentes de energía solar y una débil cultura energética.

Por lo anterior, y visto especialmente que una lenta incorporación de usuarios genera efectos negativos a nivel de la motivación, tanto de los potenciales clientes como de quienes comercializan el producto, se entiende que puede ser una amenaza importante el hecho de no implementar un plan que tenga rápidos efectos en la población.

7. LA CONCIENCIA SOCIAL INSUFICIENTE PARA PAGAR MAS POR ENERGIAS RENOVABLES

Si bien se está realizando un gran esfuerzo por generar conciencia social particularmente sobre las ventajas de las energías renovables y su aporte para la mitigación de los efectos del cambio climático y el uso eficiente de la energía (Premio a la eficiencia, financiación de auditorías energéticas, Concurso de Eficiencia en la Educación Media, Sistema de Etiquetados, Ofertas de oportunidad, entre otros planes) es de esperar que usuarios o consumidores residenciales de energía eléctrica prioricen sobre cualquier otro factor el aspecto económico al momento de adquirir energía eléctrica.

8. MODIFICACIONES AL MARCO JURIDICO DE LA MICRO GENERACION

A) MODIFICACIÓN O DEROGACIÓN DEL DECRETO 173/010

La derogación del Decreto N° 173/010 o la modificación de condiciones técnicas y/o económicas que limiten o reduzcan el alcance subjetivo o que altere la ecuación económica puede derivar en un desincentivo a este tipo de fuente de generación.

Si bien es cierto que la micro generación teóricamente podría desarrollarse fuera del Decreto N° 173/010 la realidad indica que el 100% de los proyectos de micro generación vigentes se han desarrollado bajo dicho paraguas normativo que preveía entre otros aspectos, la compra por parte de UTE y durante 10 años de todos los excedentes energéticos vertidos al SIN. En particular, por Resolución del MIEM del 12 de mayo de 2017 produjo recientemente una limitación que restringe la cantidad anual de energía que el micro generador puede inyectar a la demanda anual del usuario.

B) ELIMINACIÓN DE LOS BENEFICIOS FISCALES PARA INSTALACIONES DE MICRO GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Los beneficios fiscales que aplican en inversiones con las características de una instalación de micro generación fotovoltaica inciden directamente en la viabilidad de estos proyectos. En el supuesto caso que se retiren estos beneficios el período del retorno de la inversión de estos proyectos aumentaría.

C) FINALIZACIÓN DE LOS CONTRATOS CELEBRADOS CON UTE AMPARADOS EN EL DECRETO N° 173/010

Una vez finalizado el plazo por el cual UTE se obligó a comprar los excedentes energéticos de los micro generadores y frente a un panorama de excedentes energéticos a nivel nacional, puede que esos contratos no se prorroguen. Por tanto, al respecto se abre una nueva interrogante que puede ser vista como una amenaza.

9. NORMATIVA ESCASA, AUSENCIA DE ETIQUETADO Y FALTA DE INCENTIVOS PARA EL SECTOR RESIDENCIAL.

La ausencia de una definición de micro generación en sentido amplio, sumado a la falta de normativa que establezca las bases para el tratamiento de la micro generación fuera del Decreto N° 173/010, conspira contra la posibilidad de encontrar una modalidad de micro generación diversa que pueda, frente a la posible derogación y/o modificación del Decreto N° 173/010 seguir desarrollándose paralelamente encontrando incluso opciones de Mercado para la venta de excedentes. Adicionalmente, la ausencia de homologación y etiquetado de productos crea dificultades adicionales. La ausencia de etiquetado repercute negativamente frente a dos perfiles de consumidor antagónicos. El consumidor que busca calidad, confianza y seguridad por un lado, y el consumidor que busca precio por encima de cualquier otra cualidad.

En definitiva, los precios elevados, sumados a la ausencia de certificación de calidad y seguridad alejarán aún más a los consumidores residenciales de ejercer una opción por este tipo de tecnología.

FASE 2: ESTADO DE DESARROLLO DE LA MICRO GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

En esta fase nos proponemos estudiar el estado de desarrollo de la micro generación fotovoltaica a nivel residencial en Uruguay. Para ello, analizaremos los indicadores de desarrollo de esta modalidad de generación utilizando los datos proporcionados por el ente estatal UTE.

Para Mayo de 2017 las instalaciones de micro generación de origen fotovoltaico ascienden a 329 distribuidas en todo el territorio nacional con una Potencia Total Acumulada de 10303 kW.

A continuación, se presenta un análisis de las características de estas instalaciones clasificadas según:

1. Ubicación; 2. Nivel tarifario; 3. Sujeto generador; 4. Por Área de Distribución;

1. Por Ubicación

Como se puede observar en la Tabla 1, el 29 % de los micro generadores de origen fotovoltaico se encuentran instalados en la capital del país mientras que el resto se encuentran dispersos en los dieciocho restantes Departamentos de la República.

Ubicación	Cantidad	Porcentaje
Montevideo	95	29%
Interior	234	71%
Total	329	100%

Tabla 1 - Distribución por ubicación

2. Por Tarifa

Según el Pliego Tarifario de UTE correspondiente al año 2017³, las tarifas se dividen en las siguientes categorías: tarifa residencial simple; tarifa residencial doble horario; tarifa de consumo básico residencial; tarifa general simple, tarifa MC de medianos consumidores, tarifa GC de grandes consumidores. Esta división en categorías responde a las características del consumo.

Los consumos de los micro generadores instalados en el país se rigen por la categoría tarifaria a la que pertenece el Suscriptor que devino en micro generador. Como se observa en la siguiente tabla, existen micro generadores en todas las categorías tarifarias, esto es, existen Suscriptores de todas las categorías tarifarias que devinieron en micro generadores.

Consumo Básico	Interior	Montevideo	Total
Consumo Básico	2	3	5
General Simple	89	28	117
Gran Consumidor 230 - 400 V	2	0	2
Mediano Consumidor 230 - 400 V	74	44	118
Residencial Doble Horario	6	2	8
Residencial Simple	60	18	78
TOTAL	233	95	328

Tabla 2 – Micro generación por tarifas

Sin embargo, la presencia de micro generadores conectados en 230-400 V (Grandes Consumidores)⁹ o aquellos con consumo básico y de tipo residencial doble horario es muy magra.

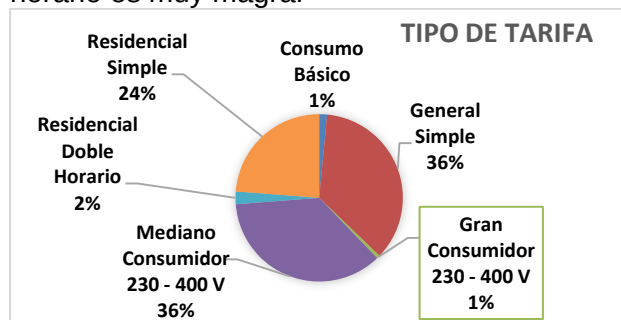


Figura 1 - Micro generación por tarifas

En la figura 1 se observa que solamente el 26 % de los micro generadores cuentan con Tarifa Residencial. La **tarifa residencial simple** corresponde a aquellos servicios de consumo residencial cuya Potencia Contratada sea menor o igual a 40 kW. Y la **tarifa residencial doble horario** es una tarifa opcional para los servicios con modalidad de consumo residencial cuya Potencia Contratada sea mayor o igual a 3,3 kW y menor o igual a 40 kW. La característica principal de esta categoría tarifaria es que el cargo por energía consumida fuera de punta es significativamente menor al de la tarifa Residencial Simple.

Se observa que la mayor cantidad de las instalaciones poseen Tarifa General Simple que es una categoría tarifaria generalmente utilizada en el sector comercial¹⁰ y la de Mediano Consumidor¹¹ con un 36% de instalaciones cada una.

Según datos proporcionados por UTE, el 69,8% de los micro generadores con una Tarifa General Simple asociada a sus consumos tiene una Potencia instalada mayor al 90% de la Potencia Contratada.

A nivel residencial, el 75% de los 8 micro generadores con consumos regulados por la tarifa doble horario tiene una Potencia

⁹ Servicios con consumo medio igual o mayor a 90.000 kWh/mes y potencia contratada en el tramo horario Punta-Llano igual o mayor que 200 kW.

¹⁰ Para los servicios no comprendidos en las tarifas Residencial Simple y Alumbrado Público cuya potencia contratada sea inferior o igual a los 40 kW.

¹¹ Servicios con potencia contratada en el horario Punta-Llano igual o mayor a 10 kW y menor o igual a 40 kW en todo horario y también aquellos servicios con potencia contratada mayor que 40 kW en todo horario.

Instalada inferior a la mitad de su Potencia Contratada, y los micro generadores con tarifa residencial simple tienen un comportamiento parejo registrándose sólo un 23,2% de micro generadores con una Potencia Instalada inferior a la Potencia Contratada.

3. Por Sujeto generador

Otra categorización es la calidad del sujeto jurídico detrás del micro generador. En la Tabla 3 se observa que solo 80 de las 329 instalaciones corresponden a particulares.

Propietario	Interior	Montevideo	Total
Empresas	178	71	249
Particulares	56	24	80
TOTAL	234	95	329

Tabla 3 - Micro generación por Propiedad

Prácticamente sin distinción entre Montevideo y el interior del país, el 76 % de los emprendimientos de micro generación, son realizados en predios empresariales, y solamente el 24% en viviendas particulares. Esta diferencia de desarrollo puede tener su explicación en los incentivos fiscales que tiene el sector empresarial para la realización de estas instalaciones a diferencia del sector residencial respecto del cual no existen beneficios concretos para su inserción.

4. Por Área de Distribución Tipo (ADT)

Esta cuarta categorización responde al área de emplazamiento de la central micro generadora.

ADT	Cantidad	Potencia (kW)	P_media (kW)
Rural media densidad	33	1729	52
Rural baja densidad	119	4955	42
Urbano alta densidad	52	997	19
Urbano media densidad	113	2413	21
Urbano baja densidad	12	209	17
TOTAL	329	10303	31

Tabla 4 - Micro generación por ADT

De la Tabla 4 se extrae que el mayor número de instalaciones de micro generación, así como la mayor cantidad de Potencia se instaló en zonas rurales de baja densidad, totalizando 119 instalaciones, con una Potencia Instalada próxima a los 5 MW

y con una Potencia Media de instalación de 42 kW.

En el resto de la zona rural, (media densidad), el promedio de Potencia Instalada por instalación supera los 52 kW

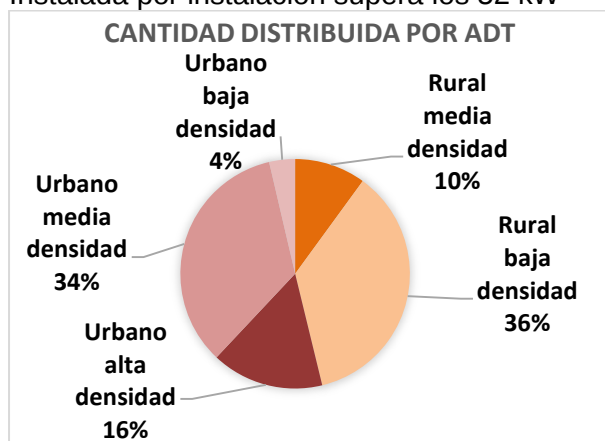


Figura 2 - Micro generación por ADT

La distribución de las instalaciones entre la zona rural y la zona urbana fue equilibrada. Las instalaciones en zona rural totalizan el 46 % de todas las instalaciones y en zona urbana el 54 %.

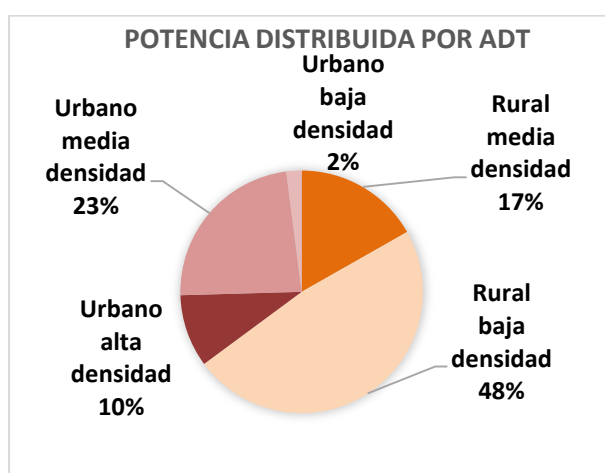


Figura 3 - Micro generación por ADT

Si se observa la distribución en potencia, las instalaciones en zona rural aumentan a un 65 % del total. En la tabla 5 se observa la diferencia en Potencia Instalada media en cada tipo de instalación.

La Potencia media en las instalaciones rurales (44 kW) es mayor al doble de la potencia media en las instalaciones urbanas (20 kW).

ADT	Cantidad	Potencia (kW)	P_media (kW)
Rural	152	6684	44
Urbano	177	3619	20
TOTAL	329	10303	31

Tabla 5 - Micro generación por ADT

En definitiva, el mayor número de instalaciones de micro generación, así como de potencia tuvo lugar en zonas rurales de baja densidad, esto es, 119 instalaciones, con una potencia instalada próxima a los 5 MW y con una potencia media de instalación de 41,6 kW.

En el resto de la zona rural, (media densidad), el promedio de potencia instalada por instalación supera los 52 kW.

En síntesis, sólo el 24,3% de los micro generadores fotovoltaicos son propiedad de personas físicas y sólo el 26% de los micro generadores tienen una tarifa residencial.

De los datos compulsados resulta que la micro generación a nivel residencial ha tenido un magro desarrollo dentro de la evolución exponencial que ha tenido el fenómeno de la micro generación a nivel general en Uruguay. De allí que resulte imperativo dar con las causas de este fenómeno.

Estudio del FODA. Explicación de la metodología

1. Mapa FODA

En esta sección del presente trabajo se utiliza una metodología de estudio muy similar a la realizada en el documento "Generación Distribuida en el Uruguay: evaluación de Fortalezas, Oportunidades y tratamiento regulatorio"¹². Esta metodología consiste en que una vez que estén formuladas las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas se ubica dentro de un plano cartesiano las parejas FO, FA, DO y DA asignando coordenadas. Una vez que se realiza lo anterior se le asigna un peso a cada pareja que incide sobre el resultado total y se ubica el punto que corresponde a esa parejas con las coordenadas calculadas en el en el mapa. El resultado final de este estudio arroja la ubicación del baricentro dentro de algún cuadrante del mapa FODA y a partir de la ubicación se puede concluir que tan favorable o no puede resultar ser el desarrollo del proyecto o tema en análisis.

2. Valorización de los atributos

¹² Generación Distribuida en el Uruguay: evaluación de Fortalezas, Oportunidades y tratamiento regulatorio. - PROYECTO PDT S/C/OP/16/04 - Junio de 2006

A cada característica se le asigna un puntaje de valor absoluto entre 1 y 10. En el caso de las características positivas para el desarrollo de la instalación (Fortalezas y Oportunidades) los valores asignados describen la importancia del beneficio y su valor numérico es positivo.

Para los casos de las características negativas (Debilidades y Amenazas) el valor asignado describe el impacto negativo que podría llegar a tener sobre el proyecto, estos valores son negativos. Por otro lado, a los atributos que no son intrínsecos a la micro generación también se le asigna un porcentaje de probabilidad que describe que tan probable es que afecte al desarrollo del proyecto.

Los autores del presente trabajo consensuaron los valores a imputar a cada atributo (6 Fortalezas, 2 Debilidades, 17 Oportunidades y 9 Amenazas).

Luego, a las Oportunidades y Amenazas le asignaron una probabilidad de ocurrencia entre 0 y 1, que pondera el Beneficio o Costo de la Oportunidad o Amenaza, respectivamente. Se obtuvieron las tablas que figuran en el **Apéndice** a cuya lectura remitimos.

3. Vinculación y peso de los atributos

Una vez que se valorizan las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas, se procedió a combinar estos atributos formando todas las parejas posibles entre los atributos intrínsecos (Fortalezas y Debilidades) y los del entorno (Oportunidades y Amenazas) formando FO, FA, DO y DA.

En el caso de estudio se obtuvieron las siguientes cantidades de parejas:

Parejas	Cantidad
FO	102
FA	54
DO	34
DA	18

Tabla 6 - Parejas del FODA

Teniendo todas las parejas cruzadas identificadas se definió el grado de vinculación entre los atributos que forman la pareja. Los valores numéricos consensuados que definen el grado de vinculación son los que se encuentran en la siguiente tabla:

Grado de vinculación	Valor
Totalmente vinculado	1.00
Muy vinculado	0.75
Medianamente vinculado	0.50
Poco vinculado	0.25
Sin vinculación	0.00

Tabla 7 - Valorización del grado de vinculación

Para definir los valores de vinculación el razonamiento que se realizó fue el siguiente:

Parejas FO: existe vinculación cuando la Oportunidad potencia la Fortaleza.

Parejas FA: existe vinculación si la Fortaleza disminuye por la Amenaza.

Parejas DO: existe vinculación si la Debilidad disminuye por la Oportunidad.

Parejas DA: existe vinculación cuando la Amenaza potencia la Debilidad.

Con este criterio, se completó la Tabla 12 (**ver Apéndice**) donde se definieron las vinculaciones entre las parejas de atributos y se pintaron con el criterio de más oscuro cuanto mayor es la vinculación.

4. Ubicación del baricentro en el Mapa FODA

A partir de lo anterior se posee valores de Costo y Beneficio para los atributos, y el grado de vinculación ("masa") que existen entre ellos. Utilizando estos datos se calculan las coordenadas donde se ubican en el Mapa FODA de cada pareja de atributos.

Por ejemplo, para calcular dónde estará ubicada la pareja $F_i O_j$ se utiliza la siguiente fórmula:

$$(X_{F_i O_j}, Y_{F_i O_j}) = (m_{F_i O_j} \cdot X_{F_i}, m_{F_i O_j} \cdot Y_{O_j})$$

donde:

- $X_{F_i O_j}$: Es la coordenada en el eje de las X de la pareja $F_i O_j$
- $Y_{F_i O_j}$: Es la coordenada en el eje de las Y de la pareja $F_i O_j$
- $m_{F_i O_j}$: Es el grado de vinculación de la pareja $F_i O_j$
- X_{F_i} : Es el valor de la Fortaleza
- Y_{O_j} : Es el valor de la Oportunidad

Se realiza este cálculo y se obtiene un punto asignado en el mapa FODA para

todas las parejas FO, FA, DO y DA considerando el grado de vinculación. Luego se calcula la ubicación del Baricentro total del proyecto:

$$X_{Baricentro} = \frac{\sum_{i,j} X_{F_i O_j} + \sum_{i,k} X_{F_i A_k} + \sum_{l,j} X_{D_l O_j} + \sum_{l,k} X_{D_l A_k}}{\sum_n m}$$

$$Y_{Baricentro} = \frac{\sum_{i,j} Y_{F_i O_j} + \sum_{i,k} Y_{F_i A_k} + \sum_{l,j} Y_{D_l O_j} + \sum_{l,k} Y_{D_l A_k}}{\sum_n m}$$

El mapa FODA está compuesto de dos ejes, el de las ordenadas Debilidades y Fortalezas, y el de las abscisas Amenazas y Oportunidades. A su vez se encuentra dividido por cuatro cuadrantes y limitado por el cuadrado con vértices (10,10), (10,-10), (-10,10) y (-10,-10). Dependiendo del cuadrante donde se ubique el baricentro se pueden sacar distintas conclusiones.

Como resultado del análisis realizado encontramos que el objeto de estudio: la micro generación de origen fotovoltaico para el sector residencial se ubica en el cuadrante superior derecho, o sea, en la zona de las fortalezas y de oportunidades.

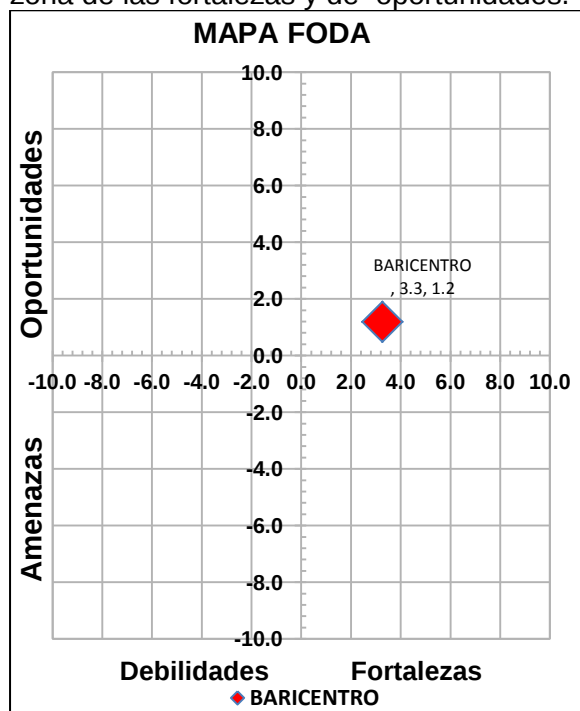


Figura 4: El baricentro en el FODA

Si bien el baricentro no se encuentra en el extremo superior derecho que correspondería a una perspectiva óptima de desarrollo, el hecho que no ocupe cuadrantes de debilidades y amenazas determina que su desarrollo es viable.

De hecho, el resultado es coherente con el bajo desarrollo de la microgeneración solar a nivel residencial, que se observa en la realidad. El desafío será entonces, alejar al baricentro de los cuadrantes del sector izquierdo descendentes, o sea, generar más oportunidades, potenciarlas o bien transformarlas de forma tal de mitigar las debilidades y amenazas.

FASE 3: MECANISMOS DE TRANSFORMACIÓN Y CONCLUSIONES

Se observa un tratamiento normativo desigual para la microgeneración solar fotovoltaica a nivel residencial en relación a las empresas, que entendemos ha limitado el desarrollo en el primer caso.

Si bien las externalidades positivas que han sido expuestas anteriormente como fortalezas, son en general recogidas y valorizadas para el caso de las empresas, a través de los beneficios fiscales, en particular a través de descuentos en el Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE), esto no ocurre a nivel residencial, lo que aumenta el período de repago, disminuyendo el atractivo económico de los proyectos fotovoltaicos.

Si a esto le sumamos un escaso grado de comunicación y promoción, el resultado es el observado anteriormente con un 24 % en instalaciones de viviendas particulares, a diferencia de un 76 % a nivel de empresas.

Dado que la cultura de la eficiencia y el desarrollo sostenible ha ido penetrando en la sociedad y se han desarrollado las empresas de servicios energéticos (ESCOS), de existir el incentivo económico adecuado, serían éstas las que podrían promover y desarrollar la microgeneración a nivel residencial, ya que pueden ayudar a resolver técnicamente en forma adecuada los obstáculos técnicos de la instalación (geometría de techos, sombras, confianza en la tecnología, mantenimiento, etc.).

Se entiende que reducciones similares a las fijadas para el IRAE de las empresas, podrían proponerse a nivel de las viviendas particulares con otros impuestos como el IRPF o los impuestos municipales.

BIBLIOGRAFÍA

Corresponde remitirnos a la bibliografía citada en el cuerpo del artículo.

APÉNDICE

FORTALEZAS	Beneficio
F1. Fuente de generación	9
F2 Reducción de gases	8
F3 Características geográficas favorables	7
F4 Tiempo de instalación	8
F5 Pequeña escala	9
F6 Modularidad de la inversión	9

Tabla 8 - Valorización de las Fortalezas

DEBILIDADES	Costo
D1 Fuerte requerimiento de inversión	-10
D2 Estructura poco adaptable	-7

Tabla 9 - Valorización de las Debilidades

OPORTUNIDADES	Beneficio	Probabilidad	Resultado
O1. Optimización de la eficiencia del SIN	6	0.8	4.8
O.2. Aporte a la seguridad de suministro	8	0.2	1.6
O.3 Aporte al control de tensión	4	0.7	2.8
O.4 Marco jurídico	9	1.0	9.0
O.5 Política favorable	7	1.0	7.0
O6. Incentivos fiscales	4	1.0	4.0
O.7 Desarrollo de un sector poco expandido	5	1.0	5.0
O.8 Tarifas elevadas y costos bajos	4	1.0	4.0
O.9 Cambio cultural	6	0.5	3.0
O.10 Complementariedad de fuentes	7	0.7	4.9
O.11 Correlación con la demanda	6	0.5	3.0
O.12 Desarrollo de la tecnología local	8	0.6	4.8
O.13 Mejora de productividad RRHH	6	0.5	3.0
O.14. Capacitación de mano de obra local	7	0.9	6.3
O.15 Operación y mantenimiento	6	0.6	3.6
O.16 Descentralización de proyectos	8	0.6	4.8
O.17 Sistema eléctrico robusto	10	1.0	10.0

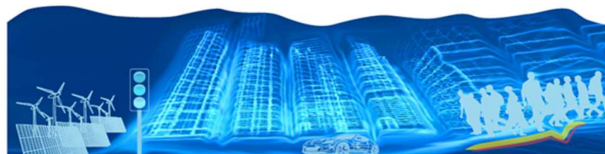
Tabla 10 - Valorización de las Oportunidades

AMENAZAS	Costo	Probabilidad	Resultado
A.1. Expansión del parque generador	-9	0.9	-8.1
A.2 Existencia de períodos largos de precios bajos	-9	0.7	-6.3
A.3 Estructura tarifaria inadecuada	-9	0.4	-3.6
A.4 Riesgo por baja confiabilidad	-7	0.1	-0.7
A.5 Difusión insuficiente	-6	0.5	-3.0
A.6 Antecedentes de un plan solar insatisfactorio	-4	0.5	-2.0
A.7 Conciencia social insuficiente	-6	0.5	-3.0
A.8 Modificaciones al marco jurídico	-9	0.7	-6.0
A.9 Normativa escasa, falta de etiquetado	-9	0.8	-7.2

Tabla 11 - Valorización de las Amenazas

	F1	F2	F3	F4	F5	F6	D1	D2
O1	0.50	0.00	0.75	0.00	0.25	0.25	0.00	0.50
O2	0.50	0.00	0.00	0.00	0.25	0.25	0.00	0.50
O3	0.25	0.00	0.25	0.00	0.25	0.25	0.00	0.50
O4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O5	1.00	0.50	0.50	0.00	0.50	0.50	0.75	0.00
O6	1.00	0.50	0.50	0.00	0.25	0.25	1.00	0.50
O7	0.50	0.00	0.50	0.25	0.75	0.75	0.75	0.75
O8	0.75	0.00	0.00	0.50	0.25	0.25	0.75	0.50
O9	1.00	0.75	0.00	0.25	0.25	0.25	0.50	0.75
O10	1.00	0.00	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O11	1.00	0.00	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O12	0.75	0.00	0.00	0.25	0.50	0.50	0.75	0.50
O13	0.75	0.00	0.00	0.50	0.50	0.50	0.75	0.50
O14	0.75	0.00	0.00	0.75	0.50	0.50	0.75	0.50
O15	0.75	0.00	0.00	0.75	0.50	0.50	0.75	0.50
O16	1.00	0.00	1.00	0.75	0.50	0.50	0.75	0.50
O17	0.50	0.00	0.75	0.25	0.75	0.75	0.75	0.50
A1	0.75	0.25	1.00	0.25	0.75	0.75	0.75	0.25
A2	0.75	0.00	0.75	0.00	0.75	0.75	0.75	0.50
A3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.75	0.75	0.75	0.00
A4	1.00	0.00	0.00	0.00	0.75	0.75	0.75	0.75
A5	0.00	0.25	0.00	0.25	0.25	0.25	0.25	0.50
A6	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.25	0.25
A7	0.50	0.50	0.25	0.25	0.25	0.25	0.50	0.00
A8	1.00	0.50	0.00	0.25	1.00	1.00	1.00	0.50
A9	0.75	0.25	0.00	0.00	0.75	0.75	1.00	0.50

Tabla 12 - Vinculación de atributos



UTE – Adm. Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
PAIS - Uruguay
Identificación del trabajo: D2.2.6-UY
Montevideo, agosto de 2017

D2.2.6-UY – Comparación de la Normativa de Autoconsumo de España y diferentes países de América

Autor/es: Ing. Tomás Di Lavello, Ing. Diego Giacosa, Juan Lima
Empresa o entidad: **UTE**

PALABRAS-CLAVE: Generación Distribuida; Fotovoltaica; Autoconsumo; Benchmarking; Regulación; Microgeneración

Código de subtema, D2.2.6

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Paraguay 2431, MVD, UY
Código Postal: 11800
Teléfono: +598 22088557
E-Mail: Dilavello@ute.com.uy;
tomasdil@gmail.com

Introducción

En el presente trabajo se realiza un análisis de la normativa de autoconsumos de algunos países referentes y su comparación entre ellos. Se busca analizar y comparar las reglamentaciones vigentes y modelos de generación a pequeña escala conectada en las redes de distribución y su evolución. Como se muestra en el presente trabajo, este tipo de normativas junto con otros esquemas de promoción, se han enfocado principalmente en la generación solar fotovoltaica, que de hecho es la fuente que más ha penetrado en este tipo de reglamentaciones en los últimos años en los distintos países.

Se analizan en concreto la normativa de autoconsumo de España, EE.UU, Brasil, Costa Rica, Chile y Uruguay por ser países emblemáticos en este tipo de normativa y por tanto se puede entender cuáles son las medidas correctivas que se han implementado y sus

efectos en la evolución de la penetración de la generación para autoconsumo.

Finalmente se identifica cual podría ser el camino a seguir por los diferentes países y cuáles serían las posibles medidas a implementar para que el esquema de autoconsumo sea un sistema sostenible.

A continuación, analizaremos las normativas de los diferentes países, mostrando en las tablas 1 y 2, una comparación entre los diferentes países.

Estados Unidos

En los últimos años ha habido un significativo desarrollo de la generación solar distribuida en EE.UU, concentrado principalmente en California.

Este desarrollo se ha visto favorecido por un marco regulatorio atractivo, que establece políticas de balance neto en más de 43 Estados y apoyo a las energías renovables definidos a nivel federal como las ayudas de

crédito fiscal a la inversión en tecnología solar (Investment tax credit).

El desarrollo de la generación distribuida, por encima de los niveles previstos, está provocando un incremento significativo de las subvenciones cruzadas recibidas por los autoconsumidores, por lo que varios Estados se han planteado ajustes en la normativa del autoconsumo:

El balance neto, en este país, no tiene en cuenta la diferencia del coste de generación de la energía en distintos momentos del día, por lo que los autoconsumidores podrían cambiar energía “barata” por “cara” sin pagar por ello.

Estos usuarios dejan de contribuir al pago de los costes fijos de los sistemas eléctricos, que lo tienen que soportar el resto de los usuarios.

El caso de EE.UU pone de manifiesto la necesidad de establecer un marco regulatorio que garantice que el desarrollo sostenible del autoconsumo eficiente y que no discrimine a ningún consumidor.

Algunos Estados plantean realizar cambios a la normativa actual.

- a) El Estado de Nevada ha aprobado una nueva regulación que gradualmente evolucionará hacia una retribución de la energía sobrante al precio del mercado eléctrico en lugar de permitir canjear cada kWh excedentario por otro en cualquier momento y aumentará los cargos fijos a los sistemas solares.
- b) El Estado de California ha introducido una serie de costes en la factura de los autoconsumidores que ya soportaban el resto de consumidores.
- c) En el Estado de Hawái se han establecido cupos para las nuevas instalaciones y han sustituido el intercambio de energía por la retribución a la energía sobrante a un precio similar al coste de generación centralizada, al igual que en Nevada.
- d) El Estado de Maine ha presentado un proyecto de Ley en el que propone sustituir el balance neto por contratos de compra de excedentes para los consumidores residenciales y Pymes con el objetivo de desarrollar la energía solar fotovoltaica de forma más eficiente. Se pretende sustituir este sistema por contratos de compra de excedentes a 20 años entre las utili-

ties (que comprarán la energía sobrante) y los productores fotovoltaicos (que la generarán y venderán).

En el caso particular del Estado de California

Cuenta con dos sistemas de medida:

Net Energy Metering” (NEM)

Durante un período de doce meses, el cliente tiene que pagar por el importe neto de la energía consumida de la red, sobre la cantidad de energía generada por el sistema solar (además del pago mensual de cliente, por cargos de servicio correspondientes). Los clientes que generan un excedente neto de energía al final de un período de doce meses pueden recibir un pago por esta energía bajo tarifas especiales que son definidas por el Distribuidor correspondiente.

Debido a las regulaciones de los sistemas de autoconsumo, en promedio, estas instalaciones inyectan entre un 20 y 40 % de toda la energía que generan.

Time-of-use (TOU)

Los medidores (o sistemas) “time-of-use” registran el momento en que fluye la energía, ya sea hacia el cliente o hacia la red, por lo que permite que las distribuidoras fijen diferentes tasas para diferentes momentos del día o la semana. Actualmente los medidores TOU son opcionales, pero se prevé utilizarlo en la totalidad de los sistemas de autoconsumo beneficiarios del programa CSI (Iniciativa Solar de California)

El Programa de Iniciativa Solar de California (CSI) es el programa de la CPUC y CEC (comisión de Distribuidoras públicas de California y comisión de energía de California) de reembolso a instalaciones solares para los consumidores de California que son clientes de las empresas propiedad de los inversores Pacific Gas and Electric (PG & E), Southern California Edison (SCE), San Diego Gas & Electric (SDG & E), parte importante de la campaña “go solar California”.

Los sistemas de autoconsumo, regulados por el programa CSI, cuentan con potencias límites de 1 kW hasta 1 MW. Los sistemas residenciales hasta 4 kW. El tamaño de cada sistema dependerá de su demanda y la energía que generen.

La iniciativa Solar de California ofrece incentivos financieros para instalaciones de ener-

gía solar basadas en el rendimiento esperado de una determinada instalación solar. La CSI fue diseñada para que el nivel de incentivos disminuya en diez pasos, después de lo cual se va a \$0, a medida que crece la demanda total de los sistemas de energía solar.

Brasil

La resolución de la ANEEL N°482/2012 y las modificaciones de 24/11/2015 fijan la normativa de autoconsumo, a continuación se muestran los conceptos generales de dicha normativa.

Microgeneración:

Se le llama microgeneración distribuida a las centrales de generación de energía eléctrica de fuentes renovables que cuenten con una potencia nominal instalada menor o igual a 75kW.

Minigeneración:

Se le llama minigeneración distribuida a las centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable, que cuenten con una potencia nominal instalada mayor a 75 kW y menor o igual a 5 MW. Para en el que la fuente de generación utilizada es hidráulica, la máxima potencia autorizada a instalar será de 3 MW.

Generación Compartida:

Permite que un grupo de consumidores se unan en cooperativas e instalen micro o minigeneración para el consumo compartido de toda la energía generada. La energía generada puede ser repartida entre los consumidores en porcentajes definidos por los propios integrantes de la cooperativa.

Compensación de energía:

Para los casos en que una instalación con micro o minigeneración produce mayor cantidad de energía que la que consume en el periodo de un mes, estos excedentes se compensaran otorgando "Créditos de energía" permitiendo que esa energía sea consumida:

- Por otras unidades consumidoras correspondientes al mismo cliente ("*autoconsumo remoto*").
- Por otras unidades consumidoras declaradas por el micro o minigenerador. ("*Generación compartida*")

- En los meses posteriores al excedente, cuando haya consumo neto de energía positivo.

Crédito de energía

En caso que la energía inyectada en la red sea mayor a la consumida, se crea un "crédito de energía" que no puede ser revertido en dinero, pero puede ser utilizado para abastecer el consumo de la unidad consumidora en los meses siguientes o en otras unidades del mismo titular (siempre y cuando todas las unidades estén bajo el suministro de la misma distribuidora), con validez de 60 meses.

España

El autoconsumo está regulado por la Resolución del Real Decreto 900/2015

Se establecen 2 modalidades de autoconsumo: modalidad de autoconsumo tipo 1 y modalidad de autoconsumo tipo 2.

Además existen instalaciones aisladas a la red que cuentan con autoconsumo fotovoltaico.

Modalidad de autoconsumo tipo 1:

- La potencia contratada del consumidor no será superior a 100 kW y la suma de potencias instaladas de generación será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
- Pueden verter a la red la energía excedentaria, si bien no percibirán contraprestación económica por ello. (Podrán instalarse elementos de acumulación en las instalaciones de autoconsumo a cambio de un cargo fijo por respaldo de energía).
- Único sujeto: **Consumidor**

Modalidad de autoconsumo tipo 2:

- La suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor (puede ser menor a 100 kW)
- Pueden verter a la red la energía excedentaria y percibir contraprestación económica por ello. La energía no consumida la podrá vender al precio del mercado mayorista de energía.
- 2 sujetos: **Productor y Consumidor**

Conexión monofásica: $P \leq 5\text{kW}$

Conexión trifásica: $P > 5\text{kW}$

Instalación Gestionable :

El real decreto 900/2015 permite el uso de acumuladores en las instalaciones de autoconsumo cuando la instalación disponga de las protecciones establecidas en la normativa de seguridad y calidad industrial que les aplique, y se encuentren instaladas de tal forma que compartan equipo de medida que registre la generación neta o equipo de medida que registre la energía horaria consumida.

Contribución a la financiación de los costes y servicios del sistema

Para garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto, las instalaciones de autoconsumo conectadas a dicho sistema deben contribuir a la financiación de los costos y servicios del sistema de la misma forma que el resto de los consumidores.

⇒ Autoconsumidor aislado del sistema eléctrico:

- Quienes producen y consumen su propia energía sin estar conectados a la red eléctrica no asumen ningún coste del sistema eléctrico.

⇒ Autoconsumidor conectado al sistema eléctrico:

- Cuando un autoconsumidor se encuentra conectado al sistema, se beneficiará de los servicios que le proporciona el conjunto del sistema eléctrico por lo que debe contribuir a la financiación de los costes del sistema al igual que el resto de los consumidores.
- Por ello, al consumidor conectado al sistema le resultarán de aplicación los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, cargos asociados a costes del sistema y cargos por otros servicios del sistema:

- i) Peajes de acceso a las redes: Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución como contribución a la cobertura de los costes de dichas redes y serán abonados por el uso real que se realiza de ellas.
- ii) Cargos asociados a los costes del sistema eléctrico: Principalmente destinados a cubrir:

- (1) el régimen retributivo específico de la generación de energía renovable,
- (2) cogeneración de alta eficiencia y residuos,
- (3) el extra coste de la producción en los territorios no peninsulares y
- (4) las anualidades correspondientes al déficit del sistema eléctrico.

iii) Cargo por otros servicios del sistema: Costes que tienen por objetivo retribuir tanto el respaldo que requiere el sistema para garantizar el balance entre generación y demanda en el horizonte diario y en tiempo real como la capacidad necesaria para dicho equilibrio a medio y largo plazo.

Cargos Transitorios y Exenciones

De forma transitoria, hasta que sean aprobados los cargos asociados a los costes del sistema, serán de aplicación al autoconsumo unos cargos fijos (en €/kW) y un término de cargo variable (en €/kWh), si bien el Real Decreto considera ciertas exenciones en la obligación del pago por la energía autoconsumida.

Costa Rica

Definiciones:

- **Generación a pequeña escala para autoconsumo:**

Generación de energía eléctrica en instalaciones con potencias menores o iguales a 1000 kVA, realizada a partir de fuentes renovables, y en el sitio de consumo, con el fin de satisfacer las necesidades energéticas propias del usuario interactuando con la red de distribución, con la opción de comprar-vender, al precio que determine la Autoridad Reguladora, o intercambiar excedentes de producción con la empresa distribuidora, de hasta un **49 %** de la energía mensual producida, en cualquiera de los dos casos, con la red de distribución eléctrica.

- **Micro Generador:**

Generadores de energía eléctrica con una potencia de generación inferior o igual a 100 kVA.

- **Mini Generador:**

Generadores de energía eléctrica con una potencia de generación superior a 100 kVA e inferior o igual a 1000 kVA.

Interconexiones Autorizadas:

Se autoriza la interconexión y operación en paralelo de micro generadores con la red de distribución a baja tensión y la de mini generadores a la red de distribución de media tensión a través de un transformador exclusivo cuya capacidad será mínimo un 10% superior a la capacidad del mini generador.

La interconexión de un micro generador conectado a la red de media tensión con capacidad superior a 50 kVA debe efectuarse a través de un transformador de uso exclusivo, conectado a la red de baja tensión.

Modalidades Medición Neta Sencilla con compensación de excedentes (intercambio):

Esta modalidad se da cuando el *usuario* acumula el excedente mensual de energía (kWh) producida, si existiese, para utilizarlo en el mes o meses siguientes en el mismo año. El excedente anual, si existiera a la fecha de facturación, no será reconocido por la *distribuidora* en años posteriores al vencido.

Medición Neta Completa con liquidación anual (venta de excedentes):

Esta modalidad se da cuando el *usuario* acumula el excedente mensual de energía producida para utilizarlo en el mes o meses siguientes. El saldo anual de excedentes, si existiese, será comprado por la *distribuidora*, en una liquidación anual, la cual se realiza el 1 de diciembre.

Costo de acceso a la red (Para cada modalidad):

En cada mes la *distribuidora* descontará del consumo del *usuario* la energía acumulada del mes o meses anteriores y **cobraré a el usuario el costo de acceso a la red aprobado por ARESEP** (Autoridad Reguladora de los SERVICIOS PÚBLICOS), independientemente de que el consumo neto del mes facturado sea cero, o que exista un consumo neto menor a cero o un consumo neto mayor a cero que pueda compensarse del excedente de producción acumulado de meses anteriores.

Inversiones para microgeneradores menores a 50kVA serán pagadas por la *distribuidora* salvo que haya que acondicionar la red de media tensión.

Cuando se requieran adecuaciones de red para minigeneradores o microgeneradores con **capacidad mayor a 50kVA**, los costos correrán por el interesado.

Chile

La generación distribuida, instaurada bajo la ley 20.571, Ley de Net Billing, que entró en vigencia al año 2014, establece para **clientes regulados**, el derecho a autoabastecer su consumo eléctrico a través de equipos de generación propia e inyectar los excedentes de energía a la red, recibiendo una compensación económica por ello.

Los sistemas de generación que pueden acogerse a esta ley deben corresponder a sistemas basados en energías renovables no convencionales o cogeneración eficiente, estar conectados a líneas de distribución eléctrica de propiedad de una empresa concesionaria de distribución eléctrica y no superar los 100 kW de capacidad instalada.

Se entiende por clientes regulados aquellos cuyo servicio está sujeto a fijación de precios, que corresponden en general, a pequeños y medianos consumidores, que tengan una capacidad conectada inferior a 500 kW, y aquellos con capacidad conectada entre los 500 y 5.000 kW que hayan optado por sujetarse al régimen de los clientes regulados de conformidad a la normativa vigente. Para establecer la Capacidad Instalada Permitida asociada a un transformador o alimentador de un sistema de distribución, se debe considerar el impacto de la instalación de generación sobre:

1. la corriente que circula por la red de distribución eléctrica,
2. la regulación y fluctuación del voltaje y
3. la corriente de cortocircuito.

Las instalaciones de generación que se deseen conectar al sistema de distribución, cuya Capacidad Instalada no exceda la Capacidad Instalada Permitida no requerirán de Obras Adicionales, Adecuaciones o de estudios de impacto.

Sin perjuicio a lo anterior, es posible instalar equipos de generación que superen la Capacidad Instalada Permitida, una vez se realicen los estudios por parte de la Empresa Distribuidora y la ejecución de potenciales Obras Adicionales o Adecuaciones que surjan de dichos estudios como requisito para la conexión.

El sistema de generación abastece primariamente la demanda local de energía (autoconsumo). De existir excedentes, estos son inyectados a la red y son valorizados al precio de la energía que las distribuidoras traspasan a sus clientes regulados, es decir, al mismo valor que deben pagar los clientes por la energía que consumen del sistema. Los excedentes valorizados se traducen en descuentos en los cargos por energía de la factura del cliente y se realiza un pago monetario solo si existen excedentes valorizados acumulados sin descontar al cabo del periodo determinado en el contrato de conexión, usualmente un año. Dicho valor se encuentra regulado y cada empresa distribuidora debe publicarlo junto al resto de las tarifas que ofrecen a sus clientes.

Uruguay

La normativa referente a la conexión de generación de fuentes renovables, a nivel de suscriptores conectados en las redes de Baja Tensión, fue reglamentado en el año 2010, en el Decreto del Poder Ejecutivo 0173/010. El requisito fundamental para la conexión es que la potencia instalada de generación sea menor o igual a la potencia contratada del suscriptor con generación.

El excedente de energía volcada a la red es paga por el Distribuidor al mismo precio de la tarifa que cuente el suscriptor, mediante un contrato a 10 años.

Los límites de potencia de generación a ser instalada en BT, son 100 kW para sistemas de 230 V y 150 kW para redes de 400 V.

Los costos de modificaciones en la red de BT, para los microgeneradores que inyectaran menos de 16 A, son a cargo del Distribuidor, para potencias mayores el interesado deberá hacerse cargo de los costos de modificación de la red.

El suscriptor que instale generación, no pierde su carácter de suscriptor, es decir le corresponde la tarifa regulada, y mantiene sus derechos sobre la calidad de servicio.

En el correr de los años de aplicar la normativa, se comprobó la tendencia de instalación de generadores puros (prácticamente sin consumo) y no autoconsumo como era el espíritu de la reglamentación, esto se produjo dado que un generador conectado en redes de BT, cobraba por la energía entregada a la red un precio entre dos y tres veces mayor a que si la vendía en el mercado Spot o por contrato inyectarla en MT.

Eso llevo a que el promedio de la potencia instalada por los microgeneradores en Uruguay sea próximo a 40 KW

Lo antes mencionado origino en el año 2017, que el Ministerio de Energía y Minería mediante un nuevo decreto, fijara un requisito adicional, exigiendo que en un año la energía inyectada en la red sea menor o igual a la energía consumida de la misma.

Conclusiones:

Observando la evolución de las reglamentaciones de algunos de los países analizados, queda de manifiesto como los sistemas de autoconsumo, principalmente con sistemas fotovoltaicos, han ido proliferando y es una realidad en la mayoría de las Distribuidoras. Del análisis de las reglamentaciones de algunos de los países analizados, queda clara la necesidad de establecer un marco regulatorio flexible y dinámico que garantice que el desarrollo del autoconsumo sea sostenible, eficiente y que no discrimine a ningún consumidor.

El caso de España deja clara que en una década se pasó de tener unos de los sistemas que mejor retribuía la energía entregada a la red, a ser unos de los sistemas más conservadores, donde hoy por ejemplo se cobra un "impuesto al sol".

En caso de Uruguay se puede ver claramente que es uno de los esquemas más tentadores de promoción en la región, donde se destaca el tamaño medio de las instalaciones, tres veces mayor al resto de los países analizados, siendo esto último debido al tipo de tarifas de compra venta existente.

Es necesario que la regulación en materia de autoconsumo sea estable y predecible para que favorezca la inversión sostenible en tecnologías bajas en emisiones de CO₂, sin que se generen "burbujas" de tecnologías no maduras que causen ineficiencias en el sistema. Al mismo tiempo, dicha regulación debe buscar ser justa en el reparto de los costes fijos del sistema entre todos los usuarios, para evitar subvenciones cruzadas y garantizar, de este modo, la sostenibilidad económica del sistema.

Tablas Comparativas:

Tabla 1: España, Brasil, Uruguay

	España	Brasil	Uruguay															
Modelos	Utiliza modalidades de autoconsumo: - con y sin inyección de energía a la red - con y sin pago por excedentes de energía.	Sistema de compensación de Energía Eléctrica: Clientes consumidores instalan generación para abastecer su demanda. Los excedentes se transforman en créditos que el consumidor puede utilizar posteriormente.	Balance neto: Clientes consumidores instalan generación para abastecer su demanda. Los excedentes son vendidos a la distribuidora.															
Definiciones:	Modalidad de autoconsumo tipo 1: Enfocada en pequeños consumidores, no reconoce la energía excedentaria. Beneficia a los consumidores con potencia instalada menor a 10kW que acrediten sistemas de no inyección.	Se utilizan los créditos acumulados para disminuir el costo de energía consumida en meses posteriores, para cada uno de los servicios que el distribuidor preste al cliente o conjunto de clientes (generación compartida).	La energía inyectada a la red de distribución debe ser menor o igual a la energía demandada por el suscriptor de la red en el plazo de un año, de lo contrario se penaliza al usuario.															
	Modalidad de autoconsumo tipo 2: Están reconocidos como productores. El vertido de energía a la red es compensado económicamente. Esta modalidad abarca desde pequeñas a grandes instalaciones. Existen también instalaciones aisladas.	Microgeneración: 0 a 75 kW Minigeneración: 75 a 5000 kW (3000 kW para energía hidráulica). En todo caso, la <u>Potencia instalada</u> debe ser menor o igual a Potencia contratada.	Se acota la potencia instalada de la sig. manera: <table><tr><th></th><th>Mini</th><th>Micro</th></tr><tr><td>Monofásica</td><td>>3,7kW y ≤PC</td><td>≤3,7 kW y ≤PC</td></tr><tr><td>Trifásica 230 V</td><td>>6,4 kW y ≤PC</td><td>≤6,4 kW y ≤PC</td></tr><tr><td>Trifásica 400 V</td><td>>11 kW y ≤PC</td><td>≤11 kW y ≤PC</td></tr><tr><td>Monof. ret por tierra</td><td>>5,75 kW y ≤PC</td><td>≤5,75 kW y ≤PC</td></tr></table> PC = Potencia contratada.		Mini	Micro	Monofásica	>3,7kW y ≤PC	≤3,7 kW y ≤PC	Trifásica 230 V	>6,4 kW y ≤PC	≤6,4 kW y ≤PC	Trifásica 400 V	>11 kW y ≤PC	≤11 kW y ≤PC	Monof. ret por tierra	>5,75 kW y ≤PC	≤5,75 kW y ≤PC
	Mini	Micro																
Monofásica	>3,7kW y ≤PC	≤3,7 kW y ≤PC																
Trifásica 230 V	>6,4 kW y ≤PC	≤6,4 kW y ≤PC																
Trifásica 400 V	>11 kW y ≤PC	≤11 kW y ≤PC																
Monof. ret por tierra	>5,75 kW y ≤PC	≤5,75 kW y ≤PC																
	Máxima potencia instalada: Tipo 1 - $P_{ins} \leq PC$ y $PC \leq 100$ kW Tipo 2 - $P_{ins} \leq PC$ y sin límite máximo de PC. PC = Potencia contratada	En principio no se limita la potencia a inyectar en la red.	Se limita la potencia que se puede inyectar a la red: <table><tr><th>Tensión Nominal</th><th>Pot. Aut. Máxima - Mini</th></tr><tr><td>230 V</td><td>100 kW</td></tr><tr><td>400 V</td><td>150 kW</td></tr></table>	Tensión Nominal	Pot. Aut. Máxima - Mini	230 V	100 kW	400 V	150 kW									
Tensión Nominal	Pot. Aut. Máxima - Mini																	
230 V	100 kW																	
400 V	150 kW																	

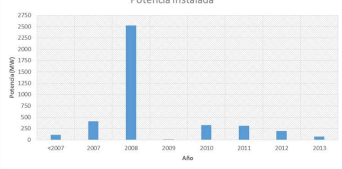
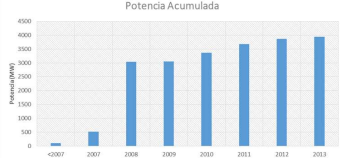
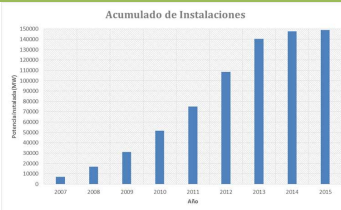
Conse-cuen-cia:	Para clientes residenciales (PC<10kW) optan por la modalidad 1, con formato de suscriptor con generación. Para clientes de mediano porte, los cargos por autoconsumo no lograron incentivar nuevas instalaciones.	Para cada cliente, el punto óptimo lo tiene al igualar el consumo con la generación. Teniendo en cuenta que los créditos tienen validez por 60 meses.	La generación total de estos suscriptores es de aproximadamente el doble de su consumo total, debido a la reglamentación anterior.
Bate-rias:	El uso de acumuladores en las instalaciones está permitido, y se regula agregando cargos por potencia instalada.	No se regula el uso de baterías en la reglamentación actual ni en Brasil ni en Uruguay.	
Creci-miento		Acumulado de Instalaciones  La cantidad de instalaciones crece de forma exponencial con factor de aprox. 4 anual.	Acumulado de Instalaciones  La cantidad de instalaciones crece de forma exponencial con factor de aprox. 2 anual.
	Potencia Instalada  Potencia Acumulada 	El crecimiento porcentual en cuanto a Potencia instalada es muy similar en Brasil y Uruguay. Mientras que en España, debido a las regulaciones para mantener el equilibrio económico de su sistema eléctrico, se ha provocado una caída en el ritmo de crecimiento de las instalaciones de generación. Acumulado de Potencias  11,96 MW en total, equivalente a 6,35 kW por instalación aprox. Acumulado de Potencias  5,42 MW en total, equivalente a 31,5 kW por instalación aprox.	

Tabla 2: California, Costa Rica, Chile

	California	Costa Rica	Chile
Modelos	Net Metering: Los autoconsumidores con instalaciones fotovoltaicas son facturados por el consumo "neto" de energía a valor por menor del sistema (existen cargos por el servicio de la red).	Medida Neta: Permite la instalación de generación a pequeña escala para autoconsumo, con el objetivo de disminuir la facturación por energía. Se genera un "acumulado" de energía en la red con validez anual.	Facturación neta: Se factura el valor neto resultante de la diferencia entre la valorización de los consumos que tenga un Cliente, y la valorización de sus inyecciones de energía.
Definiciones:	Los clientes que generan un excedente neto de energía al final de un período de doce meses pueden recibir un pago por esta energía bajo tarifas especiales. (Depende del distribuidor). Medidor bidireccional en punto frontera.	NETEO: La energía excedentaria es volcada a la red de distribución y podrá ser consumida por el cliente (antes de finalizar el período). El cliente deberá pagar por el uso de la red.	Ley de generación distribuida otorga el derecho a autoabastecer el consumo eléctrico en clientes regulados recibiendo una compensación económica por la energía inyectada.
	El período de facturación es de 12 meses, con opción para los pequeños clientes de elegir facturación mensual. CSI Program: Promueve el autoconsumo y otorga créditos de hasta 30% en inversiones (ITC).	Venta de excedentes: Se le permite también acumular energía en la red para utilizarla posteriormente. Los excedentes en el período anual serán vendidos a la distribuidora al precio correspondiente a la "tarifa de venta de excedentes". El cliente deberá pagar por el uso de la red.	Los excedentes de generación en los periodos mensuales son decantados en la facturación en los meses siguientes. En caso de existir un excedente en un período anual (para un mes fijo) ese excedente será pagado por medio de vale vista u otro medio.
	Las instalaciones deben cumplir con un rango de potencia instalada: $1 \text{ kW} \leq P_{\text{ins}} \leq 1000 \text{ kW}$. Consecuencia: Aproximadamente el 30% de la energía generada es entregada a las redes de distribución.	Micro Generador: hasta 100 kW instalados Mini Generador: De 100 kW hasta 1 MW instalados El micro o mini generador solo puede inyectar el 49% de la energía producida en su instalación.	Las instalaciones de generación no pueden superar los 100 kW de capacidad en ninguna circunstancia. Existe, para cada nodo, una capacidad máxima permitida para no requerir obras, estudios, etc.

Crecimiento



La caída en el crecimiento se debe a el sistema de incentivos para las nuevas instalaciones.

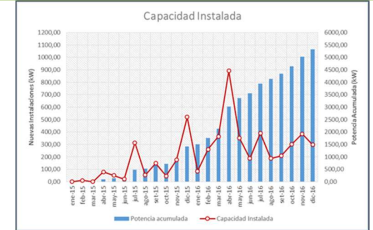


Cada año se supera la potencia acumulada con nuevas instalaciones.



Cuenta con un total de 1958 MW en total, equivalente a 13,15 kW por instalacion aprox

Cuenta con un total de 6,54 MW en 550 instalaciones, equivalente a 11,9 kW por instalacion



Fuentes:

Estados Unidos:

Solar Energy Industries Association (SEIA): <http://www.seia.org/>
Commission Energy of California (CEC): <http://www.energy.ca.gov/commission/>
Go Solar California <http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/>
Distribuidora PG & E: <http://www.pge.com/en/search/index.page?query=CSI>

Brasil

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): <http://www.aneel.gov.br/>

España

Real decreto 900-2015
Documentos de UNEF (Unión Española Fotovoltaica)
http://www.albasolar.es/index.php?option=com_content&view=section&id=14&layout=blog
http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Tarifas_Regulas_ene_2016_a197c904.pdf
Mercado Spot: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>
Mercado de Producción: <http://www.ree.es/es>

Costa Rica

Documentos de la ARESEP (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos): <http://aresep.go.cr/>
Normativa Técnica POASEN (Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional)
Tarifas Generación distribuida:
<http://aresep.go.cr/tarifas/tarifas-vigentes/1222-tarifas-generacion-distribuida>

Chile

http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5819695&_dad=portal&_schema=PORTAL

Uruguay

<http://www.portal.ute.com.uy/institucional-generación-privada/conexión-de-generación-la-red-de-distribución-de-baja-tensión>

Distributed Generation and Demand Response Effects on the Distribution Network Planning

Marcelo Rey

Department of Distribution Network Planning
Administración Nacional de Usinas y
Trasmisiones Eléctricas (UTE)
Email: marcelopablo.rey@gmail.com

Sebastián Montes de Oca

Department of Electrical Engineering
School of Engineering
Universidad de la República
Email: smontes@fing.edu.uy

Álvaro Giusto

Department of Electrical Engineering
School of Engineering
Universidad de la República
Email: alvaro@fing.edu.uy

Mario Vignolo

Department of Electrical Engineering
School of Engineering
Universidad de la República
Email: mario.vignolo@gmail.com

Abstract—This paper studies the possible benefits/overcharges for a Distribution Network Operator (DNO) in the process of Planning the Distribution Network, when Distributed Generation (DG), and/or Demand Response (DR) policies are incorporated in the Distribution network. The results obtained for the design of the new grid with this participation are incorporated into the network planning process with different types of DG power plants and DR in their demand nodes, compared with the base case of demand obtained in the case of a network without changes in their consumption patterns neither DG incorporation. For the planning process of the new network in either cases, the classic Distribution Network Planning methodology was used, which is based on the classic economic theory of Minimum Total Cost (MTC) through which the Investment Plan of the Distribution Network of the Electrical Distribution Company is drawn up. The solutions obtained guarantee the supply of the power and energy demand of its customers at all times (all scenarios), minimizing the total cost equation and complying with the physical design constraints during the network planning horizon of 20 years. A genetic algorithm (GA) was used to search for the optimal solution (minimum total cost) in a technical-economic point of view of the electricity network.

Keywords—Distribution Network Planning, Distributed Generation, Demand Response, Technical Losses, Economic Evaluation.

I. INTRODUCTION

Until now, electrical distribution networks have been designed and operated by the Distribution Network Operator (DNO), based that power always flows from the big substations to the final consumers on High Voltage, Medium Voltage and Low Voltage networks, and never produce inverse flows. But, recent industrial developments and deep changes in the electricity markets stimulate the fast growing of Distributed Generation (DG), and Demand Response (DR) policies. The operation of micro/macro-generation connected to the networks can cause overload on the feeder statutory voltage limits, voltage unbalance, levels violation, and switchgear fault ratings to be exceeded. However, the level at which this happens will depend upon the type of generator,

the renewable energy font, and network characteristics.

In this context, the aim of this paper is to investigate and develop a proper methodology to evaluate long-term optimal network design strategies, and to determine the effect of the penetration of microgeneration and large scale DG and DR, on the Sub-Transmission (MV) Distribution Planning method.

The optimum design of the network is determined minimizing annual costs of equipment, its installation, operation, maintenance and technical losses, meeting all the technical and statutory constraints. The need for reinforcement of the network components will depend on the level of DG and DR penetration and on the extent to which reverse power flows happens. In most parts of the network, micro/macro reverse power flow result in any need for network investment/reinforcement. However, considering DG and DR at the moment of the distribution network planning, may change optimal design investment plan.

In this work the possible benefits/overcharges of incorporating DG and DR in a Distribution network are studied and compared. As a result of this, we show how this is reflected in the network planning process, and investment plans.

In the planning of the new network, a Sub-Transmission Network planning methodology is used, which is based on the classic economic theory of Minimum Total Cost (MTC) [3] through which the Distribution Plan of an Electricity Company is drawn up. For the economic evaluation the costs of: Investment, Operation & Maintenance and Technical losses are included, and with this information a cost function is generated which is intended to be minimized. Demand is also expected to grow for a time horizon of 20 years, for which the network must be able to supply the loads at all times.

To explore the set of possible solutions (combinations of feeders available to be installed in the network), a genetic algorithm is used by evaluating the cost function, subject to complying the constraints of the system. For the design of the network, we consider that it must be able to supply the demand at all times and especially at its peak consumption and for the entire 20-year planning horizon. The physical constraints of the network were included in the genetic algorithm as a barrier function that operates as a penalty within the function of cost evaluation. For the evaluation of the losses and to verify that the capacity of the feeders supports the maximum power consumed in each of the nodes, we use a load flow (power flow) that implements a Newton-Raphson method [2] [4] for the evaluation of the currents in each feeder, and the losses caused by supplying the demand.

Now that the network feeders have been chosen, we use the same real demand curve with load states for each hour of the year, modified by the insertion of DG and DR to determine how the losses of the system are affected with different technologies of DG and DR, and for different levels of penetration with respect to demand. We focus on the DG and DR policies that have had greater penetration in electricity markets such as wind and solar energy, and the most promising and scientifically motivated technologies to promote their development, such as the Combined Heat and Power (CHP), and Demand Response (DR).

Finally, we calculate again the cost of the original network but assuming the incorporation of DG and DR technologies, and for different levels of penetration meeting all the technical constraints, analysing the new costs and verifying whether the new choice of feeders improves the cost function and the previously calculated investment plan (we emphasize that at this point the investment cost of the DG and DR installation is not considered).

II. THE PLANNING OF THE DISTRIBUTION NETWORK METHODOLOGY

A. Cost Minimization

The design and operation of the entire electric power system requires adequate planning to guarantee its operation at all times and ensure the planned expansion in the future. The distribution network planning process involves obtaining the program of future actions to be carried out in the network (10, 20 or 30 years), in order to achieve the proposed objectives while maintaining the proper functioning of the network at the lowest possible cost. The quality of supply must operate within limits required by the regulatory entity [1] and by the current legislation, example of this we can take the maximum and minimum levels of: voltage, frequency of the network, SAIDI, SAIFI, etc.

In general, the problem of network planning is a complex and non-linear problem that is based on optimization algo-

rithms of a cost function that reflects the costs of the network (investment, losses and others costs associated with the quality of supply), subject to certain network constraints. Basically, the costs considered can be classified as follows:

- Investment costs (INV): corresponding to material, work-force, project realization, etc. It is considered that investments are made at the time of entry into service and that they are amortized over the entire useful life of the installation.
- Energy Loss Costs (LOSS): are those that occur throughout the period under study due to power losses in the different elements of the network.
- Operation and Maintenance Costs (O&M): are those that occur throughout the period under study, and in the case of lines and cables it is usual to consider them proportional to the size of the network and are a function of the types of feeders used. In the present work a constant (annual) cost of O&M of 3.8% of the initial investment was taken during all the years of the economic evaluation.
- Quality costs (CAL): Basically it refers to the costs attributable to interruptions in the supply, such as, for example, the costs of the energy that is left to be supplied or the possible compensations to the customers. They are difficult to evaluate and are the costs that can be associated with the poor quality of supply.

From a mathematical point of view, the different planning models try to minimize a Cost function (C), considering all or some of the terms mentioned above, subject to compliance with the supply constraints of the demand and the physical constraints of the network. For the formulation of the cost function (1), we assume that the quality goals for the networks under study are met and that the costs of O&M are proportional to the initial investment costs, keeping constant year after year throughout the planning horizon.

$$\text{Min}(\text{Cost}) = \text{Min}(C_{\text{Invest. Transf.}} + C_{\text{Invest. feeders}} + C_{\text{Loss}}) \quad (1)$$

Where C_x is the *Total Cost* of item x for all demand scenarios for the whole period under analysis (i.e. x =Investment in Transformers; x =Investments in Feeders; x =Losses).

Note: The total O&M costs for the entire evaluation period are added in these Total Investment Costs.

Subject to:

- Supply all the demand.
- Comply with the voltage regulation.
- Existence of a discrete set of feeders.
- Existence of a discrete set of transformers.
- Ensure the radial operation of the network.
- Respect the possible areas of the network.

In the previous economic equation (1) we can clearly distinguish two Costs from different natures:

- Costs due to investment, which are part of the fixed costs;
- Costs due to the technical losses of the network necessary to supply the demand, which have a variable cost nature (variable operating costs).

We can see that this minimum LCC (Life Cycle Cost) methodology considers the trade-off between the capital investment and the cost of the system losses for the optimal circuit design (the discount rate considered for this example was 10 %)

It should be noted that in this work we will see the opportunities in cost reduction in the case of incorporating Distributed Generation (DG) or Demand Response (DR), measuring its effect only on the feeders of the 31,5 kV (MV) level.

B. Power Flow Calculation

The calculation of the technical losses and the values of all the magnitudes of the system are simulated with a software that calculates a load flow using the Newton-Raphson method implemented according to [2] [4], the results were contrasted with the results obtained with the PSS®SINCAL [5]. Using this tool, a genetic algorithm was designed and implemented to evaluate the cost function for different combinations of feeders, verifying that it is capable of supplying (not only) the annual peak of demand. The cost function is evaluated for each combination of feeders taking into account the losses produced on them, and in case they do not meet some of the quality constraints imposed by the regulator entity, or violate feeders ampacity, this possible violations were included as barrier functions that penalizes the cost function to try to be minimized at the genetic algorithm. The program evaluates the physical magnitudes in each node of the network for this Base Case (at this time with the base case demand for all load scenarios for the entire evaluation period of 20 years).

Once the optimal base case network has been found (feeders for each section of the network that minimizes the investment plan for the base case) for the hole network planning horizon, the power flows are simulated again, including at this time different levels of DG and DR technologies penetration, using the same method for the calculation of the magnitudes in each one of the nodes and feeders to evaluate the potential of decrease/increase the costs of losses, and investment (changes in the type of feeder selected by the algorithm may occur) that could generate these technologies. Load flows were simulated for new scenarios of the year (8760 power flows) considering changes at the demand load curve due to the insertion of DG and DR, and for different levels of penetration of this technologies.

C. Methodology applied to a test network

The methodology used in the present work is:

- 1) We take a MV network with a given topology and a possible set of feeders to use, with their respective costs associated with the materials (including their installation) and O&M.

- 2) A base load scenario with given load curves is determined without applying any DG or DR incorporation plans.
- 3) We search and select (with the cost function), which is the network that minimizes the total cost equation to supply the demand at the load nodes, complying with the design constraints. For the exploration of the best configuration of feeders that presents the lowest total cost, a genetic algorithm is applied that looks for the best solution choosing the feeders taken from a set of possible standardized types (see Table I), and evaluates them in the cost function with their power losses, physical tolerances and each costs.
- 4) With the network solution found (base case) for the entire planning horizon, with demand states for each hour of the year, we compare this base case scenario with the scenarios where different DG and/or DR technologies incorporated at the Demand nodes, studying the results for different levels of penetration of DG or DR with respect to the original demand base case.
- 5) Finally, we studied the possible benefits/overrun-cost considering DG or DR in the calculation of the feeder of the new network, in comparison with the results obtained for the base case.

Operating procedure for the selection of the feeders is the same in all cases. For GA we use: 4 genes; 7 lines; 20 generations; 60 individual; 0.2 rate of mutation; 0.8 rate of cross.

III. NETWORK DATA

A. Schematic of the network

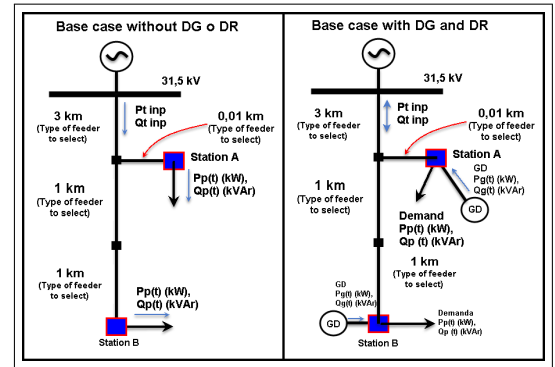


Fig. 1. Test Network without (left), and with (right) DG and DR.

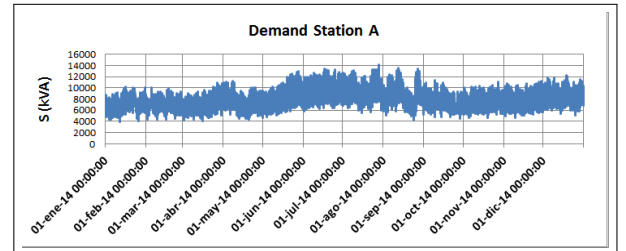


Fig. 2. Base case demand profile at Station A.

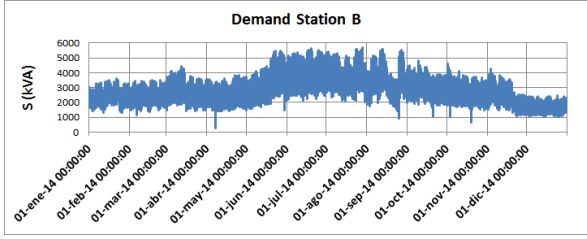


Fig. 3. Base case demand profile at Station B.

The demand loads aggregated at both Station is composed essentially with Residential customers.

B. Feeders

TABLE I
SET OF TYPE OF FEEDERS CONSIDERED TO BE ELECTED.

# Feeder	Type of Feeder	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Ampacity (A)	Installation Cost (USD/km)
1	95/15ACSR (Overhead Line)	0.332	0.369	315	63.840
2	125/30ACSR (Overhead Line)	0.259	0.357	383	85.000
3	240/40ACSR (Overhead Line)	0.128	0.339	568	93.000
4	240ALXLPE (Underground)	0.161	0.113	415	250.000
5	500ALXLPE (Underground)	0.084	0.102	590	300.000

C. Photovoltaics (PV)

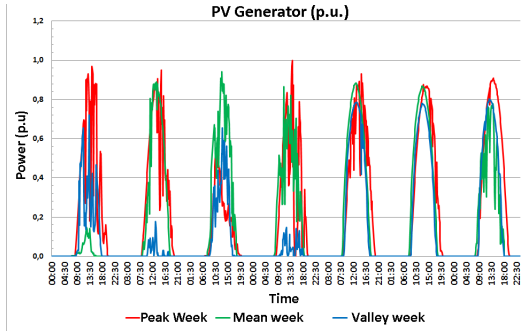


Fig. 4. Yearly PV generation curve (real historic values).

D. Wind (EOL)

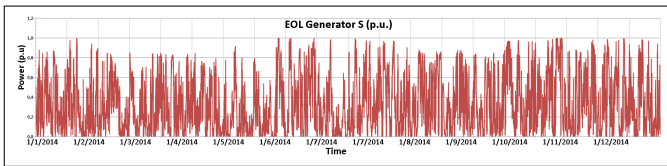


Fig. 5. Yearly Wind generation curve (real historic values).

E. Combined Heat and Power (CHP)

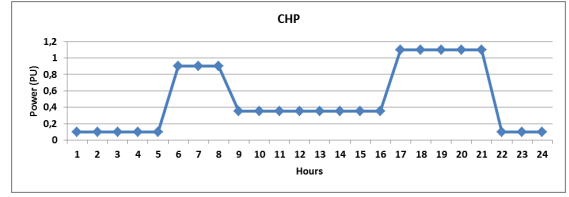


Fig. 6. Daily generation curve (p.u.).

F. Demand Response (DR)

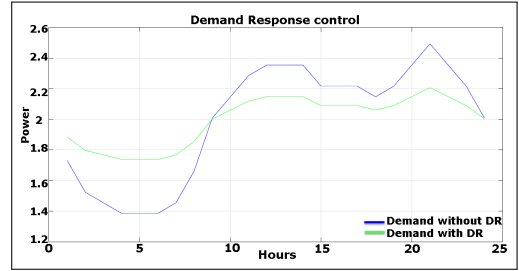


Fig. 7. Daily DR curves modified [6] (modified/non-modified).

IV. BASE CASE RESULTS (WITHOUT DG OR DR)

TABLE II
FEEDERS SELECTED FOR THE BASE CASE.

Feeder	# Feeder	Type of feeder selected
Line 1	3	240/40ACSR
Line 2	3	240/40ACSR
Line 3	3	240/40ACSR
Line 4	3	240/40ACSR

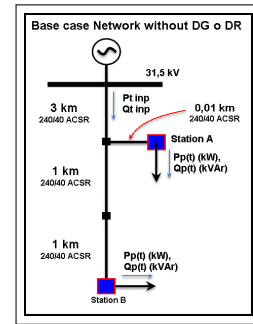


Fig. 8. Network result for the base case.

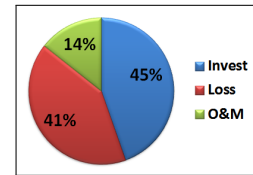


Fig. 9. Cost for the base case. Solution Type of feeders selected # 3 3 3 3.

V. DG AND DR PENETRATION RESULTS

A. Different percentage of penetration

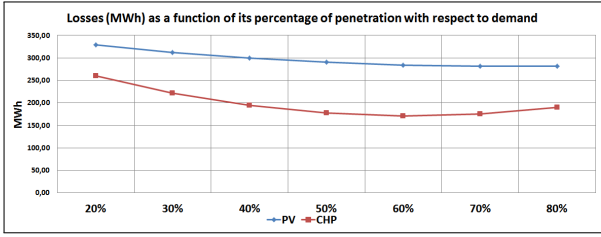


Fig. 10. Losses for different percentage of penetration.

Figure 10 shows the impact of the growing penetration of PV and CHP type in the total losses of the network of the base case. It is possible to see the decrease in technical losses with the increased penetration of these two types of DG. And we can also observe that an optimum point of penetration percentage close to 60% of peak demand is reached, with this type of DG units installed. Given that in urban areas (residential customers demand) the demand peaks usually occur at times where this type of generation has its contribution peaks, and as we reach higher levels of penetration of the GD happens to begin to give scenarios where the generation exceeds the minimum charges begin to cause reverse power flows from the stations to the sources. If we look at the effects for the PV, we see that its impact generates fewer benefits than in the case of the CHP, this is because in these types of urban demands, the load peaks are outside of daytime, where this type of GD has its generation peak, and during night-time peaks this type of GD doesn't contribute at all.

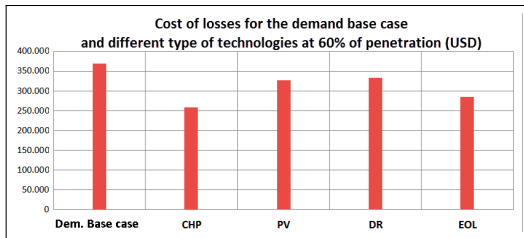


Fig. 11. Cost of losses for different technologies at 60 % level of penetration.

Figure 11 shows the impact on the network losses for 60% level of penetration of the different technologies and the base case demand (with no DG or DR intervention). **Note:** In the case of CHP, DR and EOL the feeders selected by the algorithm for this level of penetration is # 3 3 2 2.

VI. CONCLUSIONS

We have developed a tool created to carry out an economic evaluation and design a distribution network from the technical-economic point of view (the network that complies the Minimum Total Cost), considering a real annual demand curves with a horizon planning of 20 years. The optimal design of the networks from the technical-economic point

of view was determined by minimizing the total costs of: equipment (considering its installation), Operation and Maintenance, and technical losses of the distribution network, ensuring compliance with all technical requirements.

A heuristic search method was developed to find the total least cost solution (for the entire horizon planning) among all the possible solutions (set of feeders available). The implementation of the genetic algorithm allows the use of the tool in the resolution of the problem for cases of more extensive and complex networks, where the number of possible combinations and necessary calculation capacity would make it practically impossible to exhaustively search for the best technical-economic solution.

After the design of the network capable of supplying the demand base case scenario, different options of Distributed Generation and Demand Response intervention at the demand nodes of the the stations is applied. The existence of an optimal limit of DG and DR penetration in the network selected was corroborated in terms of their contribution to generate benefits by reducing technical losses and their associated costs in the Distribution network [3].

We compared different types of DG and DR policies with different levels of penetration in this particular network and their relation with respect to the reduction of technical losses (variable costs). We verify that for this network with demands (mostly from residential urban circuits), CHP generation technology is the one that most contribute to flatten demands peaks (that occur generally at night, when customers are at home).

When we study the level of penetration of DG, we can see that the greatest benefit in the network for the case of the CHP occurs when we reach the 60% level of penetration in the network. When we evaluate the case of PV technology, we see that if we increase the level percentage of penetration with respect to demand, there is a deceleration in benefits due to the reduction of technical losses.

REFERENCES

- [1] Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de URSEA. RCSDE, URSEA, Uruguay. www.ursea.gub.uy
- [2] S. Ghosh and D. Das, "Method for load-flow solution of radial distribution networks", in IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol. 146, no. 6, pp. 641-648, Nov 1999.
- [3] Goran Strbac et Al, "Strategic Assessment of Alternative Design Options for Multivoltage-Level Distribution Networks", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 3, may 2014 pp 1261-1269.
- [4] A. Piria and J.M. Vignolo, "Metodología para la determinación de la red adaptada de distribución de baja tensión". IEEE Proceedings T&D Latin America 2004, Noviembre 2004, Sao Paulo, Brasil. <http://iee.fing.edu.uy/investigacion/grupos/syspot/AdaptednetIEEE.pdf>
- [5] PSS®SINCAL: 14.0 System Manual (EM DG PTI), SIEMENS AG, Freylesslebenstrae 1, 91058 Erlangen, Germany.
- [6] L. C. a. S. H. L. Na Li, "Optimal Demand Response Based on Utility Maximization in Power Networks", Engineering & Applied Science Division, California Institute of Tecnology, USA, California, 2011. <http://www.cds.caltech.edu/>

Analysis of the penetration potential of PV Microgeneration in Uruguay

Florencia Bagnulo

Department of Electrical Engineering
School of Engineering
Universidad de la República

Email: maria.florencia.bagnulo@fing.edu.uy

Isabel Briozzo

Department of Electrical Engineering
School of Engineering
Universidad de la República

Email: ibriozzo@fing.edu.uy

Gonzalo Hermida

Department of Electrical Engineering
School of Engineering
Universidad de la República

Email: ghermida@fing.edu.uy

Mario Vignolo

Department of Electrical Engineering
School of Engineering
Universidad de la República
Email: jesus@fing.edu.uy

Santiago Varela

Department of Electrical Engineering
School of Engineering
Universidad de la República
Email: santiago.varela@fing.edu.uy

Abstract—In the last few years there has been an increasing incorporation of solar photovoltaic generation in the Uruguayan energy matrix. This paper focuses on the subject of photovoltaic microgeneration connected in the low-voltage network. The aim of this work is to establish an adequate methodology to estimate microgeneration potential in Uruguay. Towards that end, simulations were carried out in softwares *Power Factory* and *SimSEE* in order to evaluate the impact this form of generation has on the Uruguayan Electrical System, regarding both technical and economical aspects.

Index Terms—Photovoltaic Microgeneration, Impact on low-voltage network, Generation Cost

I. INTRODUCTION

Decree 173/10 regulates microgeneration in Uruguay since 2010. It allows clients from the state electricity utility UTE to connect renewable sources of energy to the low-voltage distribution network [1]. Currently, the total capacity of photovoltaic microgeneration in Uruguay is 15.27 MW [2]. Most of microgenerators are companies. This is explained by the fact that it is still not economically convenient for households to have microgeneration. Companies, however, have additional benefits through a reduction of taxes.

The process of incorporation of microgenerators to the energy matrix of Uruguay supposes changes in several aspects. First, this process results in a change of roles, the client has the possibility of self-consumption, and can even become energy suppliers. On the other hand, regarding network technical aspects, these new distributed generators will alter parameters that should be taken into account when proposing sustainable incentive policies.

This paper is part of the project “Photovoltaic Microgeneration in Uruguay: benefits, regulatory framework and production of local capacities” financed by the National Agency of Research and Innovation. The purpose of this project is to evaluate the impact large deployment of microgeneration might have on the network, as well as on the electricity utility billing.

In addition, the system’s economy is disturbed by the incorporation of this new form of generation; expensive sources are replaced by a renewable, fuel-cost free source of energy. However, the economic incentive, which is faced by the country, might modify generation costs greatly with a large incorporation of microgeneration.

This work aims to design a methodology to determine the potential of microgeneration in Uruguay. In order to accomplish this, limits to microgeneration’s expansion have to be found. Those limits are determined by the impact introduced by microgeneration.

From the technical point of view, the change in network configuration produces effects in the voltage profile, in electrical losses and in the performance of protection devices; having single-phase generators alters the phases balance; the inverter, used for the connection with the grid, may cause an increase in harmonic distortion of the current and voltage. All these factors limit the expansion of microgeneration and therefore have to be studied.

A literature revision was carried out and several examples of technical impact studies were found. In [3] three different types of European low-voltage distribution networks with distributed generation were studied by power flow calculations; in this paper different magnitudes, such as voltage profile and branches current, among others, were evaluated for different load and generation scenarios varying also the position of the generator. The evolution of power losses with the incorporation of microgeneration is considered in [4]. On the other hand, the change in losses due to unbalance of single-phase load and generation is studied in [5]. Finally, in [6] a maximum of PV generation is found regarding power quality as the upper level of voltage total harmonic distortion is reached for a certain level of

penetration.

Another important feature is the change in energy dispatch due to the increasing amount of self-dispatchable sources, that results in a change in the generation cost.

The paper is structured as follows. In Section II we present the methodology used for our analysis, which considers both the technical aspects and the economic studies. In Section III we present the results of the technical study while in Section IV the results of the economic study are presented. Finally, Section V is for the conclusions of our work.

II. METHODOLOGY

A. Technical impacts on the low-voltage distribution network

This part of the work focused on the evolution of electrical losses and load in lines, voltage at connection points of clients, and load of the distribution transformers.

The procedure consisted in the performance of load flows using the software *Power Factory* of DlgSILENT GmbH [7], and it was applied to three different typical networks found in Uruguay, a rural, an urban and an industrial one. Networks' characteristics, such as single-line diagrams, data from lines and transformers, and the demand curve, were provided by UTE.

Since the behaviour of the installations of interest, based on photovoltaic generation, are time and season dependent, quasi-dynamic simulations were performed through an entire year with a time step of one hour. The demand curve of each client was constructed regarding the total demand curve and the contracted power, whereas the generation curve was obtained through the software PVsyst [8].

Each consumer has its own photovoltaic generator associated, whose capacity is less or equal to the contracted power of the consumer [1] [9]. In order to simulate different scenarios of penetration, the capacity of the generators were varied from 0% until 100% of the contracted power, with steps of 10%. For each level of penetration, voltage levels, losses and load were recorded. As an example, the single-line diagram of the rural network is shown in Fig. 1.

To sum up, the procedure we followed in order to study the technical impact is:

- 1) Model different kinds of distribution networks in a power flow programme.
- 2) Assign to each load a photovoltaic generator.
- 3) Perform power flow simulations through an entire year with a time step of one hour.
- 4) Record the values of voltage at connection points, losses in lines and load in lines and transformers.
- 5) Compare with the original case with no microgeneration and with the range of acceptable voltage according to Uruguayan Regulatory Authority.

- 6) Repeat the procedure varying the level of penetration changing the capacity of generators from 0% until 100% of the contracted power, with steps of 10%

B. Economic study

The change in generation dispatch was simulated in software SimSEE [10] and the cost of generation was calculated for different levels of penetration.

The cost of photovoltaic microgeneration was calculated taking into account the following aspects: first, a reduction of the power demand is produced since the microgenerator supplies the load which is connected to, and there is no positive contribution to the generation cost; if there is a surplus of power, this will be used to supply the rest of the demand and will be remunerated. Consequently, the cost of the surplus of energy is added to the cost calculated by SimSEE.

The payment received by the microgenerator corresponds to the energy injected into the grid valued at its client tariff. This is why it is important to analyse different kinds of clients with different tariffs. In the present case of study, three Uruguayan types of clients, with their respective tariffs, were considered. The approach followed in this part is different from the technical study, since the networks introduced before are not used. Instead, the total number of clients with specific tariffs are considered; this study is, therefore, on a bigger scale than the technical one. The demand curves of the studied clients are scaled versions of those of the networks from the technical study.

In the following we summarize the steps of this study:

- 1) Using software SimSEE the Uruguayan Electrical System is elementary modelled as four nodes with their respective demand curves.
- 2) Three of those nodes represent different kinds of clients with their respective tariffs. To these nodes, photovoltaic microgenerators are connected.
- 3) For different levels of photovoltaic penetration, the optimal generation dispatch is simulated for a whole year.
- 4) The total annual cost of generation is calculated by the programme without taking into account the microgeneration.
- 5) The annual cost of microgeneration is calculated as the energy injected from the nodes with microgenerators to the rest of the system, valued at the considered tariff.

III. RESULTS OF THE TECHNICAL STUDY

In this section relevant results of the executed load flows are presented.

A. Voltage profile

In relation to voltage profile, it was found that for a large deployment of microgeneration, in residential networks,

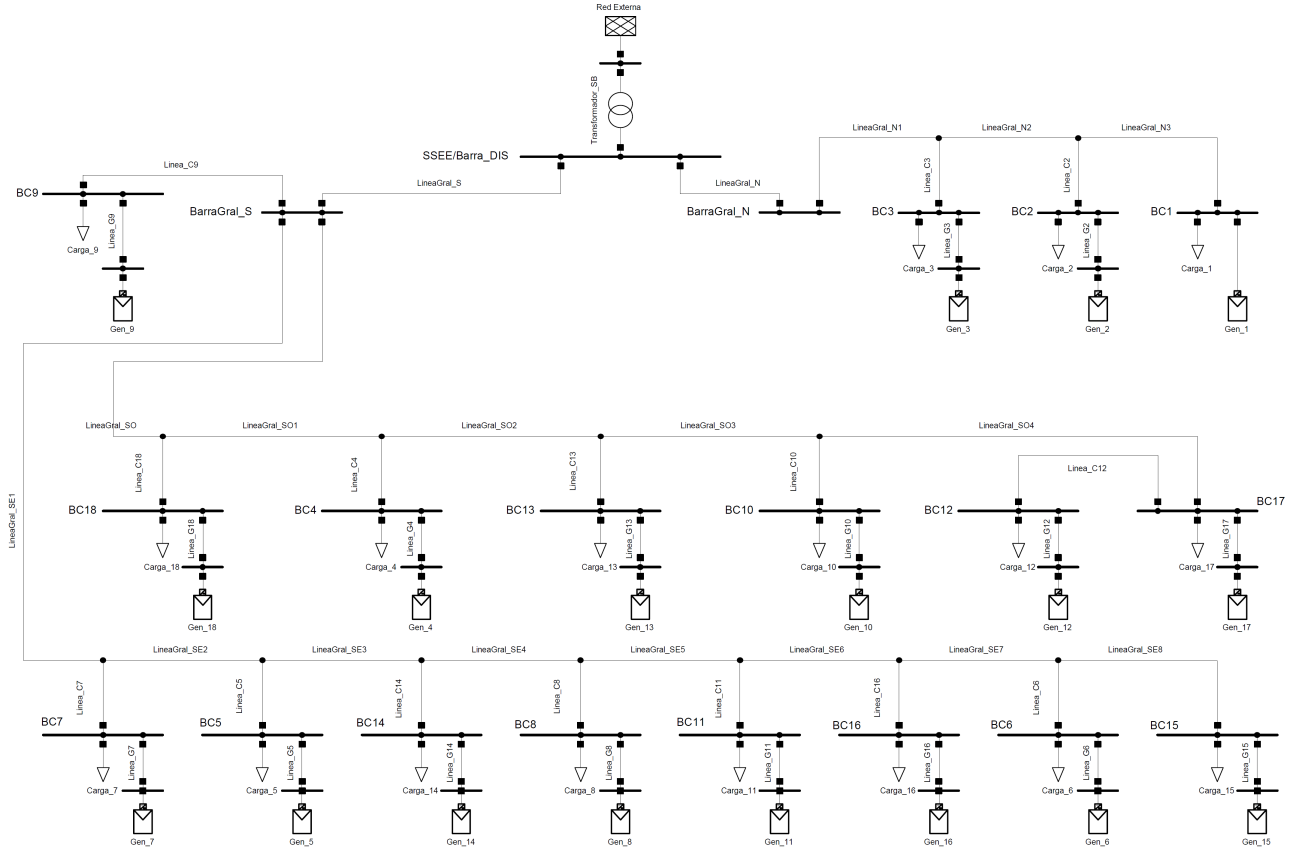


Fig. 1. Single-line diagram of the rural network.

the acceptable levels of voltage were surpassed at several moments of the year. As an example, the results for rural network are shown below.

The range of acceptable voltage for a rural network according to the Uruguayan Regulatory Organism [11] is:

$$0,88 \text{ pu} \leq U_{Pto.Conex.} \leq 1,06 \text{ pu}$$

Table I shows, for a particular node B15, voltages for a deployment of 50 % and 60 % at the instant of maximum generation. It is observable that a deployment of 60 % would not be admissible and the limit should be at 50 %. This percentage also produces overvoltage but only of 0.1 % in that moment of the year. If, however, a change in the tap of the distribution transformer is allowed, the deployment of microgeneration can reach 80 %.

Regarding the other analysed networks, the limit for the urban network was of 90 % whereas the industrial one presented no problems in relation to overvoltages.

The reason behind this voltage increase is the change in power direction at several moments of the day; while maximum generation occurs near midday, it is not the same

for consumption, therefore, the power flows from the load to the substation and the voltage of the load bus increases, as expected from equation (1).

$$\Delta U = U_C - U_{net} \simeq \frac{PR + QX}{U_{Red}} \quad (1)$$

Where:

- P : Active power injected to the grid in the bus BC.
- Q : Reactive power injected to the grid in the bus BC.
- R : Line's resistance.
- X : Line's reactance.
- U_{net} : Voltage of external network.
- U_C : Voltage of bus BC.

B. Electrical losses

Electrical losses were also calculated in the simulations. The graph in Fig. 2 shows the energy lost in the year of simulation for each level of penetration for the rural network.

From Fig. 2 it is clear that there is an optimal level of penetration, 30 %, for which losses are minimized. From that point losses increase reaching the original value at 50 %. Again, this is due to the non-consumption during

TABLE I
VOLTAGE (P.U.) 19/11 AT 12HRS.

Node	Voltage (p.u.)			
	Base case 0 %	Deployment of 50 %	Deployment of 60 %	Deployment of 80 % (with TAP adjustment)
BC15	0,9650	1,0610	1,0785	1,0653

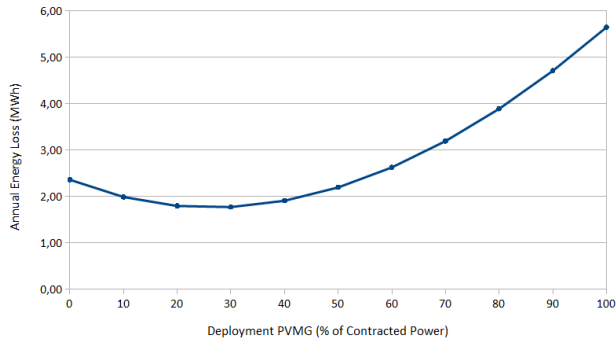


Fig. 2. Evolution of electrical losses by level of penetration of microgeneration.

generation hours, resulting in a surplus of power that flows from the load to the substation. Consequently, a new limit for microgeneration is found, beyond a penetration of 50 % the efficiency of the electrical system begins to deteriorate. It is interesting to mention that the behaviour of the other analysed networks was the same as the one shown in Figure 2.

Regarding the level of loading of lines, it was found that no overload was produced due to a large deployment of microgeneration. Nevertheless, maximum loading increases from 40 %, produced in the hour of higher consumption, till 72 %, when power generation is much greater than consumption, in the urban network; namely, network use does not diminish by the incorporation of microgeneration.

IV. RESULTS OF THE ECONOMIC STUDY

As mentioned before, microgeneration was added in discrete values of 10, 30, 50, 70 and 100 % of contracted power of certain clients. The energy generated in each scenario is shown in Fig. 3. This produces a decrease in the use of thermal generation, as it is shown in Fig. 4, as well as a change in the cost of generation.

The total cost was considered as the composition of two amounts, the cost necessary to be able to generate the energy, the fuel, and the “fixed” cost that is paid to private generators for the energy injected to the grid. Additionally, the flux of costs thanks to the exchange of energy with neighbour

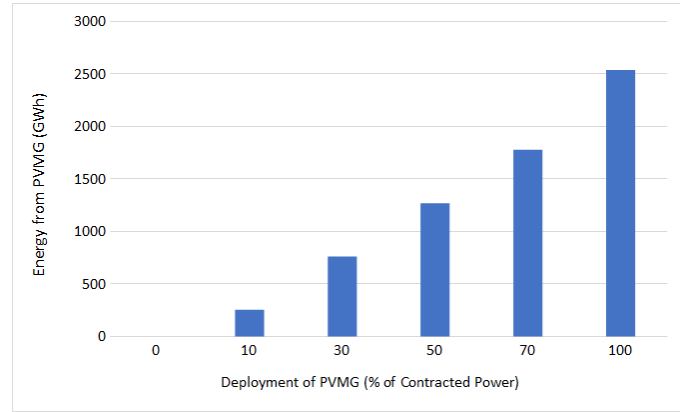


Fig. 3. Energy generated as photovoltaic microgeneration for each scenario.

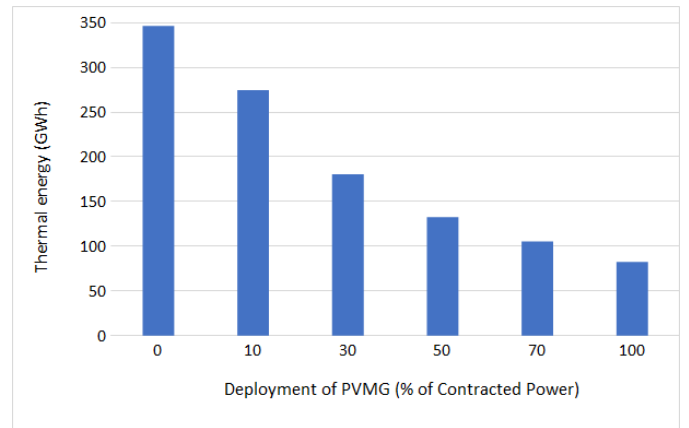


Fig. 4. Thermal generation for each scenario.

countries is also taken into account.

Photovoltaic microgeneration does not have a generation cost as the source is solar radiation. On the other hand, it does have a cost for *kWh* injected to the grid.

In Fig. 5 the evolution of total cost is shown. It is observable that beyond a penetration of 30 % the cost increases with respect to the original case with no microgeneration. However it should be highlighted that, although the total cost increases for a certain amount of generation, it has a decreased until

TABLE II
EVOLUTION OF TOTAL COST FOR DIFFERENT LEVELS OF PENETRATION OF MICROGENERATION.

Deployment (%)	Total cost (MUSD)
0	475,30
10	466,04
30	463,52
50	516,80
70	584,86
100	695,44

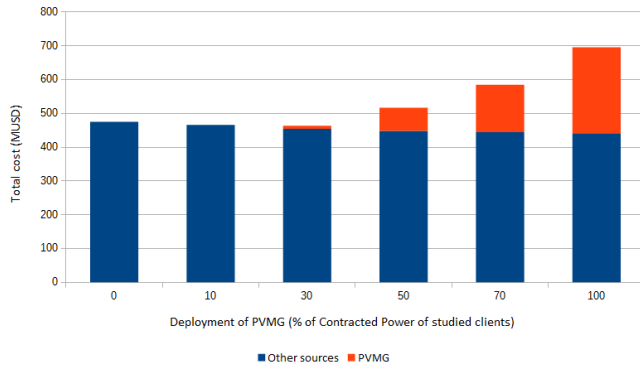


Fig. 5. Evolution of total cost with the increase of photovoltaic microgeneration. It is differentiated by colour the origin of the cost.

30 % and this accounts as a benefit for the system. It must be reminded that only three types of clients were taken into account, therefore this 30 % is a percentage of the sum of the contracted power of the analysed clients, which corresponds to 400 MW approximately. This result could be slightly different if other types of clients with different tariffs were studied.

V. CONCLUSIONS

A methodology to determine the potential of microgeneration was established and tested for typical distribution networks in Uruguay. Differently to other approaches, our methodology considers both technical and economical aspects of Microgeneration. First, the impact on low-voltage distribution networks has to be evaluated. A way to do this is to perform quasi-dynamic load flow simulations and calculate voltages at connection points and electrical losses. Furthermore, it is necessary to analyse the change in generation dispatch and its effect in the cost of generation.

In the case of study, the Uruguayan Electrical System, limits to microgeneration were found. From the technical point of view, voltage limits are broken beyond certain level of penetration; this level was 50 % for a rural network. Additionally, it was observable that electrical losses may surpass the original ones deteriorating the efficiency of the network. Regarding the economical aspect, the cost of generation decreases up to a certain level of penetration which, for the Uruguayan case, was of 30 %, which is equivalent to approximately 400 MW, considering the types of clients studied; this number could increase if other types of clients are also included. In conclusion, Uruguay has still great potential to incorporate photovoltaic microgeneration without having a negative impact on the system.

It should be remarked that the aim of this work was to establish a methodology to determine the potential of microgeneration, and the results found are an example of application. Nevertheless, in order to make a thorough analysis

all typical networks and all clients with their respective tariffs have to be considered.

APPENDIX

In the following some of the data used for simulations is presented. In case the demand curves and single-line diagrams are needed, the reader should address the authors.

TABLE III
CONTRACTED POWER OF CLIENTS IN THE URBAN NETWORK.

Client	CP (kW)
1	14
2	14
3	34
4	33
5	25
6	20
7	12
8	20
9	12
10	19
11	25
12	30
13	22,8
14	19
15	26,3
23	6,6
24	9,9
25	9,5
16	6,5
17	12
18	6
19	30
20	6,6
21	8,1
22	5

TABLE IV
CONTRACTED POWER OF CLIENTS IN THE RURAL NETWORK.

Client	CP (kW)
4	7,4
5	3,7
6	3,3
7	8
8	2,2
9	3,3
10	3,4
11	3,8
12	5,7
13	6,6
14	6,6
15	2,2
16	2,2
17	4,6
18	3,7
1	12
2	4,5
3	5,5

TABLE V
CONTRACTED POWER OF CLIENTS IN THE INDUSTRIAL NETWORK.

Client	CP (kW)
1	30
2	50
3	299
4	50

TABLE VI
TRANSFORMERS' DATA.

Network	S_n (kVA)	V_{n1} (V)	V_{n2} (V)	V_k (%)	V_r (%)	V_{fe} (kW)	i_0 (%)
Rural	50	15000	230	4,378	2,194	0,127	2,90
Urban	400	6300	230	3,940	1,186	0,513	0,30
Industrial	630	6300	230	4,040	0,968	0,820	0,29

TABLE VII
CONDUCTORS' DATA.

Type	Section (mm^2)	Material	I_{adm} (A)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Network
Overhead line	50	Al	150	0,744	0,0931	Rural
	95	Al	230	0,372	0,0891	Urban
Underground	240	Al	420	0,16	0,092	Urban, Industrial
	120	Cu	355	0,19	0,073	Urban, Industrial

REFERENCES

- [1] Ministry of Industry, Energy and Mining, *Decree 173/10*, 2010.
- [2] Geographic Consultation of Generation Sources, <https://portal.ute.com.uy/institucional/infraestructura/fuentes-de-generacion>.
- [3] T. Tran-Quoc, C. Andrieu and N. Hadjsaid, "Technical impacts of small distributed generation units on LV networks," 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491), 2003, pp. 2464 Vol. 4. doi: 10.1109/PES.2003.1271027
- [4] J.N. Fidalgo, Dalila B.M.M. Fontes, Fostering microgeneration in power systems: The effect of legislative limitations, *Electric Power Systems Research*, Volume 84, Issue 1, 2012, Pages 181-186, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.11.013>.
- [5] B. Chen, L. Ye, T. Cui and W. Bi, "Power loss analysis for low-voltage distribution networks with single-phase connected photovoltaic generation," 2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), Changsha, 2015, pp. 1929-1934. doi: 10.1109/DRPT.2015.7432589
- [6] Minas Patsalides, Andreas Stavrou, Venizelos Efthymiou, George E. Georgiou, Towards the establishment of maximum PV generation limits due to power quality constraints, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 42, Issue 1, 2012, Pages 285-298, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.03.043>.
- [7] "Power Factory: software application for use in analysing generation, transmission, distribution and industrial systems", <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>
- [8] "PVsyst: software for the study and simulation of photovoltaic systems", <http://www.pvsyst.com/en/>
- [9] Ministry of Industry, Energy and Mining, *Resolution 12th May 2017*, 2017.
- [10] "SimSEE: software elaborated in the Department of Electrical Engineering, School of Engineering, Universidad de la República. It is used to determine the optimal dispatch of generation in ADME and UTE" <https://simsee.org/simsee/>
- [11] Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de URSEA. RCSDE, URSEA, Uruguay. http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/6568330041cda516b3caf32c8d0a962d/TOR2+Energia+Electrica+2017+01.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=6568330041cda516b3caf32c8d0a962d, 2017.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Referencias

- [1] Japan International Cooperation Agency. A Case Study of Japanese PV Industry: Government Initiatives and Roles of Stakeholders. Training for Planers for the Promotion of Photovoltaic Power Generation, 2014.
- [2] Keiji Kimura. Feed-in Tariffs in Japan: Five Years of Achievements and Future Challenges, 2017.
- [3] International Energy Agency. Energy Policies of IEA Countries, Japan, 2016.
- [4] <http://www.fitariffs.co.uk/FITs/>.
- [5] <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/monthly-mcs-and-roofit-statistics>.
- [6] http://en.wikipedia.org/wiki/Feed-in_tariffs_in_Germay.
- [7] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Recent Facts about Photovoltaics in Germany, 2018.
- [8] http://es.wikipedia.org/wiki/Balance_neto.
- [9] http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5819695&_dad=portal&_schema=PORTAL.
- [10] <https://www.eneldistribucion.cl/net-billing>.
- [11] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). <https://www.eneldistribucion.cl/net-billing>.
- [12] Resolución 442/13 Generación en isla o en paralelo. <http://www.epe.santafe.gov.ar/?resolucion442>.
- [13] Presidencia de la Nación. Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública. <https://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Ley%2027424-2017.pdf>.
- [14] <https://portal.ute.com.uy/proveedores/normativas-de-conexion/conexion-de-generacion-la-red-de-distribucion-de-baja-tension>.

- [15] Consulta geográfica de fuentes de generación. <https://portal.ute.com.uy/institucional/infraestructura/fuentes-de-generacion>.
- [16] International Energy Agency. Trends 2017 in photovoltaic applications - Executive summary. http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_Trends_in_PV_Applications_2017_-_EXECUTIVE_SUMMARY.pdf, 2017.
- [17] Renewables 2018 Global Status Report. http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_final_.pdf, 2018.
- [18] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 173/010, 2010.
- [19] <http://portal.ute.com.uy/institucional-generaci%C3%B3n-privada-conexi%C3%B3n-de-generaci%C3%B3n-la-red-de-distribuci%C3%B3n-de-baja-tensi%C3%B3n>. Fecha de acceso: junio de 2017.
- [20] <http://portal.ute.com.uy/institucional-generaci%C3%B3n-privada-conexi%C3%B3n-de-generaci%C3%B3n-la-red-de-distribuci%C3%B3n-de-baja-tensi%C3%B3n-0>. Fecha de acceso: junio de 2017.
- [21] Tomás Di Lavello. Experiencia en la conexión de generación en redes de distribución en Uruguay. Presentado en el congreso Integra CIER, Punta del Este - 2015, 2015.
- [22] URSEA. Energía Eléctrica. http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/6568330041cda516b3caf32c8d0a962d/TOR2+URSEA+Energia+Electrica+2014+05.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=6568330041cda516b3caf32c8d0a962d, 2017.
- [23] UTE. Reglamento de Baja Tensión, capítulo XXVIII: Instalaciones de microgeneración conectadas a la red de baja tensión de UTE. <http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/clientes/C-28.pdf>, 2010.
- [24] UTE. Reglamento de Baja Tensión, capítulo XXIX: Instalaciones de minigeneración conectadas a la red de baja tensión de UTE. <http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/clientes/C-29.pdf>, 2011.
- [25] UTE. Convenio de conexión para microgeneración de origen renovable conectada a la red de baja tensión de ute. <http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/documents/files/institucional/CONVENIO%20DE%20CONEXI%C3%93N.pdf>.
- [26] UTE. Convenio de conexión para minigeneración de origen renovable conectada a la red de baja tensión de ute. <http://portal.ute.com.uy>.

- uy/sites/default/files/documents/files/institucional/CONVENIO%20DE%20CONEXI%C3%93N%20-%20MINIGENERADORES.pdf.
- [27] Poder Legislativo de Uruguay. Decreto-Ley N° 14.694, Artículo 6, inciso final, 1977.
 - [28] Poder Legislativo de Uruguay. Ley N° 16.832, Artículos 3 y 6., 1997.
 - [29] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 276/002, Artículo 3, 2002.
 - [30] Poder Legislativo de Uruguay. Decreto-Ley N° 14.694, Artículo 11, 1977.
 - [31] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 276/002, Artículo 7, 2002.
 - [32] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 114/014, 2014.
 - [33] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 276/002, Artículo 7 en la redacción dada por el decreto 114/04.
 - [34] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 173/010, Artículo 5, 2010.
 - [35] Poder Legislativo de Uruguay. Ley N° 16.832, Artículo 11, 1997.
 - [36] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 360/002, Artículo 54, 2002.
 - [37] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 360/002, Artículo 53, 2002.
 - [38] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 43/015, 2015.
 - [39] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 360/002, Artículo 5 en su redacción dada por el decreto 43/015.
 - [40] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 276/002, 2002.
 - [41] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 360/002, Artículo 55, 2002.
 - [42] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 277/002, Artículo 37, 2002.
 - [43] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 360/002, Artículo 58, 2002.
 - [44] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 277/002, Artículo 37, 2002.
 - [45] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 360/002, Artículo 21, 2002.
 - [46] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 360/002, Artículos 69 a 72, 2002.
 - [47] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 276/002, Artículo 12, 2002.
 - [48] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 276/002, Artículo 12 en su redacción dada por el decreto 43/015.
 - [49] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 276/002, Artículo 12 bis, 2002.

- [50] Poder Ejecutivo de Uruguay. Decreto N° 276/002, Artículo 12 en su redacción dada por el decreto 43/015.
- [51] Ministerio de Energía de Chile. *Resolución Exenta N° 12438*, febrero 2016.
- [52] Florencia Bagnulo, Isabel Briozzo, and Santiago Varela. *Microgeneración fotovoltaica en Uruguay : Análisis y perspectivas futuras*, 2017.
- [53] C. K. Gan, D. Pudjianto, P. Djapic, and G. Strbac. Strategic assessment of alternative design options for multivoltage-level distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(3):1261–1269, May 2014.
- [54] S. Ghosh and D. Das. Method for load-flow solution of radial distribution networks. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 146(6):641–648, Nov 1999.
- [55] Mario Vignolo and Alfredo Piria. Metodología para la determinación de la red adaptada de distribución de baja tensión. In *Proceedings of the IEEE T&D Latin America. Sao Paulo, Brasil.*, nov 2004.
- [56] SIEMENS AG. PSS ®SINCAL: 14.0 System Manual (EM DG PTI).
- [57] L. C. a. S. H. L. Na Li. *Optimal Demand Response Based on Utility Maximization in Power Networks*. Engineering& Applied Science Division, California Institute of Tecnology, 2011.
- [58] Cano M. García T. El foda. una técnica para el análisis de problemas en el contexto de la planeación de las organizaciones., 2000.
- [59] Demographia world urban areas 12th annual edition., Abril 2016.
- [60] Sub Gerencia Análisis Tarifario. Pliego tarifario - enero 2017. <https://portal.ute.com.uy/clientes-factura/pliego-tarifario>, 2017. Accedido en abril de 2017.
- [61] Eliana Cornalino Martín Draper Rafael Terra Gonzalo Abal Rodrigo Alonso Ruben Chaer, Milena Gurin. Complementariedad de las energías renovables en Uruguay y valorización de proyectos para el filtrado de su variabilidad. <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2014/CGCDTAA14/CGCDTAA14.pdf>, 2014.
- [62] Casaravilla et al. Generación distribuida en Uruguay: evaluación de fortalezas, oportunidades y tratamiento regulatorio. <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2006/CVDMRIPTG06/cvdmript06.pdf>, 2006.
- [63] Mariana Trobo. Energía eólica y aceptación social: Lecciones para uruguay y guía para la acción. <http://www.energiaeolica.gub.uy/uploads/documentos/informes/Energia%20eolica%20y%20aceptacion%20social%20-%20lecciones%20para%20Uruguay%20y%20guia%20para%20la%20accion.pdf>, 2013.

-
- [64] NOTICIAS RENOVETEC. Barreras a la penetración de las energías renovables en américa latina. <http://energiza.org/noticias-renovetec/123-especial-energias-renovables-en-latinoamerica/725-barreras-a-la-penetracion-de-las-energias-renovables-en-america-latina>. Accedido en julio 2018.
- [65] Rodrigo Romero. Perspectivas de desarrollo de la energía solar en chile serc como caso de estudio. Master's thesis, Facultad de Ciencias Sociales - Universidad de Chile, 2015.
- [66] Bianca Martínez Cerro. *Proyecto de fin de carrera - Instalación solar fotovoltaica aislada*, 2011.
- [67] Renewable energy and Fundación Bariloche energy efficiency partnership, Secretaría de Energía República Argentina. *Energías Renovables. Diagnóstico, barreras y propuestas*, junio 2009.
- [68] Agencia de Protección Ambiental. *Seminario intervenciones Urbanas con Energía Solar Fotovoltaica*. Agencia de Protección Ambiental, 2014.
- [69] OPP-MIDES. REPORTE URUGUAY 2017, 2017.
- [70] Poder Legislativo de Uruguay. Ley N° 18.597, Artículo 2, 2009.
- [71] Daniel López. Análisis de los aspectos tecnológicos de la fabricación de celdas fotovoltaicas de silicio cristalino en la perspectiva de su producción en uruguay. Master's thesis, Universidad de la República(Uruguay). Facultad de Ingeniería. IIE, 2015.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de tablas

1.1.	Cantidades y potencias instaladas a octubre 2016 por zona.	5
2.1.	Evolución de las tarifas para el esquema FIT en Japón [3].	16
2.2.	Evolución de los precios del FIT para la FV [4].	19
2.3.	Estimación de precios FIT [4].	20
2.4.	Indicadores de reducción desde septiembre de 2015 [5].	22
2.5.	Algunas reducciones realizadas durante el funcionamiento del FIT [5].	23
2.6.	Potencias instaladas bajo el FIT en Reino Unido [4].	24
2.7.	Evolución de precios USD/MWh instalaciones FV desde 2004 hasta 2011 [6].	26
2.8.	Evolución del precio FIT para FV hasta el año 2014 [6].	26
2.9.	Evolución de los subsidios FV residencial en Japón [1].	41
3.1.	Límites de potencia en Instalaciones Microgeneradoras [19].	46
3.2.	Límites de potencia en Instalaciones Minigeneradoras [20].	47
3.3.	Potencia máxima a inyectar en la red por la IMINIG [20].	47
3.4.	Niveles de tensión para clientes de BT [22].	47
3.5.	Valores de corriente armónica admisibles para las IMG según norma IEC 61000-3-2 [23].	50
3.6.	Límites de emisión de corriente para equipamiento trifásico balan- ceado según norma IEC 61000-3-12 [23].	50
3.7.	Ajustes de máxima y mínima tensión [23].	51
3.8.	Ajustes de máxima y mínima frecuencia [23].	52
3.9.	Ajustes del dispositivo de sincronismo.	52
3.10.	Normativa solicitada para las unidades generadoras.	63
3.11.	Distorsión armónica de corriente máxima en el PC, (IEEE 519- 2014). NOTA: I se calcula en función de la potencia contratada. .	63
3.12.	Propuesta de ajuste de sobretensión.	64
4.1.		75
4.2.		76
7.1.	Tensión (p.u.) 19/11 12 hrs.	123
7.2.	Evolución del costo total para distintos niveles de penetración. . .	125
8.1.	Tipos de conductores.	135

8.2. Conductores para el caso base.	138
9.1. Parejas del FODA.	150
9.2. Valorización del grado de vinculación.	151
A.1. Valorización de las fortalezas.	183
A.2. Valorización de las debilidades.	183
A.3. Valorización de oportunidades.	184
A.4. Valorización de amenazas.	184
A.5. Vinculación de atributos.	185

Índice de figuras

1.1. Número de instalaciones generadoras.	3
1.2. Potencia (kW) instalada y a instalar.	4
1.3. Potencia promedio (kW) de Microgeneración instalada y a instalar.	5
1.4. Potencia promedio (kW) de Microgeneración instalada y a instalar.	6
1.5. Energía inyectada vs. consumida a la red a agosto 2016.	6
1.6. Cantidad de instalaciones de Microgeneración por departamento.	7
2.1. Evolución de las instalaciones en techos y número de clientes en Japón [1].	13
2.2. Esquema de compra de la energía en el sistema FIT [1].	14
2.3. Proporción de ER en la electricidad total generada [2].	15
2.4. Cambio en monto del subsidio y costos evitados bajo el FIT [2].	16
2.5. Evolución de los precios FIT FV domiciliarias [4].	20
2.6. Evolución del adicional de la energía inyectada [4].	21
2.7. Gráfico de capacidad relativa de cada tecnología [4].	24
2.8. Capacidad FV instalada por período de aplicación de precios de FIT en Reino Unido [4].	25
2.9. Capacidad instalada por fuente entre 2007 y 2017 [].	27
2.10. Evolución de las tarifas FIT fotovoltaica [7].	28
2.11. Esquema de flujos de energía del balance neto [8].	31
2.12. Imagen explicativa del concepto de balance neto [8].	32
2.13. Potencias e instalaciones acumuladas Chile [9].	34
2.14. Potencias e instalaciones acumuladas Brasil [11].	35
2.15. Ejemplo de cliente con generación.	37
2.16. Evolución de la potencia instalada y N° instalaciones [15].	40
2.17. Políticas de apoyo a la FV [16].	43
3.1. Esquema unifilar general [23].	49
3.2. Esquema del modelo.	53
3.3. Esquema unifilar de la IMG con respaldo [23].	57
3.4. Cartelería informativa y de seguridad.	60
3.5. Nuevo unifilar.	61
3.6. Registro de un caso real con sobretensiones.	64
3.7. Posible restricción de FP.	65

6.1. Número de sistemas de Generación Net Billing, Fuente: Ministerio de Energía de Chile.	95
6.2. Potencias instaladas, Fuente: Ministerio de Energía de Chile. . . .	96
6.3. Número de instalaciones por destino, Fuente: Ministerio de Energía de Chile.	96
6.4. Porcentaje en potencia por destino, Fuente: Ministerio de Energía de Chile.	97
6.5. Factores de corrección por temperatura [51].	102
6.6. Tabla resistencia aislamiento [51].	102
6.7. Valores límites para desconexión según tensiones y frecuencias [51].	105
6.8. Localización de los interruptores de desconexión con la red [51]. . .	107
6.9. Fotografía de inversor con los procedimientos de conexión y desconexión.	109
6.10. Normas exigidas a los paneles, Fuente: SEC	112
6.11. Normas exigidas a los inversores, Fuente: SEC	113
7.1. Evolución de la energía anual en pérdidas en la red rural analizada.	123
7.2. Energía generada por microgeneración fotovoltaica para cada escenario de penetración.	124
7.3. Energía térmica generada en cada escenario de penetración de microgeneración.	125
7.4. Evolución del costo total con el incremento de microgeneración fotovoltaica.	126
8.1. Red de prueba sin (izquierda) y con (derecha) GD y DR.	134
8.2. Perfil de demanda en la Estación A en el caso base.	134
8.3. Perfil de demanda en la Estación B en el caso base.	135
8.4. Curva de generación FV semanal (valores históricos reales).	136
8.5. Curva de generación eólica anual (valores históricos reales).	136
8.6. Curva de generación diaria.	137
8.7. Curvas diarias de demanda con y sin DR [57].	137
8.8. Resultado de la red para el caso base.	138
8.9. Costo para el caso base. Solución # 3 3 3 3.	139
8.10. Pérdidas para diferentes porcentajes de penetración.	139
9.1. Ubicación del Baricentro en el Mapa FODA.	152
10.1. Preguntas sobre barreras socioculturales	156
11.1. Distribución de costos en una instalación fotovoltaica.	164
11.2. Esquema de inversor central.	168
11.3. Esquema de inversor <i>string</i>	169
11.4. Esquema de inversor multicadena.	170
11.5. Esquema de microinversor.	171
11.6. Sistema conectado a la red.	171
11.7. Distribución de componente nacional en una instalación fotovoltaica.	177

Esta es la última página.
Compilado el viernes 7 diciembre, 2018.
<http://iie.fing.edu.uy/>