



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Microgeneración Fotovoltaica en Uruguay: Análisis y Perspectivas Futuras

MEMORIA DE PROYECTO PRESENTADA A LA FACULTAD DE
INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Florencia Bagnulo, Isabel Briozzo, Santiago Varela

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA.

TUTOR

Ing. Gonzalo Hermida..... Universidad de la República

TRIBUNAL

Dr. Ing. Mario Vignolo..... Universidad de la República
MSc. Ing. Ruben Chaer Universidad de la República
Ing. Tomás Di Lavello..... Universidad de la República
Ing. Diego Oroño Universidad de la República

Montevideo
27 de octubre de 2017

Microgeneración Fotovoltaica en Uruguay:

Análisis y Perspectivas Futuras, Florencia Bagnulo, Isabel Briozzo, Santiago Varela.

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

Contiene un total de 263 páginas.

Compilada el martes 5 diciembre, 2017.

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

Agradecimientos

Muchas personas e instituciones contribuyeron a que este proyecto llegara a buen puerto, aprovechamos este espacio para mencionarlas y agradecer el apoyo brindado.

Nuestro tutor, Gonzalo Hermida, fue un pilar fundamental en el desarrollo de este proyecto, siempre dispuesto a ayudar con gran entusiasmo pese a sus largas jornadas de trabajo. Acompañó cada etapa de este proceso, sugiriendo ideas y compartiendo su conocimiento sobre sistemas fotovoltaicos, así como la corrección exhaustiva del presente documento.

Diego Giacosa, Diego Bentancur, Martín Scarone y María Pia Olave nos brindaron información sobre la cantidad, potencia instalada y ubicación de todos los microgeneradores en Uruguay.

Camilo Neiro nos explicó sobre los beneficios fiscales de la microgeneración, cosa no trivial para tres estudiantes de ingeniería.

Marcelo Rey, Tomás Di Lavello, Diego Acuña y Carolina Pesce nos proveyeron datos de tres redes de distribución de baja tensión, fundamentales para realizar una evaluación lo más real posible del impacto técnico y económico de la microgeneración fotovoltaica.

Ruben Chaer, con gran paciencia y disposición, nos enseñó a utilizar el programa SimSEE y nos orientó en el entendimiento de ciertos conceptos económicos.

El Instituto de Ingeniería Eléctrica fue el entorno físico e institucional donde se desarrolló el proyecto.

DIgSILENT GmbH contribuyó con una licencia de tesis del *software Power Factory*, herramienta utilizada para la ejecución de flujos de carga.

Por último, nuestras familias y amigos nos brindaron siempre su apoyo, y Estrella amenizó muchas jornadas en las cuales el espíritu no siempre acompañaba.

A todos ellos, gracias.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Resumen

En los últimos años, la incorporación de la energía solar fotovoltaica a la matriz energética uruguaya viene en constante crecimiento. Este proyecto hace foco en los microgeneradores fotovoltaicos que son conectados a la red de baja tensión. Se releva en primera instancia el estado global de esta forma de generación a nivel mundial, para luego contextualizar el estado situacional uruguayo haciendo hincapié en las políticas vigentes. Se llega a la conclusión de que Uruguay resulta ser pionero en la región respecto a esta modalidad de generación de energía e intercambio con la red.

Se prosigue a diseñar una instalación de 10 *kW* en condiciones reales, para así comprender de cerca los múltiples aspectos que deben ser tenidos en cuenta a la hora de realizar un proyecto de estas características. Asimismo, se simula el diseño realizado, y los perfiles de generación obtenidos son utilizados en las etapas posteriores.

Por último, con la pretensión de evaluar el potencial de instalar microgeneradores fotovoltaicos en Uruguay, se realizan simulaciones que permiten sacar conclusiones respecto a posibles repercusiones a nivel técnico y económico.

Aunque el estudio no derivó en un resultado concreto y global referente a la potencialidad de la microgeneración fotovoltaica, sí se alcanzaron valores límites para redes particulares cuidando aspectos técnicos de la red como ser el perfil de tensión, las pérdidas y la carga de las líneas. Al mismo tiempo, en un escenario más abarcador de la red uruguaya, se alcanzaron límites que preservan la consistencia económica, a partir de los cuales, la incorporación de generadores deja de ser beneficiosa.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Prefacio

El presente documento fue realizado con la intención de plasmar el resultado de investigaciones realizadas en el marco de nuestro proyecto de fin de carrera.

El interés por las energías renovables, en particular por la microgeneración fotovoltaica, su desarrollo e incorporación a la matriz energética uruguaya, fue lo que nos estimuló a abordar este tema como eje central del proyecto.

A pesar de los resultados obtenidos, durante el proceso nos nutrimos de conocimientos, no sólo sobre aspectos técnicos de la generación fotovoltaica en sí, sino también sobre mecanismos y procesos que hacen a la práctica profesional.

Aprovechamos la instancia para hacer una amplia investigación e incluir tanto aspectos técnicos como aspectos económicos referidos al tema de estudio que enriquecieron nuestra formación académica.

Los autores

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Tabla de contenidos

Agradecimientos	I
Resumen	III
Prefacio	V
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos y alcances del proyecto	2
1.3. Estructura del documento	3
2. Microgeneración fotovoltaica y su situación a nivel global	5
2.1. Introducción	5
2.2. Tipos de intercambio con la red	6
2.2.1. Auto-consumo puro	6
2.2.2. Balance Neto o Net Metering	7
2.2.3. Facturación Neta o Net Billing	8
2.2.4. Feed-in Tariff (FIT)	8
2.3. Situación global	9
2.3.1. Europa	10
2.3.2. Asia	16
2.3.3. América Anglosajona	21
2.3.4. Oceanía	28
2.3.5. América Latina	30
2.3.6. Síntesis y comentarios finales	35
3. Situación actual de Uruguay en microgeneración	37
3.1. Políticas de promoción de las energías renovables	37
3.1.1. Decreto 173/010	37
3.1.2. Beneficios fiscales	38
3.1.3. Resolución ministerial del 12 de mayo de 2017	40
3.2. Normativa vigente	41
3.2.1. Requisitos generales para la conexión a la red de baja tensión de UTE	41
3.2.2. Reglamento de medición de energía intercambiada	43
3.2.3. Requisitos técnicos de las IMG y las IMiniG	44

Tabla de contenidos

3.3. Potencia instalada	51
3.3.1. Evolución de la potencia instalada en microgeneración . . .	51
3.3.2. Actualidad	54
3.4. Consumo, inyección y balance energético	64
4. Diseño de una instalación de generación fotovoltaica	67
4.1. Generador fotovoltaico	70
4.2. Estructura de soporte de paneles	73
4.3. Inversor	74
4.4. Transformador	78
4.5. Cableado	78
4.5.1. Cableado de continua	78
4.5.2. Cableado de alterna	80
4.6. Protecciones	81
4.6.1. Lado de continua	81
4.6.2. Lado de alterna	83
4.7. Puesta a tierra	86
4.8. Medidor de energía generada	87
4.9. Simulación en PVsyst	89
4.9.1. Pérdidas consideradas	91
4.10. Valorización económica de la generación	94
5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución	95
5.1. Introducción	95
5.2. Metodología de trabajo	101
5.3. Perfil de tensión	103
5.3.1. Red rural	106
5.3.2. Red urbana densidad media	113
5.3.3. Red industrial	119
5.4. Pérdidas	123
5.4.1. Red rural	124
5.4.2. Red urbana densidad media	126
5.4.3. Red industrial	129
5.5. Carga en las líneas	134
5.5.1. Red rural	134
5.5.2. Red urbana densidad media	136
5.5.3. Red industrial	136
5.6. Impacto en contenido armónico	137
5.7. Desbalance de carga en líneas	140
5.8. Efectos en los sistemas de protección	143
5.9. Conclusiones preliminares	146

6. Efectos económicos de la microgeneración solar fotovoltaica	147
6.1. Introducción al análisis económico	147
6.2. Breve descripción del software SimSEE	147
6.2.1. Definición de terminología de SimSEE utilizada	147
6.3. Modelado	148
6.3.1. Configuración de la red	149
6.3.2. Distribución de la demanda	149
6.3.3. Parámetros de los arcos	152
6.3.4. Microgeneradores instalados	152
6.4. Metodología	152
6.5. Resultados	155
6.5.1. Matriz energética	155
6.5.2. Costo marginal	163
6.5.3. Costo Total	166
6.5.4. Gradiente de inversión	169
6.5.5. Análisis de resultados para el año 2022	171
6.6. Resumen y conclusiones preliminares	174
7. Conclusiones y trabajos a futuro	177
7.1. Conclusiones	177
7.2. Trabajos a futuro	179
A. Datos de las redes	181
B. Simulaciones SimSEE de redes urbana, rural e industrial brindadas por UTE	183
B.1. Modelado	183
B.2. Resultados	186
C. Hojas de datos de equipos	195
D. Informes de las simulaciones en <i>PVsys</i>	217
Referencias	235
Índice de tablas	242
Índice de figuras	245

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

El ímpetu para el desarrollo de este proyecto de investigación tiene su origen en la consideración del ingeniero como un actor social. En la actualidad, la sociedad está tendiendo a tomar cierta conciencia sobre el impacto ambiental y económico que pueda tener la utilización de cierto tipo de fuentes de generación de energía, y es por ello que las energías renovables están teniendo un lugar más protagónico en la matriz energética a nivel mundial.

La matriz energética en Uruguay ha mutado en los últimos años, de forma tal, que la energía eólica ha desplazado en gran medida a la energía generada en centrales térmicas. Para dar un paso más allá, se crearon políticas que promueven la instalación de generadores fotovoltaicos a ser conectados a la red de transmisión, y políticas, aún más atractivas, para la instalación de microgeneradores fotovoltaicos conectados a la red de baja tensión. Asimismo, los precios de los módulos han ido bajando significativamente en los últimos años, haciendo posible que se tenga mayor acceso a la energía fotovoltaica [1].

El proceso de inclusión de estos últimos propone una movilización desde varios aspectos. En primer lugar acarrea un posible cambio de roles, a través del cual los propios clientes de energía eléctrica comienzan a autoabastecerse en ciertos momentos del día, y hasta pueden llegar a convertirse en proveedores de energía para la red a determinadas horas. Por otro lado, en cuanto a aspectos técnicos, se debe considerar que, sin cambios pertinentes en la red actual, se incluirán generadores distribuidos, y estos alterarán algunos parámetros que deberán ser tenidos en cuenta a la hora de proponer políticas de incentivo sostenibles.

La economía del sistema se ve perturbada por la inclusión de esta nueva forma de generación; se sustituyen formas costosas de generar energía por una fuente renovable sin costos de combustible. Pero al mismo tiempo, la política vigente propone un incentivo económico que deberá ser afrontado por el país, y el crecimiento

Capítulo 1. Introducción

en la incorporación de este tipo de generadores pueden llegar a modificar en gran medida los costos de generación de energía.

Por último, se considera importante destacar que existen varios efectos colaterales debidos a esta promoción, como pueden ser la creación de nuevos puestos de trabajo y la concientización social respecto a la inclusión de energías renovables como fuentes de generación eléctrica, entre otros.

En función de los fenómenos explicados anteriormente surge el proyecto de investigación “Microgeneración Fotovoltaica en Uruguay: beneficios, marco normativo y producción de capacidades locales”, impulsado por la Agencia Nacional de Investigación e Innovación, el cual enmarca el presente trabajo.

1.2. Objetivos y alcances del proyecto

En este proyecto se busca contextualizar la realidad actual de Uruguay respecto a la inclusión de la microgeneración fotovoltaica como forma de generación de energía eléctrica, materializar impactos directos tanto en las redes eléctricas como en la economía del país, y proyectar, a través de distintos escenarios, una posible potencialidad de la microgeneración fotovoltaica en Uruguay, para considerar el alcance de esta nueva política.

Primeramente, se llevó a cabo un relevamiento detallado de la situación a nivel mundial de la microgeneración. Esta recopilación de información abarcó datos sobre las políticas implementadas en distintos países, así como de la potencia instalada en estas condiciones. Los países investigados fueron: Alemania, Reino Unido, España, Italia, China, Japón, India, Canadá, Estados Unidos, Australia, Brasil, Chile y México. No se realizó un análisis de éxito de estas políticas. A su vez, pese a que hay diversas formas de comercializar la energía eléctrica, se enfocó el trabajo en tres modalidades: *Feed-in Tariff*, Balance Neto (*Net Metering*) y Facturación Neta (*Net Billing*).

Seguidamente, se elaboró una compilación de la normativa uruguaya actual referida a la microgeneración fotovoltaica. Se describieron los decretos y resoluciones que regulan la microgeneración, y la normativa técnica aplicada a este tipo de instalaciones. Si bien la normativa puede ser objeto de discusión, no se proponen cambios. Un relevamiento de la cantidad, potencia y ubicación de todas las instalaciones en Uruguay hasta diciembre de 2016 es presentado en este documento.

Si bien no fue estrictamente necesario para el desarrollo del proyecto, fue de interés de los autores estudiar las etapas en el proceso del diseño de una instalación. Por lo tanto, parte del proyecto fue dedicada al diseño y posterior simulación de una instalación de 10 *kW*, con el propósito que fuera lo más cercana a la realidad posible. Sí fue necesario para el proyecto obtener curvas de generación de plantas fotovoltaicas de diversas potencias.

1.3. Estructura del documento

Determinar la potencialidad de una determinada tecnología en un país es un proceso complejo y a priori no existe una metodología específica a seguir. Uno de los mayores desafíos de este proyecto, sino el mayor, fue definir esta metodología. La pregunta a hacerse es: ¿por qué no puede instalarse microgeneración indiscriminadamente? En respuesta a esta pregunta se encontró que era 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 y de pérdidas; 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. Todos estos factores limitan en mayor o menor medida el nivel de penetración de la microgeneración fotovoltaica en la red de distribución de baja tensión. Por consiguiente, uno de los objetivos del proyecto es poder visualizar estos efectos y determinar así límites a partir de los cuales sería necesario una inversión en la red. 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.

Resumiendo, 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.

1.3. Estructura del documento

A continuación, se presenta una breve descripción del contenido de cada capítulo.

- *Capítulo 2: Microgeneración fotovoltaica y su situación a nivel global:* Se introducen conceptos sobre la microgeneración y sus distintas variantes en cuanto a las políticas de implementación. Se realiza un relevamiento de información respecto al estado actual de esta modalidad de generación en el mundo, para lo cual se eligen países representativos de cada continente.
- *Capítulo 3: Situación actual de Uruguay en microgeneración:* Se exponen las políticas de promoción implementadas en Uruguay mediante los decretos y resoluciones vigentes. Por otra parte, es presentada la normativa técnica actual. Por último, se realiza un relevamiento de la cantidad de microgeneradores y sus potencias instaladas.
- *Capítulo 4: Diseño de una instalación de generación fotovoltaica:* Para los estudios llevados a cabo en el Capítulo 5, fue necesario obtener curvas de

Capítulo 1. Introducción

potencia generada por sistemas fotovoltaicos. Para cumplir con esto, se utilizó el *software PVsyst* específico para el diseño y simulación de instalaciones de estas características. Adicionalmente, se realizó de forma más detallada, el diseño de una instalación real de 10 kW como ejercicio académico, generando así nociones de las distintas etapas que conlleva un proyecto de este tipo.

- **Capítulo 5: *Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución:*** Se describe en profundidad el impacto de distintos grados de despliegue de microgeneración fotovoltaica en tres redes de distribución. Se pone foco en las alteraciones en el perfil de tensión de las líneas, en la evolución de las pérdidas anuales y en la carga de las líneas. Asimismo, se mencionan otros efectos que pueden ser objeto de estudio en trabajos futuros. Para estos estudios se utilizó la herramienta *Power Factory*, programa para la ejecución de flujos de carga.
- **Capítulo 6: *Efectos económicos de la microgeneración solar fotovoltaica:*** Con el objetivo de evaluar el impacto económico de la inclusión de microgeneración a nivel del sistema eléctrico uruguayo, se modela una red simplificada diferenciando tres tipos de consumidores. Se utiliza para ello el *software SimSEE*, a través del cual se obtienen resultados respecto a los distintos costos del sistema.
- **Capítulo 7: *Conclusiones y trabajos a futuro:*** Se presentan aquí las conclusiones extraídas del proceso de investigación y los posibles trabajos a futuro a realizar utilizando como punto de partida lo expuesto en el presente documento.

Capítulo 2

Microgeneración fotovoltaica y su situación a nivel global

2.1. Introducción

La microgeneración refiere a la generación de energía, en forma de calor o electricidad, localmente y a pequeña escala, aunque la definición varía según los distintos países. Además, frecuentemente implica que las fuentes de energía utilizadas sean de origen renovable [2].

El concepto de la microgeneración surge como respuesta a una necesidad social de abastecer de energía eléctrica a zonas que carecían de la misma. Por lo tanto, la microgeneración comenzó siendo un mecanismo de auto-abastecimiento de energía aislado de la red.

En la actualidad se expandió este concepto, incluyendo en el mismo una posible conexión con la red, permitiendo así, no solo el auto-abastecimiento de energía, sino también la posibilidad de volcar el excedente a la red eléctrica. Esta conexión a la red obliga, por tanto, a la existencia de normativas que regulen dicho intercambio, como se verá en la sección 3.2.

En este documento nos centraremos en la microgeneración que utiliza como fuente la energía solar fotovoltaica. Este tipo de fuente presenta ventajas ambientales además de necesitar poco mantenimiento y tener una vida útil de entre 25 y 40 años, dependiendo de la calidad de los paneles instalados [3].

Comenzaremos describiendo los dos posibles tipos de sistemas de microgeneración, el sistema aislado de la red, y el sistema que se conecta a la misma.

Microgeneración Aislada: En este tipo de sistemas se genera energía para el autoconsumo, sin existir conexión con la red eléctrica. Si el recurso a través del cual se provee la energía es un recurso renovable, deben colocarse baterías para que se

Capítulo 2. Microgeneración fotovoltaica y su situación a nivel global

pueda acumular la energía cuando la misma presenta excedentes, y tener así una mayor disponibilidad de ésta independientemente del recurso.

Microgeneración Conectada a la Red: En este tipo de sistemas no sólo se genera la energía para el auto-abastecimiento, sino que el excedente puede ser volcado a la red. Cuando existe conexión con la red, debe haber políticas que regulen el intercambio de energía que se produce. Lo anterior se explicará en la sección 2.2.

2.2. Tipos de intercambio con la red

Como se mencionó anteriormente, los microgeneradores tienen la posibilidad de conectarse a la red eléctrica. Se describirán en esta sección las diferentes políticas de mediación que existen con la misma ¹.

2.2.1. Auto-consumo puro

El auto-consumo se define como la generación de energía para el consumo propio, con el fin de reducir los costos que implica obtener la energía de otros proveedores. Por lo tanto, se diseña el sistema de generación para que la potencia obtenida sea del orden de la demandada, ya que, si la potencia resultase mayor, la energía excedente no será compensada ². De todas maneras, como el recurso solar no es constante, se debe establecer una conexión con la red, para poder abastecer la demanda en los momentos en que el mismo no sea suficiente. Lo antedicho se ve reflejado en la figura 2.1.

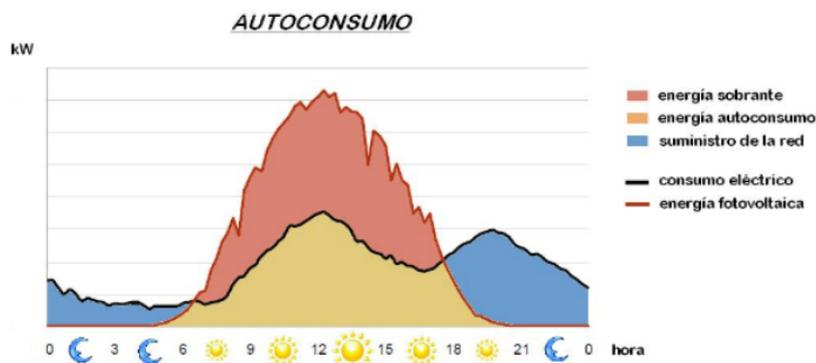


Figura 2.1: Esquema de Autoconsumo [5].

¹Las definiciones presentadas en esta sección se basan en el documento [4]; no obstante, se han complementado con material referido a países particulares.

²En Uruguay los clientes en modalidad de auto-consumo puro no tienen permitido inyectar energía a la red, se implementa un mecanismo de control para evitarlo. Esta modalidad se encuentra enmarcada en el decreto 114-14.

2.2. Tipos de intercambio con la red

2.2.2. Balance Neto o Net Metering

A diferencia del caso anterior, el excedente de energía generado por el microgenerador es volcado a la red. Esta energía es contabilizada en forma de crédito (en *kWh*) a favor del usuario que se podrá utilizar cuando éste lo considere necesario. Por tanto, la empresa distribuidora hace un balance neto entre la energía inyectada a la red y la energía consumida de la misma para calcular el consumo total a facturar. Esto se aprecia en la figura 2.2. Se requiere para eso contar con un medidor bidireccional que mida ambas energías. Una característica de este tipo de modalidad es que el precio de la energía consumida es igual al de la generada. Esta política se establece por un período, en general de unos pocos años dependiendo de cada país. En el caso de que al final del período, el saldo de energía resulte favorable para el microgenerador, no se retribuirá en forma de dinero la energía sobrante ³. El esquema del intercambio se puede apreciar en la figura 2.3.

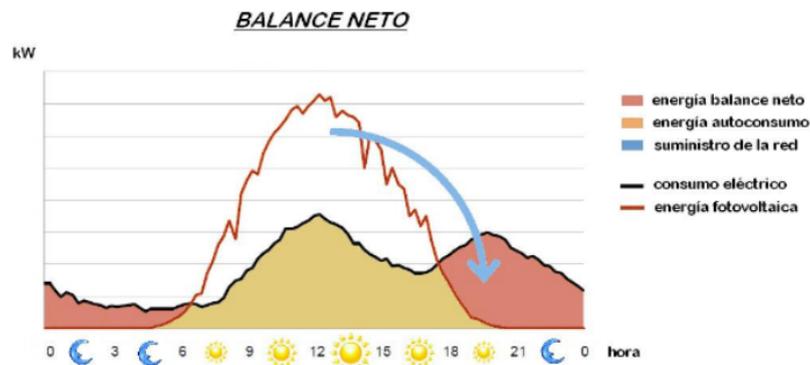


Figura 2.2: Esquema de Balance Neto [5].

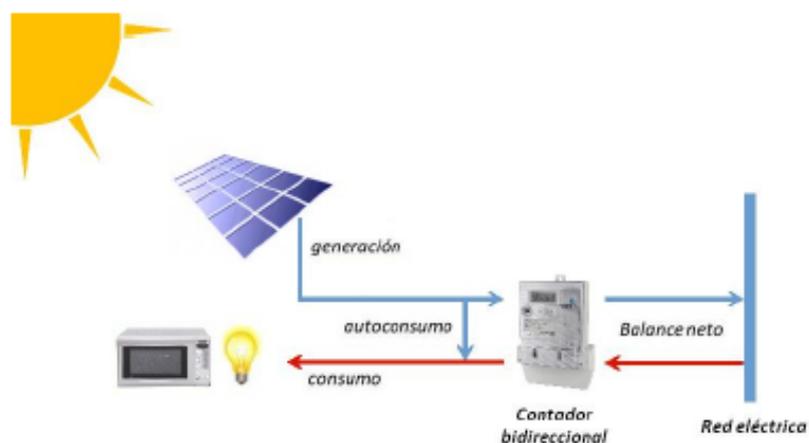


Figura 2.3: Esquema del mecanismo de Balance Neto [5].

³Existen países en los cuales sí se retribuye en forma monetaria el sobrante de energía.

2.2.3. Facturación Neta o Net Billing

En el caso de la política del *Net Billing*, el valor de la energía consumida por el microgenerador no necesariamente coincide con el valor de la energía generada. El beneficio, por ende, se recibe como una retribución monetaria por parte de la empresa distribuidora en función de la diferencia entre el valor de la energía consumida y el valor de la generada. En general, el precio de la energía inyectada a la red es menor o igual al de la consumida.

2.2.4. Feed-in Tariff (FIT)

Este tipo de intercambio consiste en una política energética que ofrece acuerdos de compra a largo plazo para la venta de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables. Las políticas de compra pueden ser dependientes o no del precio de la electricidad del mercado. Una vez establecido el contrato, la tarifa se mantiene fija a lo largo del plazo acordado, que suele ser entre diez y veinte años. Las ventajas de esta política son la seguridad y estabilidad que brinda, ya que la empresa distribuidora está obligada a comprar toda la energía generada a una tarifa determinada durante un período de tiempo ⁴. Por otro lado, una desventaja de este tipo de política es que puede ocasionar una distorsión en los precios de las tarifas eléctricas, por ejemplo en el caso en que los costos de la implementación de este esquema se trasladen a los precios de la energía para todos los consumidores.

⁴Pueden existir condiciones para la compra, por ejemplo la exigencia de un autoconsumo mínimo.

2.3. Situación global

El fomento de energías renovables es un fenómeno a nivel mundial. En la figura 2.4 se puede visualizar la expansión de políticas energéticas en el mundo, observando que gran parte de los países tienen más de una política de promoción.

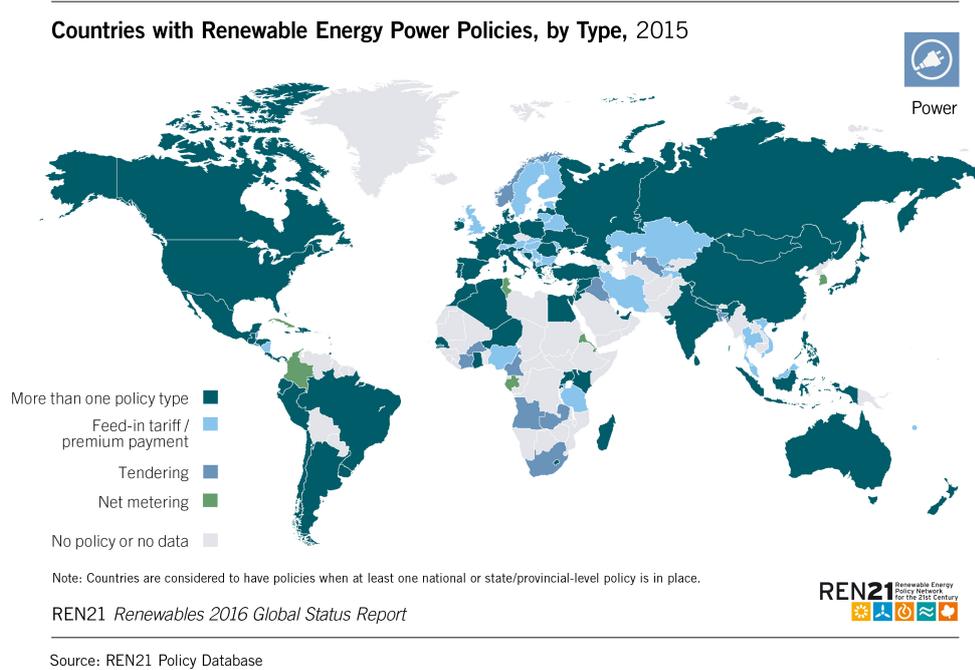


Figura 2.4: Países con políticas de promoción de energías renovables por tipo en 2015 [6]

A su vez, la microgeneración, o auto-consumo, en base a energía solar fotovoltaica ha tenido gran impacto tanto en países desarrollados como en vías desarrollo. En esta sección se presentará una descripción de las políticas actuales, junto a algunos datos de capacidad de microgeneración instalada (entre otros) en una selección de países.

2.3.1. Europa

Alemania

En Alemania las políticas referidas a la microgeneración se enmarcan en la Ley de Energías Renovables (*EEG: Erneuerbare Energien Gesetz*) cuya versión original data del año 2000 habiendo cambiado con el tiempo. El sistema utilizado es un feed-in-tariff mediante el cual el exceso de energía es pagado a una tarifa fija a través de un contrato con plazo de 20 años. Las tarifas para nuevas instalaciones tienen una reducción a medida que los costos de las tecnologías se reducen. Asimismo, existe la posibilidad de, en lugar de recibir la feed-in-tariff, vender la energía en el *mercado eléctrico* y recibir una prima (Marktprämie) adicional al ingreso obtenido de la venta ⁵. Esto fue establecido en el *EEG 2012* [7].

Por otro lado, se estimula a que la energía generada sea auto-consumida y no inyectada a la red; con este objetivo, hasta 2012 se pagaba una prima por cada *kWh* auto-consumido. Hoy día ya no existe este pago extra pero se exige a los microgeneradores con potencia instalada mayor a 10 *kW* que por lo menos el 10 % de la energía generada en el año sea para consumo propio. También con este fin, se desarrolló un programa de incentivos para la acumulación de energía para sistemas de hasta 30 *kW*; éste consiste en un 30 % de descuento y bajos intereses en el Kreditanstalt für Wiederaufbau (Banco de Crédito para la Reconstrucción) [8]. Desde 2014 los microgeneradores con potencia mayor a 10 *kW* deben pagar un 30 % del recargo para financiar el programa del *EEG*⁶, convirtiéndose en un 40 % a partir de 2017.

En la figura 2.5 se observa el porcentaje de la capacidad instalada según el rango de potencia de las distintas instalaciones. Se detalla también el tamaño promedio de estas últimas cada año así como la cantidad aproximada. El promedio de la potencia de las instalaciones todos los años fue menor a 50 *kW*, asimismo, se puede apreciar en la figura que en el primer año de la *EEG* la mayor cantidad de instalaciones fueron de menos de 10 *kW*, con un promedio de 4,2 *kW*, probablemente residenciales. El año con más instalaciones puestas en marcha fue el 2010. Por último, un dato importante es que a fines de 2015 existían 22,4 *GW* de fotovoltaica conectada a la red de baja tensión, correspondiendo, seguramente, a instalaciones de microgeneración [9].

⁵Las instalaciones con potencia mayor a 100 *kW* están obligadas a vender la energía en el mercado eléctrico.

⁶Este recargo es el que financia el programa y es pagado por todos los consumidores a un cierto precio por *kWh* [7]. Es también una forma de incentivar el auto-consumo.

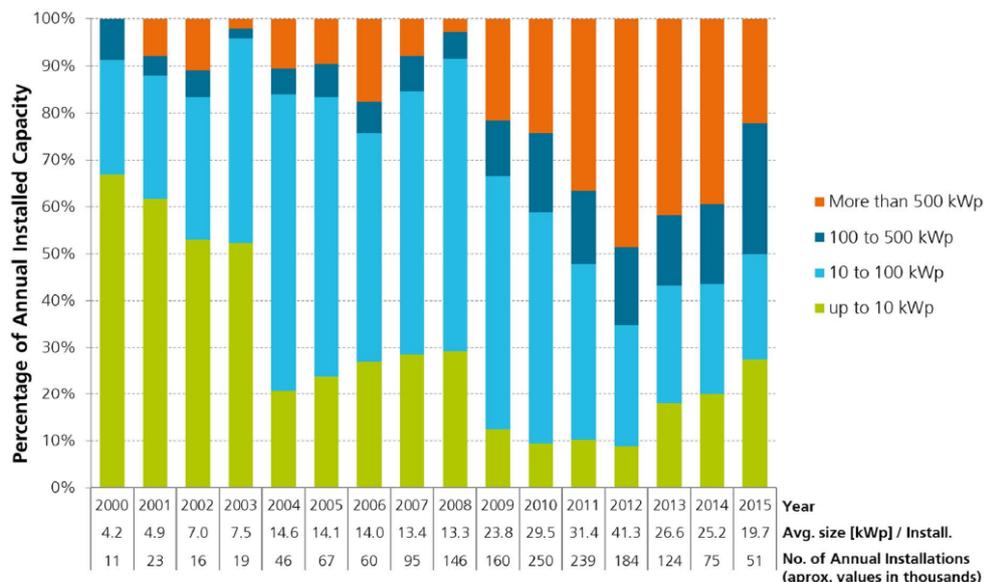


Figura 2.5: Porcentaje de potencia instalada en Alemania según clase de potencia hasta 2015 [10]

Italia

El mecanismo de intercambio existente en Italia es el llamado *Scambio Sul Posto* (SSP) que tiene características de facturación neta ⁷ [4], el cual abarca a todos los sistemas de hasta 500 kW.

El pago efectuado por el Gestore Servizi Energetici (GSE) al microgenerador es igual a la diferencia entre el valor de la energía inyectada a la red y el valor de la energía consumida de la misma, en un período de tiempo definido. El valor de la energía inyectada es proporcional al del mercado y tiene en cuenta el área de la red en la que esté la planta y la hora del día. Por otro lado, el valor de la energía consumida es igual a la diferencia entre el precio de la energía y los costos de la red [11]. Por lo tanto, la energía inyectada a la red es remunerada a través de una “cuota de energía”, basada en el precio de la energía en el mercado, y una “cuota de servicio”, que depende de los costos de los servicios de la red [4].

A partir del 1 de junio de 2015, para pertenecer al programa SSP, se deben pagar dos impuestos [12, 13]:

- Impuesto fijo: Las instalaciones de más de 3 kW deben pagar 30 €/año.
- Impuesto variable: Las instalaciones de más de 20 kW deben pagar anualmente 1 €/kW instalado.

A fines de 2015 existían más de 500.000 instalaciones y una potencia acumulada mayor a 4000 MW [14].

⁷Se ha encontrado que distintas fuentes hacen uso del término net metering.

Capítulo 2. Microgeneración fotovoltaica y su situación a nivel global

Reino Unido

En Reino Unido rige el sistema de Feed-in Tariff desde 2010, abarcando sistemas basados en energías renovables con una capacidad total de hasta 5 MW. El BEIS (Department of Business, Energy and Industrial Strategy) es quien elabora las políticas del FiT, mientras que el regulador Ofgem E-Serve administra el programa. Otras figuras importantes en el sistema son los *licensees*; estos son proveedores de energía que manejan las solicitudes a los FiT y realizan los pagos [15]. Los microgeneradores reciben dos tipos de pagos, uno por generación y otro por inyección a la red, además del ahorro en la cuenta de electricidad:

- Generation tariff: El proveedor de energía correspondiente le paga al microgenerador una cierta cantidad por cada kWh generado. Esta tarifa depende de factores como el tamaño de la instalación, la tecnología utilizada, la fecha de la instalación y qué tan eficiente es la casa en cuestión [16].
- Export tariff: El proveedor le paga al microgenerador una cantidad extra por cada kWh inyectado a la red. En cuanto a la medida de esta energía, sólo los sistemas de potencia mayor a 30 kW son obligados a tener un medidor, para el resto de las instalaciones se estima como el 50 % de la energía generada [15].

Las instalaciones de microgeneración deben estar avaladas por el Microgeneration Certification Scheme (MSC)⁸, tanto respecto al instalador como a los materiales.

En la figura 2.6 se observa la evolución de la cantidad de instalaciones desde el año de implementación (2010) hasta el sexto año (2015). Por otro lado, la figura 2.7 muestra la capacidad instalada acumulada en el mismo período de tiempo, según sector de actividad; se aprecia una gran componente del sector doméstico que alcanza a un 96,2%. Un total de 756379 instalaciones fueron registradas a fines de 2015 siendo el 98,9 % de energía solar fotovoltaica [17].

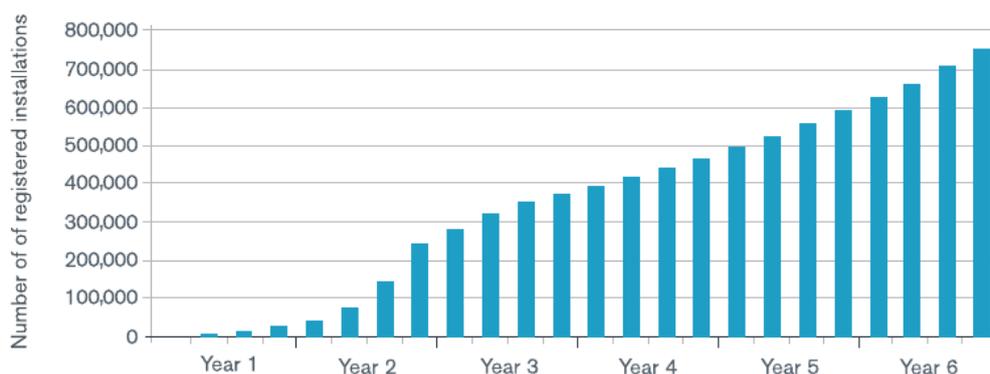


Figura 2.6: Evolución en la cantidad de instalaciones desde la introducción del FiT al sexto año [17].

⁸Ver <http://www.microgenerationcertification.org/about-us/about-us>

2.3. Situación global

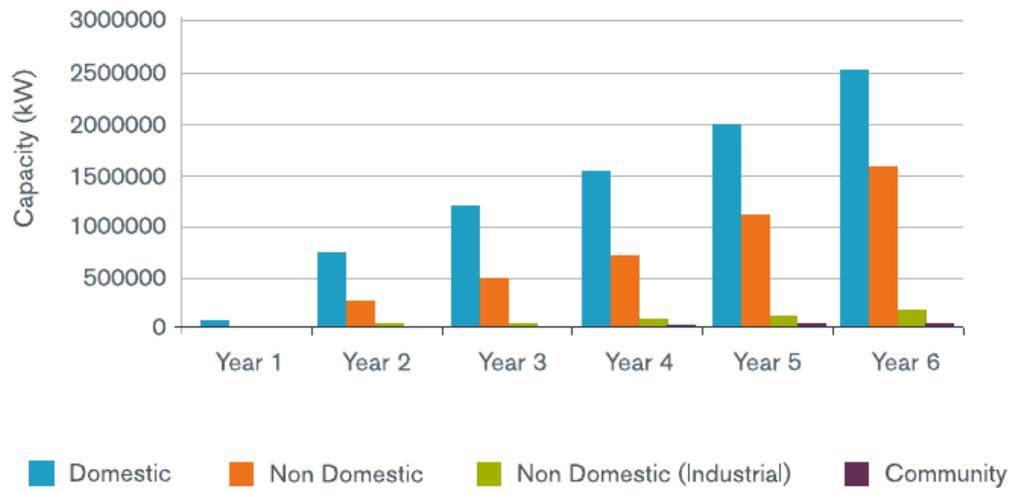


Figura 2.7: Evolución en la potencia instalada por sector de actividad desde la introducción del FiT al sexto año [17].

Capítulo 2. Microgeneración fotovoltaica y su situación a nivel global

España

En España, si bien el auto-consumo es permitido, actualmente no existe ningún tipo de política de intercambio de energía con la red, ni incentivo que lo fomente. En octubre de 2015 fue publicado el Real Decreto 900/2015 que regula las instalaciones eléctricas con auto-consumo. En él se definen dos tipos de auto-consumidores con las siguientes características [18]:

- Tipo 1:
- Potencia máxima a instalar 100 kW (y siempre menor o igual a la contratada).
 - Hasta los 10 kW la energía auto-consumida está exenta de abonar cargos por auto-consumo.
 - El titular del punto de consumo debe ser el mismo que el de la planta de producción. Los excedentes producidos e inyectados a la red no reciben retribución.
 - Es obligatorio tener un contador homologado para la medida de la energía generada, y otro independiente para la medida de energía consumida de la red.
- Tipo 2:
- La potencia de la instalación puede ser mayor que 100 kW (y menor o igual a la potencia contratada).
 - Se permite que el titular del punto de consumo sea distinto al de la planta de producción.
 - Todas las instalaciones deberán contar con uno o dos (dependiendo de la configuración) equipos de medida.
 - Debe existir un contrato de acceso a la red.
 - Los excedentes deben ser gestionados en el mercado spot y serán abonados al precio del mercado. En esta modalidad se debe pagar un impuesto de red de 0,5 €/MWh junto con otro del 7% sobre la energía producida.

En cuanto al régimen económico, existe lo que usualmente se denomina como “Impuesto al Sol”, el cual consta de dos cargos [19]:

- Cargo por la potencia instalada (€/kW, anual): Se aplica si la instalación cuenta con baterías que permitan la reducción de la potencia contratada a la empresa eléctrica.
- Cargo por la energía auto-consumida (€/kWh). De este cargo están eximidas las instalaciones con potencia menor a 10 kW, y las instalaciones ubicadas en Islas Canarias, Ceuta y Melilla (Mallorca y Menorca tienen cargos reducidos).

Este impuesto ha sido objeto de gran controversia puesto que desalienta el auto-consumo. En la actualidad se está elaborando un proyecto de ley para el

2.3. Situación global

“Fomento del Autoconsumo Eléctrico” que pretende, entre otras cosas, abolir el “Impuesto al Sol”⁹.

Por último se observa en la figura 2.8 la evolución en la instalación de potencia solar fotovoltaica. Se puede apreciar que en el año 2008 se dio un pico, tanto en plantas de generación como en generación distribuida, debido a la existencia del feed-in tariff. No obstante, al no existir políticas de incentivo, en los últimos años prácticamente la capacidad no ha aumentado significativamente.

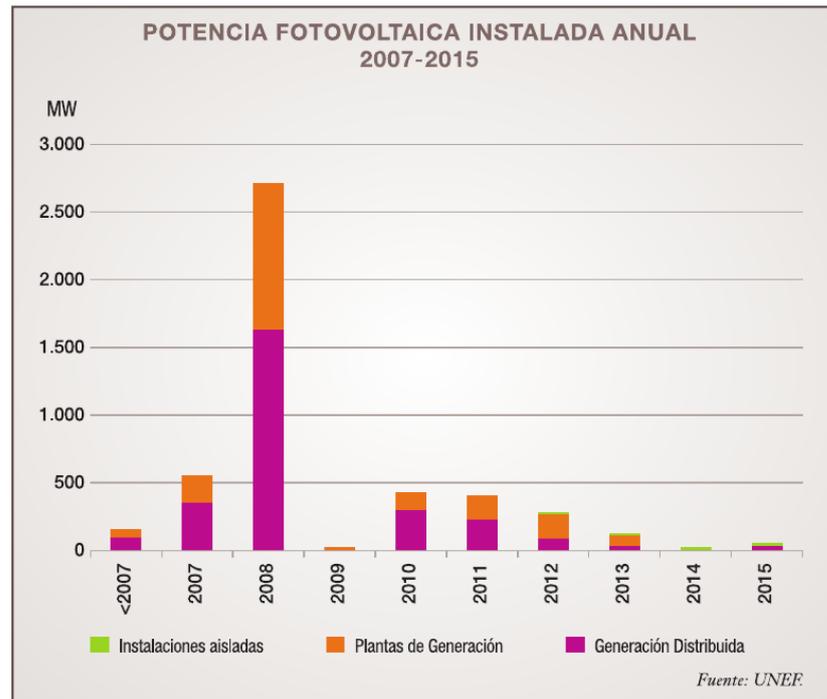


Figura 2.8: Evolución de la potencia instalada en fotovoltaica [18].

⁹Ver siguiente artículo http://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/esta-es-la-proposicion-de-ley-para-20170125?utm_campaign=newsletterERSolar&utm_medium=boletinClick&utm_source=Bolet%C3%ADn+Solar+2017-02-01

2.3.2. Asia

China [4] [20]

En este país, los propietarios de los sistemas fotovoltaicos pueden optar entre un esquema de Feed-in Tariff, donde toda la energía generada es inyectada a la red, o bien un esquema de autoconsumo donde se inyecta a la red el exceso de generación.

Para el esquema de Feed-in Tariff, el gobierno chino divide el territorio en tres regiones, dependiendo de la abundancia en cuanto al recurso solar, de manera que en la región que tenga mayor recurso, el propietario del sistema fotovoltaico venda la energía a un precio menor. Desde los inicios (año 2011) de la aplicación del esquema de Feed-in Tariff, las tarifas se han reducido desde aproximadamente $172 \text{ USD}/\text{MWh}$ ¹⁰ hasta los valores que se muestran en la figura 2.9.

Para el esquema de autoconsumo, el propietario vende el exceso de energía generada al precio por mayor¹¹, el cual es una ganancia menor que si fuese al precio residencial (al por menor), sin embargo, a dicha tarifa se le suma un bonus, también denominado “*standard premium*”, que tiene un valor aproximado de $64 \text{ USD}/\text{MWh}$.

Ambos esquemas aplicados, prevén una duración del contrato de 20 años, donde la limitación en cuanto a instalación de potencia se sitúa en los 20 MW en 35 kV y el límite en cuanto a la potencia total instalada en el sistema eléctrico estaba prevista por hasta 7 GW hasta el año 2015. El último límite comentado se refiere a aquel límite mediante el cual el regulador determina la máxima potencia instalada por encima de la cual ya no se aplican los esquemas regulatorios.

Por otro lado, se destaca que el esquema de autoconsumo es atractivo para los clientes de la industria debido a las altas tarifas eléctricas para ese sector. Además, es posible vender la electricidad generada a otros clientes localmente.

En cuanto a la potencia instalada al comienzo del año 2016 [6], aproximadamente el 86 % del total corresponde a las plantas fotovoltaicas de gran escala, siendo el restante 14 % el correspondiente a instalaciones de pequeña escala, por lo tanto, teniendo en cuenta una capacidad instalada de 44 GW , entonces la capacidad de las instalaciones de pequeña escala están en el entorno de $6,16 \text{ GW}$.

Por último, para el año 2017 está previsto que haya un recorte importante para el esquema de FIT y autoconsumo en China [21], esto es debido al alto costo del subsidio para los proyectos de energía renovable asumido por el gobierno. Los nuevos valores estimados para el esquema de FIT serían¹² $85 \text{ USD}/\text{MWh}$ ($123 \text{ USD}/\text{MWh}$), $100 \text{ USD}/\text{MWh}$ ($135 \text{ USD}/\text{MWh}$) y $115 \text{ USD}/\text{MWh}$ ($150 \text{ USD}/\text{MWh}$) para las tres regiones existentes (excepto el Tíbet), lo que representa una disminución del 30,1 %, 25,9 % y 23,3 % respectivamente. Por otro lado, para el caso del autoconsumo, la tarifa uniforme de $64,6 \text{ USD}/\text{MWh}$ pasaría a dividirse en tres regiones, como el esquema FIT, quedando en $30,8 \text{ USD}/\text{MWh}$,

¹⁰Se considera el tipo de cambio al siguiente valor: $1 \text{ USD} \approx 6,5 \text{ CNY}$.

¹¹Basado en el precio de la electricidad producida por centrales eléctricas a carbón (“*Coal-fired power plants*”).

¹²Entre paréntesis, se indican los valores al 2016, que se muestran en la figura 2.9.

2.3. Situación global

38,5 *USD/MWh* y 46,2 *USD/MWh* representando una disminución del 52,3%, 40,4% y 28,5% respectivamente.

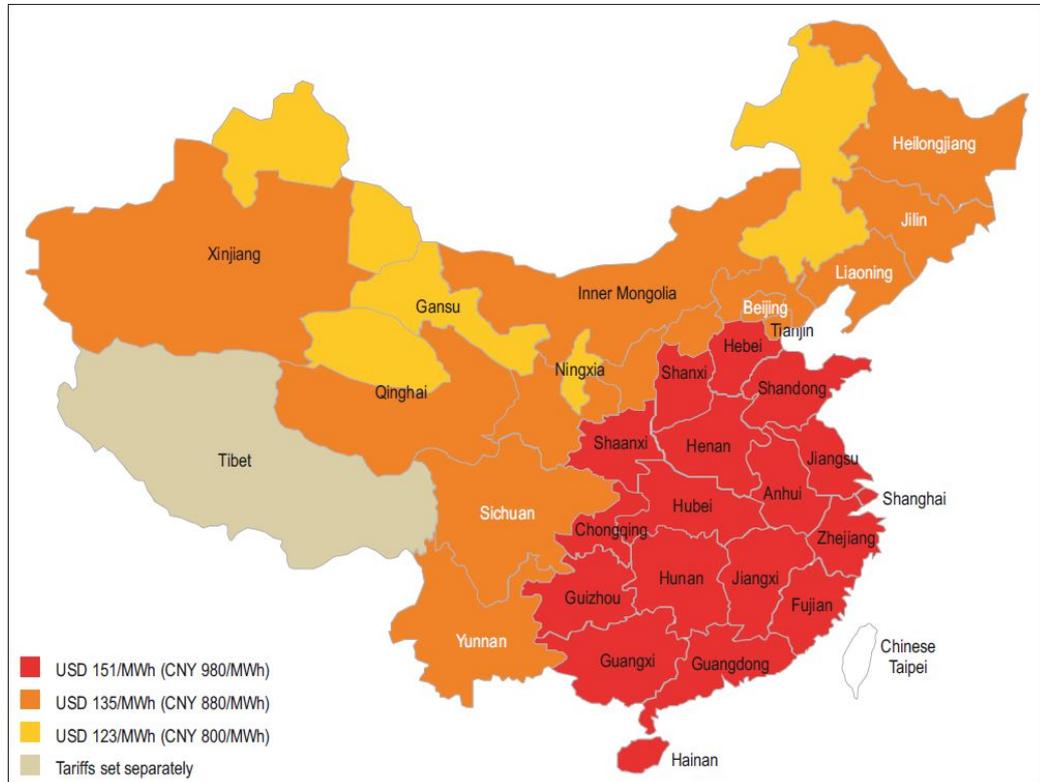


Figura 2.9: Tarifas del esquema FIT en China. [20]

Capítulo 2. Microgeneración fotovoltaica y su situación a nivel global

Japón [22]

En Japón existe desde el año 2012 un esquema de Feed-in Tariff donde las compañías eléctricas están obligadas a comprar la energía generada a partir de fuentes renovables por un período de tiempo y precios fijos.

El costo implicado ¹³ para la compra de la energía inyectada a la red es cubierto de dos formas, la primera es a través de un recargo ¹⁴ en la tarifa de todos los usuarios de la red eléctrica y la segunda corresponde al aporte de las compañías eléctricas vinculado al costo equivalente que se evita de la generación.

La tarifa asociada al esquema FIT (Ver tabla 2.1 ¹⁵) es revisada año a año donde los precios y períodos del contrato dependen de la capacidad de la instalación, si es menor o mayor (o igual) que 10 kW y además depende de si la instalación requiere (o no) un equipo de control de salida. Hay que tener en cuenta que si se utilizan sistemas de almacenamiento o co-generación con el sistema fotovoltaico entonces la tarifa se reduce [4].

Las instalaciones residenciales pueden beneficiarse a través de un subsidio a la inversión siempre que la instalación cumpla ciertos requerimientos y además teniendo en cuenta que el subsidio varía dependiendo del tamaño de la inversión [23].

Potencia instalada	Duración del contrato (años)	Valor de la tarifa s/imp. (USD/kWh)				
		2012	2013	2014	2015	2016
< 10 kW	10	0,38	0,35	0,34	0,30-0,32	0,28-0,30 ¹⁶
≥ 10 kW	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 [22].

En cuanto a la potencia instalada, el volumen de instalaciones bajo el esquema FIT desde Julio de 2012 hasta Enero de 2016 fue de aproximadamente 3,8 GW en instalaciones residenciales y por otro lado 22,1 GW en instalaciones comerciales y de gran escala [22].

Finalmente cabe destacar que, exceptuando la generación hidroeléctrica, la generación de energía fotovoltaica es la que tiene mayor peso dentro de las energías renovables en Japón.

¹³Estimado para el año 2016 en 2,3 trillones de yenes, aproximadamente 20,4 billones de dolares.

¹⁴El recargo es de 20,5 USD/MWh .

¹⁵Se considera el tipo de cambio al siguiente valor: 1 USD ≈ 110 JPY.

¹⁶Dependiendo del requerimiento respecto del equipamiento de control de salida.

India [24]

En India los tipos de intercambios con la red y políticas aplicadas varían según el estado que se considere.

En la tabla 2.2 se muestran algunos ¹⁷ estados con sus tipos de intercambio, sin embargo hay que tener en cuenta que los datos de la tabla varían año a año debido al objetivo del gobierno indio de alcanzar una capacidad de 100 *GW* para el año 2022, donde 40 *GW* serían para instalaciones del tipo “*Rooftop*” lo que causa que cada vez más estados comiencen a aplicar políticas para alentar la instalación de sistemas fotovoltaicos.

Estado	Tipo de intercambio
Andhra Pradesh	Net metering
Chhattisgarh	Gross metering (<i>FiT</i>) & Net metering
Gujarat	Gross metering (<i>FiT</i>)
Karnataka	Gross (<i>FiT</i>) & Net metering
Kerala	Net metering
Rajasthan	Net metering
Tamil Nadu	Net metering
West Bengal	Net metering
Haryana	Gross (<i>FiT</i>) & Net metering
Jammu & Kashmir	Net metering

Tabla 2.2: Tipos de intercambio y políticas aplicadas en India. [24].

Analizando algunos ejemplos tenemos que en el estado de Andhra Pradesh se aplica el esquema de Net metering donde el exceso de energía es comprado por la distribuidora teniendo en cuenta que el esquema se aplica solo para consumidores trifásicos y que éstos reciben un 20 % de subsidio para instalaciones de hasta 3 *kW* en el sector doméstico.

En el estado de Chhattisgarh, se aplican los esquemas de Gross metering y Net metering para los sectores residencial, comercial e industrial. En India, el esquema de Gross metering [26] es aquel donde toda la energía generada es comprada por la distribuidora, no permitiéndose el autoconsumo, lo que usualmente conocemos como esquemas de Feed-in Tariff. Para el caso de Chhattisgarh, la tarifa es de 65 *USD/MWh* ¹⁸.

Finalmente, respecto a los esquemas de intercambio aplicados en India, existe una variedad de exigencias en cuanto al límite de capacidad de las instalaciones dependiendo del estado que se considere, que en general están asociados a un porcentaje del consumo anual del propietario o a un porcentaje de la potencia contratada [27].

En cuanto a la potencia instalada, India tiene uno de los programas más importantes de expansión en cuanto a capacidad de energía renovable, teniendo como

¹⁷No se muestran todos los estados. En realidad, la mayoría cuenta con *Net metering* y/o *Gross metering* [25].

¹⁸Se considera el tipo de cambio al siguiente valor: 1 USD \approx 67 INR.

Capítulo 2. Microgeneración fotovoltaica y su situación a nivel global

objetivo una capacidad de 175 *GW* para el año 2022 de los cuales 100 *GW* serían de energía solar. Hasta el 30 de setiembre del 2016, la capacidad total en cuanto a instalaciones del tipo “*Rooftop*” fue de 1020 *MW* y se prevé un aumento hasta 1192 *MW* en los 12 meses siguientes.

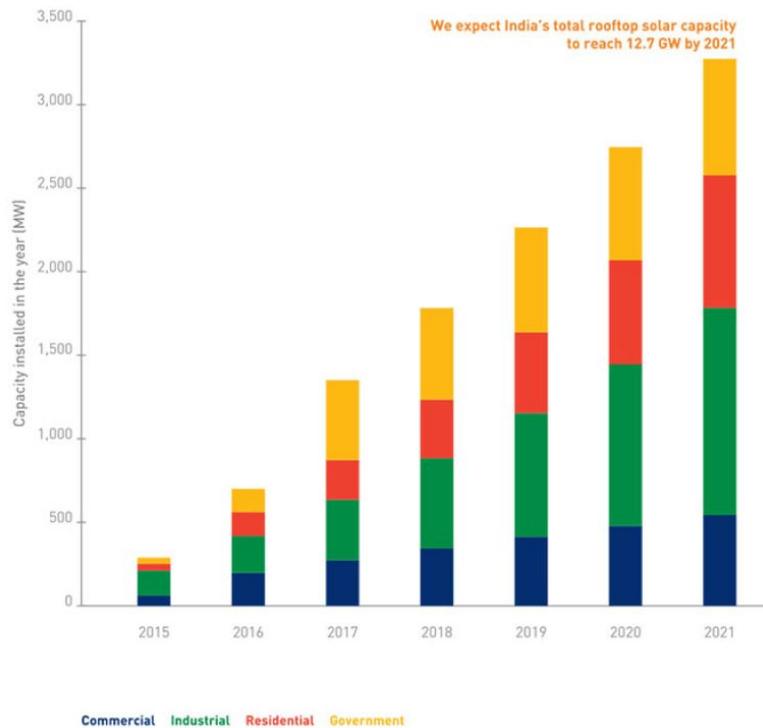


Figura 2.10: Proyecciones de capacidad de energía fotovoltaica en instalaciones “*Rooftop*” [25].

2.3.3. América Anglosajona

Canadá [4, 8, 28]

En Canadá existen diferentes esquemas (Ver tabla 2.4) de intercambio de energía con la red, dependiendo de la provincia que se esté considerando. Aunque en la mayoría de las provincias se implementen esquemas de intercambio, como Net Metering o Net Billing, el mayor desarrollo se produjo en la provincia de Ontario.

En la provincia de Ontario se implementa un esquema de Feed-in Tariff ¹⁹ desde el año 2009 para instalaciones con una potencia instalada menor a 10 kW (Micro-FIT) con un objetivo anual de 50 MW [29].

Por otro lado, para las instalaciones con una potencia instalada mayor o igual que 10 kW y hasta 500 kW se implementa el esquema FIT.

Los dos esquemas de Feed-in Tariff apuntan a diferentes tipos de inversores, así entonces el esquema *Micro-FIT* está pensado para alentar a propietarios de viviendas, agricultores y propietarios de pequeñas empresas a invertir en energías renovables. Asimismo en términos de trámites y regulaciones, existen varias diferencias entre ambos esquemas siendo más simple el proceso de contratación y aplicación del *Micro-FIT*.

La duración de los contratos de *FIT* y *Micro-FIT* es de 20 años.

En cuanto a los niveles de las tarifas (Ver tabla 2.3 ²⁰), en general se revisan anualmente y se han reducido en varias oportunidades de manera que se reduzca el costo asociado a la implementación de los esquemas FIT, el cual es financiado por todos los consumidores de energía en la provincia.

En Ontario, también se implementa un esquema de Net Metering para las instalaciones de hasta 500 kW de manera que se consuma parte de lo generado y se obtengan créditos por el exceso de energía inyectado en la red para utilizar en un plazo de 1 año [4]. De todas formas, en este caso los esquemas FIT son más atractivos que el Net Metering motivo por el cual los primeros son dominantes en cuanto a los esquemas utilizados.

Tipo de instalación	Potencia instalada	Precio (<i>USD/kWh</i>)
"Rooftop" ²¹	$\leq 6 \text{ kW}$	0,23
	$6 \text{ kW} < P \leq 10 \text{ kW}$	0,21
	$10 \text{ kW} < P \leq 100 \text{ kW}$	0,17
	$100 \text{ kW} < P \leq 500 \text{ kW}$	0,15
"Non-Rooftop"	$\leq 10 \text{ kW}$	0,16
	$10 \text{ kW} < P \leq 500 \text{ kW}$	0,14

Tabla 2.3: Tarifas para el esquema FIT en Ontario, Canadá. [30].

¹⁹En el esquema FIT, toda la energía es vendida a la distribuidora y no se permite el autoconsumo.

²⁰Se considera el tipo de cambio al siguiente valor: 1 USD \approx 1,35 CAD.

²¹Rooftop: Se refiere al tipo de instalaciones realizadas sobre techos.

Capítulo 2. Microgeneración fotovoltaica y su situación a nivel global

Otro ejemplo es el caso de la provincia de Yukon [31], donde se promueve un programa de incentivo a la microgeneración que se puede asociar a un esquema de Net Billing con el detalle que el pago por el excedente de energía inyectado a la red es anual, por lo tanto los microgeneradores ahorran dinero en sus facturas mensuales de energía y reciben un reembolso anual por el excedente exportado a la red. Las tarifas a las cuales los propietarios venden su energía son de $0,16 \text{ USD}/kWh$ para los que están conectados a la red con generación hidráulica y $0,22 \text{ USD}/kWh$ para las comunidades aisladas de la red y provistas con generación diesel.

Provincia	Esquema
Ontario	Net Metering & FIT
Nova Scotia	Net Metering & FIT
Alberta	Net Billing
British Columbia	Net Metering
New Brunswick	Net Metering & FIT
Prince Edward Island	Net Metering
Quebec	Net Metering
Saskatchewan	Net Metering
Yukon	Microgeneración - Net Billing

Tabla 2.4: Esquemas de intercambio con la red utilizados en Canadá [32].

En cuanto a la potencia instalada en Ontario [33], se puede observar la evolución (Ver figura 2.11) que bajo el esquema *FIT* se lleva acumulado a finales del 2016 una capacidad de 4565 MW y bajo el esquema *Micro-FIT* 216 MW ²². Más específicamente, para las instalaciones que utilizan energía solar fotovoltaica, los valores se muestran en la tabla 2.5.

Esquema	Rango de potencias	Capacidad acumulada (<i>MW</i>)
<i>FIT</i>	$10 \text{ kW} < P \leq 500 \text{ kW}$	584,6
<i>Micro-FIT</i>	$< 10 \text{ kW}$	216,2

Tabla 2.5: Capacidad instalada bajo el esquema FIT para instalaciones fotovoltaicas en Ontario, Canadá [30].

Cabe destacar que bajo el esquema *Micro-FIT*, la generación fotovoltaica es la dominante, siendo que en generación eólica la capacidad acumulada es de $0,02 \text{ MW}$. Lo mismo sucede bajo el esquema *FIT*, donde la generación hidroeléctrica, eólica y la bio-energía acumulan $19,4 \text{ MW}$ de capacidad.

²²Tener en cuenta que se incluye varios tipos de fuentes de generación.

2.3. Situación global

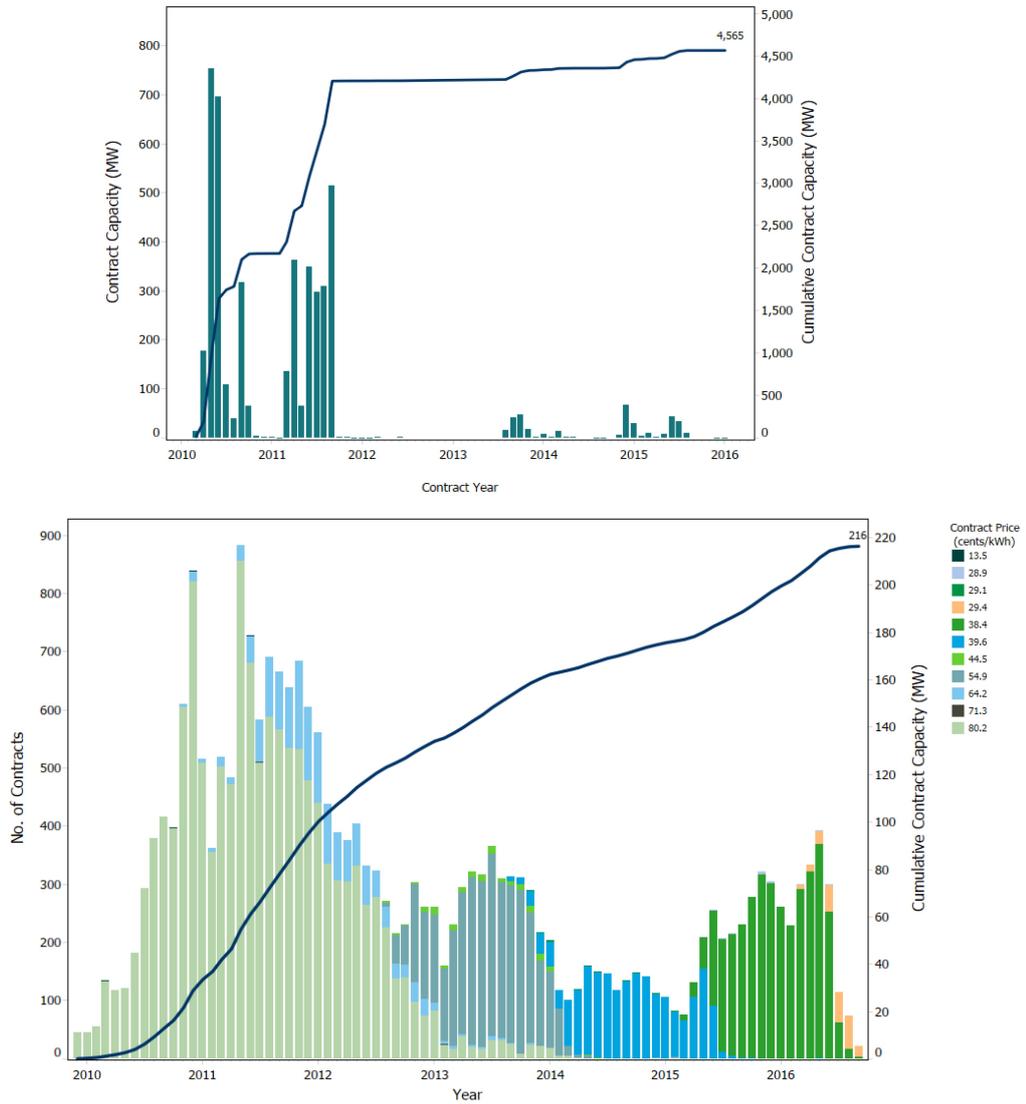


Figura 2.11: Capacidad instalada bajo el esquema *FIT* (Arriba) y *Micro-FIT* (Abajo) en Ontario, Canadá [33].

Capítulo 2. Microgeneración fotovoltaica y su situación a nivel global

Estados Unidos [34–37]

De manera similar a los casos de Canadá e India, en Estados Unidos los esquemas de intercambio con la red y políticas aplicadas dependen del Estado que se considere.

En Estados Unidos existe ²³ un marco general de fomento de energías renovables y eficiencia energética que tiene programas establecidos a nivel estatal y federal destacándose dos categorías, los incentivos económicos y las políticas regulatorias. Dentro de las políticas regulatorias se encuentra el Net metering, donde también se trata la normativa técnica, de seguridad y aspectos como la generación y la conexión a las redes por parte de los propietarios de las instalaciones. Hay que tener en cuenta que dichas políticas varían de un estado a otro y no se aplican de manera idéntica.

El Feed in Tariff es un esquema que no es dominante en los Estados Unidos, debido a que los estados no tienen autoridad para fijar una tarifa adecuada en el mercado mayorista, donde dicha autoridad la posee la Federal Energy Regulatory Commission (*FERC*). Junto a lo anterior, también hay que tener en cuenta la existencia de la ley de carácter federal denominada Public Utility Regulatory Policies Act (*PURPA*). La ley *PURPA* obliga a que las distribuidoras estatales compren la energía generada de fuentes renovables con una potencia instalada menor a 80 MW a una tarifa de coste evitado²⁴, entonces, considerando un estado, la comisión de servicios fija el coste evitado de acuerdo a lo que establece el *FERC*, donde la tarifa puede no ser adecuada para el correcto funcionamiento de un esquema *FiT*.

El Net metering está regulado por el Energy Policy Act (2005) requiriendo que todos los servicios públicos de electricidad ofrezcan Net Metering a petición de sus clientes, sin embargo no existen imposiciones de éste esquema a nivel federal siendo establecida en la mayoría de los estados por leyes estatales. El Net metering se encuentra implementado en 44 estados y Washington D.C.. Por otro lado, en algunos estados se implementa el Net metering de forma voluntaria que también se denomina *Virtual Net metering*, siendo una modalidad que permite compartir entre varios usuarios un sistema de generación y beneficiarse del crédito por exceso de generación que se inyecte en la red. Cada estado define las características que se tienen que cumplir por parte de los interesados para poder aplicarse el Net metering, independientemente de la distribuidora con la cual tengan contratado el suministro. Dentro de las características se encuentran el tipo de tecnologías²⁵, la máxima potencia que se puede instalar y la máxima cantidad de generación distribuida que se puede asociar al Net metering²⁶, entre otros.

Algunos estados han puesto barreras políticas al Net metering de manera que se equilibren las desigualdades entre los consumidores que disponen de generación

²³Al menos hasta el año 2016, pudiendo verse afectado por la asunción de un nuevo gobierno en el 2017.

²⁴El que se evita de generar la energía que está comprando.

²⁵Todos los estados que aplican Net metering, adoptaron a la tecnología solar como una de las elegibles.

²⁶En algunos casos se fija a través de un porcentaje de la demanda pico de la distribuidora considerada.

2.3. Situación global

y los que no, aunque la modalidad de *Virtual Net metering* permita que consumidores que no pueden instalar generación²⁷, puedan verse beneficiados por una de ellas. A continuación se analizarán como ejemplos, los casos para los estados de Nueva York y Maine.

En Nueva York se aplican los esquemas de Net metering convencional y virtual, implementándose dos programas, uno estatal que obliga a las distribuidoras a que den servicio de Net metering y otra particular para la distribuidora “*PSEG Long Island*”. Dichos programas se orientan a los sectores comercial, industrial, residencial, organizaciones sin fines de lucro, escuelas, gobiernos locales (estatales y federales) y agricultura. En cuanto al máximo de potencia instalada permitida, para el sector residencial es de 25 kW, 100 kW para granjas y 2 MW para sectores no residenciales. Finalmente en el estado de Nueva York, dentro de lo que se considera como *Virtual Net Metering*, se encuentra una de las variantes que se denomina *Remote Net Metering*, una modalidad que está dirigida a consumidores de los sectores agricultor y no residencial, que a partir de su instalación fotovoltaica pueden designar créditos por Net metering en su propiedad o bien en propiedades arrendadas por el consumidor o cualquier otro medidor que se encuentre en su propiedad bajo el mismo territorio de su empresa suministradora y zona de carga donde se encuentra la instalación fotovoltaica.

En el estado de Maine se implementa el esquema de Net metering²⁸ orientado a los sectores comercial, industrial y residencial. Los límites de potencia instalada son de 660 kW y 100 kW dependiendo del tipo de distribuidora²⁹. Los créditos por exceso de energía generada que es inyectada en la red tienen un plazo de 12 meses al precio minorista, que en el caso que venza dicho plazo, si no se utilizaron los créditos entonces el consumidor no recibe ninguna compensación.

En cuanto a potencia instalada, a finales del año 2015, la capacidad alcanzó los 9,3 GW asociados al Net Metering [34]. En la figura 2.13 se puede observar la evolución de la potencia instalada en Estados Unidos para los sectores residencial, no residencial y de gran escala.

El esquema de Feed in Tariff en Estados Unidos, entendido por aquel donde el consumidor puede vender toda la energía generada a la distribuidora, se aplica actualmente solo en los estados de Washington, California, Michigan, Indiana, Vermont, Hawaii y Nueva York³⁰. Bajo el esquema *FiT*, la distribuidora garantiza la compra de energía a largo plazo, que puede ser de entre 15 a 20 años y las tarifas son revisadas normalmente tanto para aumentarlas como para disminuirlas, dependiendo de los objetivos que se planteen para ese programa en los distintos estados.

²⁷Por ejemplo por limitaciones de techo, sombra o terreno.

²⁸También denominado en ese estado como *Net Energy Billing*.

²⁹En Maine, se encuentran las distribuidoras “*Investor Owned Utilities*” y las “*Consumer-Owned Utilities*”.

³⁰Al menos hasta Febrero del año 2017.

Capítulo 2. Microgeneración fotovoltaica y su situación a nivel global

En el estado de California [37, 38], en el año 2013 el *LADWP*³¹ aprobó el programa del esquema *FiT* para una instalación total de hasta 100 *MW*, como una primera parte de un programa de hasta 150 *MW* donde toda la energía generada por las instalaciones fotovoltaicas es comprada a un precio fijo (*desde 0,17 USD a 0,38 USD por kWh*) que está sujeto a algunas variables por un período de 20 años. El rango de potencias permitidas para instalar son de 30 *kW* a 3 *MW*.

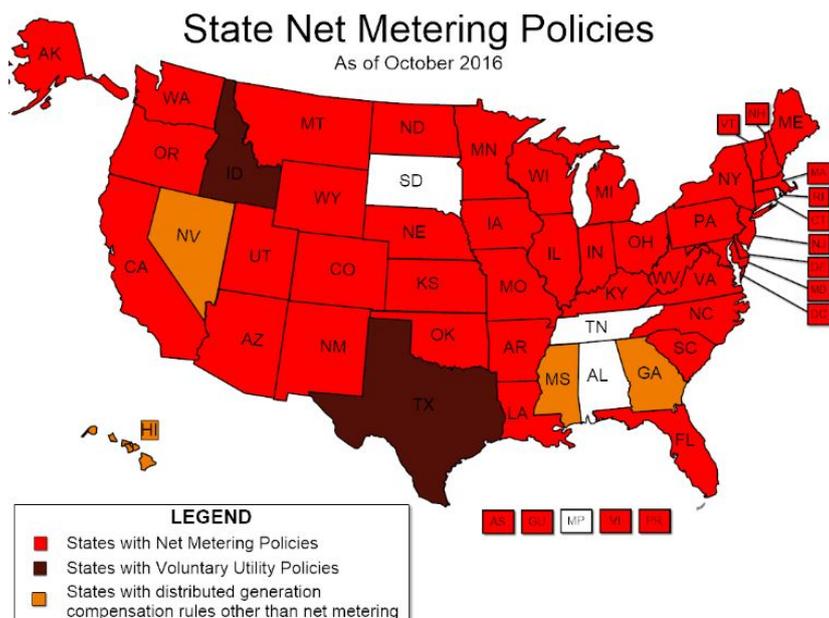


Figura 2.12: Estados en los que se aplica Net Metering. [36].

³¹Los Angeles Department of Water & Power.

2.3. Situación global

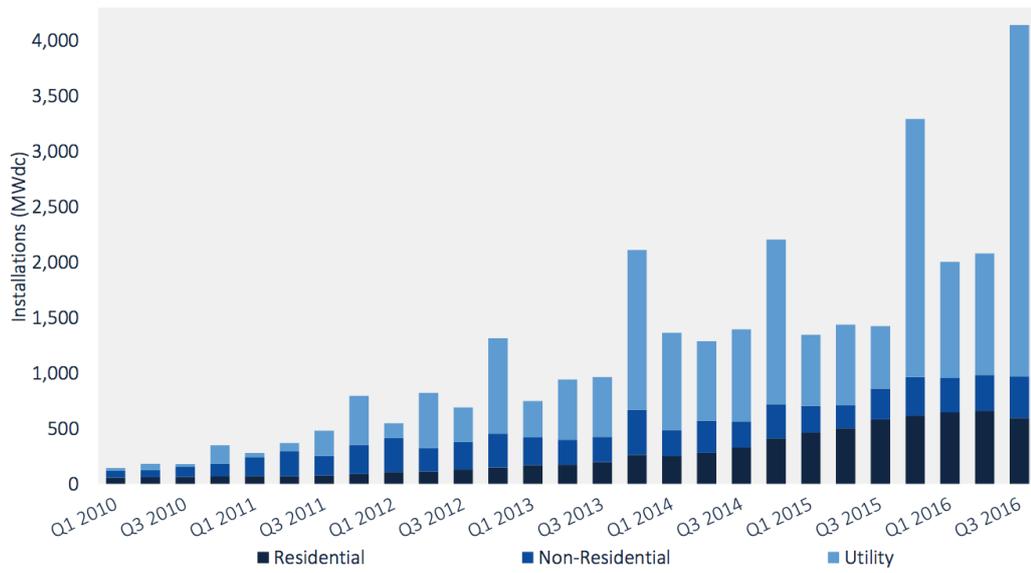


Figura 2.13: Capacidad instalada de energía fotovoltaica en Estados Unidos. [39].

2.3.4. Oceanía

Australia [4, 40]

En Australia se utilizan tipos de intercambio que, como otros países analizados, varían de un estado a otro. En este caso, se aplican esquemas de *Feed in Tariff*, *Net Metering*³² y *Net Billing*, por lo que el autoconsumo se encuentra permitido.

En cuanto al *FiT*, hay que tener en cuenta que en los estados de *New South Wales*, *Victoria* y *South Australia* [40] la legislación asociada ha vencido en diciembre del 2016, por lo que ya no se aplica el esquema *FiT* en dichos estados. El final del esquema *FiT* se origina en que el gobierno puso fin a los subsidios a las empresas distribuidoras, que alentaron a que dichas empresas ofrezcan el esquema *FiT* a los consumidores. Una de las sugerencias que las distribuidoras hacen para aquellos consumidores que hayan utilizado el esquema *FiT* en los estados afectados es que puedan optimizar el autoconsumo de energía aprovechando la máxima generación del sistema fotovoltaico en determinado momento de el día, por ejemplo instalando sistemas de almacenamiento para el posterior uso de la energía. Sin embargo, hay otros estados que mantienen el esquema *FiT* debido a determinadas características en los contratos que tienen con el gobierno, como por ejemplo, hay contratos que no han fijado un vencimiento o bien el contrato es de largo plazo. A continuación se analizan los casos para dos estados/territorios en cuanto al tipo de intercambio con la red.

En el estado de Queensland [41–43] se aplica un esquema *FiT* con una tarifa de $0,33 \text{ USD}/\text{kWh}$ ³³ para la energía inyectada en la red que no es autoconsumida por los propietarios de las instalaciones como hogares o empresas. En el caso que los créditos por energía inyectada en la red superen los cargos totales de energía consumida en un período de 12 meses, entonces el consumidor tiene derecho a que el exceso de crédito sea reembolsado. Algunas distribuidoras, pueden estar dispuestas a reembolsar el crédito en períodos menores a 12 meses. Los que están habilitados a aplicar el esquema *FiT* son aquellos clientes de hogares o pequeñas empresas que solicitaron el sistema antes del 10 de Julio del 2012 e instalaron su sistema fotovoltaico aprobado hasta el 30 de Junio de 2013, lo que quiere decir que el esquema está cerrado para nuevos microgeneradores. Además, siempre que se mantengan las características exigidas en cuanto al sistema fotovoltaico, el esquema *FiT* vence el 1 de Julio de 2028. Una de las características exigidas es que la cuenta de energía con la distribuidora se mantenga bajo el mismo nombre que se registró en el esquema *FiT*. Por otro lado, el límite de potencia instalada se sitúa en los 30 kW .

En el territorio del ACT ³⁴ [44] se aplica el esquema *FiT* de una manera

³²En Australia el concepto de *Feed in Tariff* puede no estar asociado de forma explícita a la venta total de la energía generada, donde en algunos casos, como se verá, el esquema utilizado es prácticamente lo que conocemos como *Net Billing*.

³³Se considera el tipo de cambio al siguiente valor: $1 \text{ USD} \approx 1,33 \text{ AUD}$.

³⁴"*Australian Capital Territory*"

2.3. Situación global

distinta al caso anterior. La ley "Electricity Feed-in (Renewable Energy Premium) Act 2008" prevé para instalaciones de pequeña y mediana escala, un esquema *FiT* orientado a los hogares y empresas que instalen generación mediante fuentes renovables de energía. El esquema comenzó a recibir solicitudes el 1 de Marzo de 2009 y fue cerrado el 13 de julio de 2011. Los beneficiarios del esquema *FiT* reciben pagos por toda la energía generada³⁵ por un período de 20 años a partir de la fecha de interconexión con la red. En cuanto al límite de potencia a instalar, su valor es de 200 kW.

Teniendo en cuenta que el esquema *FiT* por parte del gobierno se encuentra cerrado, existe otra modalidad ofrecida voluntariamente por las distribuidoras, donde éstas compran la energía excedente generada por los consumidores a una tarifa asociada con el valor de la electricidad en el mercado, por lo tanto a esta modalidad se la puede asociar como Net Billing.

En la figura 2.14 y la tabla 2.6 se puede observar la capacidad instalada en los estados y territorios de Australia.

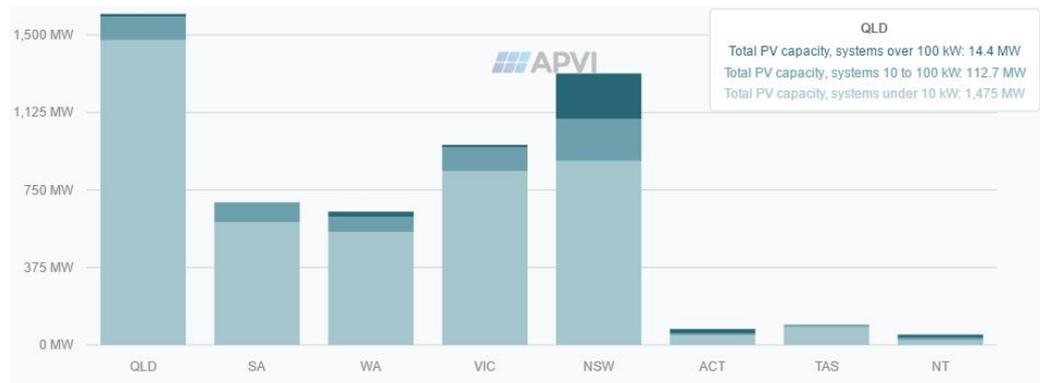


Figura 2.14: Capacidad fotovoltaica instalada por estado/territorio [45].

Estado	Capacidad instalada (MW)		
	< 10 kW _p	10 kW _p < P < 100 kW _p	> 100 kW _p
Queensland	1,5	112,7	14,4
South Australia	593,0	94,6	2,5
Western Australia	546,0	73,5	25,7
Victoria	841,0	114,5	12,9
New South Wales	890,7	202,2	220,9
ACT (Australian Capital Territory)	47,8	6,9	22,3
Tasmania	86,2	11,8	0,2
Northern Territory	23,0	10,8	16,3
Total por rangos (MW)	3029,2	627,0	315,2

Tabla 2.6: Capacidad fotovoltaica instalada por estado/territorio [45].

³⁵Incluso la energía generada para autoconsumo, siendo ésta una diferencia con otros tipos de *FiT*, donde por ejemplo no se permite el autoconsumo.

2.3.5. América Latina

México

En México el mecanismo de Balance Neto rige desde junio de 2007 para sistemas basados en energías renovables con potencia de hasta 500 kW [4].

A su vez, a partir de 2013 el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE) financia proyectos de energía distribuida, en particular la solar fotovoltaica, mediante el Programa de Apoyo a la Generación Distribuida [46].

Por otro lado, para las instalaciones más grandes y a través de una cuota reducida independiente de la distancia, se permite el “auto-consumo” de clientes cuya instalación generadora esté a miles de kilómetros de distancia [23].

En la figura 2.15 se observa la evolución de la capacidad instalada desde el inicio del programa en 2007 hasta el primer semestre de 2016. En la figura 2.16 se muestra la distribución de la capacidad por rango de capacidad y por tecnología; se puede apreciar que la mayor parte de las instalaciones (45%) son de tipo residencial (de 0 a 10 kW), y que la tecnología predominante es la solar fotovoltaica, tanto en pequeña escala (60%) como en mediana escala 38%.

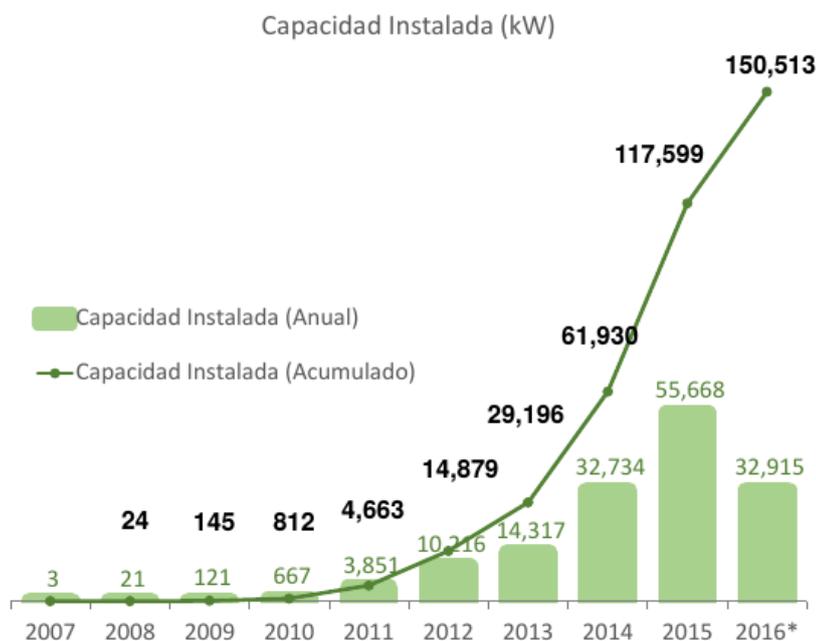


Figura 2.15: Evolución de la capacidad instalada en generación distribuida en México (datos al primer semestre de 2016) [47].

2.3. Situación global

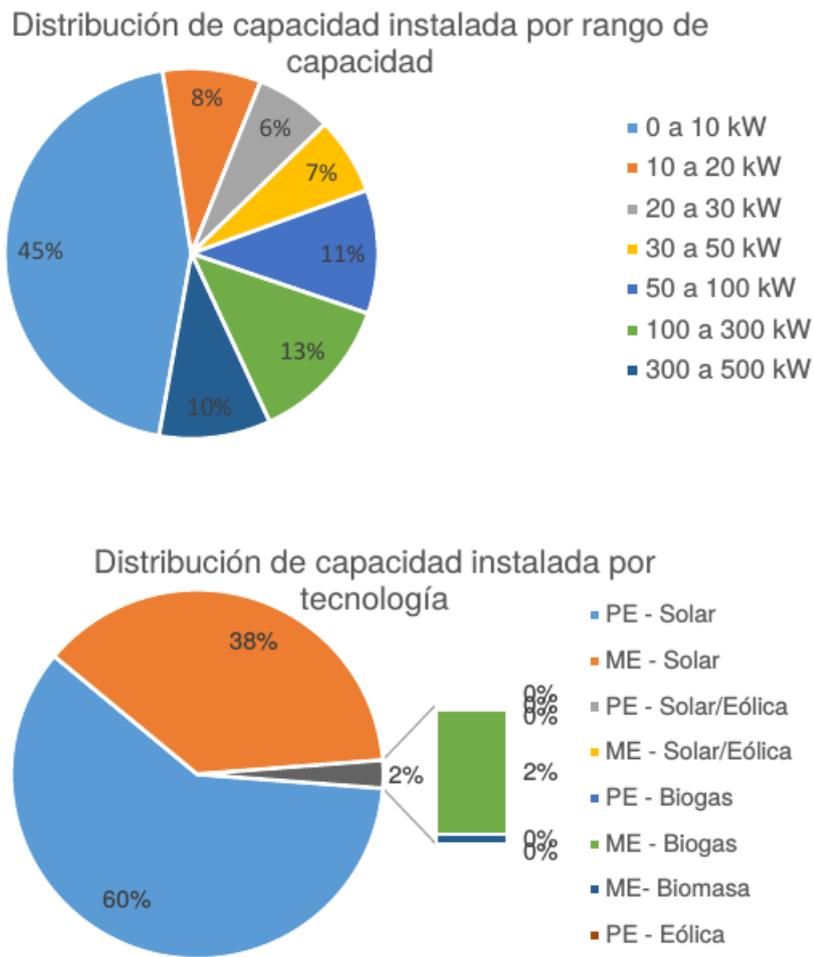


Figura 2.16: Distribución de la capacidad según rango de capacidad y tecnología, PE: Pequeña escala y ME: Mediana escala, (datos al primer semestre de 2016) [48].

Capítulo 2. Microgeneración fotovoltaica y su situación a nivel global

Chile

En octubre de 2014 entró en vigencia la ley 20.571, llamada Ley de Generación Distribuida, Generación Ciudadana o Ley de Facturación Neta. Ésta da autorización a los clientes regulados a generar energía eléctrica en base a energías renovables no convencionales para su auto-consumo y vender el excedente a las empresas distribuidoras [49]. La ley implementa el mecanismo de facturación neta para instalaciones de hasta 100 kW de potencia. Los precios de la energía inyectada son provistos por cada empresa distribuidora en su página web, los cuales dependen del lugar donde se conecte el cliente, de la tensión de conexión, y de la fecha (las tarifas se ajustan cada cuatro años).

Si bien hay creciente interés en otras tecnologías, la energía solar fotovoltaica es la que ha tenido mayor penetración, siendo que todos los proyectos presentados hacia finales de 2015 fueron de este tipo.

La figura 2.17 muestra la evolución de la potencia declarada en el marco de la ley 20.571 en el último año, presentando un pico en abril de 2016.



Figura 2.17: Evolución de la potencia declarada en el marco de la ley 20.571 entre 2015-2016 en Chile [50].

Brasil [51]

En Brasil existe una política de balance neto reglamentada en abril de 2012 por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) y recibe el nombre de *Sistema de Compensación de Energía Eléctrica*. No obstante, en 2015 se hizo una revisión del reglamento, permitiendo nuevas formas de comerciar y sacando barreras técnicas.

En la figura 2.18 se muestra la cantidad de instalaciones acumuladas desde junio de 2013 hasta junio de 2016; se puede observar que el crecimiento es prácticamente exponencial.

Las instalaciones incluidas en este sistema son las de potencia instalada de hasta 5 MW con generación de energía en base a fuentes renovables. Las instalaciones de hasta 75 kW son denominadas instalaciones de microgeneración y las de potencia entre 75 kW y 5 MW de minigeneración. Por otro lado, hay que destacar que, como es un sistema de balance neto, la compensación se realiza en términos de energía, valiendo lo mismo el kWh consumido que el kWh inyectado a la red, y no en términos financieros.

A partir de comienzos de 2016, luego de la revisión de la norma, se fijaron distintas modalidades en el sistema:

- Compensación en el propio local: El consumidor instala, en su casa o comercio, un equipo de generación para compensar el consumo en ese lugar.
- Auto-consumo remoto: En esta modalidad el consumidor instala un equipo de generación en una unidad consumidora a su nombre pero utiliza el excedente generado para abastecer otra unidad que le pertenezca. Para que esto ocurra ambas unidades deben ser clientes de la misma empresa distribuidora.
- Condominios: La norma brasilera permite la generación conjunta en condominios, sean residencias, comercios o industrias, denominados *emprendimientos de múltiples unidades consumidoras*.
- Generación compartida: En esta modalidad varios consumidores en una misma área de concesión se asocian en un consorcio o cooperativa de modo de instalar un sistema de generación en una localidad distante y utilizar la energía generada para abastecer su consumo.

Capítulo 2. Microgeneración fotovoltaica y su situación a nivel global

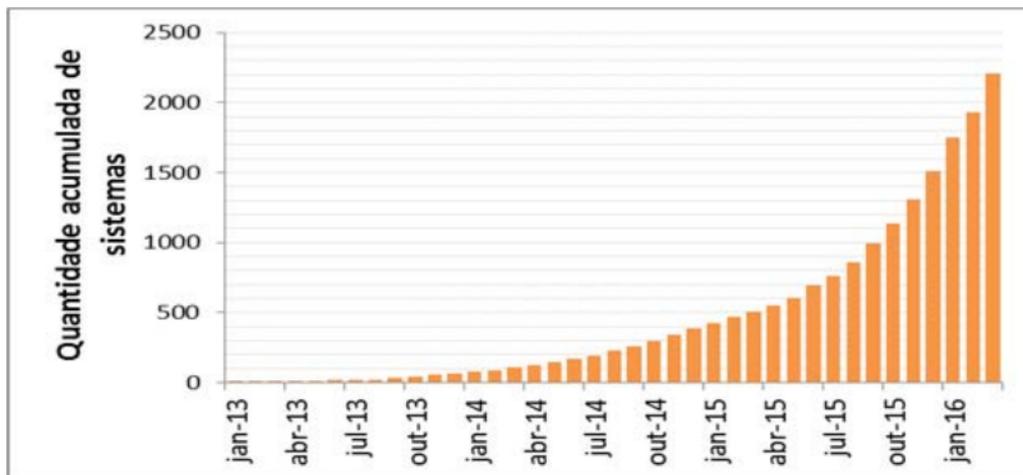


Figura 2.18: Evolución de la capacidad instalada en Brasil bajo el Sistema de Compensación de Energía Eléctrica [51].

2.3.6. Síntesis y comentarios finales

Se presenta aquí un resumen de la potencia instalada en microgeneración solar fotovoltaica, y las políticas aplicadas de los países seleccionados.

En la tabla 2.7 se puede notar que Alemania es el país con mayor potencia instalada, siendo la misma 22,4 *GW*, por otro lado, se aprecia que la instalación de microgeneradores con fuente solar fotovoltaica no está discriminada por continente, es decir, todos los continentes tienen una cantidad considerable de potencia instalada, siendo los países más desarrollados los que presentan mayor incorporación de la misma.

Es también observable que en el mundo se aplican las diferentes políticas definidas anteriormente, y una característica a tener en cuenta es que las políticas van siendo adaptadas a los resultados y a las condiciones de cada país o estado. Al ser una fuente de generación reciente en el mundo, la repercusión de la misma a nivel técnico, económico y ambiental va siendo evaluada y las políticas regulatorias se modifican para lograr objetivos concretos de acuerdo al país.

Situación Global			
	Ciudad	Política	Potencia Instalada
Alemania	-	FIT	22,4 <i>GW</i>
Chile	-	Facturación Neta	0,005 <i>GW</i>
Italia	-	Facturación Neta	4,0 <i>GW</i>
China	-	FIT o Autoconsumo	6,16 <i>GW</i>
Japón	-	FIT	3,8 <i>GW</i>
Canadá	Ontario	FIT	0,801 <i>GW</i>
	Yukon	Net Billing	-
Reino Unido	-	FIT	4,300 <i>GW</i>
India	-	FIT y Net Metering	1,020 <i>GW</i>
España	-	No existen	-
EEUU	-	Net Metering	9,3 <i>GW</i>
Brasil	-	Balance Neto	-
Australia	-	FIT, Balance Neto y Net Billing	3,971 <i>GW</i>
México	-	Balance Neto	0,151 <i>GW</i>

Tabla 2.7: Microgeneración en el mundo.

En la sección 3.3 se realizará un análisis de la situación actual de Uruguay en cuanto a potencia instalada a lo largo de los años, vale la pena adelantar, que Uruguay resulta un pionero en el desarrollo de las políticas de instalación de microgeneración fotovoltaica en la región.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 3

Situación actual de Uruguay en microgeneración

3.1. Políticas de promoción de las energías renovables

En Uruguay se fomenta el uso de energías renovables de diversas maneras, en particular, a partir de 2010 se permite la microgeneración haciendo uso de un sistema de facturación neta ¹. Asimismo, los proyectos de generación de energía renovable gozan de beneficios fiscales.

3.1.1. Decreto 173/010

Este decreto se firmó el 1 de junio de 2010 como impulso por parte del Poder Ejecutivo para fomentar la diversificación de la generación de energía en base a fuentes renovables no tradicionales y autóctonas. En ese momento la reglamentación existente para la conexión de generación a la red de baja tensión era insuficiente por lo cual era necesario fortalecerla.

En función de lo anterior se decretó [52] la autorización a los suscriptores en baja tensión a instalar generación de origen renovable. Se estableció una corriente máxima generada de 16 A, con excepción de los suministros monofásicos con retorno por tierra cuya corriente máxima puede llegar a los 25 A ². A este tipo de instalación se le llama Instalación de Microgeneración (IMG). Por otro lado, si se quiere superar los máximos establecidos se debe obtener autorización de UTE ³; este tipo de instalación es llamada Instalación de Minigeneración (IMiniG)⁴.

¹En estudios sobre microgeneración en Uruguay se informa que el mecanismo existente es el de balance neto ya que el precio al que se remunera la energía inyectada a la red es el mismo de la consumida, sin embargo, puesto que el exceso de energía se paga con dinero y no con créditos de energía, se consideró más correcto denominar el sistema como facturación neta.

²Establecido en el primer párrafo del Artículo 1° del Decreto 173/010.

³Segundo párrafo del Artículo 1° del Decreto 173/010.

⁴Por simplicidad, cuando se hable en general se utilizará el término de microgeneración.

Capítulo 3. Situación actual de Uruguay en microgeneración

Además, para ambos casos, la potencia instalada no puede superar la contratada por el suscriptor.

El microgenerador puede intercambiar energía en forma bidireccional con la red de distribución de UTE siendo éste último quien compre la energía inyectada a la red. El contrato entre ambos sujetos tiene un plazo de diez años y el precio al cual se remunera la energía entregada corresponde al mismo del cargo por energía consumida de la red según la tarifa contratada por el suscriptor. Sin embargo, para la Tarifa Residencial Simple, el precio establecido para la primera franja (de 0 *kWh* a 100 *kWh*) se sustituirá por el de la franja superior; asimismo, los servicios bajo la Tarifa de Consumo Básico Residencial se registrarán con el criterio de la tarifa anterior.

El decreto establece también que el microgenerador no tendrá cargos por el uso de la red pero que sí deberá cubrir el gasto de los equipos necesarios para conectarse a la misma. Se debe abonar una tasa de conexión (fijada por UTE) la cual cubre los gastos de la instalación del medidor bidireccional.

Forma de pago

En el contrato de compra de energía eléctrica se explicitan las formas de facturación de la energía entregada a la red de UTE.

Para el caso en que el microgenerador sea una empresa, ésta facturará a UTE mensualmente la energía entregada a la red.

En el caso de los clientes particulares, es UTE quien hace la documentación y retención de impuestos correspondientes, y el pago lo efectúa en forma de descuento en la factura del mes siguiente. El período de facturación es el utilizado por UTE para la facturación del suministro al cliente, y es también UTE quien toma las medidas en el medidor bidireccional.

3.1.2. Beneficios fiscales

En Uruguay existe la Ley 16.906 [53] de promoción y protección de inversiones que establece una serie de beneficios, entre los cuales se encuentra el descuento del Impuesto a la Renta de la Actividad Económica (IRAE), para ciertos proyectos de inversión reglamentados bajo el Decreto 002/012. Las inversiones pueden ser en bienes corporales muebles, mejoras fijas, bienes incorporales que determine el Poder Ejecutivo, o plantines y costos de implantación de árboles y arbustos frutales plurianuales [54]. A su vez, estos proyectos deben cumplir con la mejora de alguno de los siguientes indicadores:

- Generación de empleo.
- Descentralización.
- Aumento de exportaciones.
- Producción más limpia.

3.1. Políticas de promoción de las energías renovables

- Investigación, desarrollo e innovación.
- Indicadores sectoriales.

A cada proyecto se le asigna un puntaje según el grado de cumplimiento de los anteriores objetivos, y según ese puntaje se asigna el monto del descuento. En la web de UnASeP (Unidad de apoyo al sector privado) se encuentran simuladores⁵ que, ingresando los datos del proyecto, se muestra el monto aproximado del beneficio a obtener [55]. El impuesto exonerado no podrá exceder el 100 % del monto efectivamente invertido en los activos detallados en el proyecto y será como mínimo el 20 %. En general los indicadores alcanzados por los proyectos de microgeneración son la producción más limpia, descentralización (cuando el proyecto es en el interior o en la periferia de Montevideo) y el indicador sectorial de manufactura de alta tecnología.

Se exige que todos los años las empresas paguen al menos el 40 % del IRAE, que en el caso de que el monto a exonerar supere el 60 % de dicho tributo entonces en el primer año se exonerará el monto correspondiente al 60 % del impuesto y el resto del monto a exonerar inicial, se podrá utilizar en los años siguientes dependiendo del período de validez del beneficio (no menor a 3 años), que a su vez dependerá (entre otros) si se trata de una empresa nueva o si es una empresa en actividad.

Además, se tienen los siguientes beneficios:

Impuesto al Patrimonio: Exoneración de los bienes muebles por toda su vida útil y de los inmuebles, comprendidos en obras civiles, por ocho años, si es en Montevideo, o diez años de ser en el interior.

Impuesto al Valor Agregado: Devolución del I.V.A. por materiales y servicios en plaza destinados a la obra civil.

Tasas y tributos a la importación: Exoneración de tasas y tributos, incluido el I.V.A., a la importación de bienes muebles de activo fijo y a materiales de obra civil, que sean declarados no competitivos con la industria nacional.

⁵Para el sector Agro, Industria, Turismo, Comercio y Servicios.

Capítulo 3. Situación actual de Uruguay en microgeneración

3.1.3. Resolución ministerial del 12 de mayo de 2017 [56]

El objetivo esencial del decreto 173/010 es fomentar el autoconsumo y la inserción de energías renovables, sin embargo, a raíz de esta promoción se han llevado a cabo múltiples proyectos cuyo fin último es la venta de energía y no el ahorro en el consumo y la mejora de eficiencia del sistema eléctrico.

Adicionalmente, los microgeneradores son remunerados según su tarifa, la cual incluye costos de generación de energía y de red, y por tanto son significativamente superiores a los que se les paga a los generadores del mercado mayorista. Asimismo, según informe realizado por la Gerencia Planificación y Estudios de Distribución de UTE, con fecha 10 de agosto de 2016 [57], UTE ha asumido costos para ampliaciones de red para la conexión de microgeneradores (que inyectan más energía de la que consumen) mientras que estos sólo pagan la tasa de conexión.

Por estas razones, entre otras, el costo del sistema eléctrico se ha incrementado en gran medida.

Teniendo lo anterior en cuenta, el 12 de mayo de 2017 se emitió una resolución que agrega limitantes a la cantidad de potencia autorizada a instalar. Esto se ejecuta agregando los siguientes literales al artículo 1º del decreto 173/010:

- “g) La inyección de energía eléctrica anual del Suscriptor a la Red del Distribuidor deberá ser menor o igual a la energía eléctrica tomada de dicha red.*
- h) Al momento de solicitar adhesión al marco normativo para instalar la IMG, UTE deberá verificar que la generación estimada de energía eléctrica anual de la IMG es menor o igual al consumo de energía eléctrica del Suscriptor, tomando en cuenta los consumos históricos. En caso de tratarse de un nuevo Suscriptor, se solicitará declaración jurada en relación al cumplimiento de este requisito.*
- i) El incumplimiento de las condiciones establecidas en los literales anteriores, dará lugar a la aplicación de penalidades, pudiéndose llegar a la rescisión unilateral por parte de UTE.”*

Por lo tanto, mediante el agregado de los anteriores literales, se pretende asegurar que la instalación microgeneradora genere de acuerdo al consumo y así solucionar los problemas previamente mencionados. Cabe aclarar que la potencia a instalar sigue estando limitada por la potencia contratada del cliente.

3.2. Normativa vigente

Se expone a continuación la reglamentación existente en Uruguay en cuanto a la microgeneración.

3.2.1. Requisitos generales para la conexión a la red de baja tensión de UTE

Como se mencionó anteriormente existen dos modalidades de microgenerador, aquel que se mantiene en el límite de corriente generada de 16 A o 25 A, el microgenerador propiamente dicho, y aquel que los supera, el minigenerador. Los requisitos para la conexión de ambos están establecidos en las Resoluciones 1895/010 [58] y 1896/010 [59] respectivamente.

Como requisitos generales se pueden encontrar:

- El funcionamiento de las IMG no debe provocar averías en las redes, alteraciones en las magnitudes eléctricas⁶ ni condiciones de trabajo inseguras para el personal de explotación de redes.
- La IMG no debe presentar funcionamiento en isla⁷.
- En el punto de conexión de la IMG: las líneas y los transformadores deberán ser adecuados a la potencia máxima de la instalación, los niveles de voltaje serán acordes al Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, y no deben existir desequilibrios importantes de tensiones o corrientes entre fases.
- Desde el circuito de generación hasta el puesto de conexión y medida no podrá intercalarse ningún elemento de consumo o generación fuera del marco del Decreto 173/010.
- La tensión nominal de la IMG coincidirá con la tensión de suministro. A su vez, en suministros monofásicos la IMG también será monofásica.
- Las condiciones de conexión/desconexión serán tales que el impacto en las magnitudes eléctricas de la red no perjudique la calidad del producto ofrecido a los clientes.

Por otro lado, se exponen los principales derechos y obligaciones del microgenerador así como los de UTE.

- **Derechos del microgenerador:** Operar la IMG conectada a la red de UTE y hacer uso de esta última libre de cargos.

⁶Superiores a las admitidas por las normas.

⁷No deben mantener tensión en la red cuando ésta se desconecta del resto de las redes de distribución.

Capítulo 3. Situación actual de Uruguay en microgeneración

■ **Obligaciones del microgenerador:**

- Mantener la IMG en condiciones de funcionamiento, además de protegerla a ésta y a la instalación interior. También debe implementar los enclavamientos acordados con UTE.
- Permitir acceso a UTE en caso de falla de funcionamiento que afecte la red de distribución.
- Obtener las autorizaciones de las instituciones que correspondan.
- Encargarse de los costos de las modificaciones en la red necesarias para la conexión de la IMG.
- Otras obligaciones mencionadas en [60]:
 - Pagar tasa de conexión.
 - Disponer de un proyecto de la IMG firmado por un instalador categoría A o B.

- **Derechos de UTE:** UTE podrá desconectar la IMG de no cumplirse lo estipulado en el convenio de conexión, así como cuando se ponga en peligro la seguridad de las personas por desperfectos de la IMG o se generen perturbaciones en la red⁸. Por otro lado, UTE podrá realizar inspecciones para la verificación de los requisitos impuestos al microgenerador.

■ **Obligaciones de UTE:**

- Comprar la energía que inyecte la IMG a la red en las condiciones estipuladas en el Decreto 173/010.
- Conectar la IMG en los plazos exigibles por la reglamentación de calidad y una vez cumplidos los ensayos de puesta en servicio.
- Reconectar la IMG cuando los motivos de su puesta fuera de servicio se hayan solucionado.

La diferencia entre las dos resoluciones mencionadas es que la resolución 1896/010 impone los valores de potencia máxima autorizada en una IMiniG, de acuerdo a la tensión nominal (ver Tabla 3.1), para aquellos suscriptores que deseen superar los límites de corriente establecidos en el primer párrafo del Artículo N° 1 del Decreto 173/010.

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

Tabla 3.1: Potencia máxima autorizada según tensión nominal.

⁸En el caso de corte por seguridad, UTE podrá realizarlo de forma inmediata; en los otros casos se debe notificar el corte con al menos diez días hábiles de antelación, una vez cumplido el plazo establecido para remediar la situación.

3.2.2. Reglamento de medición de energía intercambiada

La URSEA elaboró una normativa [61] para regular la medición de energía en el caso de IMG debido a la particularidad de la bidireccionalidad.

Por un lado, en cuanto a la ubicación del equipo de medida, se debe procurar que las modificaciones a realizarse en la instalación de enlace, de instalaciones existentes, sean las mínimas indispensables. Es decir que, en principio, no se cambiaría la ubicación del medidor respecto al ya existente. Además, se debe tener en cuenta que el microgenerador debe tener acceso a la lectura de las mediciones ⁹.

Por otro lado, las características técnicas que debe cumplir el equipo son:

- Medición de energía activa y reactiva (dependiendo de la categoría tarifaria).
- Ser adecuado al suministro: monofásicos o trifásicos, trifilares o tetrafilares.
- Debe registrar la energía en ambas direcciones, almacenando en registros distintos según la dirección.
- La medición de energía debe cumplir las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) ¹⁰.
- Ser estático.
- Ofrecer un grado de protección contra polvo y agua no menor a IP51.
- Contar con un número de serie único.
- Permitir la instalación de precintos en forma segura.
- Disponer de protección de datos en el almacenamiento, la extracción y la transmisión.
- Contar con un sistema emisor de pulsos tipo led frontal, para permitir el contraste del medidor con un medidor patrón, tanto en una dirección como en la otra.
- En caso de que la medida sea indirecta, las características generales de los transformadores y circuitos de medición deben ser las siguientes:
 - Clase del transformador de intensidad: 0.5 según la norma IEC 60044-1.
 - La carga en el secundario del transformador de intensidad debe estar comprendida entre el 25 % y el 100 % de la potencia de precisión correspondiente.

⁹Cuando la medida es indirecta se debe dejar indicado en el medidor el valor de la constante a considerar para obtener el valor real a partir de la lectura del medidor.

¹⁰IEC 62053-21 para la medida directa de energía activa (clase 1), IEC 62053-22 para la medida indirecta de energía activa (clase 0.5s), y la IEC 62053-23 para la medida de energía reactiva (clase 2).

Capítulo 3. Situación actual de Uruguay en microgeneración

- Los circuitos de medición deben contar con borneras que permitan intercalar equipos sin afectar el funcionamiento del sistema eléctrico.

UTE puede realizar inspecciones al equipo de medida cuando lo considere necesario, así como el microgenerador tiene el derecho de solicitar ensayos sobre el mismo. Si se detecta un mal funcionamiento del equipo, UTE lo debe recalibrar o reemplazar.

3.2.3. Requisitos técnicos de las IMG y las IMiniG

El reglamento de Baja Tensión de UTE, en sus capítulos XXVIII y XXIX, complementa los requisitos técnicos de las IMG y las IMiniG respectivamente¹¹.

La solicitud de conexión de una IMG debe gestionarse ante UTE con el respaldo de una firma instaladora y un técnico categoría A o B.

Condición de conexión

La variación de tensión en el punto de conexión de la IMG con la red de distribución no puede superar el 5% por causa de la conexión o desconexión de la primera.

Elementos de la instalación

A falta de normativa específica nacional, los equipos deben cumplir con normativa de conocido prestigio internacional, lo cual debe ser avalado por ensayos o evaluaciones hechas por el fabricante. En el caso particular del generador, éste debe cumplir con los requisitos esenciales de seguridad establecidos en el Anexo I del Reglamento de Seguridad de Productos Eléctricos de Baja Tensión, dictado por URSEA.

La figura 3.1 muestra el unifilar propuesto por UTE de una IMG. En ella se pueden apreciar los distintos elementos de protección y control exigidos por la distribuidora. Además, se especifica la pertenencia de los dispositivos al punto de conexión y medida o a la IMG propiamente dicha.

¹¹Lo presentado en esta sección es un resumen del reglamento, por completitud referirse a [62] y [63].

3.2. Normativa vigente

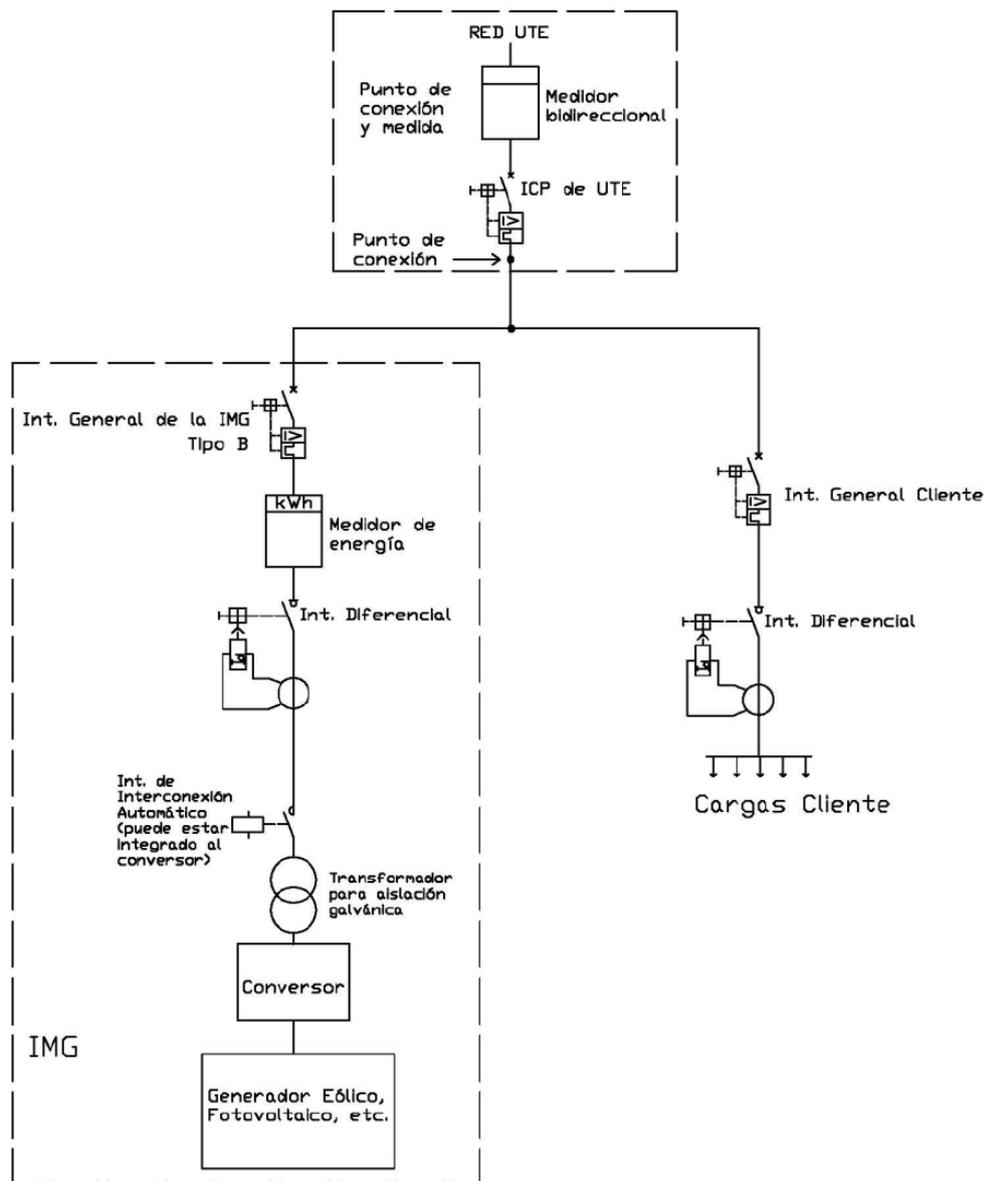


Figura 3.1: Esquema unifilar de una IMG o una IMiniG sin respaldo [62].

Capítulo 3. Situación actual de Uruguay en microgeneración

El punto de conexión y medida consta de:

- Un medidor bidireccional, cuyas características ya fueron mencionadas en la sección 3.2.2.
- Un interruptor de control de potencia (ICP).

A su vez, la IMG (y la IMiniG) debe poseer los siguientes dispositivos:

- Interruptor termomagnético general.
- Medidor de energía generada.
- Interruptor diferencial para la protección contra contactos indirectos¹².
- Transformador para aislación galvánica sin aterramiento (actualmente no es una exigencia por parte de UTE).
- Interruptor automático de interconexión. Éste conecta y desconecta la IMG de forma automática en caso de pérdida de tensión o frecuencia.
- Conversor. En el caso de la fotovoltaica se trata de un inversor (conversor DC/AC).
- Generador.

En caso de que se desee alimentar la instalación del cliente sin estar conectada a la red de distribución de UTE, se debe disponer de un circuito de respaldo como el que se muestra en la figura 3.2. Éste se compone de un regulador de carga, un banco de baterías y un inversor. Además, es necesario contar con una llave de doble vía. Si las baterías producen emisiones peligrosas, deben ser ubicadas en habitaciones adecuadamente ventiladas y alejadas de la humedad del suelo. A su vez, se deben implementar protecciones mecánicas para evitar daños a personas o animales.

Si el microgenerador desea proponer un unifilar distinto del de la figura 3.2, éste debe cumplir el Reglamento de Baja Tensión y debe ser aprobado por UTE.

¹²Capítulo VI del Reglamento de Baja Tensión de UTE.

3.2. Normativa vigente

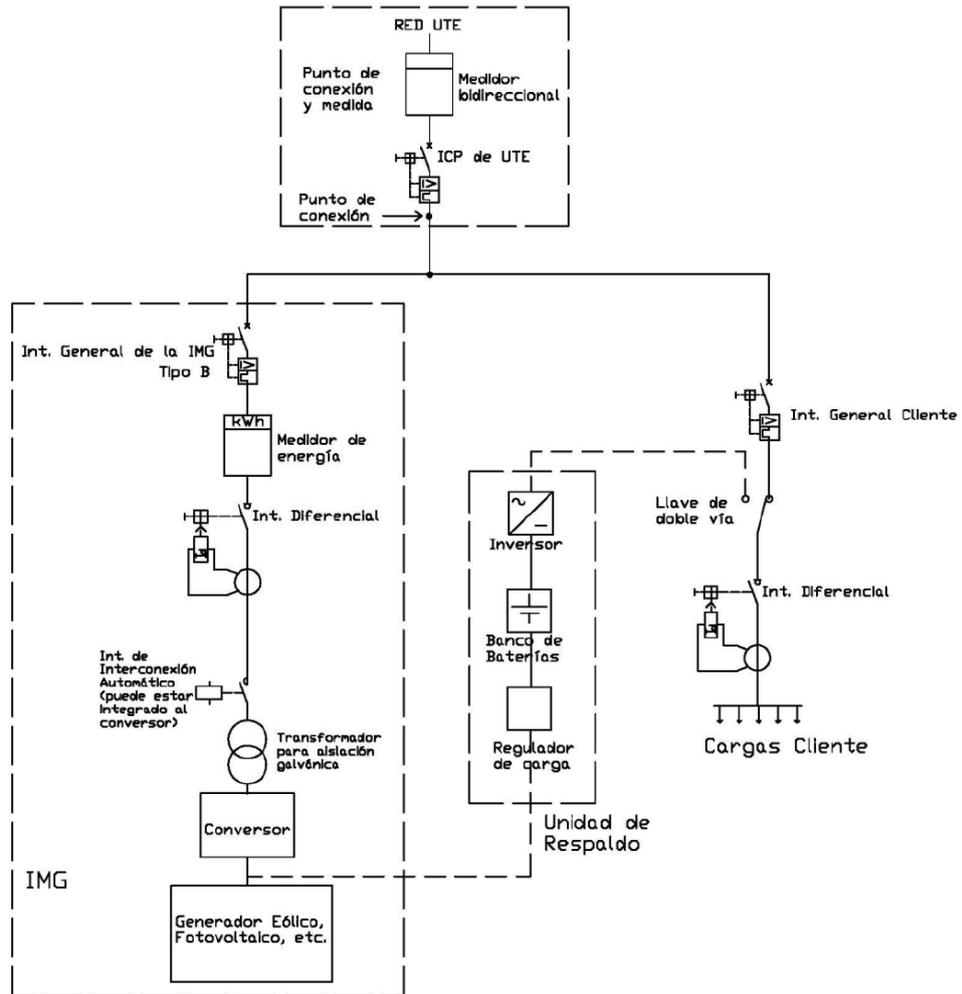


Figura 3.2: Esquema unifilar de una IMG o una IMiniG con respaldo [62].

Capítulo 3. Situación actual de Uruguay en microgeneración

Protecciones

La protección contra sobrecorriente la efectúa el Interruptor General Termomagnético, con potencia de cortocircuito mayor o igual a la indicada por UTE en el punto de conexión. La curva de disparo debe ser tipo B si el interruptor es fabricado bajo la norma IEC 898; de lo contrario la curva debe coordinarse con UTE. Este interruptor debe ser accesible por UTE, además de bloqueable y precintable en posición abierto. También debe existir un interruptor diferencial para la protección contra contactos indirectos.

Por otro lado, el transformador para aislación galvánica será tal que el neutro del lado de la red no sea aterrado para evitar la transferencia de corrientes homopolares.

Además de las protecciones mencionadas, la instalación debe contar con protección de máxima y mínima tensión y frecuencia. Estas protecciones actúan sobre el interruptor automático de interconexión, que debe desconectar en un tiempo menor a los mostrados en las siguientes tablas.

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

Tabla 3.2: Tiempos de apertura necesarios para tensión máxima y mínima.

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

Tabla 3.3: Tiempos de apertura necesarios para frecuencia máxima y mínima.

Estas protecciones pueden ser implementadas por el conversor, en cuyo caso no sería necesario el interruptor automático de interconexión. Para ello el conversor debe cumplir que las funciones se efectúen mediante un contactor con rearme automático. Se deberán presentar certificados que avalen los límites fijados por el fabricante de tensión, frecuencia y tipo de equipo usado internamente para la detección de las fallas. En caso de que las funciones sean ejecutadas por software, se deben presentar documentos que aseguren que el cliente no tiene acceso al programa correspondiente.

Se debe implementar también la protección anti-isla, la cual implica que, de existir aperturas en la red de UTE, el microgenerador debe desenergizar la red en un tiempo no mayor a 500 ms.

3.2. Normativa vigente

En caso de desconexión de la red, la reconexión se realizará automáticamente una vez restablecida la tensión por parte de UTE, es decir, cuando la tensión y la frecuencia retornan al rango reglamentario por lo menos por tres minutos.

Con respecto a la puesta a tierra (PAT) de la IMG, se debe verificar que no altere la PAT de UTE ni provoque transferencias de defectos a la red. Se debe contar con una toma de tierra adicional a la ya existente a la cual se conectan todas las masas de la instalación. Ésta se debe conectar a la toma existente salvo excepciones justificadas en el capítulo XXIII del Reglamento de Baja Tensión.

Para el caso particular de las IMiniG con potencia nominal mayor a la autorizada según la tabla 3.1, debe implementarse una protección que limite la potencia inyectada a la red, debiendo actuar para un 120% de la potencia en menos de 100 ms.

Calidad de energía

Con respecto al contenido armónico de la corriente inyectada a la red, el Reglamento especifica que las IMG se deben ajustar a la norma IEC 61000-3-2. Sin embargo, para las IMiniG se facilitan las siguientes tablas obtenidas de la norma IEC 61000-3-12:

I_5	I_7	I_{11}	I_{13}	THD
10,7	7,2	3,1	2	13

Tabla 3.4: Corriente armónica admisible, expresada como porcentaje de la componente fundamental, y distorsión armónica total, para instalaciones trifásicas.

I_3	I_5	I_7	I_9	I_{11}	I_{13}	THD
21,6	10,7	7,2	3,8	3,1	2	23

Tabla 3.5: Corriente armónica admisible, expresada como porcentaje de la componente fundamental, y distorsión armónica total, para instalaciones monofásicas.

Asimismo, en ambos casos, los armónicos pares no deberán exceder el $16/n\%$ hasta el armónico 12.

En referencia a los niveles de flicker en el punto de conexión y medida, la normativa impone que se respeten los límites fijados en las normas IEC correspondientes ¹³, con lo cual la perceptibilidad en corto plazo debe ser menor a 1 ($P_{st} = 1$) y a largo plazo menor a 0,65 ($P_{lt} = 0,65$). La medida debe hacerse de acuerdo con la norma IEC 61000-4-15.

Por último, la IMG no puede producir huecos en la tensión en el punto de conexión por fuera de los límites de las normas ANSI 446 y CBEMA.

¹³Norma IEC 61000-3-3 para IMG e IEC 61000-3-11 para IMiniG.

Capítulo 3. Situación actual de Uruguay en microgeneración

Factor de potencia

El factor de potencia de la IMG debe ser mayor o igual a 0,95.

Señalización

Por razones de seguridad, el microgenerador está obligado a indicar mediante cartelería visible las partes activas accesibles a las personas, al igual que advertir que para el trabajo en los equipos de la IMG se debe desconectar tanto la red de UTE como la generación local. Las señales deben ser colocadas en el punto de conexión, en todos los tableros de la instalación y en los puntos de seccionamiento de la IMG.

Medida de energía

Además del equipo de medida utilizado para el intercambio con la distribuidora (ver 3.2.2), la IMG debe contar con un medidor para toda la energía generada a los efectos de realizar el Balance Energético Nacional. Es responsabilidad del microgenerador la instalación de dicho medidor y de su mantenimiento; además debe permitir el acceso a UTE para realizar la medida. Debido a los frecuentes inconvenientes que se han tenido con estos medidores en cuanto a la medición de energía, en general causados por la mala calidad del equipo, existe la posibilidad de que se comience a exigir el cumplimiento de determinadas características y normas similares a las del medidor bidireccional¹⁴.

Ensayos

Como se mencionó previamente, para la puesta en servicio de la IMG es necesario llevar a cabo una serie de ensayos. Estos son a cargo del microgenerador y debe estar presente el instalador.

Una descripción bastante completa se encuentra en el Acuerdo Operativo adjuntado al Convenio de Conexión para Microgeneradores [60]. Básicamente, se deben hacer verificaciones como la presencia de la señalización adecuada, el chequeo de cableado según el plano, los interruptores diferencial y termomagnético, y la llave de doble vía.

También se describen en [60] los ensayos a realizar para la verificación de no funcionamiento en isla y de la temporización de reconexión.

Para el caso de las IMiniG con potencia instalada mayor a 40 kW en 230 V o mayores a 70 kW en 400 V se debe realizar un registro de parámetros de calidad de onda durante una semana. Se registrarán niveles de flicker, huecos en la tensión y armónicos en la corriente. Se detalla el procedimiento y los valores a cumplir en [64].

¹⁴Información obtenida a través del MIEM, Ministerio de Industria, Energía y Minería.

3.3. Potencia instalada

En esta sección se pretende realizar un análisis de la potencia instalada en cuanto a microgeneración en Uruguay.

En primer lugar, se presentará la evolución de la potencia instalada en el correr de los últimos años, comparando los valores entre microgeneración fotovoltaica con la microgeneración eólica.

Luego, el análisis se centra en la actualidad, indicando los valores de potencia instalada en cuanto a la totalidad de las instalaciones, aquellas que se encuentran en servicio y las que están en etapa de desarrollo. Además, se exponen los valores referidos a la cantidad de dichas instalaciones.

3.3.1. Evolución de la potencia instalada en microgeneración

Los datos que se presentarán en esta sección fueron obtenidos a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería los cuales fueron utilizados para la realización de los gráficos que se muestran.

En una primera instancia, se puede observar en la figura 3.3 la evolución de la potencia instalada acumulada en microgeneración fotovoltaica, eólica y para las instalaciones que incluyan ambos tipos de microgeneración. Se puede notar que el tipo de microgeneración dominante en el correr de los últimos años fue la fotovoltaica superando en la actualidad los 9 MW de potencia instalada siendo prácticamente despreciable en el gráfico la potencia instalada de microgeneración en las modalidades eólica y eólica/solar.

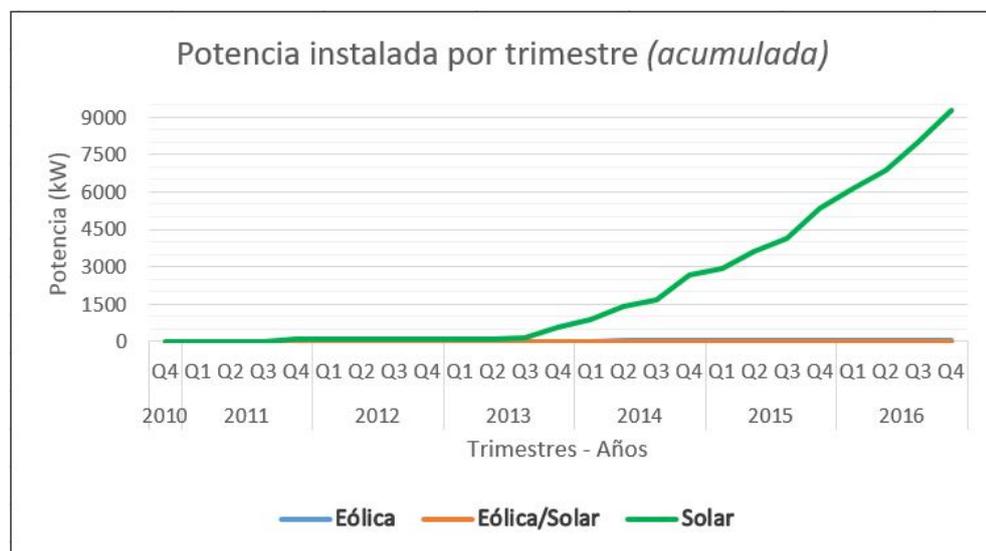


Figura 3.3: Potencia instalada acumulada.

Luego, podemos analizar la cantidad de potencia instalada por trimestre (no acumulada) en el gráfico de la figura 3.4.

Capítulo 3. Situación actual de Uruguay en microgeneración

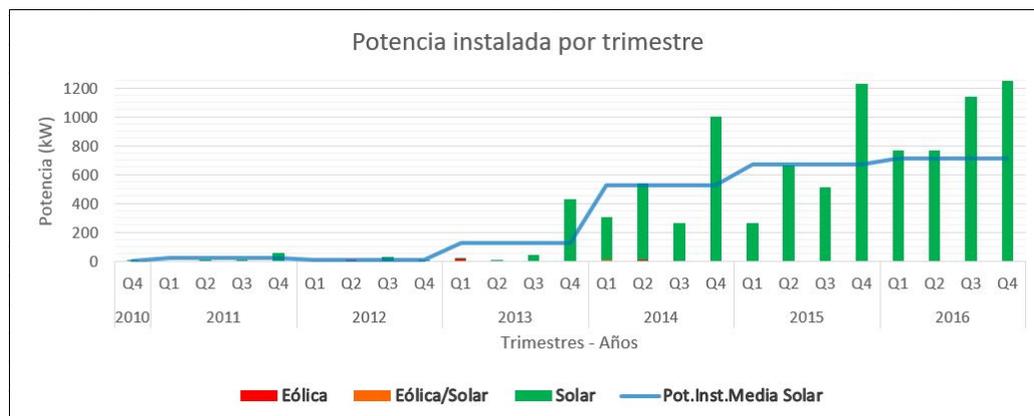


Figura 3.4: Potencia instalada por trimestre.

En el gráfico anterior, se puede notar que la potencia instalada en las modalidades eólica y eólica/solar son despreciables comparadas con la microgeneración fotovoltaica.

Lo anterior se debe a varios factores ¹⁵:

- Mayor desarrollo tecnológico de la fotovoltaica que permite la disminución de precios, siendo en pequeña escala más económico que la tecnología eólica.
- Costo adicional en microgeneración eólica, vinculado a las mediciones previas a realizar en el sitio previsto de la instalación. Para el caso fotovoltaico se pueden tomar datos del Mapa Solar ¹⁶.
- El equipamiento fotovoltaico posee mayor modularidad que el eólico y, por tanto, ofrece un mayor rango de potencias para instalar.
- Costo asociado al mantenimiento del equipamiento eólico, que a su vez está vinculado a las partes móviles que posee.
- Inconvenientes vinculados al impacto visual y acústico.
- Esfuerzos dinámicos sobre estructuras.

En el último trimestre del año 2016 se realizaron instalaciones de microgeneración fotovoltaica por más de 1,2 MW siendo el máximo de los últimos años (Datos en tabla 3.6).

Se puede notar que los últimos trimestres de cada año son los períodos en que se lleva a cabo la mayor instalación de microgeneración fotovoltaica, esto es debido a que es el momento del cierre de año fiscal para las empresas¹⁷ que hacen uso de los beneficios fiscales (ver sección 3.1.2) e invierten en instalaciones fotovoltaicas.

¹⁵Información obtenida del MIEM, Ministerio de Industria, Energía y Minería.

¹⁶En la próxima subsección se profundizará más al respecto del Mapa Solar.

¹⁷Se considera que a la mayoría de las empresas que invierten en energía fotovoltaica les corresponde un año fiscal que coincide con el año civil.

3.3. Potencia instalada

Por otro lado se puede observar la evolución del promedio de potencia instalada en microgeneración fotovoltaica año a año, notando siempre ¹⁸ un crecimiento de dicho valor.

Como conclusión, se puede decir que, de acuerdo a los datos expuestos de los últimos años, se presenta un crecimiento de la potencia instalada en microgeneración fotovoltaica, que si bien no es un crecimiento muy importante en su valor, permite destacar el dominio de esta modalidad por sobre la eólica y eólica/FV.

En la siguiente tabla se muestran los valores que se tuvieron en cuenta para la realización de los gráficos de las figuras 3.3 y 3.4.

Año	Trimestre	Pot.Inst.Trimestral			Pot.Inst.Acumulada		
		Eólica (kW)	Eólica/Solar (kW)	Solar (kW)	Eólica (kW)	Eólica/Solar (kW)	Solar (kW)
2010	Q4	-	-	1,58	-	-	1,58
2011	Q1	-	-	-	-	-	1,58
	Q2	-	-	6,98	-	-	8,56
	Q3	-	-	8,80	-	-	17,36
	Q4	-	-	59,20	-	-	76,56
2012	Q1	-	-	-	-	-	76,56
	Q2	3,00	-	-	3,00	-	76,56
	Q3	2,00	-	24,93	5,00	-	101,49
	Q4	-	-	3,15	5,00	-	104,64
2013	Q1	12,50	-	11,70	17,50	-	116,34
	Q2	-	-	5,00	17,50	-	121,34
	Q3	-	-	39,79	17,50	-	161,13
	Q4	-	-	431,10	17,50	-	592,23
2014	Q1	-	4,25	296,70	17,50	4,25	888,93
	Q2	10,00	-	531,00	27,50	4,25	1419,93
	Q3	-	-	262,15	27,50	4,25	1682,08
	Q4	-	-	1000,78	27,50	4,25	2682,85
2015	Q1	-	-	263,36	27,50	4,25	2946,21
	Q2	-	-	661,00	27,50	4,25	3607,21
	Q3	-	-	514,00	27,50	4,25	4121,21
	Q4	-	-	1229,15	27,50	4,25	5350,36
2016	Q1	-	-	768,42	27,50	4,25	6118,78
	Q2	-	-	765,54	27,50	4,25	6884,32
	Q3	-	-	1138,00	27,50	4,25	8022,32
	Q4	-	-	1245,93	27,50	4,25	9268,25

Tabla 3.6: Potencia instalada en microgeneración eólica, eólica/FV y fotovoltaica (*Marzo 2017*).

¹⁸Excepto en el año 2012.

Capítulo 3. Situación actual de Uruguay en microgeneración

3.3.2. Actualidad

Para realizar el análisis y los gráficos de esta sección se utilizaron datos que fueron obtenidos desde la web de consulta geográfica de fuentes de generación de UTE [65].

En principio lo que se expondrá será la tabla 3.7 que contiene parte de los datos obtenidos para luego poder analizarlos de forma territorial, teniendo en cuenta dos tipos de divisiones geográficas. También se realizará un análisis de las tarifas vigentes dentro del pliego tarifario y el efecto que puede tener sobre la potencia instalada en los microgeneradores.

Departamento	Cantidad de instalaciones	Potencia instalada (kW)		
		Total	En servicio	En desarrollo
Artigas	6	174,30	174,30	-
Canelones	34	1183,50	1123,50	60,00
Cerro Largo	2	171,00	171,00	-
Colonia	18	371,70	366,70	5,00
Durazno	2	201,00	201,00	-
Flores	4	78,70	78,70	-
Florida	2	46,00	46,00	-
Lavalleja	5	226,30	186,30	40,00
Maldonado	17	216,40	216,40	-
Montevideo	85	1904,94	1849,50	55,44
Paysandú	18	522,10	522,10	-
Río Negro	8	338,00	338,00	-
Rivera	7	329,90	329,90	-
Rocha	2	63,00	21,00	42,00
Salto	27	1076,40	1038,70	37,70
San José	11	99,10	99,10	-
Soriano	33	1608,40	1608,40	-
Tacuarembó	7	118,30	118,30	-
Treinta y Tres	2	80,00	80,00	-
Total	290	8809,04	8568,90	240,14

Tabla 3.7: Instalaciones y potencia instalada de microgeneración solar fotovoltaica por departamento (Diciembre 2016).

3.3. Potencia instalada

En la figura 3.5 se muestra la primer división geográfica (se denominará G1) a ser analizada. Luego en las figuras 3.6 y 3.7 se muestran los gráficos de cantidad de instalaciones y cantidad de potencia instalada respectivamente.

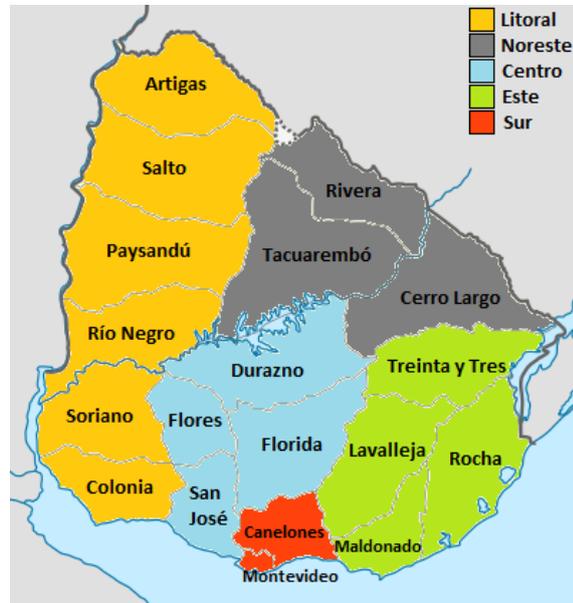


Figura 3.5: División geográfica G1.

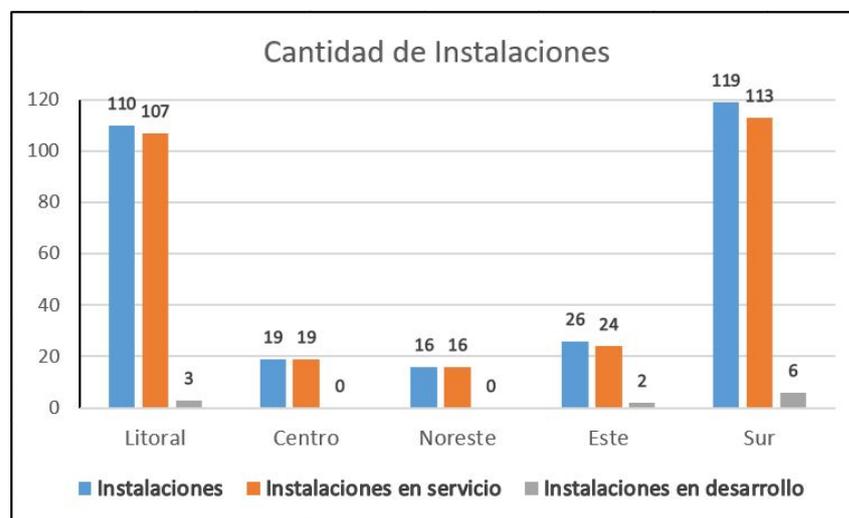


Figura 3.6: Cantidad de instalaciones asociadas a G1.

Capítulo 3. Situación actual de Uruguay en microgeneración

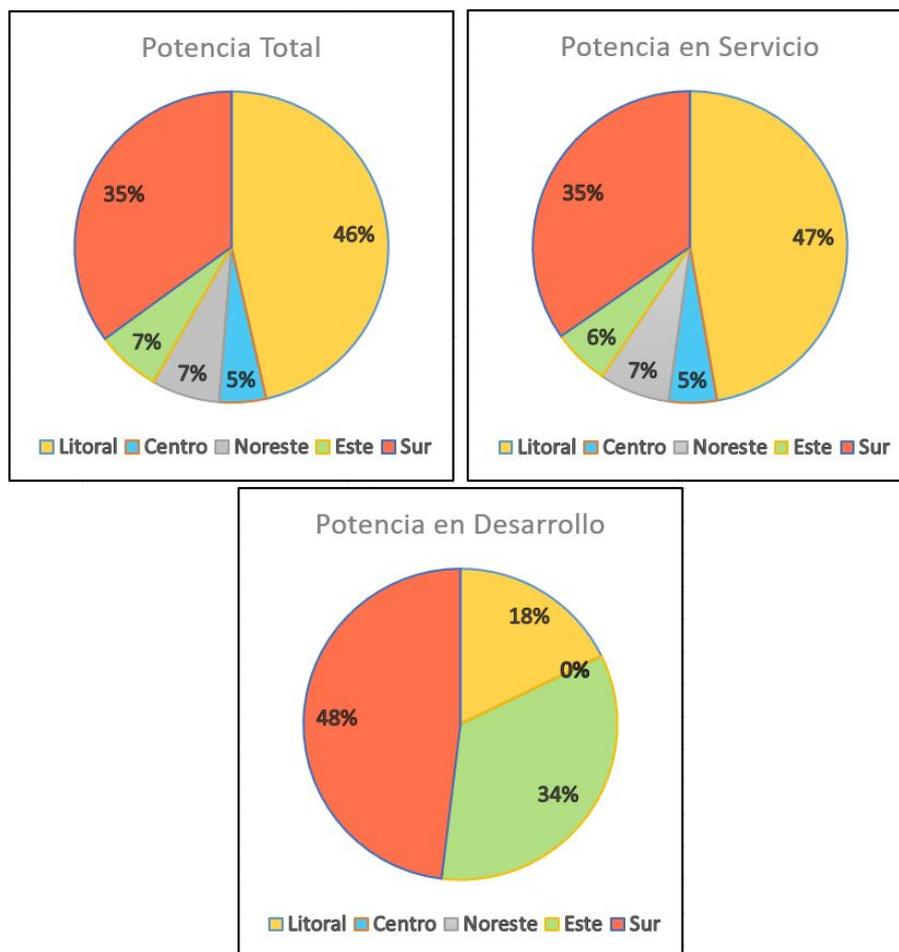


Figura 3.7: Cantidad de potencia instalada asociada a G1.

En cuanto a la cantidad de instalaciones para G1, podemos observar que la mayor parte se concentra en el sur y litoral del país. Lo mismo sucede con la cantidad de instalaciones en servicio y también para las que se encuentran en desarrollo. Para este último caso hay que tener en cuenta que las cantidades que se manejan son menores y entonces comparables, en ese sentido las instalaciones que se encuentran en desarrollo se concentran en el litoral, este y sur del país, no encontrándose por el momento, ninguna de ellas en el centro y noreste ¹⁹.

Con relación a la potencia instalada para G1, se puede notar, como en el caso de la cantidad de instalaciones, la mayor parte de la potencia instalada se encuentra en el sur y litoral del país, sin embargo, hay que resaltar que en el litoral hay menos cantidad de instalaciones pero más potencia instalada que en la zona sur. De igual forma, se puede observar que en el litoral hay menos potencia en desarrollo que en la zona este, a pesar de tener más cantidad de instalaciones

¹⁹Hasta finales del año 2016.

3.3. Potencia instalada

en el primero²⁰.

Luego se analiza la segunda división geográfica tenida en cuenta (denominada G2) y que se muestra en la figura 3.8. Seguidamente en las figuras 3.9 y 3.10 se muestran los gráficos de cantidad de instalaciones y cantidad de potencia instalada respectivamente.



Figura 3.8: División geográfica G2.

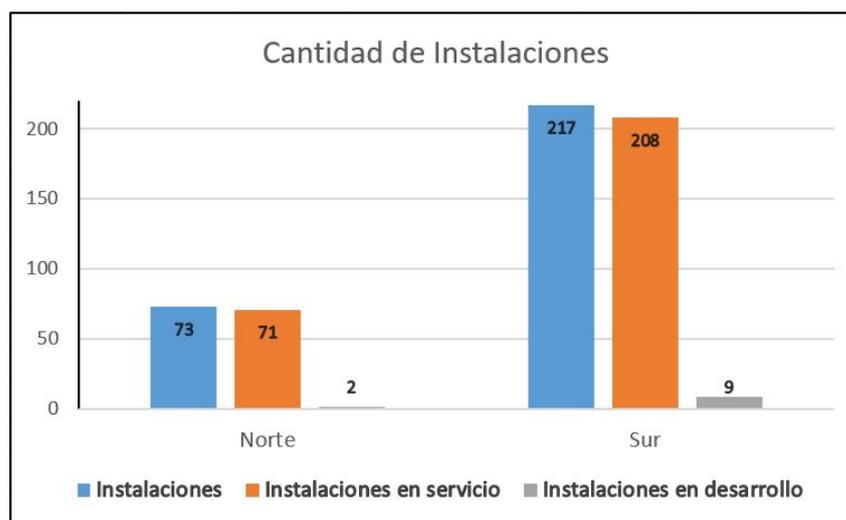


Figura 3.9: Cantidad de instalaciones asociadas a G2.

²⁰Esto último podría ser despreciable debido al número de instalaciones en desarrollo que se están manejando.

Capítulo 3. Situación actual de Uruguay en microgeneración

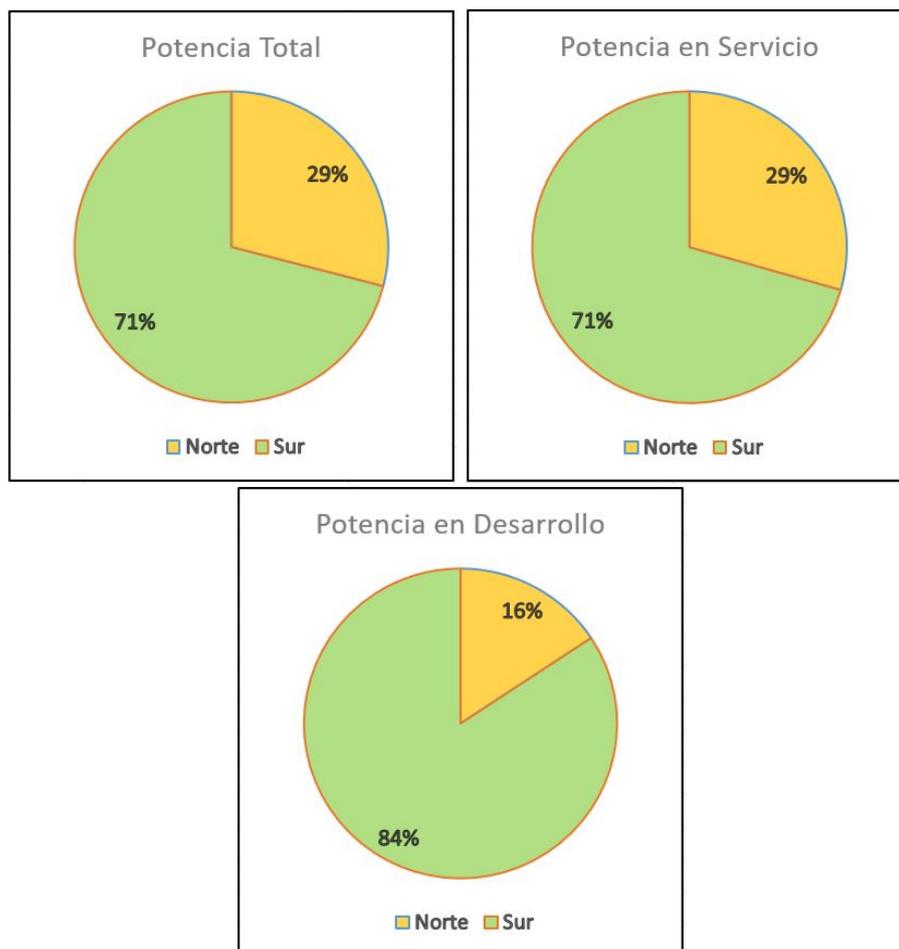


Figura 3.10: Cantidad de potencia instalada asociada a G2.

Considerando la cantidad de instalaciones para G2, se puede notar que la mayor parte se concentra en el sur del país. De igual forma son los resultados para la cantidad de instalaciones en servicio y también para las que se encuentran en desarrollo. Uno de los factores importantes que favorecen los resultados anteriores, es la mayor presencia de empresas y densidad de población en la zona sur del país.

Respecto a la potencia instalada para G2, se puede destacar que la mayor parte de la potencia instalada también se encuentra en el sur del país, resaltando, como se indicó anteriormente, que hay mayor cantidad de instalaciones en esa zona. Además se puede notar que, debido al bajo peso que tiene la potencia en desarrollo dentro de la total, los porcentajes de las potencias en servicio y la total son muy cercanos ²¹.

²¹Por razones numéricas, estos últimos porcentajes se muestran iguales en ambos gráficos (Pot.total y Pot.en servicio).

3.3. Potencia instalada

Luego de haber analizado en ambas divisiones geográficas la situación en cuanto a la cantidad de instalaciones y potencia instalada en microgeneración fotovoltaica, se puede concluir que la mayor parte de ambas características se encuentran en el litoral y sur del país. Lo más destacable es el peso que tiene la zona sur del territorio teniendo en cuenta que el recurso solar disponible es mayor en el norte del país, lo cual se puede observar en el Mapa Solar del Uruguay.

El Mapa Solar es un relevamiento del recurso solar, en escala nacional para el caso de Uruguay, realizado por la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República. El mapa indica los niveles de irradiación en kWh/m^2 como se muestra en la figura 3.11²² [67].

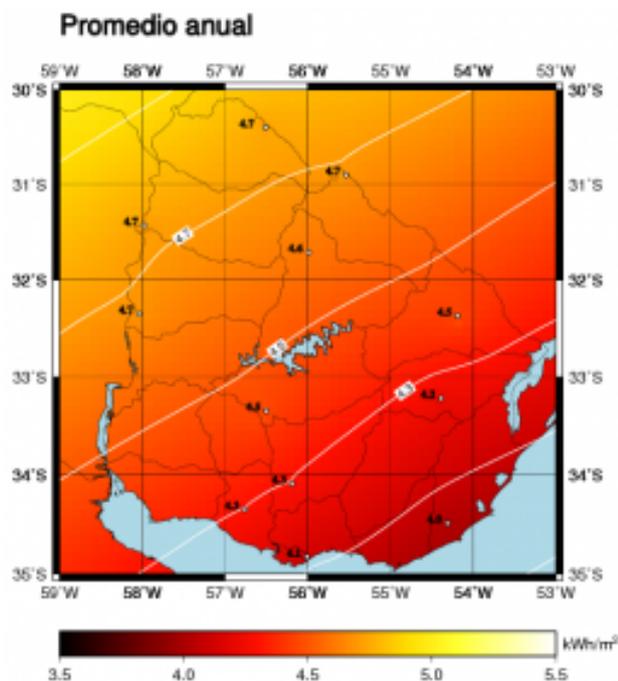


Figura 3.11: Mapa solar de Uruguay, irradiación en kWh/m^2 .

Por último respecto al análisis territorial y con el objetivo de poder comprender lo comentado anteriormente, podemos analizar mediante la figura 3.12 por un lado, la cantidad de instalaciones residenciales y no residenciales por zona, y por otro, la proporción de instalaciones residenciales y no residenciales respecto del total en todo el territorio nacional. La distinción principal entre los tipos de usuarios propuestos, se hace suponiendo que las instalaciones residenciales se encuentran dentro de lo que se puede denominar como pequeñas instalaciones, aquellas con una potencia instalada menor o igual que $6,4 kW$ ²³.

²²Se muestran los niveles de irradiación como promedio anual, esto es, el promedio de los valores correspondientes a la media mensual de irradiación [66].

²³Para fijar el valor de $6,4 kW$ se tuvieron en cuenta las limitaciones en cuanto a la

Capítulo 3. Situación actual de Uruguay en microgeneración

Teniendo en cuenta lo anterior, se observa que una gran porción de las pequeñas y medianas instalaciones se encuentran en la zona sur del país, motivo por el cual podemos suponer que esa zona tiene un peso considerable en cuanto a cantidad de instalaciones y potencia instalada respecto al total en todo el territorio, contando también con la mayor densidad de población ²⁴ y cantidad de empresas como se indicó anteriormente.

Con respecto al total de instalaciones en todo el país, se observa también en la figura 3.12 que la mayoría son del tipo no residencial teniendo en cuenta el tamaño de instalación que implica ese tipo de consumidores.

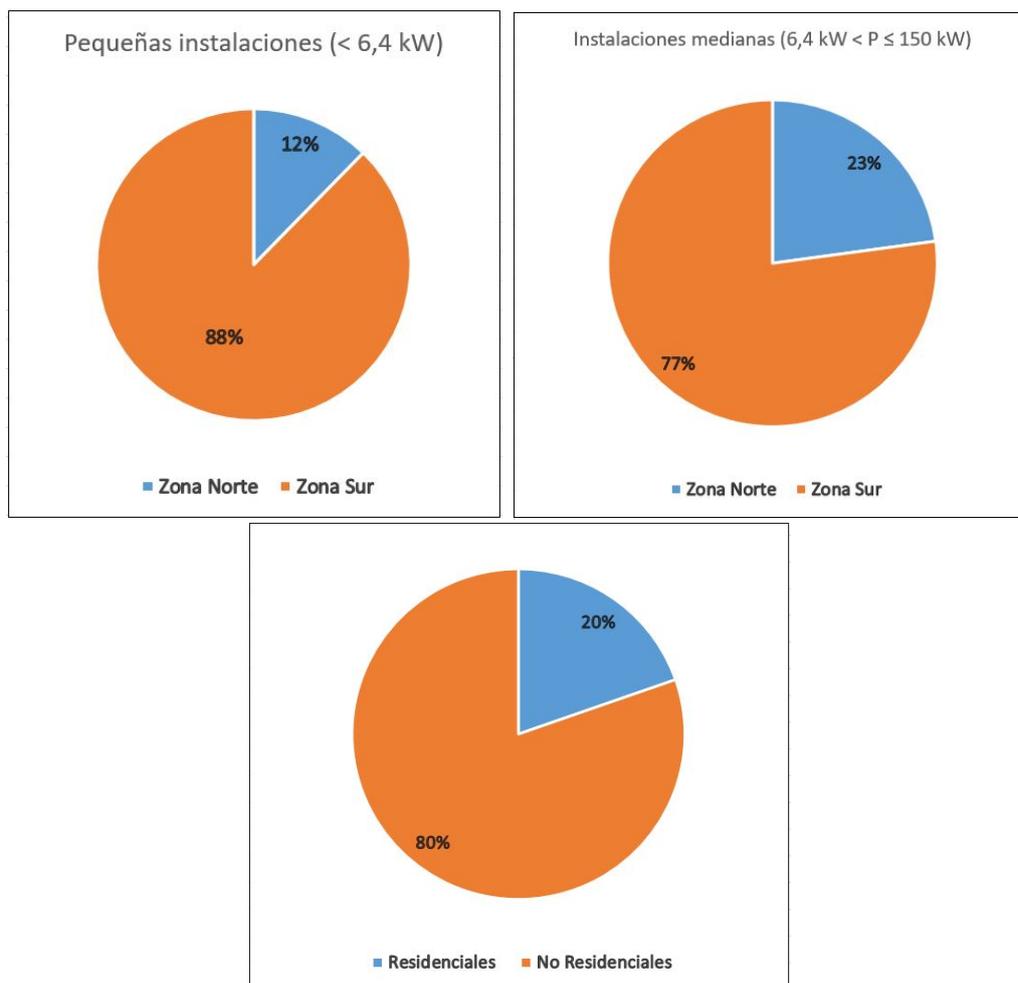


Figura 3.12: Pequeñas y medianas instalaciones por zona y proporción de instalaciones residenciales y no residenciales sobre el total.

normativa ($I < 16 A$ y $P_{Inst} \leq P_{Contr}$) además de considerar como residencial hasta una instalación trifásica en $230 V$, entonces $P_{lim} = \sqrt{3} \times 230V \times 16A \simeq 6,4 kW$

²⁴Observar en la tabla 3.7 que la capital, Montevideo, con la mayor densidad de población, posee la mayor cantidad de instalaciones y potencia instalada.

3.3. Potencia instalada

Aparte del análisis territorial, se puede también analizar la cantidad de instalaciones según su potencia instalada, como se muestra en el gráfico 3.13.

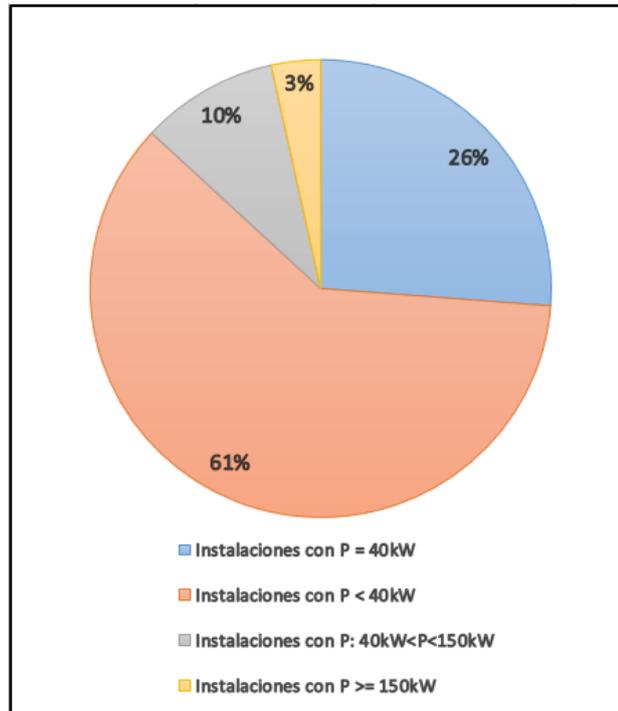


Figura 3.13: Cantidad de instalaciones (%) según la potencia instalada.

Como se puede observar en el gráfico anterior, hay una gran porción de la cantidad de instalaciones totales que tienen una potencia instalada de 40 *kW*, siendo una de las razones la característica del pliego tarifario de UTE [68].

En el pliego tarifario es utilizada la potencia de valor 40 *kW* en varias tarifas como límite para pasar de una a otra. Se analizará con un ejemplo, el efecto que tiene dicho límite en cuanto a los costos y beneficios²⁵ para el consumidor que motivan la instalación de una potencia de generación fotovoltaica menor o igual a 40 *kW* para los casos en que se proyecte instalar una potencia cercana a dicho valor.

²⁵Referidos al ahorro y venta de energía.

Capítulo 3. Situación actual de Uruguay en microgeneración

Primer caso: Tarifa General Simple ($P_{Cont} \leq 40 \text{ kW}$)

Supongamos una empresa que demanda una potencia de pico de 20 kW teniendo un consumo energético mensual de 2600 kWh procedente de la red de distribución. Con la idea de poder instalar generación fotovoltaica para hacer uso de los beneficios de la microgeneración, se instalan 40 kW de energía fotovoltaica teniendo una potencia contratada también de 40 kW , límite para la Tarifa General Simple.

Los cargos mensuales serán:

$$\begin{cases} \text{Cargo por energía: } 2600 \text{ kWh} \times 5,761 \text{ \$/kWh} = \$ 14978,6 \\ \text{Cargo por } P_{Cont}: 40 \text{ kW} \times 56,5 \text{ \$/kW} = \$ 2260,0 \\ \text{Cargo fijo: } \$ 195,8 \end{cases} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \boxed{\text{Cargo total: } \$ 17434,4}$$

Luego, los beneficios por generación de energía fotovoltaica se estimarán con un factor de planta (FP) del 16% [69]. El factor de planta es el cociente entre la energía real generada (E) por el sistema y la energía generada si el sistema estuviese generando en toda su capacidad (E_{max}) durante el período de tiempo considerado (un año).

$$\Rightarrow E = FP \times E_{max} = FP \times 365d \times 24hrs \times 40 \text{ kWp} = 56064 \text{ kWh anuales}$$

Se considerará que la energía generada anualmente por el sistema fotovoltaico se distribuye uniformemente de manera mensual, entonces $E_{mensual} = 4672 \text{ kWh}$.

Finalmente los beneficios serán:

$$\boxed{\text{Ahorro/Venta de energía: } 4672 \text{ kWh} \times 5,761 \text{ \$/kWh} = \$ 26915,4}$$

Con los valores del cargo total y los beneficios por ahorro/venta de energía se puede obtener el saldo en ganancias²⁶ (en este caso) que resulta ser el siguiente valor:

$$\boxed{\text{Saldo} = \$9481}$$

Segundo caso: Tarifa Medianos Consumidores ($P_{Cont} > 40 \text{ kW}$)

Supongamos la misma empresa del caso anterior que decide instalar 1 kWp extra de generación fotovoltaica para tener un total de 41 kW para lo cual también se solicita un aumento de potencia contratada que será de 41 kW ²⁷. Al superar la potencia contratada los 40 kW , entonces se exceden los límites de la Tarifa General Simple pasando a utilizarse la Tarifa Medianos Consumidores. Para la Tarifa Medianos Consumidores se consideran los siguientes puntos:

²⁶Ganancias asociadas a la posibilidad de amortizar la inversión inicial.

²⁷En el Reglamento "Norma de Instalaciones de Enlace BT" de UTE, se establece que para potencias mayores a 40 kW se puede contratar cualquier valor, no admitiéndose fracciones menores a 1 kW .

3.3. Potencia instalada

- Nivel de tensión de 230 – 400 V.
- El consumo de energía será dentro de los horarios que se encuentran en el "período llano" respecto al precio de la energía.
- La demanda de potencia pico será de 20 kW, pero por una característica propia de la tarifa, se cobrará como mínimo un 50 % de la potencia contratada, o sea 20,5 kW.

Los cargos mensuales serán:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Cargo por energía: } 2600 \text{ kWh} \times 3,739 \text{ \$/kWh} = \$ 9721,4 \\ \text{Cargo por potencia máxima medida: } 20,5 \text{ kW} \times 290,1 \text{ \$/kW} = \$ 5947,1 \Rightarrow \\ \text{Cargo fijo: } \$ 539,0 \end{array} \right.$$

$$\Rightarrow \boxed{\text{Cargo total: } \$ 16207,5}$$

Realizando el cálculo de beneficios como en el caso anterior, se obtiene lo siguiente:

$$\left\{ \begin{array}{l} E = FP \times E_{max} = FP \times 365d \times 24hrs \times 41 \text{ kWp} = 57465,6 \text{ kWh anuales} \Rightarrow \\ E_{mensual} = \frac{E}{12} = 4788,8 \text{ kWh} \end{array} \right.$$

$$\Rightarrow \boxed{\text{Ahorro/Venta de energía: } 4788,8 \text{ kWh} \times 3,739 \text{ \$/kWh} = \$ 17905,3}$$

$$\boxed{\text{Saldo : } \$1697,8}$$

Se puede notar, que el saldo del segundo caso es aproximadamente un 82 % menor respecto del primer caso, lo que afecta directamente la posibilidad de amortización de la inversión inicial requerida para realizar la instalación del sistema fotovoltaico. Lo anterior es el principal motivo de la existencia de una cantidad significativa de instalaciones con una capacidad de 40 kWp.

Por otro lado, se puede calcular aproximadamente cuanta potencia se debería instalar para igualar el beneficio del primer caso.

$$\text{Ahorro/Venta de energía: } E_{mensual} \times 3,739 \text{ \$/kWh} = \$ 26915,4$$

Entonces se requiere generar $E_{mensual} = 7198,6 \text{ kWh}$ que anualmente sería:

$$E = 12 \times E_{mensual} = 86383,2 \text{ kWh} = FP \times 365d \times 24hrs \times P_{pico} \Rightarrow P_{pico} \simeq 62 \text{ kWp}$$

Por lo tanto, para los casos en particular analizados, el beneficio del segundo caso se igualaría (aproximadamente) al primero si en vez de instalar 1 kWp adicional se instalaran más de 20 kWp adicionales, lo que significa una inversión importante, afectando esto la idea de poder amortizar la inversión total en el menor tiempo posible, teniendo en cuenta además que el saldo sigue siendo menor que el primer caso porque incrementa el cargo total causado por el aumento del cargo por potencia máxima medida.

3.4. Consumo, inyección y balance energético

En las figuras 3.14 y 3.15 se puede observar datos²⁸ que vinculan la inyección, el consumo y la generación de los cuales se puede obtener una idea del balance energético entre consumo y generación de los microgeneradores.

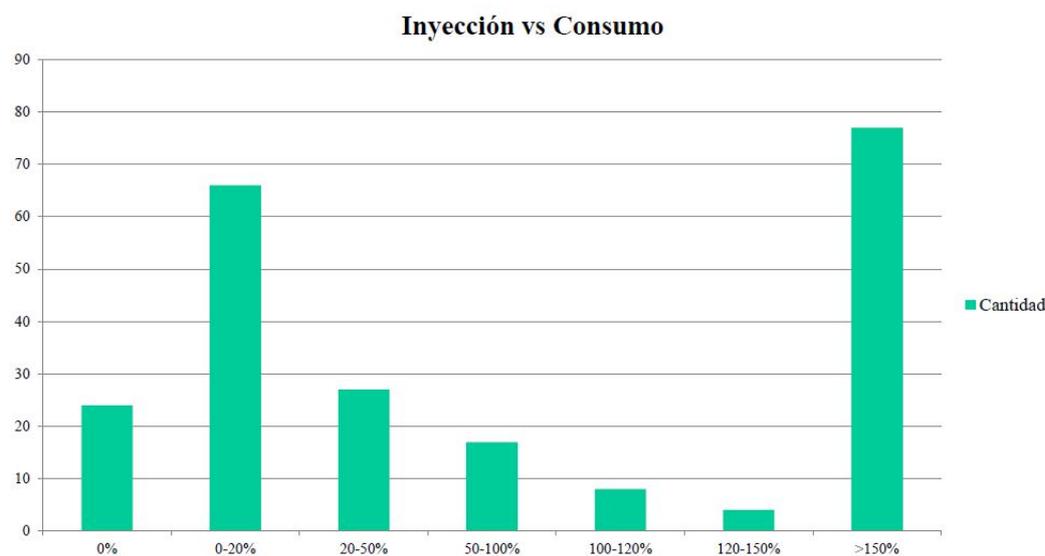


Figura 3.14: Energía inyectada VS consumida de la red (Agosto 2016).

Se puede observar que una gran parte de las instalaciones se encuentran en la situación en que inyectan un 50 %²⁹ más de energía respecto de la que se consume de la red. Luego, sucede lo contrario con otra gran parte de las instalaciones, en donde se consume más energía de la que se inyecta, siendo en este caso la energía inyectada menos de un 20 % de la energía que se consume de la red.

También se puede observar otras variantes, como aquellos microgeneradores que consumen toda la energía que generan (0 %).

Finalmente del siguiente gráfico (ver figura 3.15) se puede observar que el consumo de energía generada³⁰ por los microgeneradores aumentó en los últimos años, o sea que pensando en un balance energético para la microgeneración, ha aumentado en mayor medida la energía generada que la inyectada en la red.

²⁸Información obtenida de UTE.

²⁹O incluso superior a este valor, lo que se indica en el gráfico como "> 150 %".

³⁰Diferencia entre la energía generada y la inyectada a la red.

3.4. Consumo, inyección y balance energético

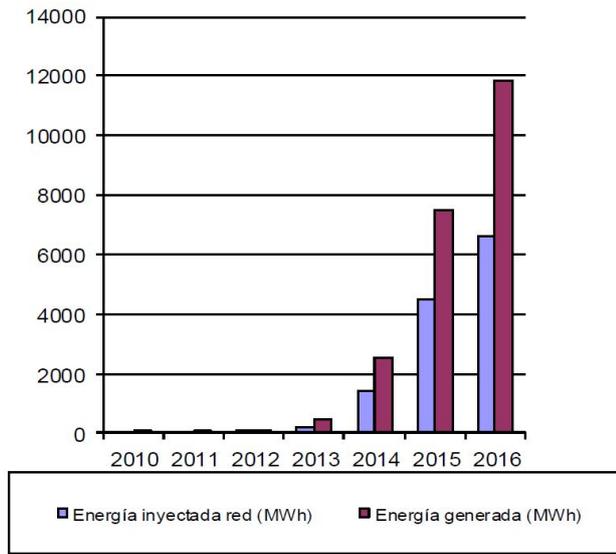


Figura 3.15: Energía inyectada VS generada (Agosto 2016).

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 4

Diseño de una instalación de generación fotovoltaica

En la presente sección se describe el proceso de diseño de una instalación fotovoltaica para microgeneración. El desarrollo consistió en varias etapas, desde el relevamiento del emplazamiento, pasando por la selección del equipamiento, y finalizando con simulaciones que comprueban el desempeño de la instalación.

Se consideró interesante diseñar la instalación para una residencia real, en donde se pudiera verificar el área disponible y el efecto de la orientación y obstáculos. La vivienda de uno de los autores resultó ser el emplazamiento idóneo para tal fin, pues el alto consumo de la casa hace que sea necesario buscar una solución a una elevada factura de electricidad. Adicionalmente, el área disponible de techo y una adecuada orientación al norte sin grandes obstáculos, hacen que sea un lugar propicio para la generación fotovoltaica. La potencia contratada del cliente es de 19 kW por lo que, una vez medida la superficie útil, se decidió que la potencia pico de la instalación sea de $10,56\text{ kW}_p$ y la potencia nominal 10 kW determinada por el inversor.

En las próximas secciones se detallan los criterios tomados para elegir el equipamiento necesario para la instalación. Cabe aclarar que no se tomaron en cuenta criterios económicos a la hora de elegir los componentes, lo cual es mandatorio en un caso real. El diseño de la instalación del generador fotovoltaico se desarrolla de manera que se cumplan los lineamientos del reglamento de baja tensión de UTE en su capítulo 28 como se muestra en la figura 3.1, a su vez se consideraron fuertemente las recomendaciones del manual de ABB ¹ [70].

Del lado de corriente continua se dispondrá de los módulos fotovoltaicos con sus correspondientes bastidores y soportes, conductores activos y de protección, equipamiento de protección que fuese necesario y un interruptor principal DC que permite seccionar la parte de generación de acuerdo a la normativa IEC 60364-7-

¹”Cuaderno de aplicaciones técnicas N10 - Plantas fotovoltaicas”

Capítulo 4. Diseño de una instalación de generación fotovoltaica

712 [71]².

La interfaz entre la parte de corriente continua y la de alterna estará integrada por el inversor con las características que se detallarán más adelante.

Del lado de corriente alterna se dispondrá de un transformador reductor que también proveerá aislación galvánica, un interruptor general termomagnético del generador, un medidor de energía generada y protecciones diferenciales y adicionales que sean necesarias.

La figura 4.2 muestra el plano de planta del techo considerado, donde la superficie total disponible es de 200 m^2 . Por otro lado, en la figura 4.1 se muestra un diagrama de conexionado de la instalación donde se identifican los distintos componentes.

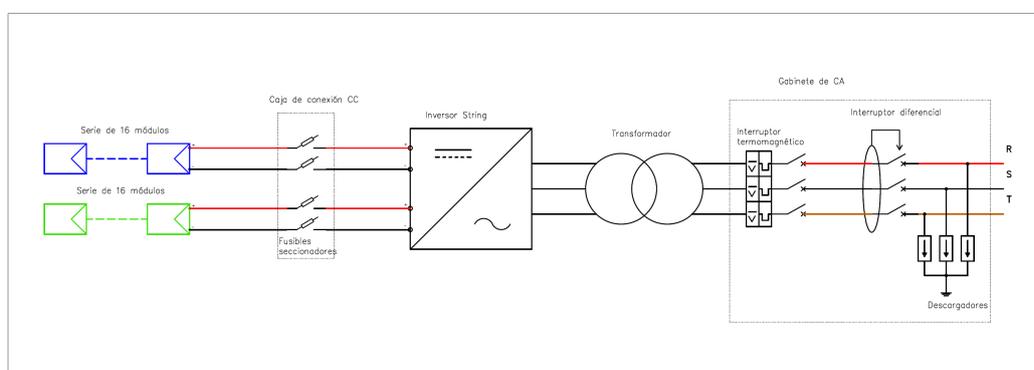


Figura 4.1: Diagrama de conexionado de la instalación de microgeneración, sólo se muestran los conductores activos.

²Eventualmente el inversor podría incluir alguna protección e interruptor de manera que no sea necesario agregar este equipamiento de forma externa.

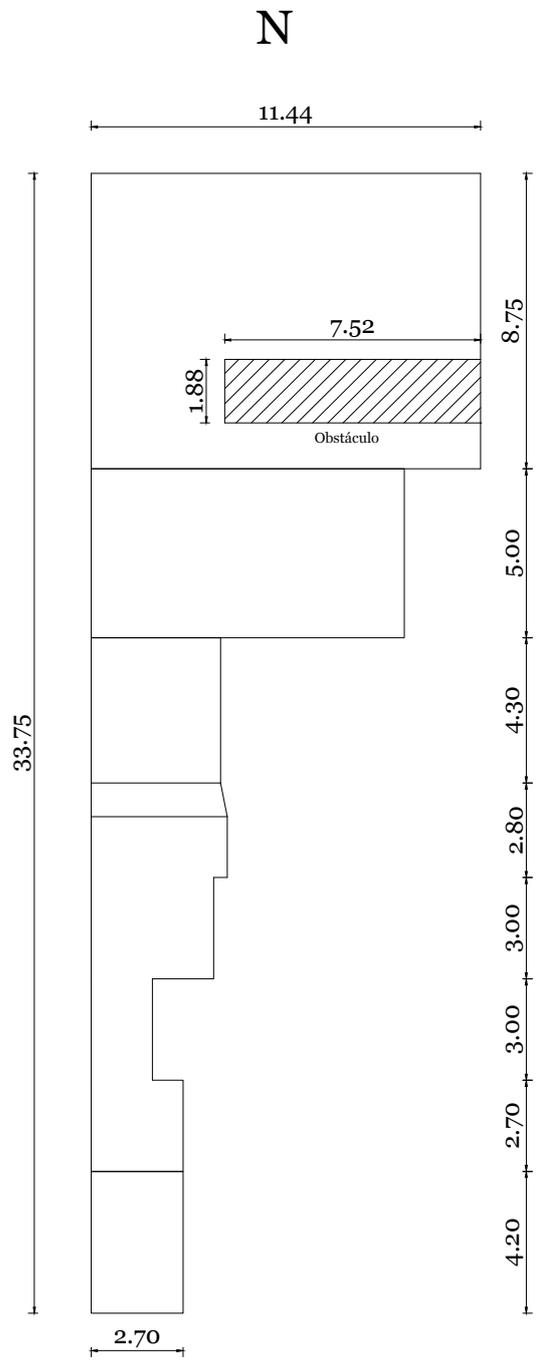


Figura 4.2: Plano de planta del techo de la residencia. Unidades en metros.

4.1. Generador fotovoltaico

Si bien la superficie disponible para el emplazamiento del generador fotovoltaico es grande, la existencia de desniveles y obstáculos no permite que sea completamente aprovechable. Es por eso que se priorizó en la elección del módulo fotovoltaico que éste sea de gran eficiencia. También se buscó que fuera de silicio policristalino, tipo de celdas más utilizado en la actualidad. Teniendo en cuenta lo anterior se eligieron los módulos del fabricante Canadian Solar serie MAXPOWER modelo 330P (la hoja de datos se encuentra en el apéndice C). En cuanto a las características de estos módulos se destacan:

- Tipo de celdas: silicio policristalino.
- Cantidad de celdas: 72.
- Potencia pico de $330 W_p$ garantizada de forma lineal por 25 años.
- Eficiencia de hasta 16,97%.
- Grado de protección IP67 contra el ingreso de agua y polvo.
- Tensión de circuito abierto: $U_{OC} = 45,6 V$
- Corriente de cortocircuito: $I_{SC} = 9,45 A$
- Tensión en el punto de máxima potencia: $U_{mp} = 37,2 V$
- Corriente en el punto de máxima potencia: $I_{mp} = 8,88 A$
- Factor de corrección de temperatura: $-0,31 \%/^{\circ}C$

Para lograr la potencia pico buscada, el generador estará constituido por 32 de estos módulos. La disposición de los módulos fue elegida en concordancia con la elección del inversor (ver sección 4.3). La cantidad de paneles fotovoltaicos en serie determina la tensión de circuito abierto del generador, mientras que la cantidad de cadenas en paralelo determina la corriente de cortocircuito del mismo. Estos parámetros deben ser adecuados para el inversor elegido. Se decidió colocar dos cadenas en paralelo de 16 módulos cada una, $N_S = 16$ y $N_P = 2$. Este caso, en el que la cantidad de módulos es relativamente pequeña, es fácil discernir cuál es la mejor opción, otras configuraciones posibles serían una sola serie de 32 paneles, la cual resultaría en una tensión de circuito abierto demasiado alta para los inversores de esa potencia, y 4 cadenas de 8 paneles, resultando en una corriente demasiado elevada. En 4.3 se confirma que la elección es adecuada.

De acuerdo a la cantidad de módulos y las características de los mismos así como del inversor, el sistema fotovoltaico tendrá una potencia nominal de $10 kW$.

Las distancias entre paneles, ver figura 4.3, fueron determinadas mediante la fórmula [72]:

4.1. Generador fotovoltaico

$$d_{min} = \frac{h}{\tan(61^\circ - |\phi|)}$$

donde d_{min} es la distancia mínima a la que deben estar los paneles de cierto obstáculo para que no se vean afectados por sombras, h es la altura de dicho obstáculo, y ϕ es la latitud de la ubicación de la instalación.

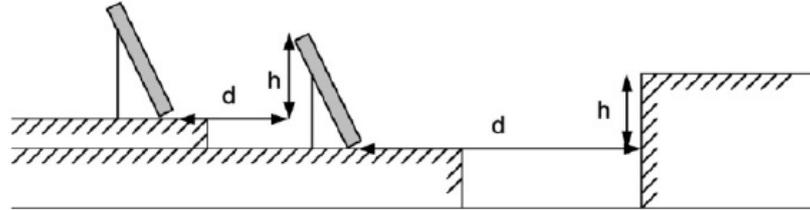


Figura 4.3: Distancia entre paneles y entre paneles y un obstáculo [72].

Por otro lado, la inclinación óptima β_{opt} de los módulos se calcula como [72]:

$$\beta_{opt} = 3,7^\circ + 0,69|\phi|$$

El resultado de la expresión anterior para el presente caso es de 28° . Sin embargo, debido a que la inclinación influye en el cálculo de la distancia mínima entre paneles, se decidió que fuera 15° , teniendo en cuenta que esto no afecta significativamente la producción de la planta [73].

Por último, la orientación de los paneles se ubicará hacia el norte, puesto que es la óptima y la disposición de la casa lo permite.

Capítulo 4. Diseño de una instalación de generación fotovoltaica

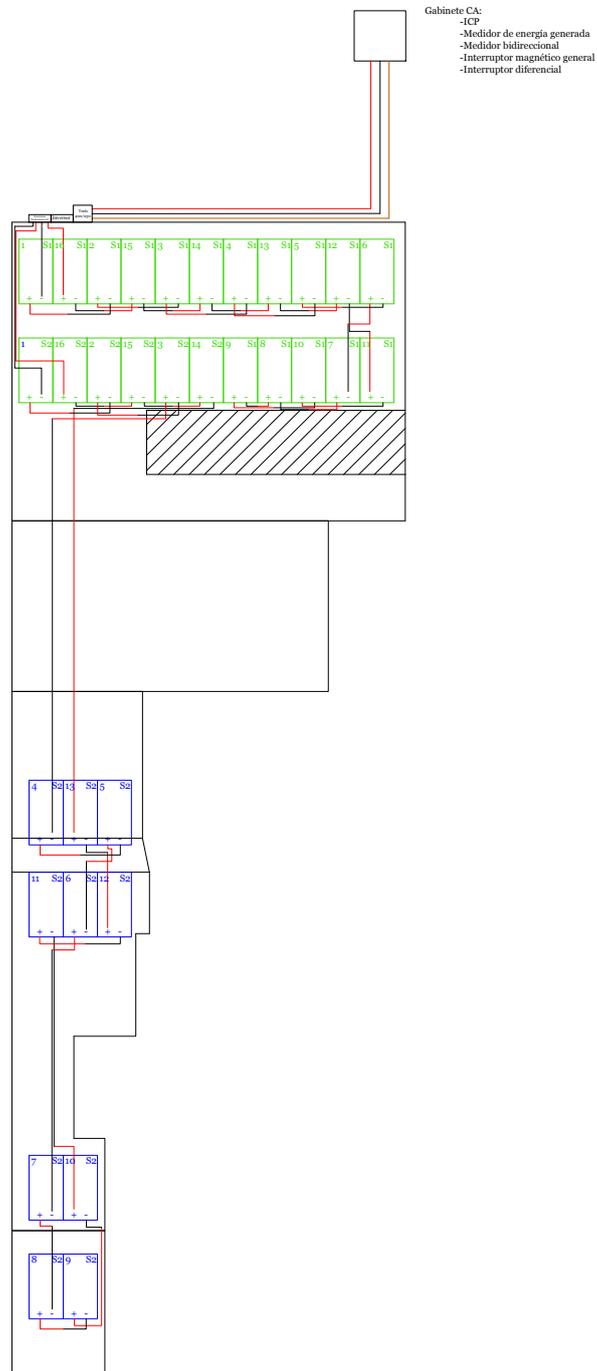


Figura 4.4: Plano de planta del techo de la residencia con ubicación de equipos y cableado. Los paneles en verde corresponden a una cadena y los azules a otra.

4.2. Estructura de soporte de paneles

La estructura que soportará los paneles elegida es del fabricante Techno Sun. Estos soportes son adecuados para instalaciones en techos horizontales, como es el caso, y permite la inclinación elegida de 15°.



Figura 4.5: Soportes para paneles fotovoltaicos Techno Sun (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).

Ⓞ Technical Information

Install Site	Low profile roof or open field
Tilt Angle	10deg ~ 60deg
Building Height	up to 20m
Max Wind Speed	up to 60m/s
Snow Load	up to 1.4kN/m ²
Standards	AS/NZS 1170 & DIN 1055 & Other
Material	Aluminum alloy & Stainless Steel
Color	Natural
Anti-corrosive	Anodized
Warranty	Ten years warranty
Duration	More than 20 years

Figura 4.6: Datos técnicos de los soportes Techno Sun (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).

4.3. Inversor

Para elegir el inversor a utilizar, se tuvo en cuenta la potencia pico de la instalación a diseñar. La potencia pico de la instalación es de $10,56 \text{ kWp}$, el inversor es quien en última instancia impone la potencia, modificando la tensión de ser necesario, por ello, se eligió uno de potencia 10 kW .

Por otra parte, el inversor seleccionado, debe cumplir ciertas desigualdades para su funcionamiento [70]:

- $U_{OCmax} < U_{MAX}$
- $U_{min} > U_{MPPTmin}$
- $U_{max} < U_{MPPTmax}$

Siendo:

U_{OCmax} : Tensión de vacío del campo FV, a la temperatura de funcionamiento mínima establecida en el proyecto.

U_{MAX} : Máxima tensión de entrada soportada por el inversor.

U_{max} : Tensión en el punto de máxima potencia del campo FV, a la temperatura de funcionamiento mínima.

U_{min} : Tensión en el punto de máxima potencia del campo FV, a la temperatura de funcionamiento máxima establecida en el proyecto.

$U_{MPPTmin}$: Tensión de funcionamiento mínima del *MPPT* del inversor.

$U_{MPPTmax}$: Tensión de funcionamiento máxima del *MPPT* del inversor.

Por otra parte, es necesario verificar que la corriente máxima del lado de continua, funcionando en el punto de máxima potencia, sea menor que la intensidad máxima admitida por el inversor a la entrada.

Se optó por el inversor *ABB PVI – 10 – TL – OUTD – S*, que se muestra en la figura 4.7.

4.3. Inversor



Figura 4.7: Inversor *ABB PVI-10-TL-OUTD-S* (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).

El inversor elegido, posee las características que se muestran en las figuras 4.8 y 4.9:

Technical data and types

Type code	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)		900 V
Start-up DC input voltage (V_{start})		360 V (adj. 250...500 V)
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)		$0.7 \times V_{start}...850$ V (min 200 V)
Rated DC input voltage (V_{dc})		580 V
Rated DC input power (P_{dc})	10300 W	12800 W
Number of independent MPPT		2
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$)	6500 W	8000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{dc}	300...750 V	360...750 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null [$750 V \leq V_{MPPT} \leq 850 V$]	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{dc} , max unbalance example	6500 W [$380 V \leq V_{MPPT} \leq 750 V$] the other channel: $P_{dc} \leq 6500$ W [$225 V \leq V_{MPPT} \leq 750 V$]	8000 W [$445 V \leq V_{MPPT} \leq 750 V$] the other channel: $P_{dc} \leq 8000$ W [$270 V \leq V_{MPPT} \leq 750 V$]
Maximum DC input current ($I_{dc,max}$) / for each MPPT ($I_{MPPTmax}$)	34.0 A / 17.0 A	36.0 A / 18.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT		22.0 A
Number of DC inputs pairs for each MPPT		2
DC connection type	PV quick fit connector ³⁾	

Figura 4.8: Hoja de datos del Inversor *ABB PVI-10-TL-OUTD-S* (Datos de entrada) (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).

Capítulo 4. Diseño de una instalación de generación fotovoltaica

Output side		
AC grid connection type	Three-phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power (P_{ac} @ $\cos\phi=1$)	10000 W	12500 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	11000 W ⁴⁾	13800 W ⁵⁾
Maximum apparent power (S_{max})	11500 VA	13800 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	400 V	
AC voltage range	320..480 V ¹⁾	
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	16.6 A	20.0 A
Contributory fault current	19.0 A	22.0 A
Rated output frequency (f_1)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}..f_{max}$)	47..53 Hz / 57..63 Hz ²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{ac}=10.0$ kW, ± 0.9 with max 11.5 kVA	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{ac}=12.5$ kW, ± 0.9 with max 13.9 kVA
Total current harmonic distortion	< 2%	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland M40	

Figura 4.9: Hoja de datos del Inversor *ABB PVI – 10 – TL – OUTD – S* (Datos de salida) (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).

Como se puede observar en la figura 4.8, $U_{MAX} = 900 V$. La tensión de vacío del campo FV, resulta de hacer la tensión de vacío de cada panel, por la cantidad de paneles que se puso en cada serie (recordar que se propuso $N_S = 16$).

$$U_{OC_{max}} = 16 \times 45,6V = 729,6 V$$

Cumpliendo por lo tanto: $U_{OC_{max}} < U_{MAX}$.

Por otra parte, como es apreciable en la figura 4.8, $U_{MPPT_{max}} = 850 V$ y $U_{MPPT_{min}} = 175 V$. Se procederá a calcular la tensión U_{max} y U_{min} , para hacer la comparación pertinente:

Como se observa en la sección 4.1, el factor de corrección de temperatura, resulta: $-0,31 \%/^{\circ}C$, y la tensión de operación de un panel, resulta $37,2 V$. Por lo tanto, el factor se puede escribir de la siguiente manera: $\frac{-0,31 \times 45,6}{100} = -0,141V/^{\circ}C$.

$$U_{max} = 16 \times (U_{mp} + 0,141(25 + 10)) = 674,16 V$$

$$U_{min} = 16 \times (U_{mp} + 0,141(25 - 70)) = 493,68 V$$

Por lo tanto se verifican las desigualdades esperadas para que el inversor resulte adecuado: $U_{min} > U_{MPPT_{min}}$ y $U_{max} < U_{MPPT_{max}}$. Asimismo, se confirma que la elección de cantidad de paneles en serie N_S es apropiada.

El inversor elegido es del tipo *string*, por lo que consta de dos entradas independientes para cada serie de paneles (dos *MPPT*, adecuado para la elección de $N_P = 2$). La corriente de entrada máxima admisible es de $17 A$ por cada *string*. Por otro lado, la corriente máxima que puede proveer cada serie de paneles es la de cortocircuito, $I_{SC} = 9,45$ (ver 4.1), de donde se verifica que nunca se supera la corriente máxima de entrada.

4.3. Inversor

Block diagram of PVI-10.0/12.5-TL-OUTD

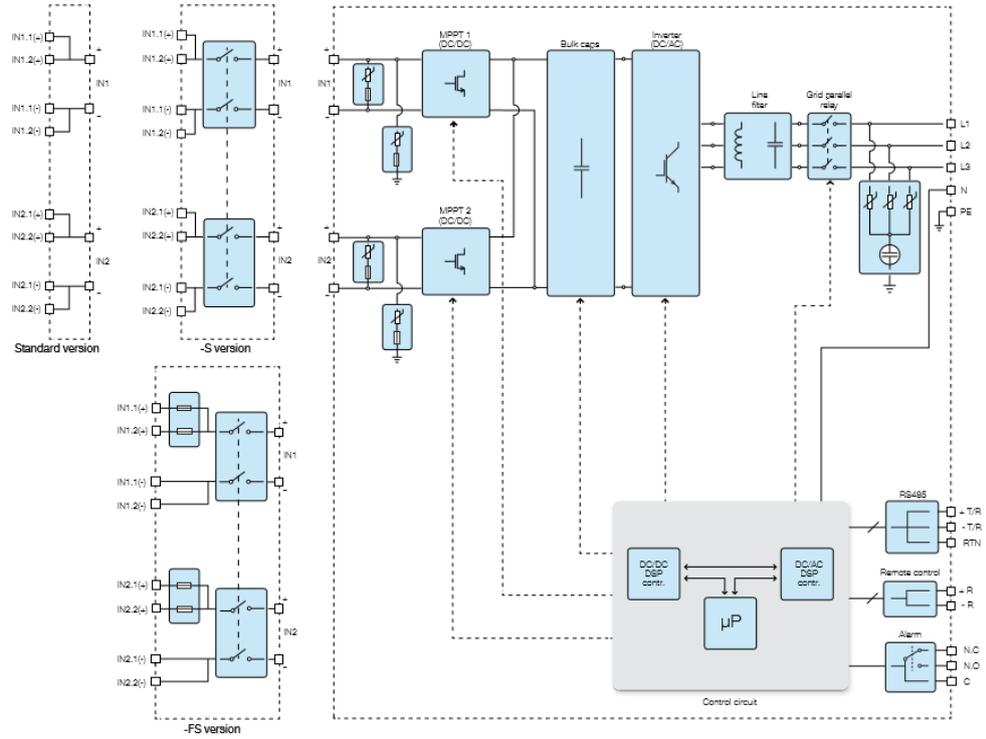


Figura 4.10: Diagrama de bloques del Inversor *ABB PVI – 10 – TL – OUTD – S* (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).

4.4. Transformador

Debido a que la tensión de salida del inversor es de 400 V trifásica y la red que alimenta la casa es de 230 V, es necesaria la instalación de un transformador. Asimismo el transformador provee a la IMG de aislación galvánica. El transformador elegido es del fabricante ABB, es de tipo seco con potencia nominal de 10 kVA. En la figura se puede ver al transformador y su carcasa.

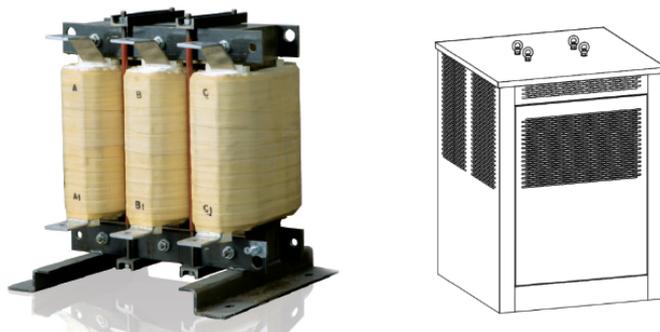


Figura 4.11: Transformador utilizado para bajar la tensión a 230 V y obtener aislación galvánica (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).

4.5. Cableado

4.5.1. Cableado de continua

Los cables de continua, que conectan el generador fotovoltaico al inversor, deben tener ciertas características particulares, deben ser capaces de soportar condiciones de temperaturas elevadas y rayos ultravioletas. Además deben contar con doble aislamiento. Son cables especiales diseñados para este fin.

Se utilizarán dos criterios para dimensionar el cable de continua:

- Criterio de corriente admisible.
- Criterio de caída de tensión permitida.

Se diseñará utilizando el primer criterio, y se verificará que se cumpla el segundo.

De acuerdo con la norma *IEC 60364 – 7 – 712*, el cable de cada rama debe ser capaz de soportar, a su temperatura de trabajo, 1,25 veces la corriente de cortocircuito en condiciones estándar del módulo.

Como se aprecia en la sección 4.1, $I_{sc} = 9,45 A$, por lo que la corriente admisible del cable debe ser mayor o igual que:

$$I_{admMIN} = 1,25I_{sc} = 11,83 A$$

4.5. Cableado

Se utilizaron cables de la línea *TECSUN (PV) PV1-F* de *Prysmian*, cuyo catálogo se adjunta en el apéndice C. La sección elegida es de 4 mm^2 ya que, si bien secciones menores admiten una corriente mayor a la expresada anteriormente, es práctica usual utilizar secciones de 4 mm^2 y de 6 mm^2 en fotovoltaica, siendo además compatibles con la sección de los cables de los módulos fotovoltaicos.

Según el criterio de caída de tensión permitida, se supondrá que la caída total de tensión en el cable es de 2.0% ³ en el punto de máxima potencia. Para $L = 11 \text{ m}$ (largo del cable), $I_{mp} = 8,88 \text{ A}$ y $U_{mp} = 37,2 \text{ V}$, $\sigma_{Cu} = 58 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$ (conductividad del cobre), la sección S resulta:

$$S = \frac{2LI_{mp}}{\Delta U N_S U_{mp} \sigma}$$
$$S = \frac{2 \times 11 \times 8,88}{0,02 \times 10 \times 37,2 \times 58} = 0,46 \text{ mm}^2$$

Como la sección elegida (4 mm^2) es mayor a la sección que resulta de una caída del 2% , el cable elegido es apto.

³Por recomendaciones de [70].

4.5.2. Cableado de alterna

El cableado de alterna correspondiente al tramo desde el transformador al punto de conexión con UTE se dimensionó, al igual que el cableado en continua, por el criterio de corriente admisible. La corriente de diseño considerada fue calculada como un 25 % más que la corriente máxima de salida del inversor. De la hoja de datos del inversor se obtiene la potencia aparente máxima de salida:

$$S_{AC_{max}} = 11,5 \text{ kVA}$$

La corriente máxima, tomando en cuenta que el transformador está a la salida del inversor, será entonces:

$$I_{AC_{max}} = \frac{11500 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 230 \text{ V}} = 29 \text{ A}$$

Por tanto, la corriente de diseño es:

$$I_b = 1,25 \times 29 \text{ A} = 36,25 \text{ A}$$

Se eligió cable multipolar del fabricante Funsá de sección 16 mm^2 , cuya corriente admisible es de $I_z = 54 \text{ A}$ (ver hoja de datos en el apéndice C).

Por último se verificó que la caída de tensión fuera menor al 2 %, siguiendo las recomendaciones de [70]. La caída de tensión en el cable se calcula aproximadamente como:

$$\Delta U = \sqrt{3} I (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

R y X son la resistencia y la reactancia del cable, I se toma igual a la de diseño (peor caso), y $\cos \varphi$ el factor de potencia de la instalación, que en el caso de un local residencial se toma igual a uno para maximizar la generación. La resistencia por unidad de longitud dada por el fabricante es $r = 1,21 \Omega/\text{km}$. Teniendo una longitud de cable de 25 m , la resistencia es $R = 0,03 \Omega$, y por ende la caída de tensión es:

$$\Delta U = 1,88 \text{ V}$$

$$\Delta U (\%) = 0,82 \% < 2 \%$$

4.6. Protecciones

4.6.1. Lado de continua

Las protecciones del lado de corriente continua corresponden a la protección contra contactos directos, indirectos, sobrecargas ⁴ y sobretensiones por descargas atmosféricas.

Respecto a la protección contra contactos directos se deberá verificar el correcto aislamiento de las partes activas de la instalación debiéndose además etiquetar todos los sitios donde pudiese existir el contacto directo con un conductor activo.

La protección contra contactos indirectos está contemplado en la disposición de la instalación, siendo ésta del tipo “generador flotante”, es decir que ningún conductor activo estará conectado a tierra [74].

Para la protección por sobrecargas se suelen utilizar fusibles, interruptores magnéticos o termomagnéticos. En este caso se trata una instalación con dos series lo que implica que en el caso de ocurrir un cortocircuito entre conductores activos de una serie, la máxima corriente que circularía es $1,25 \times I_{sc}$, que resulta ser el valor utilizado para el dimensionado de los conductores, por lo tanto, en este caso no es necesario proteger los cables contra sobrecargas por cortocircuitos [70]. Sin embargo, en cuanto a las sobrecargas por corrientes inversas, es necesaria la utilización de fusibles que limitan dichas corrientes y que de acuerdo a la ficha técnica de los módulos fotovoltaicos, el dimensionado máximo de los fusibles⁵ en serie a conectar son de 15 A [75]. Para cumplir con el requerimiento en cuanto a sobrecargas, se instalarán porta-fusibles seccionadores de la serie E 90 PV del fabricante ABB con fusibles de 15 A (Ver figura 4.12) donde además éste dispositivo tendrá la utilidad de poder aislar cada serie por separado de manera que se pueda realizar mantenimiento o reparaciones en una serie sin tener que sacar de operación a toda la instalación.

⁴Por cortocircuitos y corrientes inversas.

⁵“Maximum series fuse” de acuerdo a la normativa IEC 61730-2 “ Photovoltaic (PV) Module Safety Qualification—Part 2: Requirements for Testing”.

Capítulo 4. Diseño de una instalación de generación fotovoltaica

E 90 PV Fuse disconnectors

Technical data

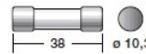
		E 90/32 PV
Type		E 90/32 PV
Fuse	[mm]	10 x 38
Current type		d.c.
Rated frequency	[Hz]	
Rated current	[A]	32
Max power dissipation	[W]	3
Tightening torque	[Nm]	PZ2 2-2.5
Terminal cross section	[mm ²]	25
Protection degree		IP20
Can be padlocked (open)		■
Can be sealed (closed)		■
IEC 60947-3		
Rated operating voltage	[V]	1000
Utilization category		DC-20B
UL 4248		
Mark		cULus



Electrical symbol



E 9F gPV cylindrical fuses



E 9F gPV 10.3 x 38 mm cylindrical fuses					
Rated current In [A]	Description Type	ABB code	Bbn 8012542 EAN	Piece weight Kg	Package
1	E 9F1 PV	2CSM213455R1801	134558	0,007	10
2	E 9F2 PV	2CSM213465R1801	134657	0,007	10
3	E 9F3 PV	2CSM213475R1801	134756	0,007	10
4	E 9F4 PV	2CSM213485R1801	134855	0,007	10
5	E 9F5 PV	2CSM213495R1801	134954	0,007	10
6	E 9F6 PV	2CSM213505R1801	135050	0,007	10
7	E 9F7 PV	2CSM213515R1801	135159	0,007	10
8	E 9F8 PV	2CSM213525R1801	135258	0,007	10
10	E 9F10 PV	2CSM213535R1801	135357	0,007	10
12	E 9F12 PV	2CSM213545R1801	135456	0,007	10
15	E 9F15 PV	2CSM213555R1801	135555	0,007	10
20	E 9F20 PV	2CSM213565R1801	135654	0,007	10

Technical specifications		
Rated voltage	[V]	1000 d.c.
Rated current	[A]	1...30
Breaking capacity	[kA]	50
Minimum breaking capability		da 1A a 7A = 1,3 x In da 8A a 30A = 2,0 x In
Dimensions	[mm]	10,3 x 38
Weight	[g]	7
Standards		IEC 60269-6; ROHS 2002/98/CE

Figura 4.12: Características técnicas del equipamiento utilizado.

Finalmente en cuanto a la protección contra sobretensiones por descargas atmosféricas, se realizará una conexión equipotencial entre los bastidores y soportes metálicos de los módulos fotovoltaicos y la puesta a tierra de la instalación. Además hay que tener en cuenta, como se presentó en la sección 4.3, que el inversor posee descargadores de sobretensión en su entrada de corriente continua.

4.6.2. Lado de alterna

Protección contra sobrecorriente

Se instalará un interruptor termomagnético para protección contra sobrecorriente de la parte de alterna de la IMG. Asimismo, permite la desvinculación de la red sin afectar el suministro de la vivienda.

El caso de sobrecarga no es crítico pues el cable de alterna está dimensionado para soportar la corriente máxima que puede proveer el inversor. De todas formas se elegirá que el disparo térmico del interruptor sea mayor a la corriente de diseño del cable y menor a la corriente admisible por éste.

Con respecto a la protección contra cortocircuitos, se consideran dos casos. Si el cortocircuito es del lado de la red, la corriente que aporta el inversor es limitada a dos veces su corriente nominal y, a su vez, éste tiene protecciones propias que actuarán cortando la corriente [70]. Es el caso del cortocircuito en el cable de la IMG, en el que interviene el aporte de la red, el que es determinante para elegir la protección magnética. Al desconocer la potencia de cortocircuito en el punto de conexión se supone una corriente máxima de 10 kA .

Teniendo en cuenta las observaciones anteriores, se elige el interruptor termomagnético de ABB *S203 P – B 32*. Éste posee una corriente nominal $I_n = 32 \text{ A}$ y un poder de corte $PdC = 15 \text{ kA}$. Las características de disparo son:

- Térmico
 - Corriente de no disparo seguro: $1,3I_n = 36,2 \text{ A}$
 - Corriente de disparo seguro: $1,45I_n = 46,4 \text{ A}$
- Magnético
 - Mantiene oleadas de corriente: $3I_n = 96 \text{ A}$
 - Disparo: $5I_n = 160 \text{ A}$

También se verifica que la energía específica pasante en cortocircuito por el cable sea soportada por él. Entonces:

$$I^2t \leq K^2S^2$$

$I^2t = 60000 \text{ A}^2\text{s}$ se obtiene de la hoja de datos del interruptor para una corriente de cortocircuito de 10 kA . El cable es de cobre con aislación de PVC

Capítulo 4. Diseño de una instalación de generación fotovoltaica

de donde $K = 115 \text{ As}^{\frac{1}{2}}/\text{mm}^2$, y la sección elegida fue de 16 mm^2 , por lo que $K^2 S^2 = 3385600 > I^2$.



S 203 P

Figura 4.13: Interruptor termomagnético elegido.

Number of poles	Rated current	Bbn 4016779	Order details		Price 1 piece	Weight 1 piece	Pack unit
	In A		EAN	Type code			
3	6	589772	S 203 P-B 6	2CDS283001R0065		0.42	1
	10	589789	S 203 P-B 10	2CDS283001R0105		0.42	1
	13	589796	S 203 P-B 13	2CDS283001R0135		0.42	1
	16	589802	S 203 P-B 16	2CDS283001R0165		0.42	1
	20	589819	S 203 P-B 20	2CDS283001R0205		0.42	1
	25	589826	S 203 P-B 25	2CDS283001R0255		0.42	1
	32	589833	S 203 P-B 32	2CDS283001R0325		0.42	1
	40	589840	S 203 P-B 40	2CDS283001R0405		0.42	1
	50	589857	S 203 P-B 50	2CDS283001R0505		0.42	1
	63	589864	S 203 P-B 63	2CDS283001R0635		0.42	1

Figura 4.14: Datos del interruptor termomagnético elegido.

Tripping characteristics S 200 / S 200 M / S 200 P / S 200 S / S 200 MUC / SN 201 L / SN 201 / SN 201 M

Acc. to	Tripping characteristic and rated current	Thermal release ②			Electromagnetic release ①			
		Current: conventional non-tripping current	conventional tripping current	Tripping time	Currents: hold current surges	trip at least at	Tripping time	
IEC/EN 60898-1	B	6 to 63 A	$1.13 \cdot I_n$		> 1 h	$3 \cdot I_n$	5 · In	> 0.1 s
				$1.45 \cdot I_n$	< 1 h			< 0.1 s

Figura 4.15: Datos del interruptor termomagnético elegido.

4.6. Protecciones

Protección diferencial

Se instalará un interruptor diferencial para la protección contra contactos indirectos (por ejemplo, la carcasa del transformador). Siguiendo con el fabricante ABB, las características son sensibilidad $\Delta I_n = 30 \text{ mA}$ y corriente nominal $I_n = 63 \text{ A}$.



Number of poles	Rated residual current $\Delta I_n \text{ mA}$	Rated current		Bbn 8012542	Order details		Price 1 piece	Weight 1 piece kg	Pack unit pc.
		In A	EAN		Type code	Order code			
4	30	25	781202	F204 AC-25/0.03	2CSF204001R1250		0.375	1/3	
		40	781301	F204 AC-40/0.03	2CSF204001R1400		0.375	1/3	
		63	781400	F204 AC-63/0.03	2CSF204001R1630		0.375	1/3	
		80	916604	F204 AC-80/0.03	2CSF204001R1800		0.405	1/3	
		100	916703	F204 AC-100/0.03	2CSF204001R1900		0.405	1/3	
		125	941507	F204 AC-125/0.03	2CSF204001R1950		0.500	1	

Figura 4.16: Datos del interruptor diferencial elegido (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).

Protección contra sobretensiones

Puesto que el inversor ya posee descargadores en el lado de alterna, se instalarán otros en el punto de conexión con la red para proteger de eventuales sobretensiones provenientes de ésta. Según las recomendaciones de [70] se eligió el descargador con características especificadas en la figura 4.17.

Protected lines	Impulse current	Max. discharge current	Nominal current	Follow current interrupting rating	Voltage protection level	Nominal voltage	Max. cont. operating voltage	Type	Order code
	$I_{imp} \text{ 10/350}$ kA	$I_{max} \text{ 8/20}$ kA	I_n kA	I_{fi} kA	U_p kV	U_n V	U_c V		
Type 1 OVR									
limp 25 kA									
1	25	-	25	50	2.5	400/690	440	OVR T1 25-440-50	2CTB815101R9300
1	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 25-255	2CTB815101R0100
2	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 2L 25-255	2CTB815101R1200
2	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 2L 25-255 TS	2CTB815101R1100
3	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 3L 25-255	2CTB815101R1300
3	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 3L 25-255 TS	2CTB815101R0600
4	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 4L 25-255	2CTB815101R1400
4	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 4L 25-255 TS	2CTB815101R0800

Figura 4.17: Datos del descargador elegido (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).

4.7. Puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra (PAT) de la instalación fotovoltaica estará formado por los conductores de protección ⁶, el borne principal, el conductor de tierra y el electrodo de tierra. Con el objetivo de que el camino entre el electrodo de PAT y las masas a conectar sea lo más corto posible, se decide instalar un borne y electrodo adicionales respecto del que posee la casa, no obstante, ambas tomas de tierra deberán estar conectadas entre sí. Lo anterior permite además cumplir con lo indicado en el capítulo 28 del Reglamento de Baja Tensión de UTE. El electrodo de PAT será del tipo pica vertical y estará separado al menos un metro de la casa y enterrado a una profundidad mayor a 0,8 m (Ver figura 4.18) [71]. De acuerdo al capítulo 23 del reglamento de baja tensión de UTE, la pica vertical de cobre tendrá como mínimo 14 mm de diámetro y 2 m de longitud. Respecto a las secciones mínimas de los conductores, las líneas principales de tierra tendrán una sección mínima de 16 mm² y el conductor de tierra 35 mm².

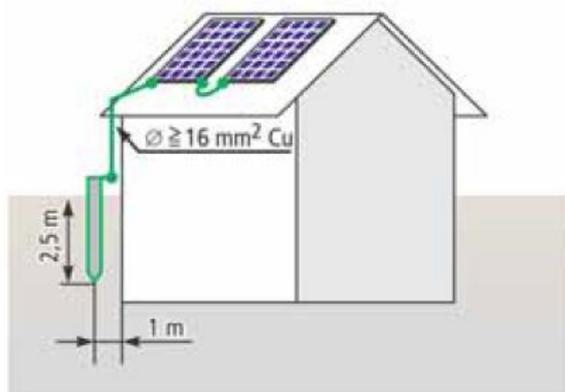


Figura 4.18: Ejemplo de conexión de electrodo [71].

⁶Que conectarán los bastidores y soportes metálicos de los módulos fotovoltaicos (entre otros, excepto conductores activos) con el borne principal de PAT.

4.8. Medidor de energía generada

Como se indica en la sección 3.2.3, dentro de los “Requisitos técnicos de las IMG y las IMiniG” se encuentra la instalación de un medidor de energía generada que en el esquema de la figura 3.1 se encuentra entre el interruptor diferencial y el interruptor general de la instalación de microgeneración del lado de corriente alterna.

Debido a los inconvenientes con el medidor de generación que fueron comentados en la sección 3.2.3, se optará por utilizar un medidor que esté certificado según normativas y directivas internacionales así como también que cumpla algunas de las exigencias que la URSEA determinó para el medidor bidireccional (Ver sección 3.2.2).

En la figura 4.19 se pueden observar algunas características del medidor ABB B23 elegido, entre las que se destacan la medida directa trifásica en 230 V y de hasta 65 A⁷, clase de precisión tipo B y salida de pulsos. Además la ficha técnica indica que mediante el agregado de un módulo interfaz de comunicación KNX ZS/S se permite la lectura remota de los datos registrados para el caso en que se comience a controlar la medida a través de esa metodología.

El medidor es aprobado y verificado según la directiva MID⁸ de la Comisión Europea donde es obligatoria⁹ para contadores utilizados en aplicaciones tarifarias. Adicionalmente cumple con las normativas IEC referidas a la compatibilidad electromagnética y la resistencia al fuego, calor, agua y polvo.

⁷Teniendo en cuenta que la corriente pico generada, a lo sumo será de 25 A, sin tener en cuenta las pérdidas.

⁸“Measuring Instruments Directive 2004/22/EC”.

⁹En la Unión Europea.

Capítulo 4. Diseño de una instalación de generación fotovoltaica

Contador de energía trifásico B23 65A, 4 módulos de anchura con puerto IR

Descripción

Lectura directa hasta 65 A. Verificado y aprobado según la directiva MID. Certificación IEC. Medida mediante 2 y 3 elementos. Valores de instrumentación. Función de alarma. Comunicación por infrarrojos (protocolo M-Bus). Comunicación opcional por RS-485 (protocolo ModBus RTU o EQ Bus) o M-Bus (protocolo M-Bus).



Conexión	Monofásico				C13	B23	Trifásico		
	C11	B21	A41	A42			B24	A43	A44
	Directa	Directa	Directa	A través de transformador	Directa	Directa	A través de transformador	Directa	A través de transformador
Máx. intensidad	40A	65A	80A	6A	40A	65A	6A	80A	8A

Detalles de pedido

Tensión V	Clase de precisión	Entradas/Salidas	Comunicación	Tipo	Código
Acero					
Energía activa					
3 x 230/400 V AC	Clase B (Cl. 1)	Salida de pulsos	-	B23 111 - 100	2CMA100163R1000
			RS-485	B23 112 - 100	2CMA100164R1000
			M-Bus	B23 113 - 100	2CMA100165R1000
Bronce					
Energía activa y reactiva, importada y exportada.					
3 x 230/400 V AC	Clase B (Cl. 1) Reactiva Cl. 2	Salida de pulsos	RS-485	B23 212 - 100	2CMA100166R1000
Plata					
Energía activa y reactiva, importada y exportada, de 1 a 4 tarifas, control de tarifas vía entradas/comunicación.					
3 x 230/400 V AC	Clase B (Cl. 1) Reactiva Cl. 2	2 entradas, 2 salidas	-	B23 311 - 100	2CMA100168R1000
			RS-485	B23 312 - 100	2CMA100169R1000
			M-Bus	B23 313 - 100	2CMA100170R1000

Figura 4.19: Características del medidor de energía generada.

4.9. Simulación en PVsyst

El *software PVsyst* ¹⁰ es una herramienta para el diseño de instalaciones fotovoltaicas. El programa cuenta con bases de datos meteorológicos y de componentes (paneles e inversores), permite el modelado físico de la instalación mediante herramientas de dibujo (ver figura 4.20), y ejecuta simulaciones horarias de un año calculando la generación estimada (Ver figura 4.21).

Una vez pensado el diseño de la instalación, se procedió a utilizar esta herramienta para evaluar su desempeño. Se eligieron datos climatológicos de la Base del satélite NASA-SEE ¹¹, y se seleccionaron los componentes elegidos anteriormente. El *PVsyst*, una vez ingresada la potencia nominal de la instalación, da una propuesta de conexionado, en cuanto a cantidad de cadenas e inversores, sin embargo, esto no fue necesario pues ya estaba decidido de antemano. No obstante, las propuestas brindadas por el *PVsyst* sirven para validar los cálculos obtenidos previamente. Sí se hizo uso de la herramienta de dibujo para poder representar la topología del techo, ya que esto influye significativamente en la generación del sistema. A su vez, fue necesario ingresarle al programa los distintos factores de pérdidas de la instalación, estos se detallan en la sección 4.9.1.

En el apéndice D se muestra el informe que provee el programa luego de la simulación. La primera hoja es un resumen de los datos que se le ingresó. Luego se expone el estudio de sombras a lo largo del año. Finalmente se presenta un gráfico con la generación estimada por mes y el valor del *Performance Ratio*.

Como se mencionará en capítulos subsiguientes, fue necesario realizar simulaciones para varias instalaciones de distintas potencias. Para ello, se hizo uso del diseño predeterminado del *PVsyst* y no se tuvieron en cuenta posibles sombras u obstáculos. En la tabla 4.1 se muestran resultados de energía anual generada, *Performance Ratio* (*PR*), y el *Yield* ¹² promedio anual. Los informes de las simulaciones se adjuntan en el apéndice D. Se observa que la instalación de 10 kW tiene un *PR* y un *Yield* considerablemente menor que el resto de las instalaciones; esto es debido a que para esta instalación se realizó un estudio de sombras, mientras que las otras están emplazadas idealmente en un lugar sin obstáculos.

¹⁰<http://www.pvsyst.com/en/>

¹¹Estos datos corresponden a un año genérico.

¹²El *Performance Ratio* “es un indicador del rendimiento energético de la instalación, se calcula como el cociente entre la energía diaria generada y la que generaría el sistema en condiciones ideales”. El *Yield* “es un indicador de las horas de producción promedio, en relación a la potencia máxima, que tiene un sistema fotovoltaico” [72].

Capítulo 4. Diseño de una instalación de generación fotovoltaica

P_{nom} (kW)	E_{anual} (MWh)	PR	Yield (kWh/kW _p)
2	3,21	0,824	1550
5	8,02	0,842	1584
10	13,87	0,723	1314
40	64,95	0,848	1596
150	238,70	0,847	1594

Tabla 4.1: Resultados de las simulaciones realizadas.

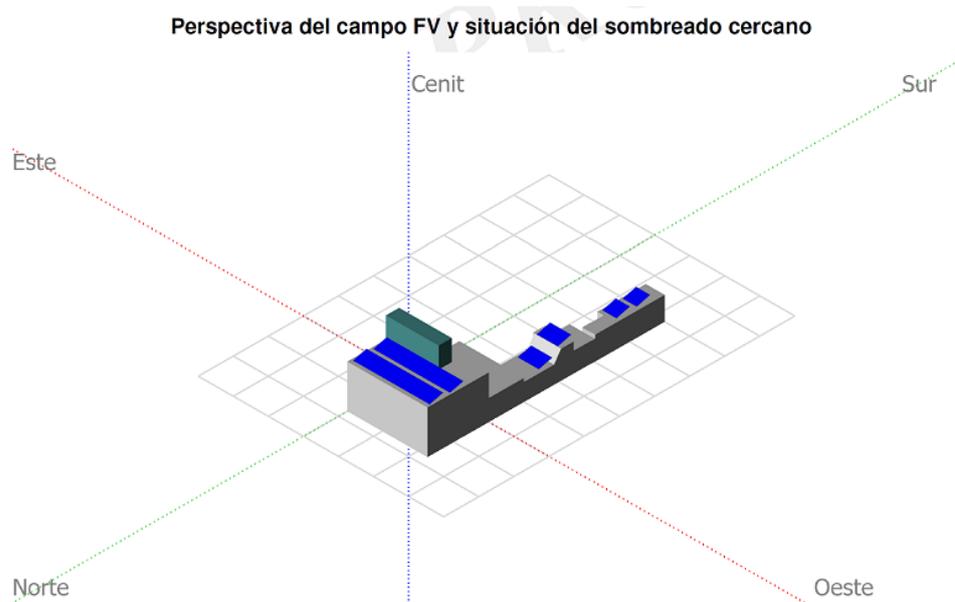


Figura 4.20: Representación gráfica de la instalación de microgeneración en PVyst

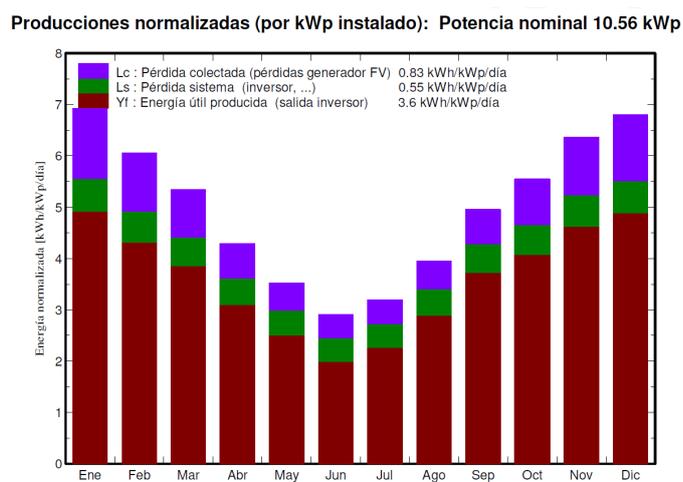


Figura 4.21: Energía generada mensualmente por la instalación de 10 kW, resultado del informe de PVyst

4.9.1. Pérdidas consideradas

A continuación se presentan las pérdidas que afectan a los sistemas fotovoltaicos:

Pérdidas por sombreado

Las pérdidas por sombreado son causadas por obstáculos que se encuentran en el entorno de la instalación y que no permiten la incidencia directa de la energía solar en los paneles de forma parcial o total, por lo tanto la irradiación en los paneles tendrá en mayor medida componentes debido a las irradiaciones reflejada y difusa. Como se explicó anteriormente, las pérdidas por sombreado fueron evaluadas mediante el *software PVsyst* donde se realizó una representación gráfica de la instalación fotovoltaica. En un correcto diseño de la instalación las pérdidas referentes al sombreado se pueden asociar a valores del entorno del 3% [70].

Pérdidas por suciedad

Las pérdidas por suciedad dependen del entorno donde se encuentre la instalación fotovoltaica. Este tipo de pérdidas puede ser catalogada como pérdidas por sombreado temporario debido a que dependen de la regularidad con la que se realiza el mantenimiento en cuanto a limpieza de los paneles. En general se consideran valores de pérdidas de 2 – 5% [76] y para el caso de la simulación se utilizó el valor por defecto (3%) del *software PVsyst*.

Pérdidas por reflexión [77]

Las pérdidas por reflexión están vinculadas a la irradiación que es reflejada en la superficie de las celdas. La irradiación reflejada aumenta a medida que el ángulo de incidencia se aparta de la dirección normal a la superficie. Para reducir las pérdidas por reflexión se toman algunas medidas en la fabricación como el agregado de una capa antireflectiva¹³ y la texturización de la superficie¹⁴.

En la simulación del *software PVsyst*, para las pérdidas IAM¹⁵ (asociadas a la reflexión) se utilizó la opción de usar la definición de los módulos utilizados. Cabe aclarar, que esta opción es aceptable pues el modelo del programa es validado por el fabricante.

Pérdidas por *Mismatch*

En un generador fotovoltaico se conectan módulos en serie y/o paralelo que no tienen exactamente las mismas propiedades en cuanto a su rendimiento por más que se trate de la misma marca y modelo de equipamiento. Por lo anterior, la salida del generador fotovoltaico estará limitada por los módulos que tengan el rendimiento más bajo, así por ejemplo la corriente máxima en una serie estará

¹³Puede tratarse de óxido de titanio, que es el causante del color azulado de muchas celdas disponibles.

¹⁴Por ejemplo, la formación de mini-pirámides que consiguen que el rayo de luz reflejado vuelva al material.

¹⁵”Incidence Angle Modifier”.

Capítulo 4. Diseño de una instalación de generación fotovoltaica

determinada por el módulo que entregue la menor corriente entre todos. Para el caso de conexión en paralelo, el resultado es análogo al anterior, sólo que en este caso se limita la tensión de salida. Al hecho de limitarse el rendimiento del sistema fotovoltaico a los módulos de menor *performance* se denomina pérdidas por *Mismatch*. Para reducir este tipo de pérdidas, en la práctica se suelen utilizar módulos de la misma tecnología, marca y tamaños considerando para ese caso una pérdida de hasta el 5% por *Mismatch* [78]. Si se utilizan módulos con una tolerancia de potencia mayor al 5% se recomienda realizar medidas individuales de manera que se conecten en serie los módulos que tengan I_{MPP} similares [76]. Para la simulación en el *software PVsyst* se utilizaron los valores por defecto de 1% para pérdidas por *Mismatch* en MPP y 2,5% para pérdidas por *Mismatch* bajo operación del generador a una tensión fija sin estar en funcionamiento el MPPT.

Pérdidas por nivel de irradiancia

Naturalmente el nivel de irradiancia presenta variaciones en el tiempo donde en particular hay momentos en que su bajo nivel implica una caída del rendimiento de los módulos respecto al que presentan en condiciones STC. En el modelo (“*One-diode model*”) de los módulos fotovoltaicos, las pérdidas por bajo nivel de irradiancia dependen de R_{serie} y R_{shunt} , valores que son utilizados por el *software PVsyst* en la simulación junto con los datos climáticos en el sitio de la instalación [79].

Pérdidas por efecto de la temperatura

Teniendo en cuenta la variación de las condiciones ambientales, la temperatura de las celdas de los módulos fotovoltaicos cambia con la irradiación incidente, la temperatura del aire y la velocidad del viento entre otros. Una de las características que poseen los módulos fotovoltaicos es la reducción de la potencia de salida (y entonces de su rendimiento) con el aumento de la temperatura. Un indicador del efecto de la temperatura en los módulos se puede obtener en las hojas de datos como el coeficiente de reducción de potencia de salida con la temperatura ($\%/^{\circ}C$) con respecto a la potencia en condiciones STC. Para la simulación con el *software PVsyst* se utilizaron los valores por defecto para módulos montados de manera que tengan libre circulación de aire.

Pérdidas eléctricas

Dentro de lo que se consideran pérdidas eléctricas se encuentran las pérdidas en los conductores de corriente continua y alterna, en el transformador reductor y en el inversor.

Las pérdidas en los conductores están asociadas al efecto Joule, o sea el calentamiento de los mismos. Para la simulación en el *software PVsyst* se realiza el cálculo de la resistencia global del cableado DC y para el lado de alterna se ingresa la sección y el largo del conductor que va desde el transformador hasta el punto de conexión con la red.

Las pérdidas en el transformador están asociadas a las pérdidas en el hierro¹⁶

¹⁶Las pérdidas en el hierro son por histéresis y por corrientes de Foucault.

4.9. Simulación en PVsyst

y las pérdidas por resistencia de los bobinados. En la simulación con el *PVsyst*, se ingresaron los valores de las pérdidas en el hierro y resistivas de los bobinados que se obtuvieron de la ficha técnica del transformador utilizado.

Finalmente, se producen pérdidas por errores del MPPT y el pasaje de energía desde corriente continua a alterna a través del inversor utilizado. En la simulación a realizar, las pérdidas en el inversor vienen dadas por el valor de eficiencia del modelo ingresado.

Pérdidas por tiempo de inactividad del generador y de la red

Para la simulación se consideró que el generador y la red eléctrica están totalmente disponibles, por lo tanto en el *software PVsyst* se ingresarán pérdidas nulas por indisponibilidad de ambos sistemas.

Pérdidas por decaimiento de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos

En los módulos fotovoltaicos se producen las pérdidas por envejecimiento o bien decaimiento de la eficiencia que en las fichas técnicas se pueden observar a través de gráficos que muestran el andamio de la eficiencia o en algunos casos la potencia de salida en función del tiempo. En general se consideran para los módulos de silicio policristalino que en 20 años la eficiencia es un 85 % respecto de la inicial, por lo que si la caída fuese lineal en el tiempo, corresponde a un decaimiento de 0,75 % anual [70]. Para el caso de los módulos utilizados en este proyecto, en la ficha técnica se garantiza una caída lineal de la potencia de salida por un período de 25 años. Tener en cuenta que este tipo de pérdidas no afecta los cálculos respecto al rendimiento del generador en el primer año.

Pérdidas LID (“Light Induced Degradation”)

Las pérdidas LID están asociadas a la degradación de los módulos fotovoltaicos en las primeras horas de funcionamiento respecto de los valores STC. En la simulación del *software PVsyst* se utilizó la opción de tomar los datos de las pérdidas LID desde las especificaciones de los módulos utilizados.

4.10. Valorización económica de la generación

A continuación se realiza una valorización económica de la energía generada anualmente para el caso del microgenerador de 10 kW. Primero, la energía generada anual del microgenerador es $E_{Anual}^{Gen} = 13,87 MWh$ (Ver tabla 4.1). Luego, dentro del pliego tarifario [68] se considera la tarifa doble horario residencial y el valor que corresponde al horario “fuera de punta” ($\$_{FP}$) pues éste incluye los horarios donde hay más generación comparado con el horario “de punta”. El valor de la energía en el rango horario elegido es de $\$_{FP} = 3,166 \$/kWh$, entonces el valor económico que tendrá la energía generada anual viene dada por la siguiente expresión:

$$E_{Anual}^{Gen} \times \$_{FP} \times 1000 \simeq \$43912 \quad (4.1)$$

Tener en cuenta que el valor económico real de la energía generada será superior al calculado, debido a que la expresión 4.1 no tiene en cuenta la energía generada fuera del rango horario considerado.

Costo de inversión

Respecto al costo de inversión se considera el valor aproximado de 3 USD/W_p obtenido de recabar información del mercado, dicho valor está sujeto a las condiciones del mismo. Para este caso que considera una potencia instalada de 10,56/kW_p, el costo de inversión es:

$$3 \text{ USD/W}_p \times 10560 \text{ W}_p = 31680 \text{ USD}$$

Considerando el tipo de cambio aproximado de 30 \$U por dólar, la inversión se verá amortizada en alrededor de 22 años.

Capítulo 5

Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

5.1. Introducción

La microgeneración supone un cambio importante en la dinámica de la red de distribución; se produce una transición de una red radial a una red con alimentación en ambos extremos de las líneas. Es entonces fundamental estudiar los efectos provocados por un amplio despliegue de microgeneración. 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. Existen otros efectos, la presencia del inversor ocasiona que haya inyección de corrientes armónicas, los generadores de tipo monofásico pueden incrementar el desbalance entre las líneas, y los sistemas de protección pueden empeorar su desempeño. Estos últimos efectos no serán analizados con profundidad pero serán comentados posteriormente.

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. Esta información se agrega en el apéndice A. A continuación se describen las redes analizadas de forma más detallada.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

Red rural

La red rural (ver figura 5.1) se compone de dos salidas en la subestación y 18 cargas con una potencia contratada total de 88,7 kW. El transformador de la subestación tiene una potencia de 50 kVA y la potencia de cortocircuito en bornes de media tensión es de 32 MVA. Además, el radial con la mayor extensión tiene un largo de 530 m, siendo éste a su vez el radial más extenso dentro de los tres tipos de redes a estudiar. Observar que, en primera instancia el transformador está subdimensionado si se lo compara con la potencia contratada total de las cargas alimentadas, sin embargo, en cuanto al consumo, la realidad indica que la potencia contratada en una carga no necesariamente implica que se hace uso de toda su magnitud. Más adelante, en la sección 5.5.1 se verá con más profundidad este último tema comentado junto con la carga del transformador y las líneas, en donde efectivamente para los casos base y al menos hasta el 50 % de despliegue en microgeneración instalada, el transformador no se sobrecarga.

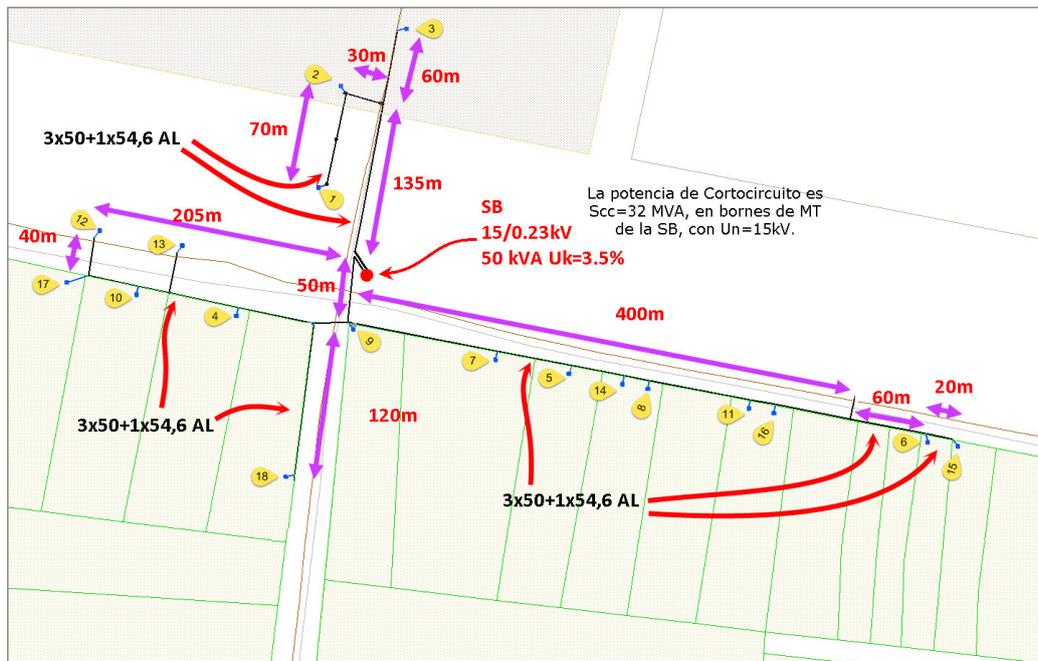


Figura 5.1: Red de distribución en baja tensión de tipo rural (obtenida a través de UTE).

5.1. Introducción

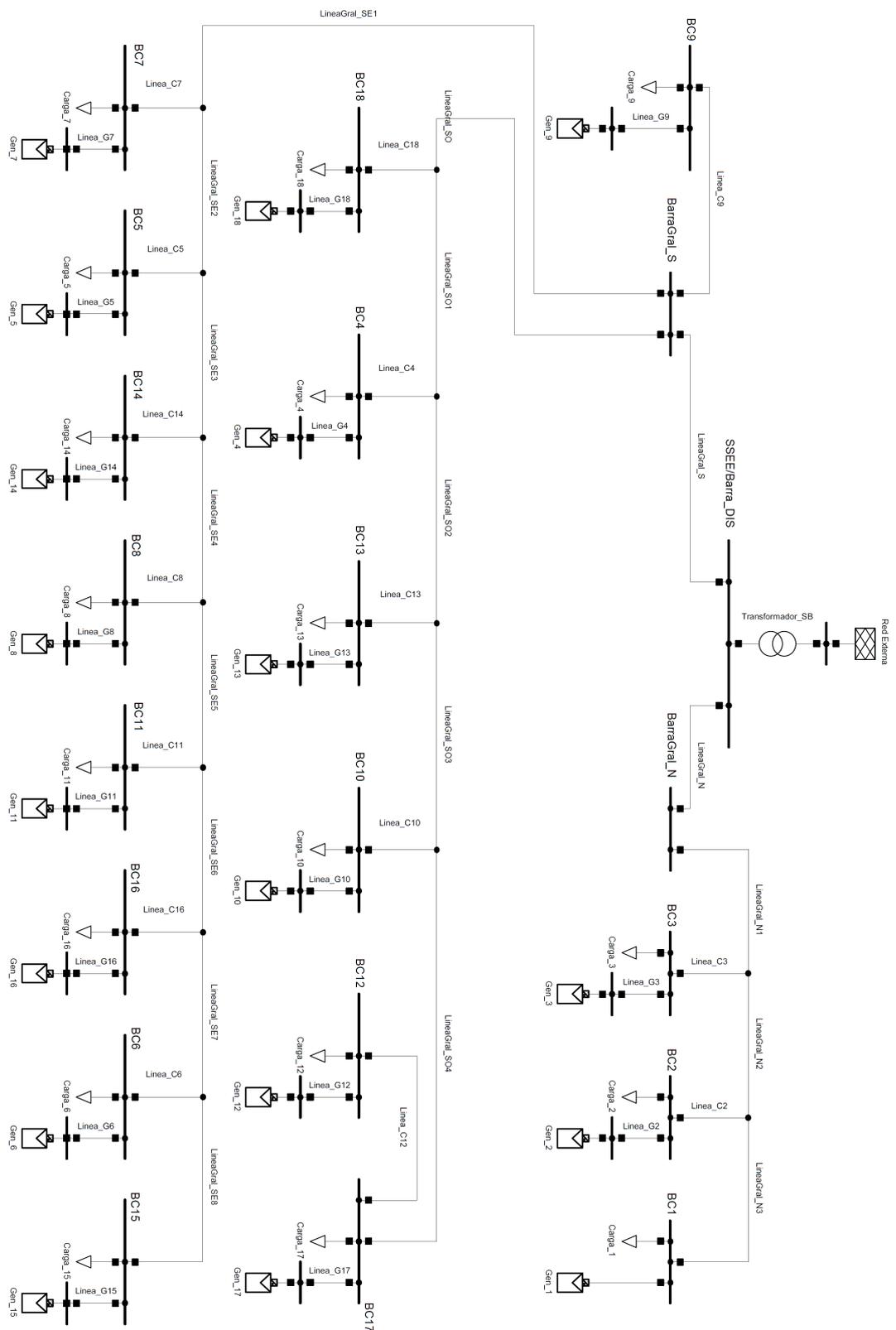


Figura 5.2: Unifilar de la red rural en el programa *Power Factory* de DlgSILENT GmbH.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

Red urbana

La red urbana (ver figura 5.3) está compuesta de siete salidas en la subestación y 25 cargas con una potencia contratada total de 426,3 kW. El transformador tiene una potencia de 400 kVA y la potencia de cortocircuito en bornes de media tensión es de 48 MVA. Por último, el radial con mayor extensión tiene un largo de 325 m.

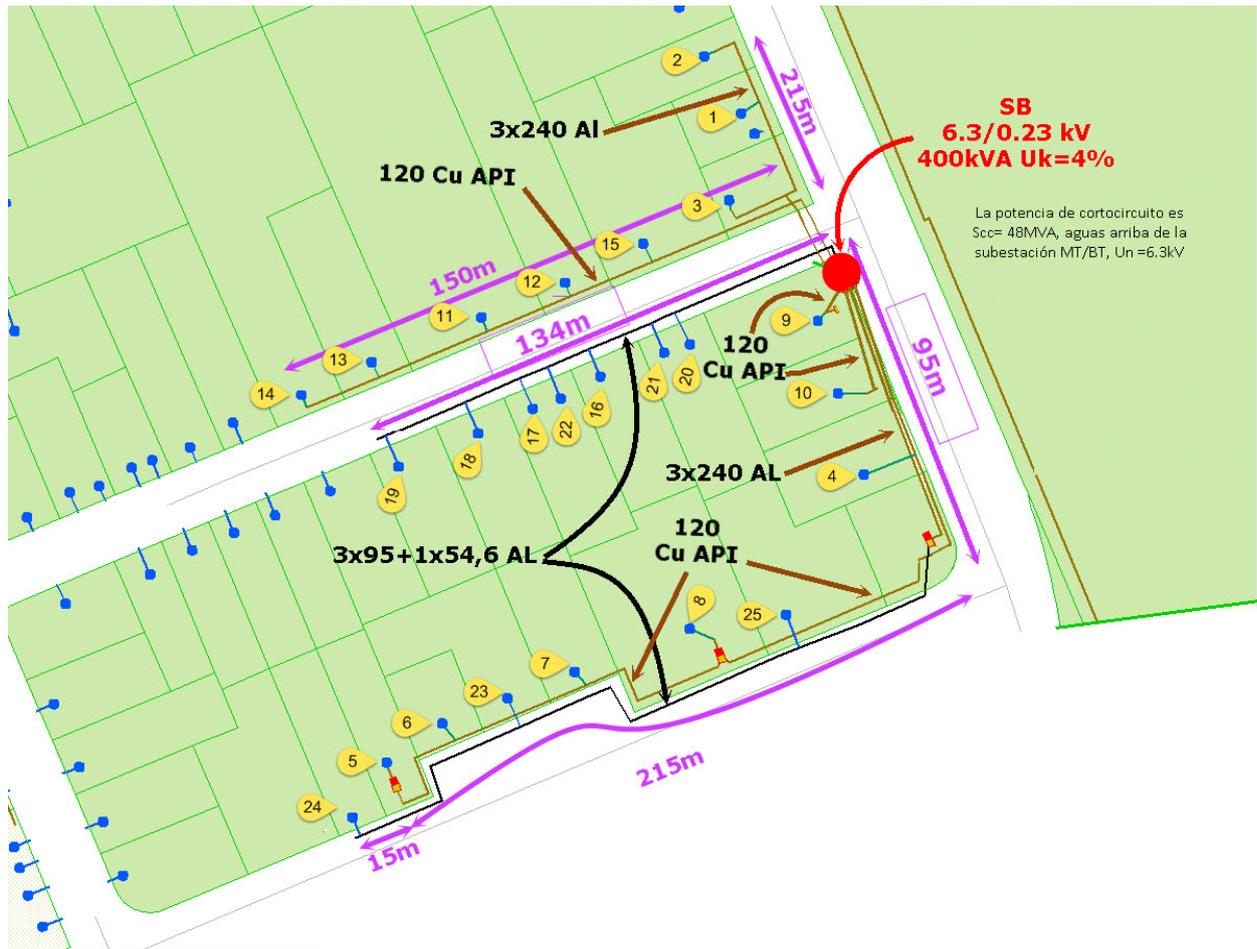


Figura 5.3: Red de distribución en baja tensión de tipo urbano (obtenida a través de UTE).

5.1. Introducción

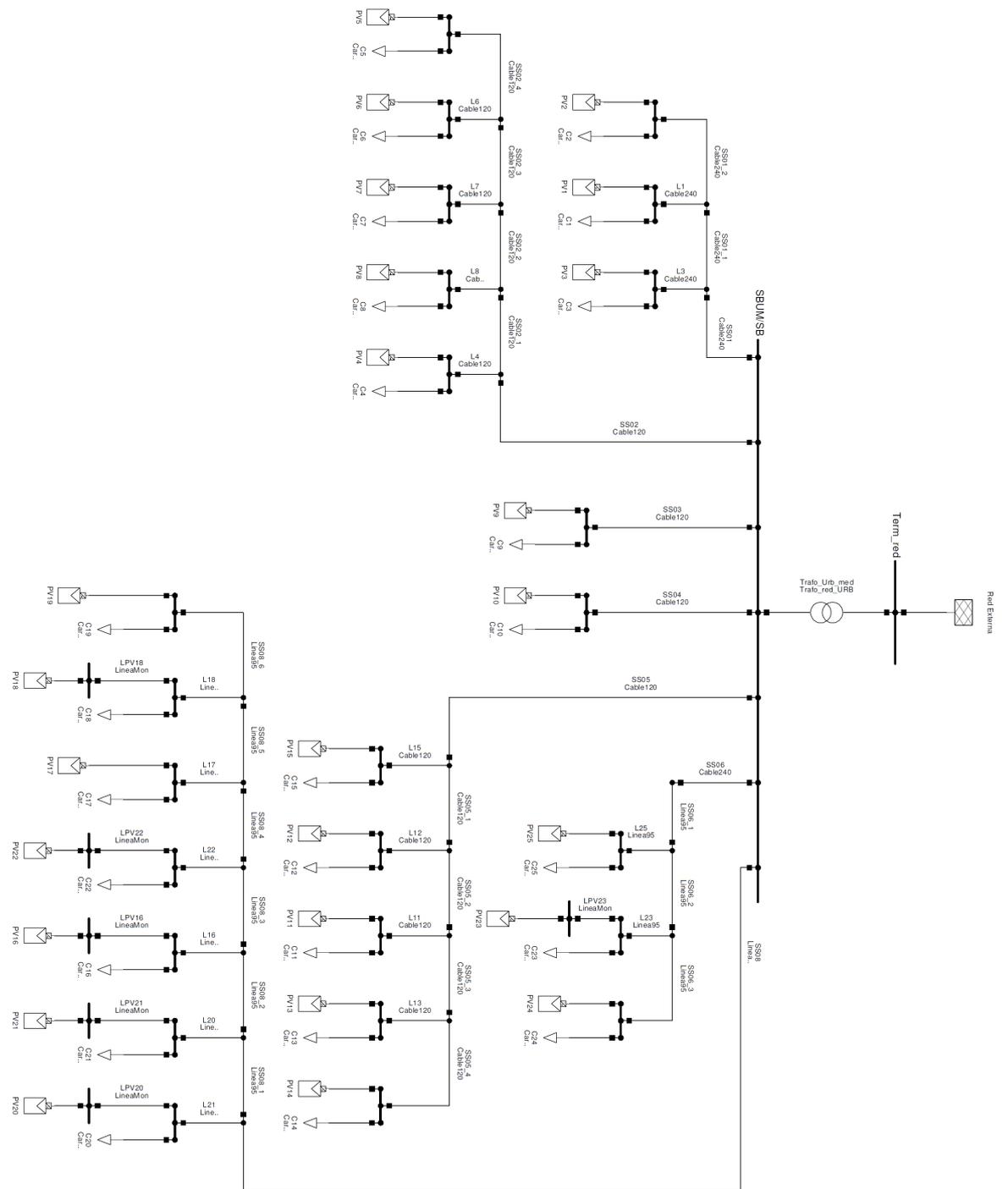


Figura 5.4: Unificar de la red urbana en el programa *Power Factory* de DigSILENT GmbH.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

Red industrial

La red industrial (ver figura 5.5) se desarrolla a través de tres salidas en la subestación y cuatro cargas con una potencia contratada total de 429 kW , siendo ésta la mayor de las tres redes tenidas en cuenta. El transformador tiene una potencia de 630 kVA y el radial con mayor extensión tiene un largo de 220 m . Finalmente, la potencia de cortocircuito en bornes de media tensión es de 74 MVA .

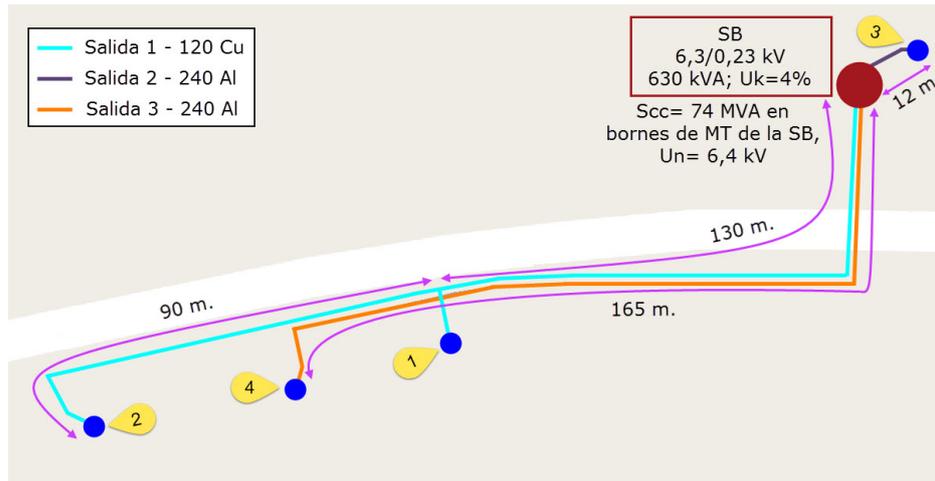


Figura 5.5: Red de distribución en baja tensión de tipo industrial (obtenida a través de UTE).

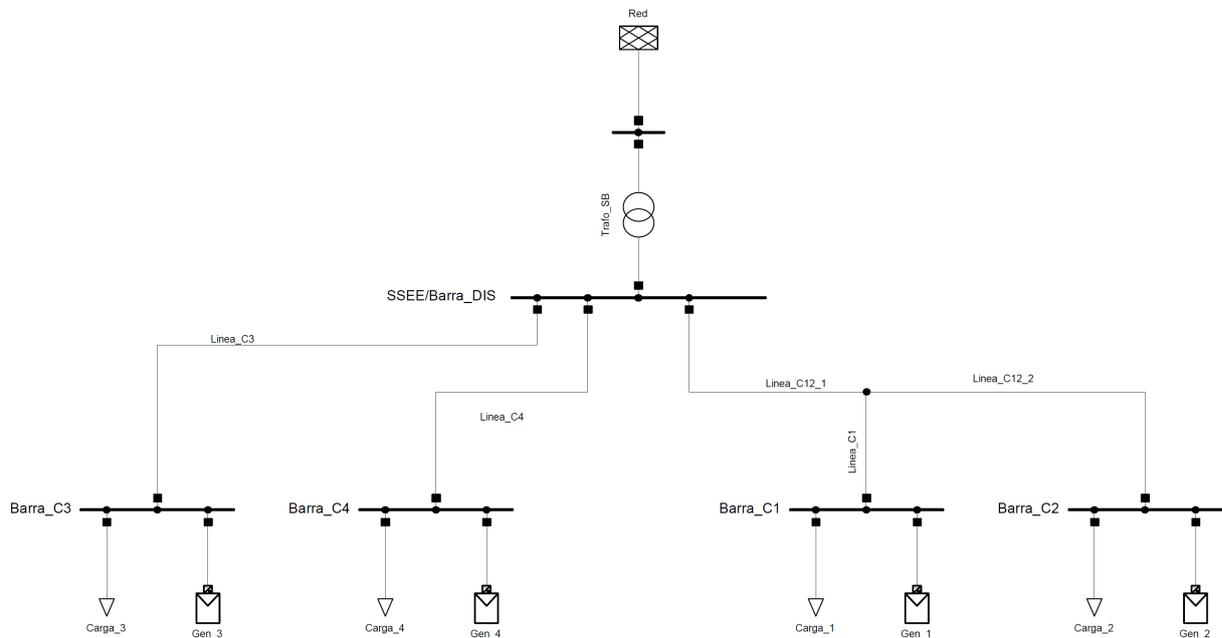


Figura 5.6: Unifilar de la red industrial en el programa *Power Factory* de DlgSILENT GmbH.

5.2. Metodología de trabajo

El procedimiento consistió en la realización de flujos de carga mediante el programa *Power Factory* de DIGSILENT GmbH ¹; a partir de los resultados de estas simulaciones se evaluaron las pérdidas en las líneas y 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, tienen una gran dependencia horaria y estacional, se ejecutaron simulaciones cuasi-dinámicas de todo un año. Para ello, se le asignó a cada carga una curva de consumo aproximada que fue realizada a partir de datos provistos por UTE. Los datos obtenidos de la distribuidora consisten en la potencia instantánea consumida por salida ² de la subestación considerada y los valores de potencia contratada de las cargas. A continuación se explica con un ejemplo la metodología utilizada para obtener la curva de consumo para cada carga. Se considera la carga C_1 perteneciente a la salida S_1 a la cual se encuentran conectadas " n " cargas. El vector con los valores de la curva de consumo de C_1 es:

$$[P_{C_1}] = \alpha_1 \times [P_{S_1}]$$

Con $\alpha_1 = \frac{P_{cont}^{C_1}}{\sum_{k=1}^n P_{cont}^{C_k}}$ y $[P_{S_1}]$ el vector de potencias instantáneas de la salida S_1 .

De lo anterior se interpreta que a través del coeficiente α_k cada carga consume una cantidad de potencia de la salida que es proporcional al peso que tiene su potencia contratada respecto a la suma de todas las potencias contratadas pertenecientes a la misma salida. Ante la falta de datos específicos de consumo correspondientes a cada carga, se supondrá válida la idea de que la relación entre potencias contratadas (a través de α_k) 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 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 *PVsys*. El uso del programa fue descrito en la sección 4.9, y los resultados se exponen en el apéndice D. Para el caso de los clientes industriales, se efectuaron, además, simulaciones con generadores de potencia acorde a la nueva normativa, esta potencia es calculada en función del consumo anual. Adicionalmente, las simulaciones realizadas fueron

¹<http://www.digsilent.de/index.php/products-powerfactory.html>

²Se obtuvieron los valores anuales en intervalos de 15 minutos. Estos valores son simulados a partir de los consumos de energías por tipo de cliente, calculadas con regresiones lineales con curvas base por tipos de consumos.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

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.

La metodología aplicada consistió, primeramente, en evaluar las magnitudes mencionadas (pérdidas y tensión) 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 contratada ³ (siempre el mismo porcentaje para todas las cargas); este porcentaje se incrementó desde 0% a 100% con pasos de 10%. Por otro lado, se estudió el efecto de colocar los generadores en los extremos de las líneas, el extremo cercano a la subestación y el lejano.

Finalmente, se analiza un caso adicional con la red industrial donde se ejecutaron las mismas simulaciones anteriores con la misma metodología excepto que la capacidad ingresada de los generadores se ajusta a la nueva normativa, o sea que, la capacidad instalada de los generadores será tal que la energía generada en un año es menor o igual que la consumida por la carga en el mismo período. Este último caso tiene por objetivo analizar los efectos técnicos que puedan ocurrir por el cambio de normativa.

La capacidad de los microgeneradores que se tendrá en cuenta para la nueva normativa resulta de la siguiente expresión:

$$P_{Gen} = \frac{E_{Dem}^{Annual}}{F_P \times 365d \times 24h} \quad (5.1)$$

Donde:

- E_{Dem}^{Annual} es la energía consumida por el cliente en un año.
- F_P es el factor de planta a utilizar, que estará entre el 15% y 18%, dependiendo del tamaño de la instalación del cliente.

³No se consideran aspectos vinculados al área disponible que podrían limitar la potencia de microgeneración a instalar.

5.3. Perfil de tensión

En las redes de distribución normalmente se utilizan circuitos del tipo radial donde en parte de su diseño se pretende que todas las cargas presenten un nivel de tensión que cumpla con las normativas vigentes en cada territorio. Los niveles que se considerarán aceptables en este trabajo serán los que cumplan alguna de las siguientes relaciones (dependiendo del ADT⁴) [80]:

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

$$\text{RED URBANA E INDUSTRIAL: } 0,90 \text{ pu} \leq U_{Pto.Conex.} \leq 1,06 \text{ pu}$$

En principio, el peor caso en cuanto a mayor caída de tensión⁵ es para la carga que se encuentra en la ubicación más lejana a la subestación mientras que la red se encuentre en condiciones de demanda máxima. Una posible solución a esta caída consiste en realizar un ajuste mediante el *tap* del transformador de la subestación⁶. En la figura 5.7 se muestra un radial con el comportamiento típico del perfil de tensión a través de alimentadores de media y baja tensión; en la figura también se muestra el efecto producido por el cambio de *tap*.

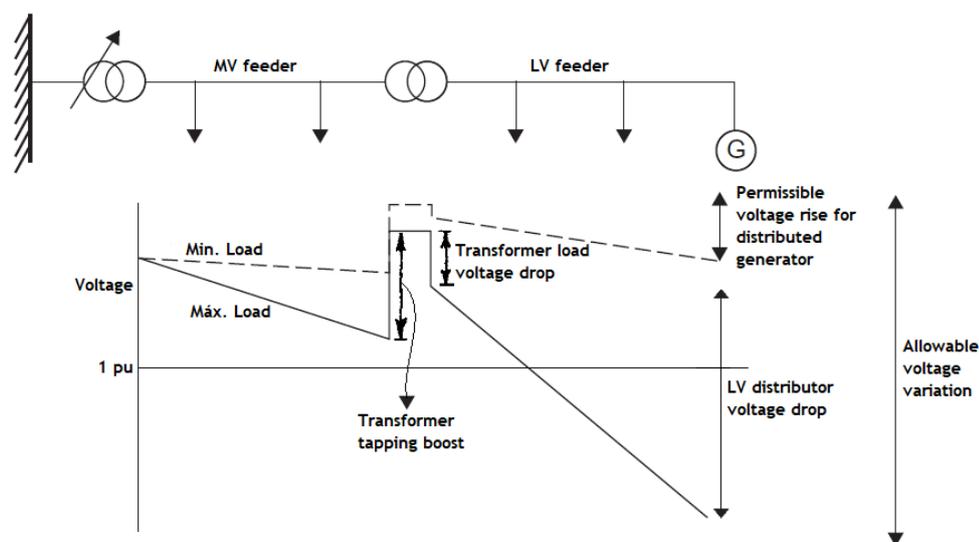


Figura 5.7: Perfil de tensión en un radial [81, 82].

Naturalmente, como en el caso de la figura 5.7, si se instala un generador en el extremo de la línea, habrán instantes en que cambiará de dirección el flujo de carga y por lo tanto esto afectará elevando el perfil de tensión asociado a la línea. Dichos instantes se darán cuando la generación supere a la demanda de la carga que está conectada en el mismo punto, provocando la inyección de potencia a la red. El

⁴ "Área de distribución tipo "

⁵ Sin la presencia de generadores.

⁶ Dispositivo capaz de cambiar la relación de transformación en un transformador permitiendo poder regular la tensión en el bobinado secundario.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

peor caso, respecto al posible incremento de tensión, en presencia de generadores conectados en baja tensión, es en la situación en que la demanda de la carga es mínima y la generación es máxima. Lo anterior se podría pensar en dos etapas de comportamiento del perfil de tensión, en primer lugar la tensión en la carga se supone adecuada y cercana al límite superior de la norma porque la demanda es mínima y luego, si se tiene en cuenta el efecto del generador inyectando energía a la red, la tensión aumentará aún más, pudiendo llegar a no cumplir con la normativa de calidad de energía.

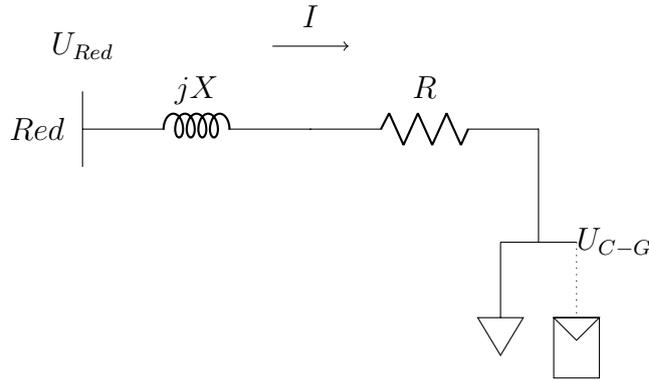


Figura 5.8: Esquema de una línea de alimentación a una carga que puede contar con una instalación fotovoltaica, se especifican la resistencia e inductancia de la línea.

Si se considera el circuito de la figura anterior, en el que se muestran la inductancia y resistencia de la línea, una expresión aproximada del aumento de tensión en barras del generador es la siguiente [81]:

$$\Delta U = U_{C-G} - U_{Red} = \frac{PR + QX}{U_{Red}} \quad (5.2)$$

Sea B_{C-G} la barra donde se encuentran conectados a la red de baja tensión la carga y generador considerados, entonces:

$$\left\{ \begin{array}{l} P : \text{Potencia activa neta inyectada a la red en } B_{C-G}. \\ Q : \text{Potencia reactiva neta inyectada a la red en } B_{C-G}. \\ R : \text{Resistencia de la línea.} \\ X : \text{Reactancia de la línea.} \\ U_{Red} : \text{Tensión de red.} \end{array} \right.$$

Como se puede observar en la expresión 5.2, el aumento de tensión se podría controlar haciendo que el inversor del generador actúe como una carga inductiva, consumiendo reactiva. Sin embargo, el control de tensión por consumo de potencia reactiva es más eficiente en redes de media tensión, donde las líneas poseen una relación X/R elevada, mientras que en las redes de distribución el efecto dominante está marcado por la transferencia de potencia activa y la resistencia de las líneas. En el caso en que se conecte una carga en el punto de conexión del generador, caso de microgeneración, el parámetro P de la expresión 5.2 será $P = P_{gen} - P_{carga}$ y

5.3. Perfil de tensión

considerando además, que en distribución se cumple $X \ll R$, entonces la diferencia de tensión ΔU dependerá principalmente de la potencia generada, la potencia consumida y la resistencia de las líneas [81].

Para las simulaciones realizadas, se considera que el generador no entrega ni consume potencia reactiva ($Q_{gen} = 0$), resultando $Q < 0$ ⁷ debido a que las cargas son del tipo inductivas.

Como se comentó anteriormente, para analizar los efectos en el perfil de tensión causados por el despliegue de microgeneración en las redes rural, urbana e industrial, en primera instancia se aumenta progresivamente la capacidad de generación instalada en todas las cargas y en otro caso se analizan los efectos cuando se instala microgeneración en los extremos de las líneas. Finalmente, para algunos casos en particular en que no se cumplan las limitaciones del nivel de tensión, se analizará una posible solución mediante el ajuste del *tap* del transformador de la subestación, mediante el cual se modifica la relación de transformación y se baja la tensión en la barra de salida.

⁷Respecto de la expresión 5.2.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

5.3.1. Red rural

A continuación se presentan los resultados para la red rural de los efectos producidos por la microgeneración bajo dos escenarios en general. El primero consta de un aumento progresivo de la capacidad fotovoltaica para todos los clientes considerando igual porcentaje de capacidad respecto de sus potencias contratadas individuales. El segundo implica la instalación de microgeneración sólo en los extremos de los radiales⁸, considerando la capacidad de generación igual a la potencia contratada de los clientes que correspondan.

Respecto del primer escenario, como se puede observar en la figura 5.9, a partir del 50 % de despliegue de microgeneración instalada se comienza a rebasar el límite superior en tensión que indica la normativa. En dicha figura, como en la 5.10 y 5.11, se muestran los perfiles de tensión de la barra más cercana (BC9) y la más lejana (BC15). La elección de dichas barras se realiza considerando que la más lejana (BC15) es la primera en exceder el límite de tensión en la red y a su vez porque es notoria la diferencia con la barra más cercana (BC9) en el impacto respecto de sus ubicaciones, efecto que fue comentado en la introducción a este tema con la expresión 5.2.

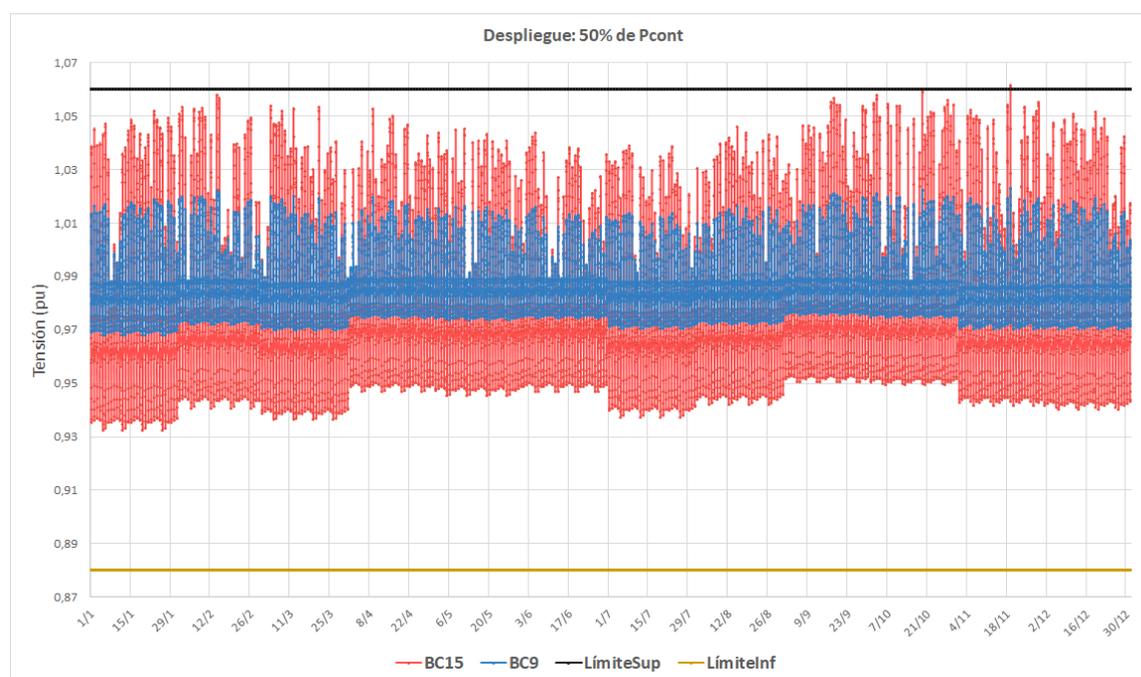


Figura 5.9: Perfil de tensión de las barras BC15 y BC9 en presencia de un despliegue uniforme del 50 % de capacidad fotovoltaica entre la totalidad de las cargas.

Para el caso del 60 % de despliegue en microgeneración se nota claramente que se excede el límite de tensión en una cantidad de instantes en el año significativa-

⁸Dentro de lo que se consideran varios casos.

5.3. Perfil de tensión

mente mayor que en el caso del 50 % de despliegue. En la tabla 5.1 se muestran los valores de tensión en el instante donde se supera el límite en mayor magnitud. Se puede observar en dicha tabla, que el 50 % de capacidad instalada se podría considerar como un límite que cumple la normativa, ya que el valor de 1,061 pu excede la misma en 0,1 %, correspondiente a 0,23 V, lo que se considera despreciable.

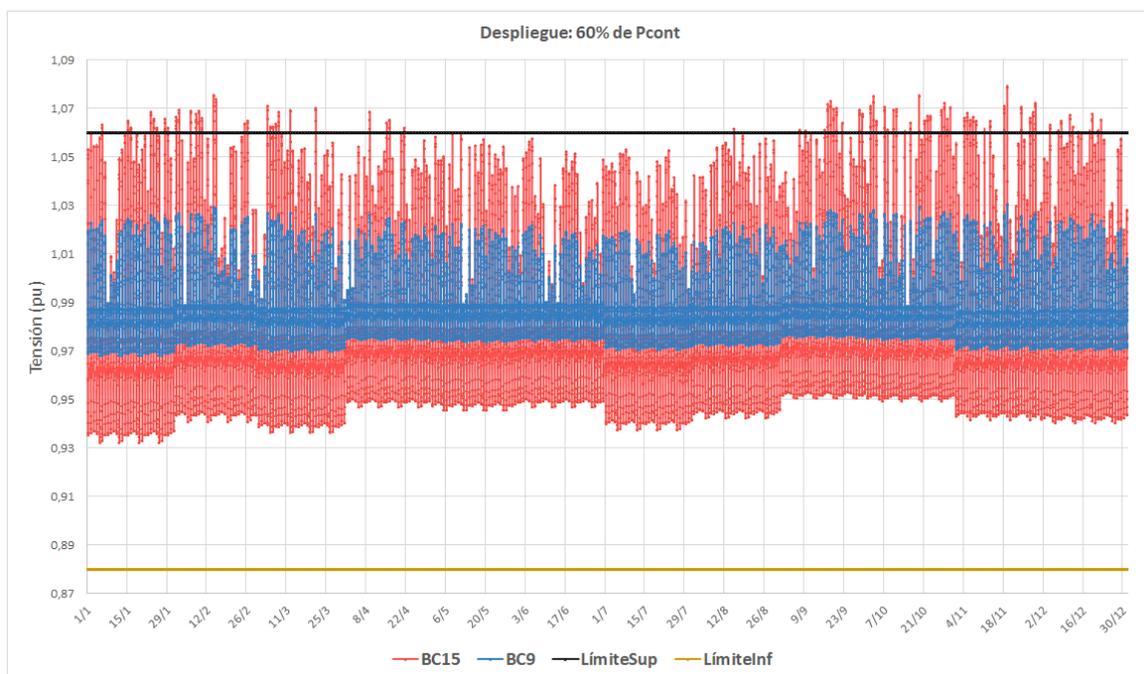


Figura 5.10: Perfil de tensión de las barras BC15 y BC9 en presencia de un despliegue uniforme del 60 % de capacidad fotovoltaica entre la totalidad de las cargas.

Con el objetivo de observar cómo afecta el ajuste del tap del transformador al perfil de tensión de la red, se realizaron simulaciones para distintas penetraciones⁹ en microgeneración ajustando el tap de manera que la tensión en el secundario se reduzca un 5 % y cuyos resultados se muestran en la figura 5.11. De los resultados se concluye que el límite de capacidad de 50 % encontrado anteriormente se puede mejorar hasta el 80 % por el ajuste del tap. Además, se observa que a pesar de que se supere el límite (ver tabla 5.1), esto sucede en muy pocos instantes en el año y en una magnitud de 0,5 % aproximadamente, lo que serían 1,15 V y por lo tanto, por estas dos razones se considera despreciable el rebase del límite.

⁹Uniforme en todas las cargas.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

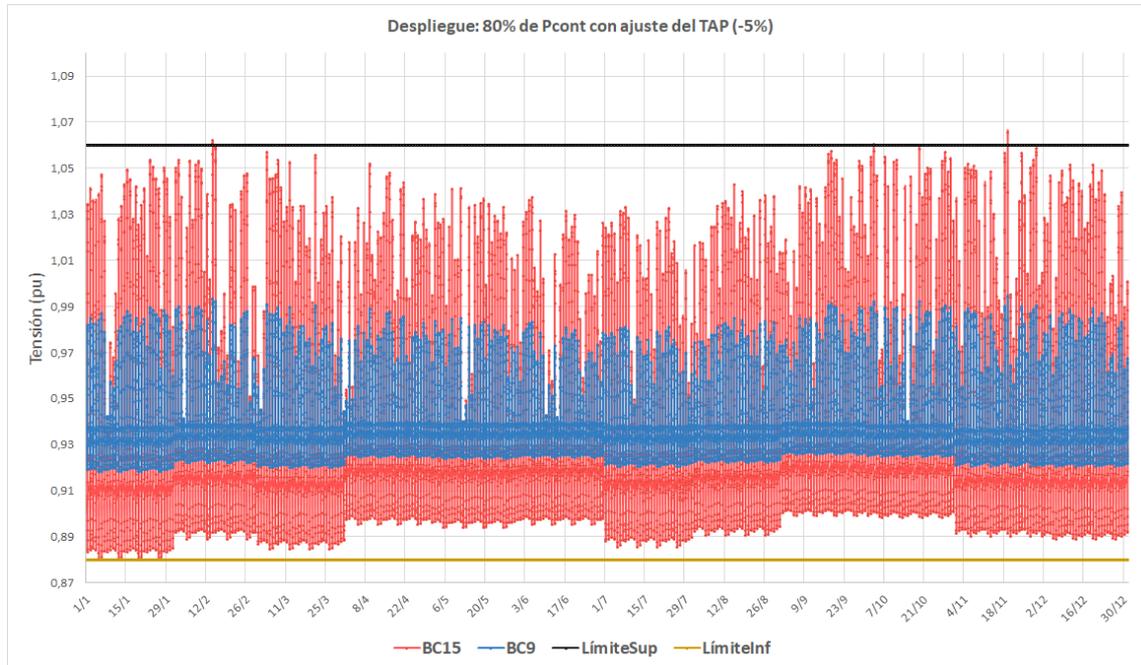


Figura 5.11: Efecto causado por el ajuste del tap del transformador en el caso del 80 % de despliegue de FV.

Barra	Tensión (pu)			
	Caso base 0 %	Despliegue de 50 %	Despliegue de 60 %	Despliegue de 80 % (C/ajuste de TAP)
BC15	0,9650	1,0610	1,0785	1,0653
BC9	0,9824	1,0228	1,0301	0,9945

Tabla 5.1: Valores de tensión del día 19/11 a las 12hrs, donde se supera en mayor medida el límite de tensión.

Pasando al segundo escenario general, como se comentó anteriormente, se analizan los efectos de la microgeneración instalada en distintas ubicaciones, cuyos resultados se muestran en las figuras 5.12 y 5.13 ¹⁰.

Los dos grandes casos considerados son cuando se instala microgeneración sólo en las barras más lejanas (BC15, BC12 y BC1) y sólo en las barras más cercanas (BC2 y BC9) sin importar que pertenezcan a distintas salidas. También, son considerados los casos individuales de las barras anteriores, instalando microgeneración solamente en cada una de ellas.

¹⁰Tener en cuenta que para el caso en que se instala microgeneración en BC9 se debe comparar con el caso base del día 14/02, pues el instante de generación máxima para ese microgenerador ocurre en ese día.

5.3. Perfil de tensión

Para realizar las simulaciones fue necesario elegir instantes que fuesen relevantes y donde se viera reflejado en mayor medida el efecto de la microgeneración. Los instantes elegidos son aquéllos donde la generación es máxima, y por otro lado el instante en que la demanda (total de la red) es mínima con generación máxima en las barras correspondientes.

A continuación se analizarán cuatro casos que se indican en la tabla 5.2 y para los que puede ser de utilidad también observar la figura 5.1.

Caso	Clientes con microgeneración	Descripción
1	BC15, BC12 y BC1	Barras más lejanas
2	BC2 y BC9	Barras más cercanas
3	BC15	Barra más lejana
4	BC9	Barra más cercana

Tabla 5.2: .

Para el caso 1, en el instante de mayor generación, el microgenerador que influye más en los cambios del perfil de tensión es el que se encuentra en BC1. Lo que sucede es lo esperado debido a que la potencia instalada de generación en BC1 (12 *kWp*) es considerablemente mayor que la instalada en BC12 y BC15 (5,7 *kWp* y 2,2 *kWp* respectivamente). Respecto al efecto en las demás barras, naturalmente las que se ven más afectadas ¹¹ son las que se encuentran cerca de la microgeneración, por ejemplo, la tensión en BC2 aumenta 3,6%, en BC6 aumenta 2,8% y en BC17 3,0%. Por otro lado, la tensión de la barra más cercana a la subestación (y más lejana de la microgeneración) aumenta en 1,4%¹².

En el instante de menor demanda y mayor generación (ver figura 5.13) el impacto de la microgeneración es significativamente menor a pesar de que el comportamiento es similar al analizado en el instante anterior, es decir, las barras más afectadas son las que se encuentran en las cercanías de la microgeneración. Por ejemplo, para las barras más cercanas a la microgeneración, la tensión aumentó un 0,8% en BC2 y 0,7% aproximadamente en BC6 y BC17.

Para el caso 2 se observa que los efectos son menos considerables que en el caso anterior, por ejemplo en el instante de mayor generación, el aumento de tensión en las barras más cercanas a la microgeneración son de 1,4% en BC1 y 0,58% en BC4 y BC7 aproximadamente. Resultados similares tienen las barras más lejanas, BC12 y BC15. Al igual que en el caso anterior, los efectos en el instante de menor demanda y mayor generación son bastante menos notorios.

Los casos 3 y 4 permiten observar, además de los efectos asociados a la ubicación respecto de la subestación, el efecto que tiene la microgeneración en aquellas

¹¹De manera beneficiosa en los casos en que la tensión se acerca más al valor nominal (1 *pu*).

¹²Conviene aclarar, que a pesar de que en una primera impresión los valores de porcentajes manejados son pequeños, vale la pena recordar que para superar el límite de la normativa basta con un aumento del 6% respecto de la tensión nominal (1 *pu*).

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

salidas a la cual no pertenece. Analizando el instante que tiene mayor impacto, aquel asociado a la generación máxima, se puede observar que las barras más afectadas nuevamente son las más cercanas a la microgeneración donde por ejemplo en el caso 3 el aumento de la tensión en las barras BC6 y BC16 son del 1,7% y 1,3% respectivamente y en el caso 4 el aumento de la tensión en las barras BC4 y BC7 es de aproximadamente 0,4%. Teniendo en cuenta que la capacidades en microgeneración instaladas en los casos 3 y 4 son similares (2,2 kW y 3,3 kW respectivamente), se puede decir que el perfil de tensión es más sensible cuando se instala microgeneración lejos de la subestación. Respecto del efecto que tiene en otras salidas, se puede observar por ejemplo, que el aumento de tensión en BC1 es del 0,1% y 0,2% en los casos 3 y 4 respectivamente, es decir, la salida a la cual no pertenece la microgeneración instalada se ve afectada en mayor medida si la microgeneración se instala más cerca de la subestación.

En resumen, del estudio de despliegue uniforme y con la ayuda del ajuste en el tap del transformador, se obtiene el límite de 80% de potencia instalada respecto de la contratada. Del análisis posterior, se observa un mayor impacto en los clientes que se encuentran cerca de la microgeneración y a su vez en el instante de máxima generación. A través del análisis de los casos de la tabla 5.2, se nota que el efecto es más evidente cuando se instala microgeneración lejos de la subestación, independientemente si se hace en una salida o en varias. Junto con lo anterior y teniendo en cuenta que los clientes lejanos son más propensos a tener bajas tensiones, resulta más beneficioso entonces la microgeneración cercana a dichos clientes. También se observó el efecto de la microgeneración en salidas a la cual no pertenece, concluyendo que el impacto es mayor si el microgenerador se encuentra más cercano a la subestación.

Finalmente cabe destacar, que todos los efectos observados aumentan de manera considerable si la potencia involucrada es mayor.

5.3. Perfil de tensión

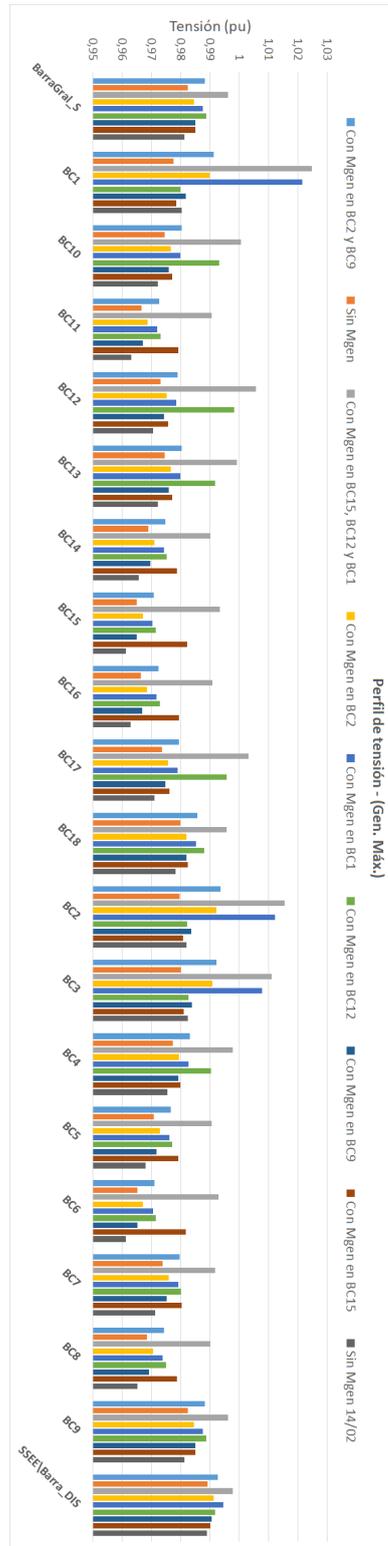


Figura 5.12: Perfil de tensión en la red rural para distintas ubicaciones del despliegue en microgeneración (Caso de generación máxima).

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

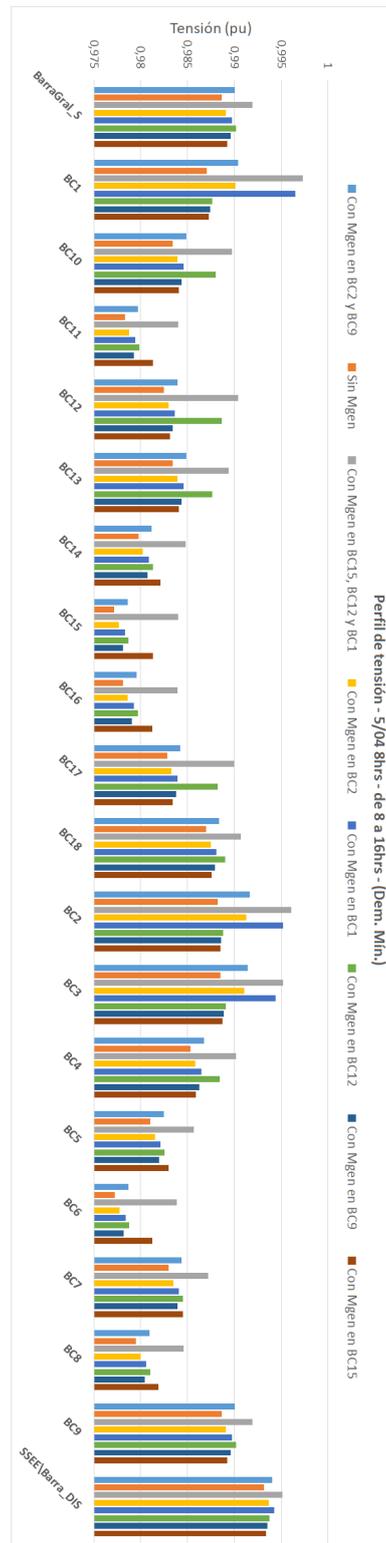


Figura 5.13: Perfil de tensión en la red rural para distintas ubicaciones del despliegue en microgeneración (Caso de demanda mínima).

5.3.2. Red urbana densidad media

Como se dijo previamente, se espera que, ante un incremento de la microgeneración, la tensión en las barras de conexión de los clientes se eleve. Esto sucede efectivamente, como se puede apreciar en la tabla 5.3. En ella se presentan las tensiones máximas por cada salida de la red en el caso base y en el caso de máximo despliegue. Una primera observación es que, mientras que en el caso base la tensión máxima se produce en los momentos en que la demanda es mínima, en el caso de máximo despliegue de microgeneración, la tensión máxima se da cuando la generación fotovoltaica alcanza sus máximos valores ¹³. Por otro lado, se puede apreciar que, contrariamente a lo que sucede en el caso base, la máxima tensión se da en la barra más alejada a la subestación. Esto se explica por el hecho de que el flujo de potencia activa se invierte, yendo del extremo más lejano hacia la subestación, tal como se expuso en la sección 5.3.

Salida	Caso base 0%			Despliegue de 100%		
	Tensión (p.u.)	Barra	Fecha	Tensión (p.u.)	Barra	Fecha
SS01	1,000	BC3	31/12 00:00	1,016	BC2	19/11 12:00
SS02	1,000	BC4	31/12 00:00	1,067	BC5	19/11 12:00
SS03	0,999	BC9	31/12 00:00	1,011	BC9	19/11 12:00
SS04	0,999	BC10	31/12 00:00	1,011	BC10	19/11 12:00
SS05	1,000	BC15	31/12 00:00	1,050	BC14	19/11 12:00
SS06	1,000	BC25	31/12 00:00	1,032	BC24	23/01 13:00
SS08	0,998	BC20	30/03 04:00	1,056	BC19	19/11 12:00

Tabla 5.3: Tensión máxima por salida en el caso sin microgeneración y en el caso de un despliegue máximo, para la red urbana.

Se observa que la tensión máxima de la salida SS02 supera el límite superior de tensión establecido en el Reglamento de Calidad de Energía. Esto ocurre para las barras BC5 y BC6, las más alejadas de la subestación y con alta potencia contratada (25 kW y 20 kW respectivamente)¹⁴, varios días en el año en los que la generación es alta (ver figuras 5.14 y 5.15). A modo de ejemplo se muestra este efecto para el día 19 de noviembre en las gráficas de la figura 5.16; en 5.16a, la tensión se grafica junto con la generación para poder apreciar cómo va evolucionando en función de ésta. Esto conllevaría a que no se pueda instalar el máximo de generación posible (potencia contratada) pues se violarían los límites permitidos de tensión. Este problema desaparece cuando el despliegue es del 90 %, como se puede observar en las figuras 5.14b y 5.15b, siendo éste un límite aparente de la microgeneración.

Sin embargo, como se mencionó anteriormente, otra posible solución, que no

¹³En realidad se da cuando se maximiza la diferencia generación-consumo, pero en general, para cierto tipo de consumidor, el momento de máxima generación es de muy bajo consumo.

¹⁴En la tabla 5.3 no aparece BC6 pues sólo se muestra el máximo que se da para BC5.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

implicaría limitar la generación al 90 % de la potencia contratada, es cambiar la posición del *tap* del transformador de la subestación [83]. Esto se confirmó mediante simulaciones con el transformador en la posición +2,5 % en el lado de alta tensión. Los resultados se pueden ver en las tablas 5.4 y 5.5; en la tabla 5.4 se muestran las nuevas tensiones máximas en el caso de máximo despliegue, se observa que éstas no superan el máximo de 1,06 p.u.. A su vez, en la tabla 5.5 se muestran las tensiones mínimas cuando no hay microgeneración (caso base u horas nocturnas), las cuales, si bien disminuyen a causa del cambio del *tap* del transformador, se mantienen superiores al límite inferior establecido (0,90 p.u.).

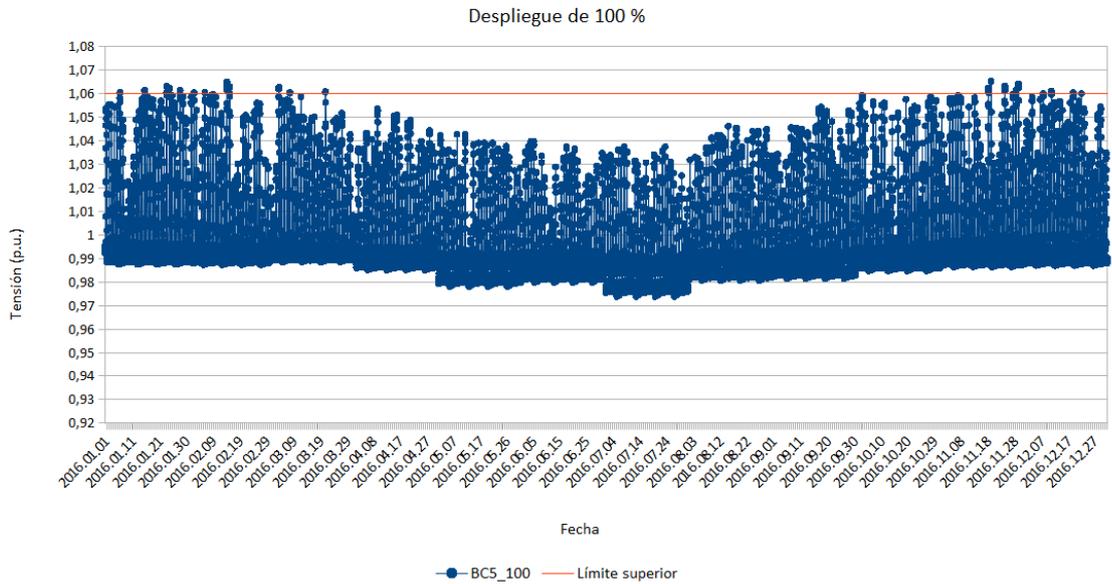
Salida	Tensión (p.u.)	Barra	Fecha
SS01	0,992	BC2	19/11 12:00
SS02	1,044	BC5	19/11 12:00
SS03	0,986	BC9	19/11 12:00
SS04	0,987	BC10	19/11 12:00
SS05	1,026	BC14	19/11 12:00
SS06	1,009	BC24	23/01 13:00
SS08	1,033	BC19	19/11 12:00

Tabla 5.4: Tensiones máximas por salidas en caso de máximo despliegue de microgeneración, con un cambio de la posición del *tap* del transformador.

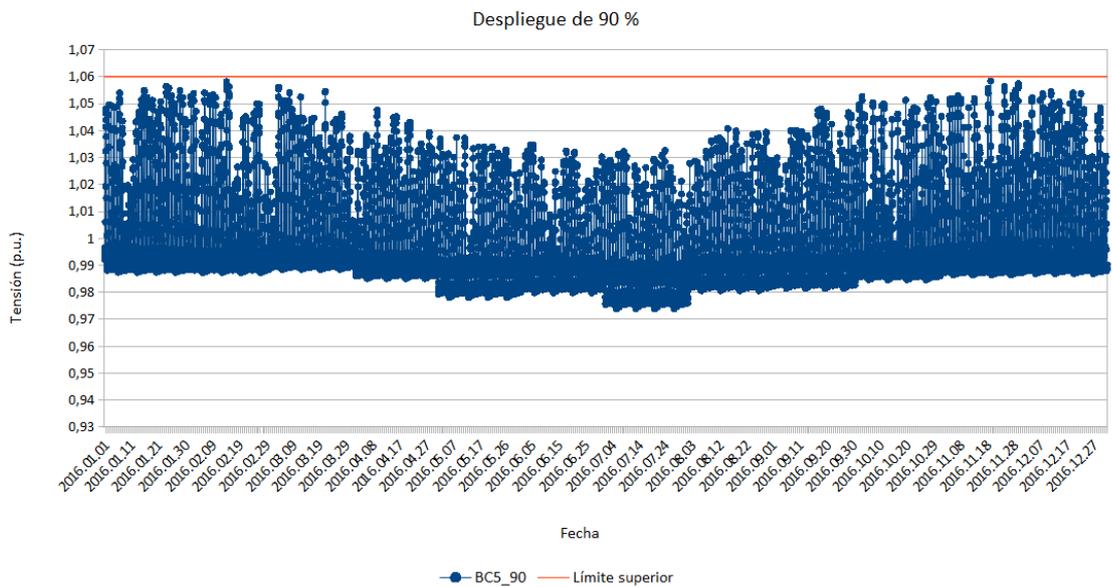
Salida	Tensión (p.u.)	Barra	Fecha
SS01	0,963	BC2	5/7 21:00
SS02	0,947	BC5	5/7 21:00
SS03	0,968	BC9	5/7 21:00
SS04	0,968	BC10	5/7 21:00
SS05	0,946	BC14	5/7 21:00
SS06	0,926	BC24	5/7 21:00
SS08	0,950	BC19	5/7 21:00

Tabla 5.5: Tensiones mínimas por salidas en caso sin microgeneración, con un cambio de la posición del *tap* del transformador.

5.3. Perfil de tensión



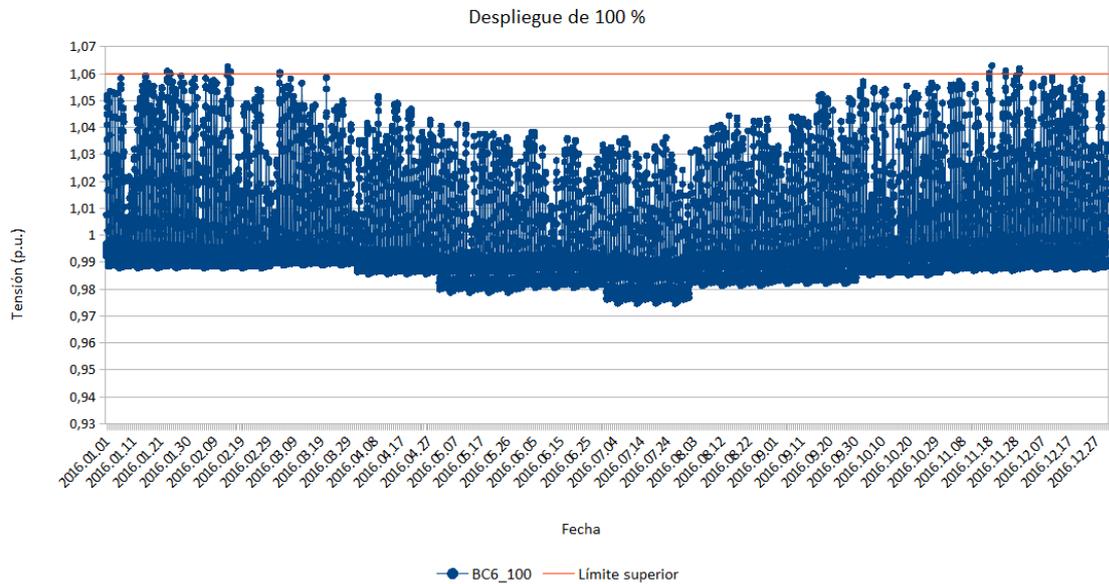
(a) Perfil de tensión de la barra BC5 en presencia de un despliegue uniforme de 100 % de microgeneración (rojo) y generación del generador asociado (verde).



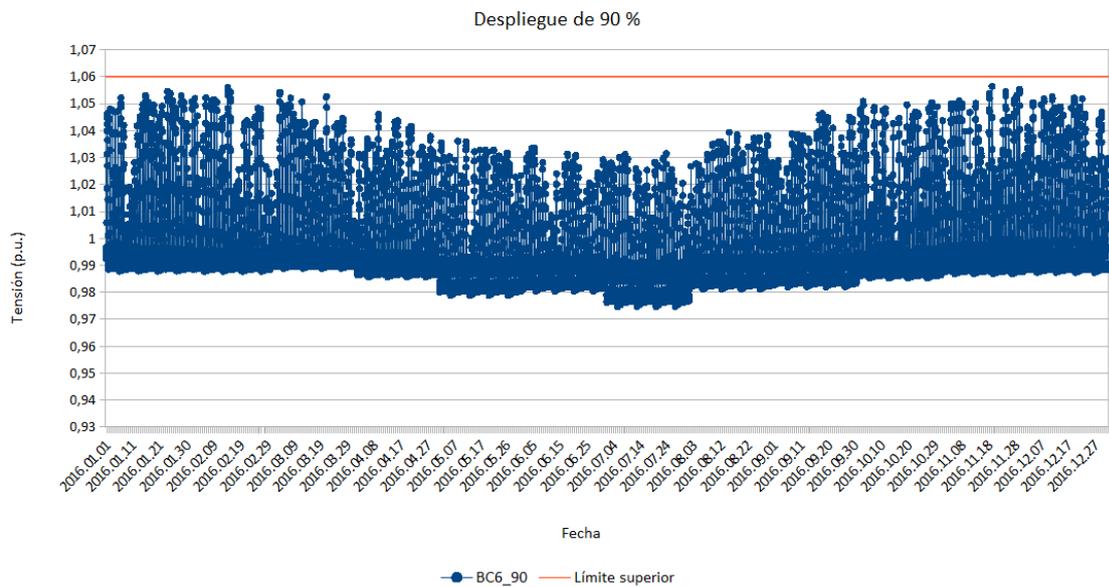
(b) Perfil de tensión de la barra BC5 en presencia de un despliegue uniforme de 90 % de microgeneración.

Figura 5.14: Perfil de tensión de la barra BC5.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución



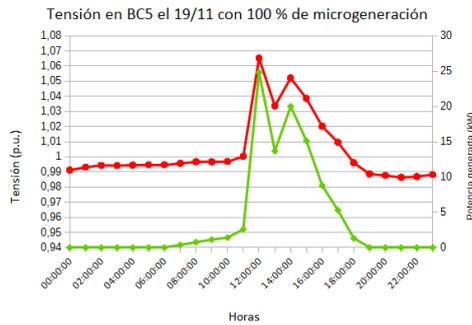
(a) Perfil de tensión de la barra BC6 en presencia de un despliegue uniforme de 100 % de microgeneración.



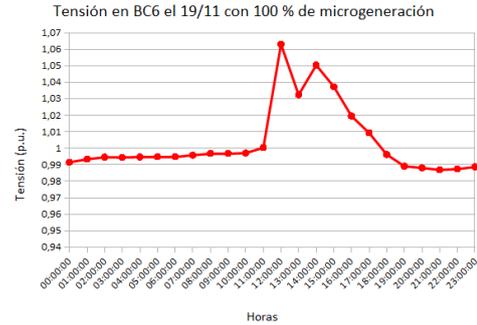
(b) Perfil de tensión de la barra BC6 en presencia de un despliegue uniforme de 90 % de microgeneración.

Figura 5.15: Perfil de tensión de la barra BC6.

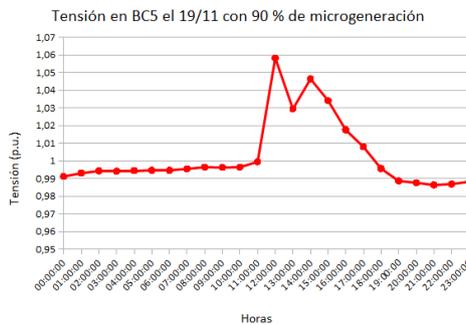
5.3. Perfil de tensión



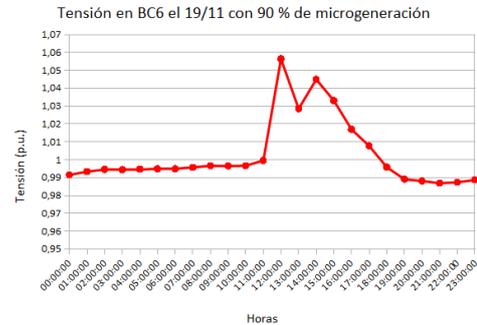
(a) Perfil de tensión de la barra BC5 con 100 % de microgeneración.



(b) Perfil de tensión de la barra BC6 con 100 % de microgeneración.



(c) Perfil de tensión de la barra BC5 con 90 % de microgeneración.



(d) Perfil de tensión de la barra BC6 con 90 % de microgeneración.

Figura 5.16: Tensión en las barras BC5 y BC6 con 100 % y 90 % de despliegue de microgeneración, el día de máxima generación.

Es interesante notar que esta red urbana de densidad media, no se ve tan afectada en cuanto a tensión como la red rural de densidad baja de la sección anterior. Esto se debe a que las longitudes de las líneas de la red urbana son bastante menores a las de la rural, disminuyendo así su resistencia y por tanto su caída (o incremento) de tensión.

Al igual que en la red rural, se llevaron a cabo una serie de simulaciones variando la posición de las instalaciones de microgeneración; en particular, se buscó visualizar el impacto de colocar generadores en los extremos de las salidas. Se toma como ejemplo la salida SS02, que tiene la máxima longitud de la red y, además, sus clientes poseen potencias contratadas altas (de 12 kW a 33 kW). En la tabla 5.6 se exponen todos los casos estudiados.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

Caso	Clientes con microgeneración	Descripción	Potencia total (kW)
1	BC2, BC5, BC14, BC19	Barras más lejanas	88,0
2	BC3, BC4, BC9, BC10, BC15, BC25	Barras más cercanas	133,8
3	BC4	Barra más lejana de SS02	33,0
4	BC5	Barra más cercana de SS02	25,0
5	BC14	Barra más lejana de SS05	19,0
6	BC15	Barra más cercana de SS05	26,3
5	BC24	Barra más lejana de SS06	9,9
6	BC25	Barra más cercana de SS06	9,5
7	BC25	Barra más lejana de SS08	30,9

Tabla 5.6: Casos estudiados respecto a el efecto de la posición de la microgeneración.

En la figura 5.17 se muestra la tensión en las distintas barras que componen la salida SS02 de acuerdo a los casos 1, 2, 3 y 4 de la tabla, comparando con el caso en que no hay ninguna instalación de microgeneración. La gráfica corresponde al instante de mayor generación, en el que el efecto en la tensión es más notorio. Como ya fue mencionado, instalar generación trae como consecuencia un aumento en la tensión de las barras, lo cual es apreciable en 5.17. Se observa, además, que la mayor elevación de tensión se produce cuando las instalaciones están en las barras más lejanas. En la figura 5.18 se muestra el unifilar de la salida 2 de *Power Factory*; se puede observar que esta salida es de las más largas de la red, estando *BC5* a una distancia de 260 m de la subestación, lo cual explica, haciendo uso de la ecuación 5.2, su incremento de tensión cuando cuenta con un generador fotovoltaico.

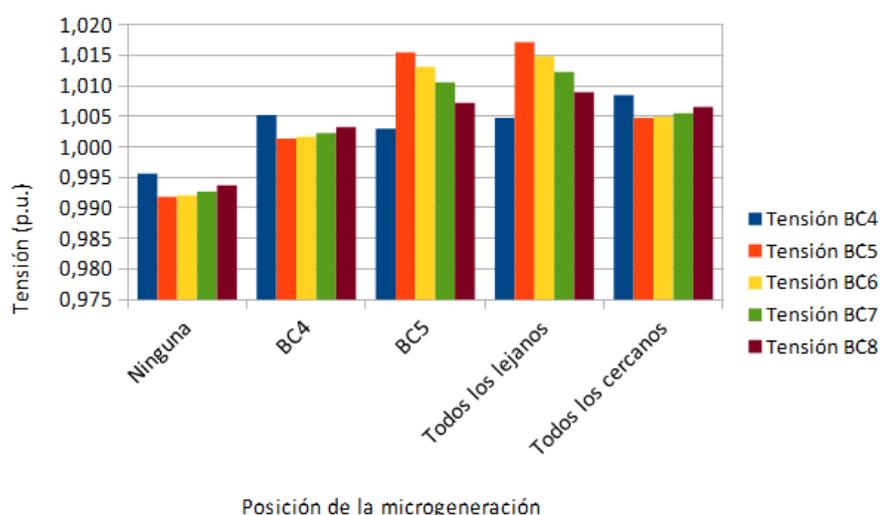


Figura 5.17: Tensión en las barras de la salida SS02 según la posición donde se instale la microgeneración.

5.3. Perfil de tensión

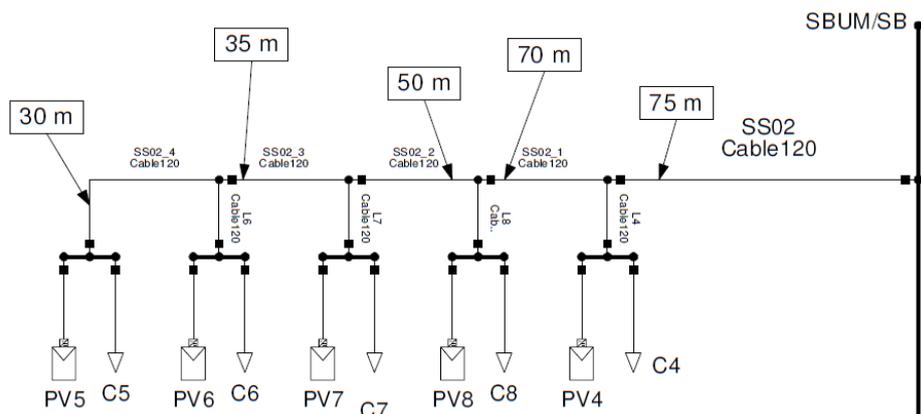


Figura 5.18: Unifilar de *Power Factory* de la salida 2.

5.3.3. Red industrial

A continuación se presentan los resultados¹⁵ de las simulaciones en perfil de tensión para la red industrial, de forma similar a las redes anteriores, excepto que en este caso se considerará el efecto de aplicar la nueva normativa. Recordar que, la nueva normativa implica que la energía generada por la microgeneración en un año debe ser menor o igual a la consumida por el cliente en el mismo período.

En la tabla 5.7 se muestran las potencias máximas a instalar para los clientes industriales de acuerdo a las dos normativas consideradas.

Cliente	P_{cont} (kW)	$P_{gen}^{Norma 1}$ (kW)	$P_{gen}^{Norma 2}$ (kW)
BC1	30,0	30,0	19,0
BC2	50,0	50,0	32,0
BC3	299,0	150,0	150,0
BC4	50,0	50,0	39,6

Tabla 5.7: Valores de P_{cont} y P_{gen} en microgeneración para ambas normas consideradas.

Obs.: Los valores de $P_{gen}^{Norma 2}$ se calculan a través de la expresión 5.1 y en el caso de que el valor calculado exceda el límite impuesto por la normativa (150 kW), entonces se utiliza éste último como capacidad a instalar.

En primer lugar, se puede observar en la figura 5.19, el perfil de tensión de la barra más cercana (BC3) y la más lejana (BC2) en el caso de una penetración del 100 % de microgeneración de manera uniforme respecto de las potencias contratadas individuales¹⁶. Se concluye que, en este caso y como muestran los resultados, se puede instalar un 100 % de microgeneración sin ocasionar inconvenientes en el

¹⁵Se recomienda seguir los resultados junto con la figura 5.5.

¹⁶En realidad, para el caso de BC3, la proporción de penetración de microgeneración no es respecto de su potencia contratada (299 kW), sino respecto al límite impuesto por la normativa (150 kW).

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

comportamiento del perfil de tensión. El efecto cuando se tiene en cuenta la nueva normativa es que se reduce la magnitud del perfil de tensión en los instantes que se produce generación, pues como muestra la tabla 5.7, la capacidad instalada disminuye¹⁷ respecto de la tenida en cuenta con la norma anterior.

Por otro lado, se analizan los efectos de instalar microgeneración solo en el cliente más lejano (BC2) y solo en el cliente más cercano (BC3) (ver figura 5.20). El estudio se realiza en dos instantes, uno de generación máxima y el otro correspondiente a demanda mínima con generación máxima. Lo que se observa en ambos instantes es que el microgenerador instalado en BC2 es el más influyente en el perfil de tensión, a pesar de tener tres veces menos potencia instalada que BC3¹⁸, poniendo esto en evidencia el efecto de las distancias involucradas.



Figura 5.19: Perfil de tensión de las barras BC2 y BC3 para un despliegue del 100 % en microgeneración.

Por ejemplo, en el instante de generación máxima, con microgeneración en BC2 la tensión aumenta 2,3 % en BC1, 0,1 % en BC3 y BC4. Sin embargo, con microgeneración en BC3 la tensión aumenta 0,2 % en BC1, BC2 y BC4. Finalmente, si

¹⁷ $P_{gen}^{Norma 2} \leq P_{gen}^{Norma 1}$ siendo éstas la potencia instalada respecto de la normativa vigente y la anterior respectivamente.

¹⁸ Tener en cuenta que la potencia contratada de BC3 es 299 kW, por lo tanto gran parte de lo generado puede ser autoconsumido.

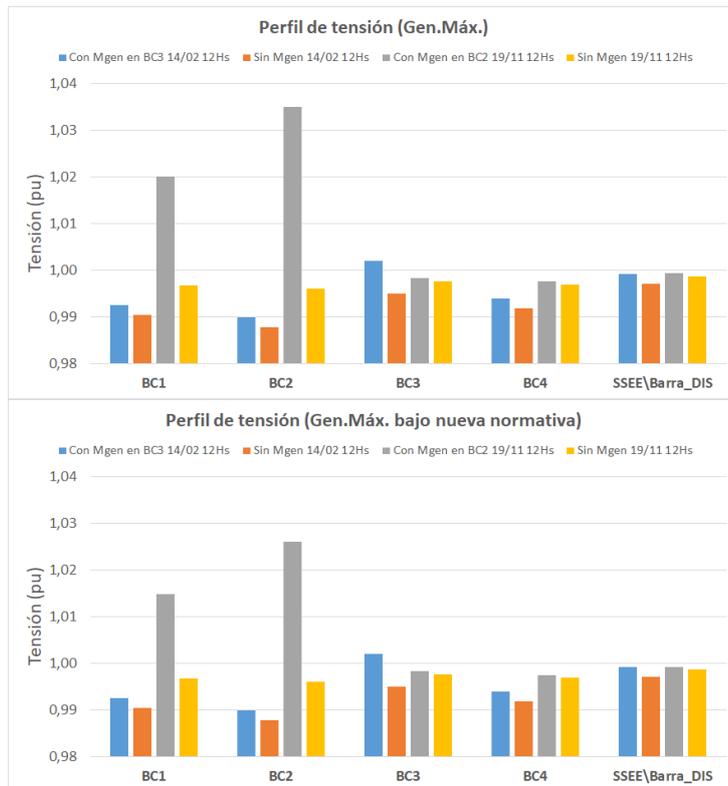
5.3. Perfil de tensión

se considera la nueva normativa, el resultado es una reducción de la generación y por lo tanto de los efectos ocasionados al perfil de tensión.

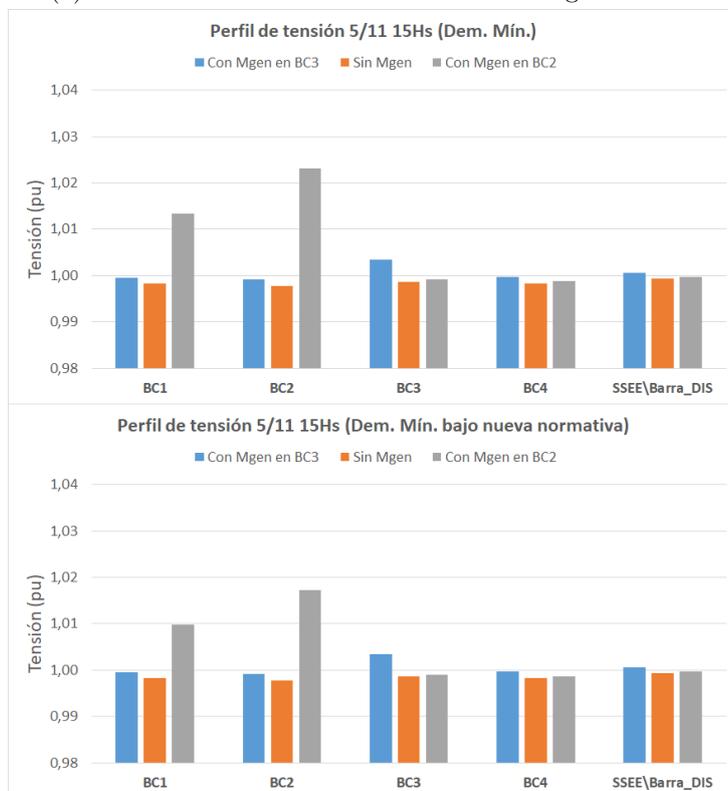
En resumen, el perfil de tensión de la red industrial a estudio tiene un comportamiento dentro de los límites de la norma cuando se instala microgeneración uniforme en un 100 % respecto de las potencias contratadas. Luego, el microgenerador más influyente es el que se encuentra más alejado de la subestación y a su vez los clientes más afectados son los que se encuentran cerca del mismo, como sucedió también con las otras redes estudiadas. Por último, la influencia en el comportamiento del perfil de tensión en las salidas donde no existe microgeneración no se puede apreciar claramente¹⁹, aunque tiende a incrementarse si el microgenerador se encuentra cerca de la subestación.

¹⁹Tener en cuenta que las cargas son del tipo industrial, por lo tanto pueden hacer gran uso del autoconsumo por lo que los efectos en la red pueden verse reducidos.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución



(a) Perfil de tensión en instante de máxima generación.



(b) Perfil de tensión en instante de mínima demanda y máxima generación.

5.4. Pérdidas

La generación distribuida en general y la microgeneración en particular tienen un impacto importante en las pérdidas del sistema. Cuando un cliente posee un generador, su demanda la cubrirá con lo que éste genere y no consumirá energía de la red. De esta manera, la corriente que circula por las líneas es menor y por tanto, también sus pérdidas. Este efecto depende de qué tan sincronizados estén el generador y la demanda en horarios. El generador fotovoltaico tiene la particularidad de generar en un rango acotado de horas en el día que no necesariamente coincide con el horario de mayor consumo de su carga. Entonces, si la carga tiene un alto consumo durante el día, las pérdidas disminuirán considerablemente; sin embargo, si el mayor consumo se da en la noche, la generación fotovoltaica probablemente será inyectada a la red, provocando más pérdidas.

Asimismo, las pérdidas dependen de dónde se instale la microgeneración, como se explica con el ejemplo a continuación. La figura 5.21 muestra una red de distribución simple cuyos clientes instalan microgeneración.

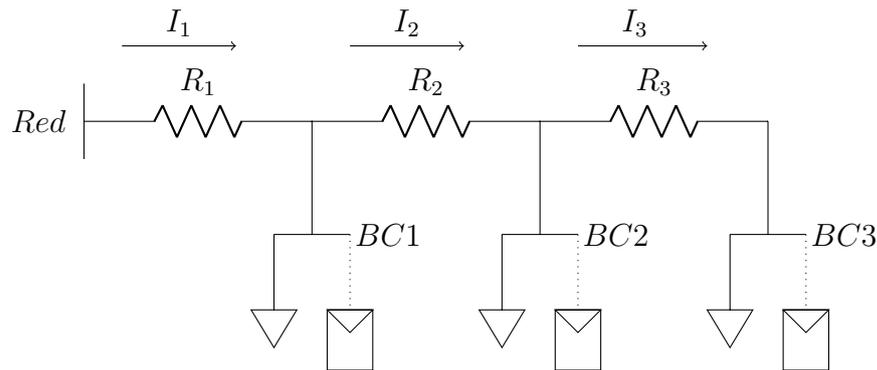


Figura 5.21: Red de distribución simple con microgeneración.

Las pérdidas en las líneas, en la situación base en la que no existe microgeneración, se calculan como:

$$P_{pérdidas} = R_1 I_1^2 + R_2 I_2^2 + R_3 I_3^2$$

Si se instala un generador en cada barra que abastezca completamente la demanda, las pérdidas resultan, en los distintos casos, las siguientes:

$$PV \text{ en } BC1, BC2 \text{ y } BC3 : P_{pérdidas} = 0$$

$$PV \text{ en } BC1 : P_{pérdidas} = R_1 I_2^2 + R_2 I_2^2 + R_3 I_3^2$$

$$PV \text{ en } BC2 : P_{pérdidas} = R_1 (I_1 - I_2 + I_3)^2 + R_2 I_3^2 + R_3 I_3^2$$

$$PV \text{ en } BC3 : P_{pérdidas} = R_1 (I_1 - I_3)^2 + R_2 (I_2 - I_3)^2$$

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

En todos los casos las pérdidas disminuyen respecto al caso original, tomando en cuenta que se está analizando el caso simplificado en que poner un generador equivale a sacar una carga; no obstante, a priori no se puede distinguir entre las nuevas pérdidas cuál es la mínima, pues lo que se observa es que, en cada caso, circula una corriente menor por algún tramo de línea; pero el peso que tiene cada tramo depende de su resistencia y, por ende, del largo del mismo.

A continuación se exponen los resultados de las simulaciones en *Power Factory* en cuanto a la variación de pérdidas en las líneas de las tres redes.

5.4.1. Red rural

Los primeros resultados que se muestran del estudio de pérdidas están vinculados a la red rural.

En primera instancia, la figura 5.22 muestra el comportamiento de las pérdidas en un año cuando se aumenta progresiva y uniformemente la microgeneración en cada uno de los clientes. Se puede observar que existe un nivel de penetración en microgeneración donde las pérdidas son mínimas, y otro nivel donde se igualan las pérdidas del caso base y a partir del cual continúan en aumento. Para el 30 % de microgeneración instalada se logra el mínimo valor de pérdidas que reducen en un 25 % el valor del caso base. Por otro lado, si se instala un 100 % de capacidad en microgeneración, las pérdidas superan a las del caso base en un 39 %. Finalmente se destaca que para obtener pérdidas menores que el caso base, se puede instalar hasta aproximadamente un 50 % de capacidad en microgeneración.

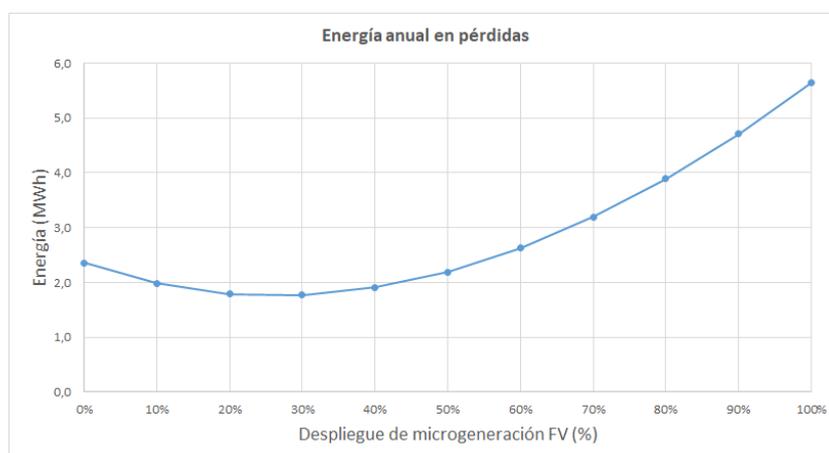


Figura 5.22: Evolución de pérdidas en las líneas a medida que aumenta el despliegue de microgeneración fotovoltaica en la red rural.

El gráfico de la figura 5.23 muestra los casos individuales en que se instala microgeneración en las barras que se indican en la abscisa, siendo la capacidad instalada un 100 % respecto de la potencia contratada en cada caso. Los microgeneradores que se estudian en dicho gráfico tienen la particularidad de que se tratan

5.4. Pérdidas

de los más cercanos (BC9 y BC2) y los más lejanos (BC1, BC12 y BC15) de la subestación. En todos los casos se presenta una reducción de las pérdidas respecto del caso base, siendo el caso más destacado, el de todos los microgeneradores más lejanos (BC15_12_1), seguido por el caso de todos los más cercanos (BC2_9)²⁰, sin importar las salidas a las que pertenezcan.

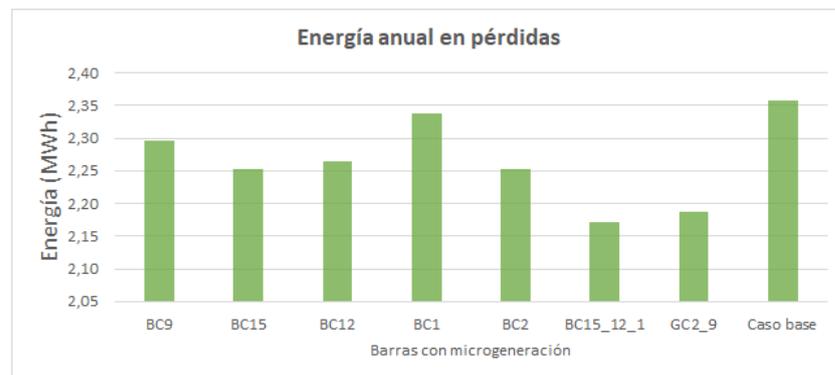


Figura 5.23: Pérdidas anuales según la posición de la microgeneración fotovoltaica, red rural.

²⁰ Ambos casos reducen las pérdidas en aproximadamente un 8 % respecto del caso base.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

5.4.2. Red urbana densidad media

En la figura 5.24 se observa la energía perdida en las líneas durante todo el año en función del despliegue de microgeneración. En esta gráfica se puede visualizar que las pérdidas disminuyen a medida que la microgeneración se incrementa hasta cierto porcentaje a partir del cual, si se sigue aumentando la microgeneración, las pérdidas crecen, superando incluso las pérdidas originales. Éste es un resultado esperable pues, como se mencionó anteriormente, si la generación fotovoltaica es grande y, debido a su característica horaria, la energía es inyectada a la red en lugar de ser autoconsumida, la corriente que circula por las líneas es mayor y de la misma manera las pérdidas.

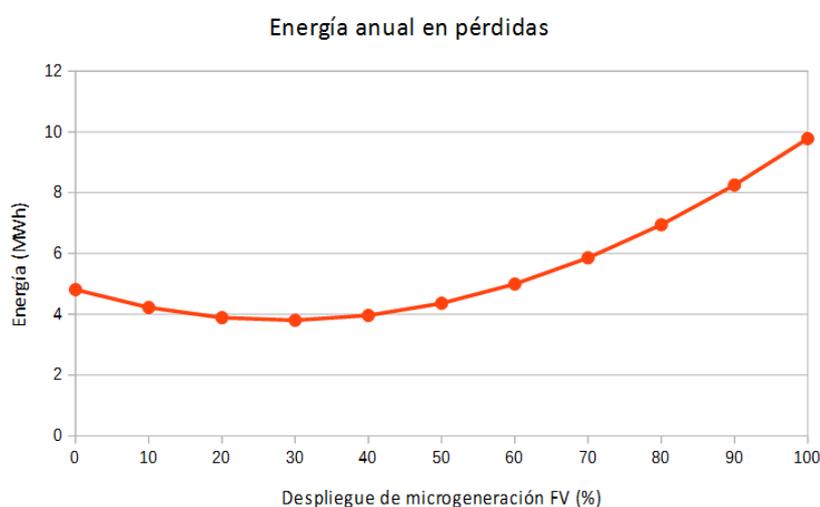


Figura 5.24: Evolución de pérdidas en las líneas a medida que aumenta el despliegue de microgeneración fotovoltaica en la red urbana.

El porcentaje de microgeneración para el cual las pérdidas se minimizan es de 30 % (disminuyen en un 21 %), asimismo, el máximo de microgeneración tal que las pérdidas no aumentan respecto al caso base, es de 50 %. En el caso de máximo despliegue las pérdidas aumentan al doble. Se puede observar que el porcentaje de minimización de pérdidas coincide con el de la red rural ya que, si bien tienen potencias contratadas distintas, las curvas de demanda corresponden a tipos de consumidores residenciales para los cuales el mayor consumo se da en la noche.

En la figura 5.25 se muestra la curva de consumo de la salida SS02 en el día en que se produce la demanda máxima, junto con la generación total, para distintos grados de despliegue. Se puede observar que, para porcentajes bajos de microgeneración, se reduce la potencia que la red debe proveer a la carga, disminuyendo así las pérdidas. Esta reducción se da hasta el 30 %, cuando en varios momentos del día el generador abastece la demanda por completo, pero no la supera. A partir de este valor, la generación sobrepasa la demanda y la potencia es inyectada a la red produciendo mayores pérdidas.

5.4. Pérdidas

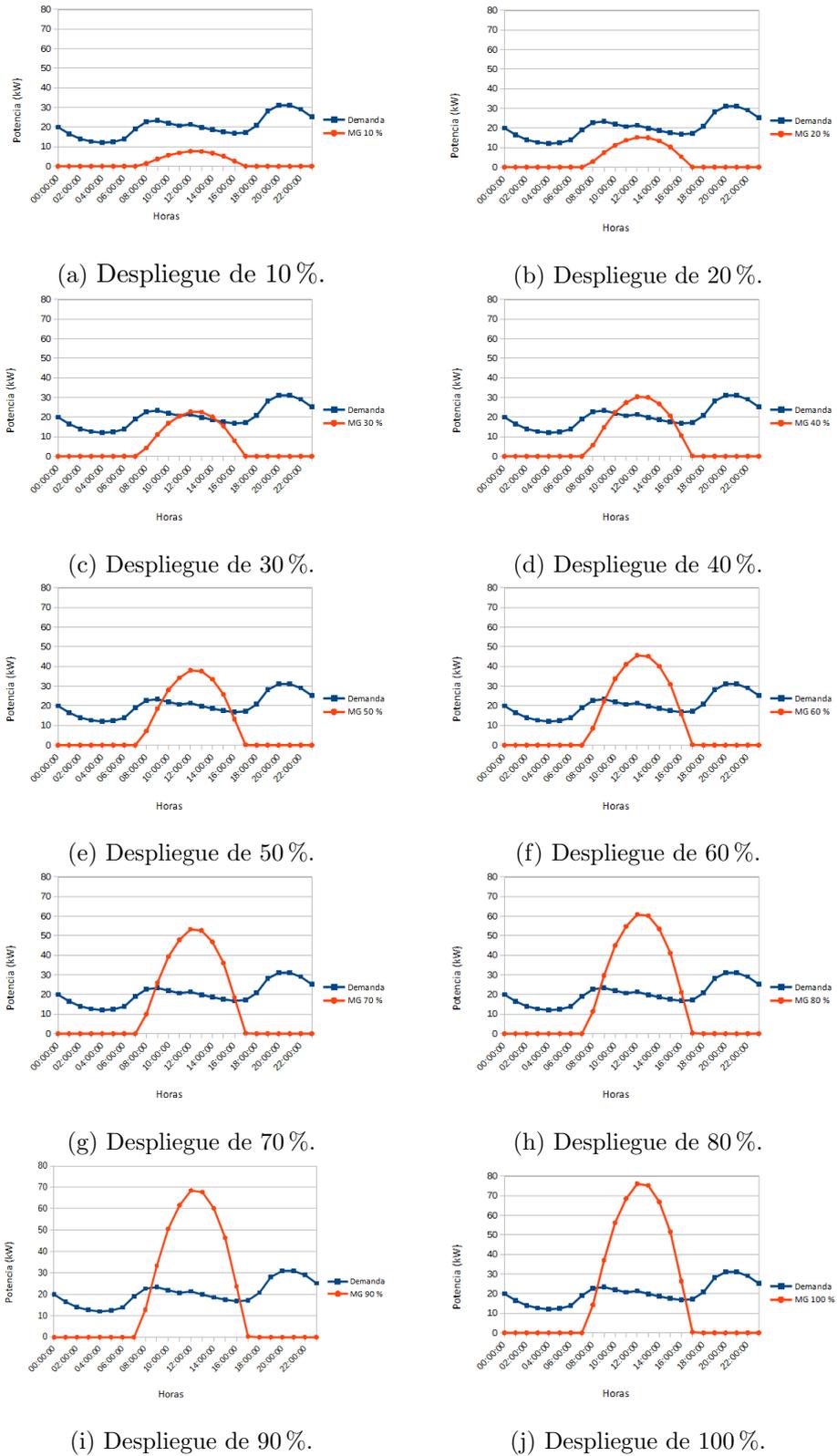


Figura 5.25: Comparación entre demanda de la salida SS02 y generación total para los distintos niveles de despliegue, día de mayor demanda.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

Por otro lado, en la figura 5.26 se expone la energía perdida en el año según dónde esté instalada la microgeneración. Se aprecia que si los clientes conectados a las barras más cercanas a la subestación son los que poseen un sistema fotovoltaico, con la potencia máxima admisible, las pérdidas se reducen en un 14 %. De lo contrario, si son los clientes de las barras lejanas los que instalan generación, las pérdidas se reducen en 11 %. Se deduce que instalar microgeneración en los extremos de una salida favorece la disminución de las pérdidas. En particular, en la salida 6 se puede visualizar una diferencia entre instalar microgeneración en un extremo u el otro, siendo el más lejano *BC24*, ver figura 5.27, el mejor caso en reducción de pérdidas. Esto es porque se “anula” la corriente en el último tramo de línea cuya resistencia es relativamente grande, y se disminuye la corriente por el segundo tramo que tiene una resistencia comparable a la del último²¹; por otro lado, en el caso en que el microgenerador se conecte en la barra *BC25* (más cercana), se producirá una reducción de la corriente por el primer tramo (no se anula porque el resto de las cargas deben ser alimentadas), pero la resistencia de este último es menor, por lo que el efecto en reducción de pérdidas es más leve que en el otro caso.

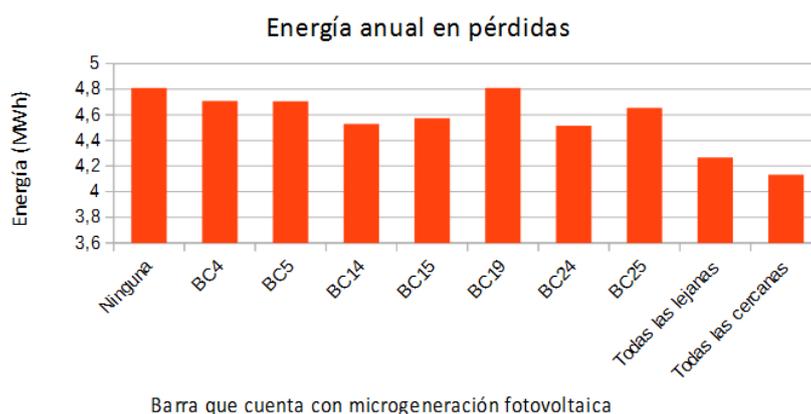
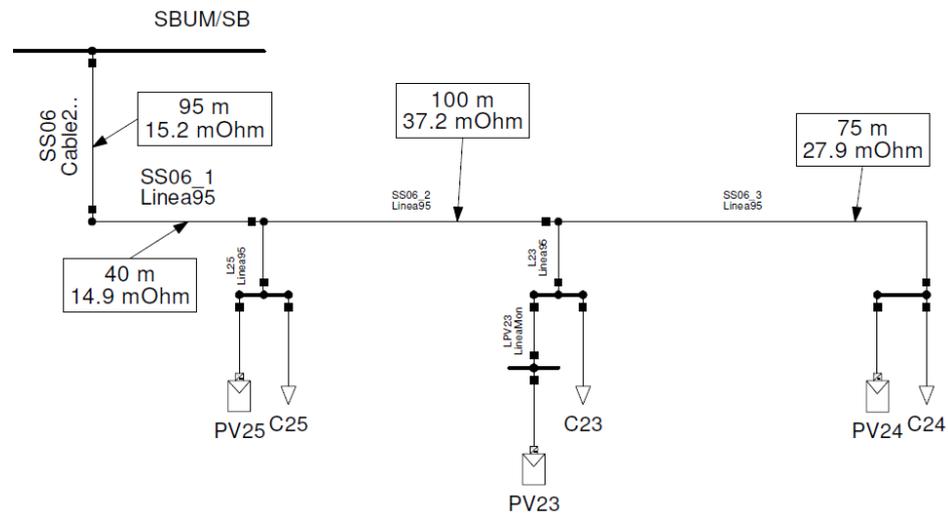


Figura 5.26: Pérdidas anuales según la posición de la microgeneración fotovoltaica, red urbana.

²¹Evidentemente se sigue con el análisis simplificado de 5.4, en general se deberían tener en cuenta otros casos en los que se inyecta potencia al resto de la red.

Figura 5.27: Unifilar de *Power Factory* de la salida 6.

5.4.3. Red industrial

Los resultados de las simulaciones en cuanto a las pérdidas para la red industrial se muestran a continuación. En la figura 5.28 se representa, arriba, la energía anual en pérdidas para diferentes niveles de penetración en microgeneración fotovoltaica, siendo ésta de forma uniforme entre los clientes respecto de su potencia contratada; en la gráfica de abajo, los niveles de penetración son porcentajes respecto a la potencia máxima de acuerdo a la nueva normativa.

El comportamiento de las curvas, para ambos casos de normativas, indica que existe un nivel de penetración en microgeneración donde las pérdidas anuales se minimizan y otro nivel superior en donde se igualan al caso base²² a partir del cual las pérdidas aumentan. Respecto del punto donde se minimizan las pérdidas, el comportamiento bajo los lineamientos de ambas normativas es similar, ya que para la nueva normativa se observa una reducción²³ de 21 % y para la norma anterior es de 19 %. La diferencia principal se da para un nivel de penetración en microgeneración del 100 %, donde el aumento en las pérdidas es de un 52 % en el caso de la nueva normativa y de un 120 % para el caso de la normativa anterior. Lo anterior se debe a que la nueva normativa implica una reducción de la potencia instalada en microgeneración, por lo tanto se inyecta menos potencia a la red lo que resulta en menores pérdidas.

Por otro lado, del análisis de los resultados anteriores se desprende que, en principio, no son lo que se esperaba. El comportamiento visto es similar a lo que sucede con las redes rural y urbana cuando en realidad para el caso de la red industrial se espera que este tipo de cargas hagan un uso significativamente mayor

²²Sin microgeneración.

²³Respecto del caso base.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

del autoconsumo, ya que las industrias consumen más durante el día (cuando hay generación) que los clientes residenciales, de manera que el mínimo de pérdidas se encuentre para un nivel de penetración en microgeneración superior, prácticamente del 100 % [84]. En la figura 5.29 se muestran las pérdidas solamente para la salida del cliente BC3, que tiene un comportamiento más cercano a lo que se espera de una carga industrial. Por otro lado, en la figura 5.30 se muestra claramente la diferencia en el comportamiento de la demanda y generación entre clientes rurales e industriales. Para la realización de los gráficos, para cada caso se consideró el día en donde ocurre un pico de demanda²⁴, de manera que se pueda observar cual es la proporción de la generación que se autoconsume en cada tipo de red.

²⁴Este sería un peor caso respecto de las pérdidas cuando no existe microgeneración.

5.4. Pérdidas

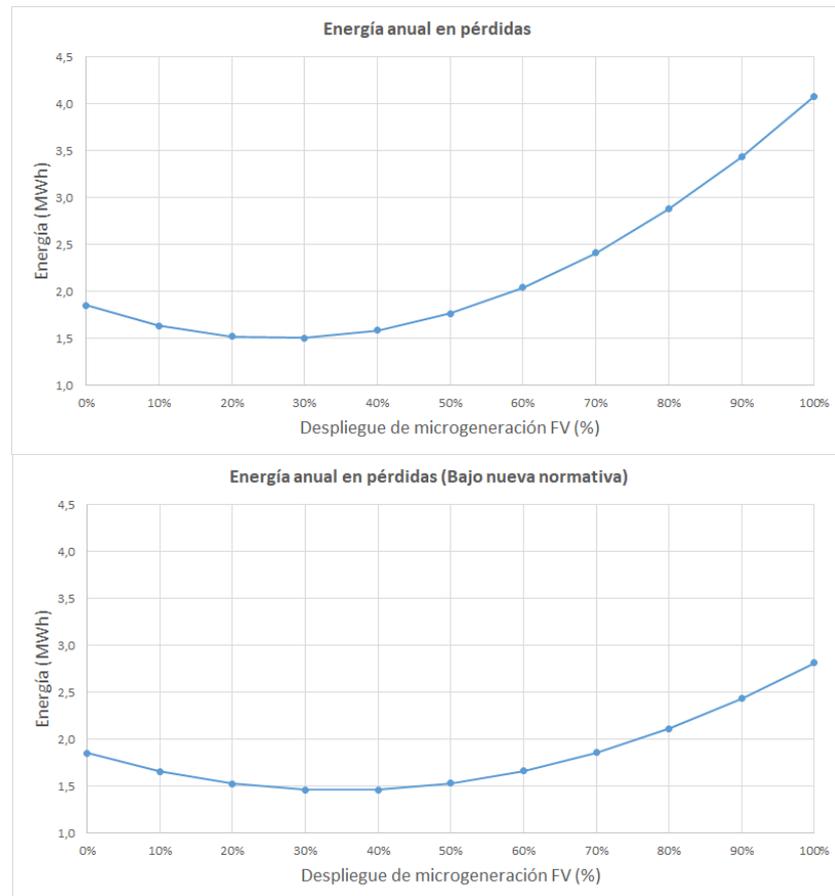


Figura 5.28: Evolución de pérdidas en las líneas a medida que aumenta el despliegue de microgeneración fotovoltaica en la red industrial.

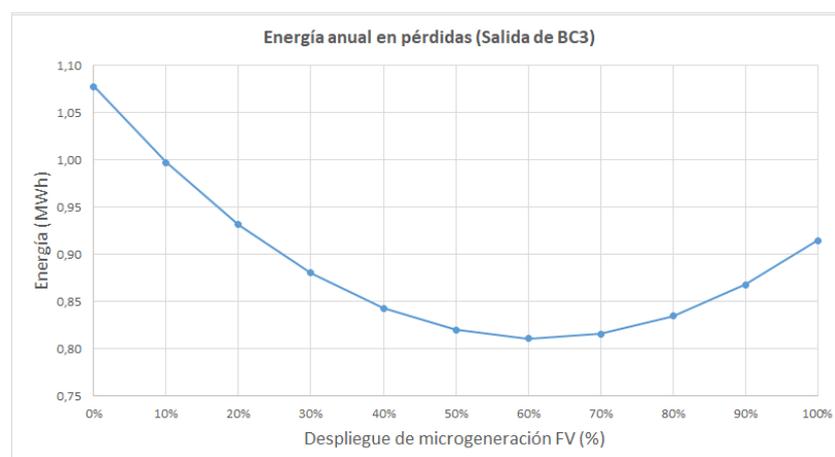


Figura 5.29: Evolución de pérdidas en la salida de BC3 a medida que aumenta el despliegue de microgeneración fotovoltaica en la red industrial.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

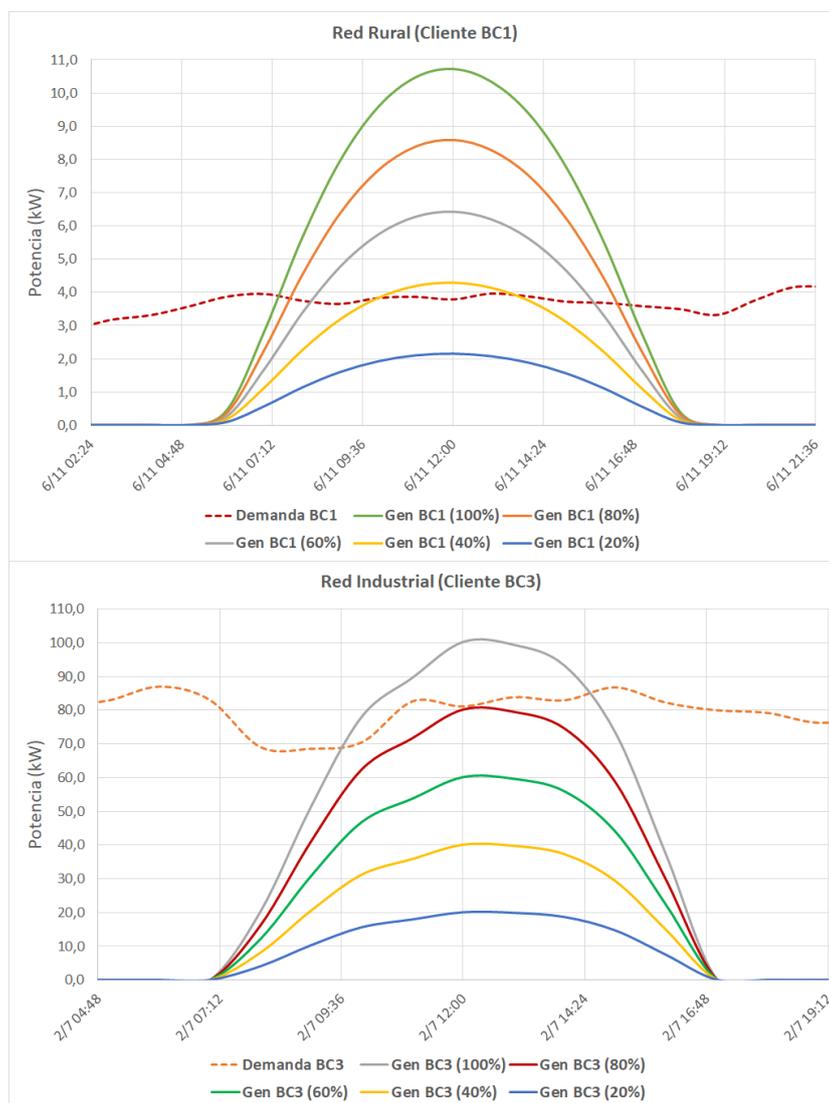


Figura 5.30: Demanda y generación de red rural e industrial en días con demanda máxima.

Culminando el estudio de las pérdidas, se muestra en la figura 5.31 los valores resultantes dependiendo de la ubicación, para una capacidad del 100 % en microgeneración, en los casos del microgenerador más lejano (BC2) y el más cercano (BC3). Teniendo en cuenta lo comentado del análisis anterior²⁵, lo que se espera es que para ambas ubicaciones las pérdidas anuales sean menores que las del caso base. Sin embargo, sólo el caso del microgenerador más cercano (BC3) a la subestación tiene el comportamiento esperado, reduciéndose las pérdidas en un 8,6 %. Los resultados que no se ajustaron a lo esperado pueden atribuirse a que los datos obtenidos de demanda no son lo suficientemente reales.

²⁵Despliegue uniforme en microgeneración para todos los clientes.

5.4. Pérdidas

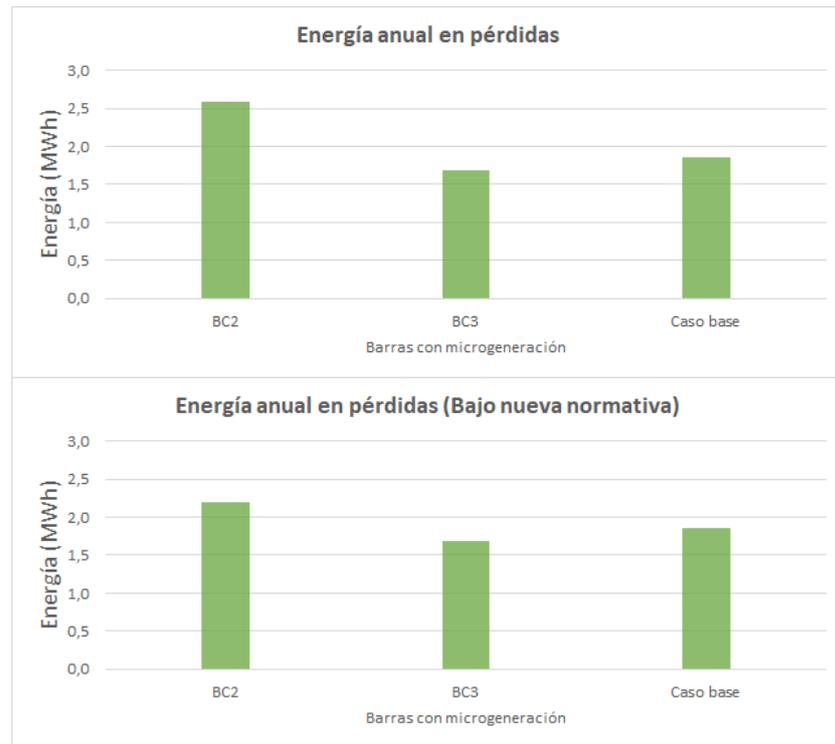


Figura 5.31: Pérdidas anuales según la posición de la microgeneración fotovoltaica, red industrial.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

5.5. Carga en las líneas

A continuación se presentan algunos resultados respecto de la carga en las líneas para las distintas redes. La carga en las líneas se representa de acuerdo al porcentaje de carga máximo, que a su vez está directamente relacionado con la corriente admisible.

5.5.1. Red rural

Con respecto a la carga en las líneas de la red rural (ver figura 5.32), no se observa sobrecarga para un despliegue de hasta un 100 % de microgeneración²⁶. Para el caso base, el pico de carga llega hasta un 36,3 % mientras que para el caso del máximo despliegue en microgeneración, el pico de carga llega hasta 88,4 %. Por lo tanto, no se presenta inconveniente alguno en la carga de las líneas debido al despliegue de microgeneración. Sin embargo, la microgeneración tampoco aporta a una disminución del uso de la red como se podría suponer en primera instancia.

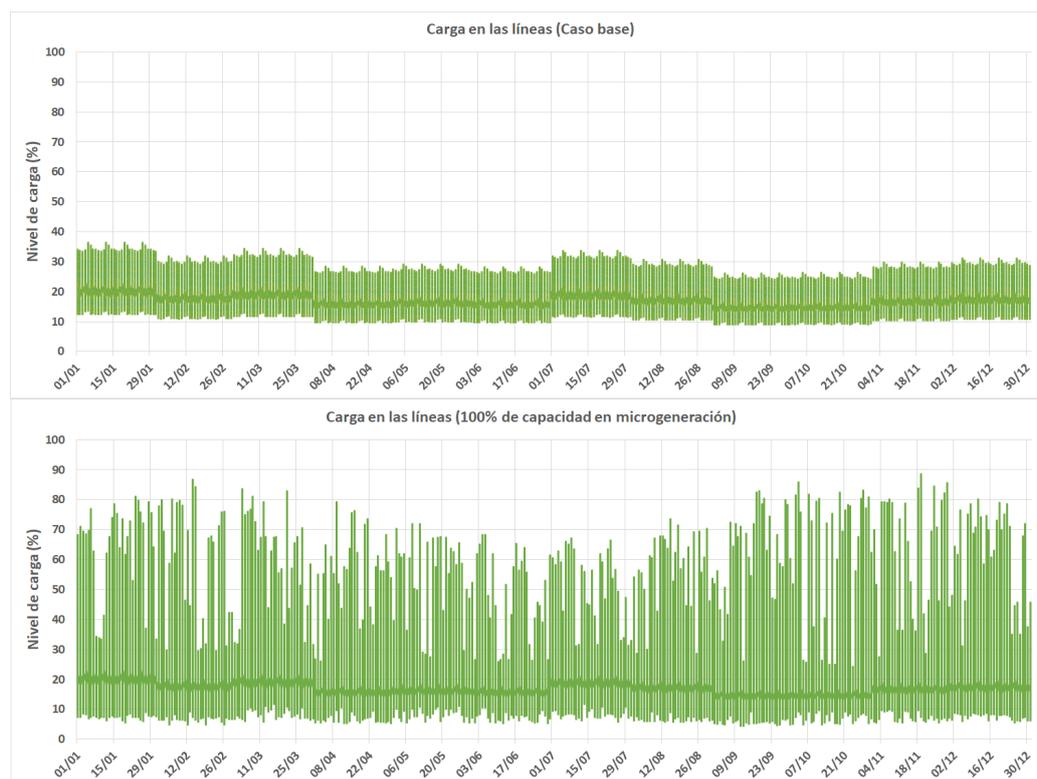


Figura 5.32: Resultados para la línea con mayor carga de la red rural en el período de un año.

²⁶En la figura 5.32 se muestran los resultados para una de las líneas, la que posee mayor carga.

5.5. Carga en las líneas

En la introducción a este capítulo se comentó que, en primera instancia, el transformador de la red rural se encuentra subdimensionado ²⁷. En la figura 5.33 se puede observar que en realidad, desde el caso base y hasta al menos un 50 % de despliegue en microgeneración, el transformador no se encuentra sobrecargado. Lo anterior sucede porque se compara la potencia del transformador contra la suma de las potencias contratadas, cuando en realidad el consumo de los clientes no llega a dicha magnitud. Sin embargo, a partir del estudio de perfil de tensión, se llegó a la conclusión de que no existen inconvenientes hasta un 80 % de penetración de la microgeneración, cosa que se sigue cumpliendo siempre y cuando el transformador se sustituya por uno de mayor potencia, pues de acuerdo a la figura 5.33, con el despliegue en microgeneración mencionado, el transformador se encuentra sobrecargado en varios instantes durante el año. Finalmente, en la tabla 5.8 se muestran algunos valores del pico de carga del transformador.

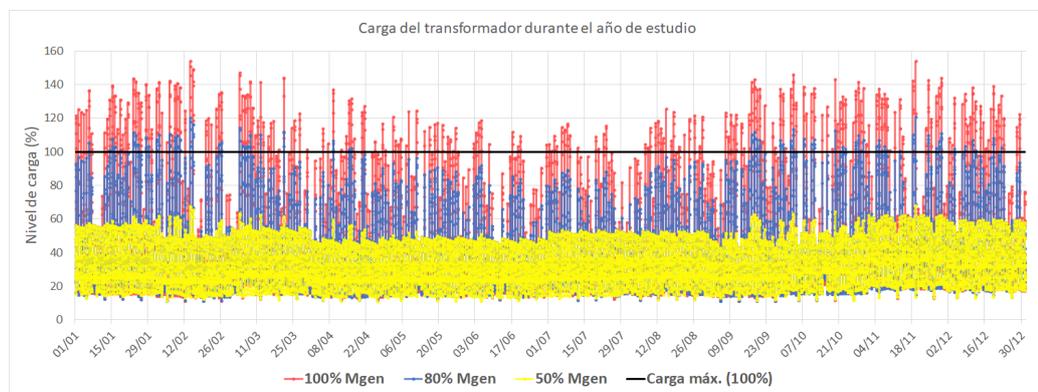


Figura 5.33: Carga del transformador para distintos despliegues de microgeneración en un año.

Carga del transformador (%)	Despliegue de Mgen.		
	100 %	80 %	50 %
	154,0	120,6	68,0

Tabla 5.8: Valores pico de carga del transformador para distintos despliegues de microgeneración.

²⁷Puede suceder que con el correr de los años el transformador pase a estar subdimensionado por aumento de demanda.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

5.5.2. Red urbana densidad media

La red urbana, en condiciones iniciales, sin microgeneración, presenta durante el año una carga máxima de 40 % en las líneas; es decir, tiene un margen de carga amplio, por lo que, si bien la carga en las líneas aumenta debido a una fuerte inserción de microgeneración, la red puede estar apta para soportarla. Efectivamente, la carga máxima en el año, con máximo despliegue de microgeneración, es de 72,5 %, no siendo un problema para los conductores existentes en la red.

Con respecto al transformador, se recuerda que su potencia nominal es de 400 *kVA* mientras que la potencia contratada total es de 426,3 *kW*. Al igual que para la red rural, en la situación base no existe sobrecarga, sino que la carga máxima que sufre el transformador es de 52 %. Adicionalmente, en el caso de máximo despliegue de microgeneración, la carga máxima se incrementa a 90 %, sin ser un problema para el transformador.

5.5.3. Red industrial

Para el caso de la red industrial tampoco se obtuvieron inconvenientes respecto de la carga en las líneas (ver figura 5.34). El pico de carga para la línea más afectada es de 59,2 % para el caso base y 66,3 % para el caso de máximo despliegue de microgeneración.



Figura 5.34: Resultados para la línea con mayor carga de la red industrial en el período de un año.

5.6. Impacto en contenido armónico

Si se tiene en cuenta la nueva normativa, para el caso de máximo despliegue de microgeneración el pico de carga para la línea más afectada es de 66,4 %, muy similar al resultado cuando se tuvo en cuenta la normativa anterior. Sin embargo, un aumento de la carga en las líneas se puede vincular con el hecho de que la nueva normativa produce una reducción de la potencia instalada en microgeneración, por lo tanto los clientes tienen un menor autoconsumo y las líneas deben transportar más energía.

Nota: Se hizo un análisis en condiciones similares, utilizando el *software* SimSEE, dónde se pueden apreciar resultados horarios para días específicos (ver Anexo B).

5.6. Impacto en contenido armónico

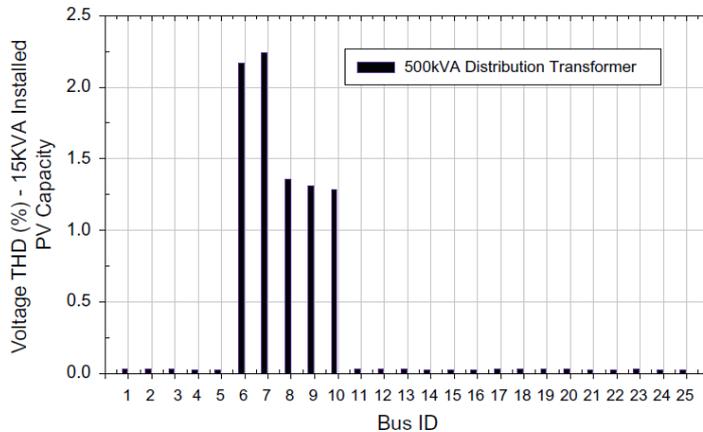
Como consecuencia de la inserción de generación fotovoltaica en la red de distribución, y por tanto la presencia del inversor, existen alteraciones en el contenido armónico de la corriente y de la tensión. Pese a que no se realizaron simulaciones al respecto, se exponen a continuación resultados de una investigación en la temática.

En una investigación desarrollada en la Universidad de Chipre [85] se realizaron medidas de la inyección de armónicos en una planta fotovoltaica, para luego usarlas en el *software Power Factory* con el objetivo de simular el impacto en una red de distribución para distintos escenarios de concentración de fotovoltaica. De las medidas llevadas a cabo, se deduce que el contenido armónico de la corriente es mayor para valores bajos de irradiancia, mientras que la distorsión armónica de la tensión (THD_V ²⁸) no tiene co-relación con esta última; no obstante, sí se demuestra que la presencia de un generador fotovoltaico incrementa la probabilidad de ocurrencia de THD_V alto. El estudio se centra en evaluar el valor de distorsión armónica de la tensión ya que la norma europea EN 50160 establece un límite para esta magnitud de 8 %. A su vez, se encontró que el mayor THD_V se produce para días de alta irradiancia, por lo que se simuló en esas condiciones. La red simulada cuenta con 25 barras a las que se les conecta un generador fotovoltaico de 15 kW²⁹. Como ejemplo de los resultados expuestos en este trabajo se muestran las figuras 5.35a, 5.35b y 5.35c.

²⁸ $THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=40} V_n^2}}{V_1}$, la norma EN se considera hasta el armónico 40.

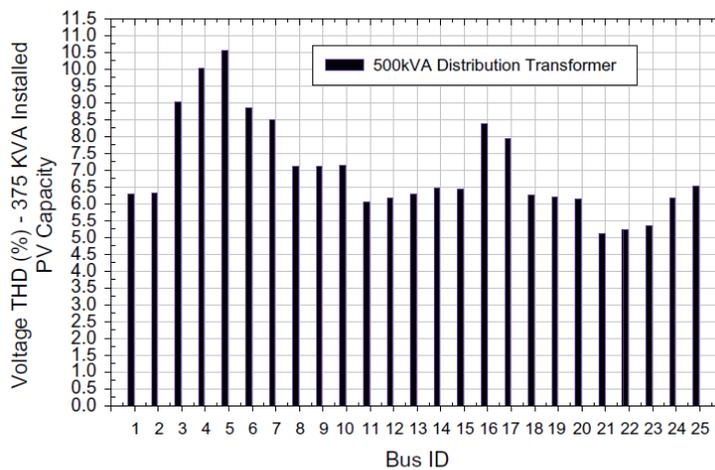
²⁹Es distinto el procedimiento al seguido en este trabajo en el que siempre se tomó un porcentaje de la potencia total que podía instalar cada cliente. En la referencia [85] varían la concentración aumentando las barras con generadores de igual potencia.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución



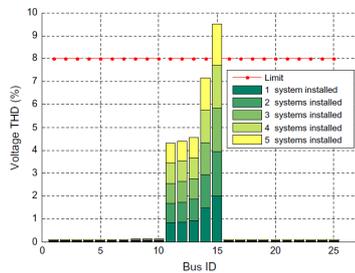
(a) Voltage THD vs Bus ID – 15 KVA Installed PV Capacity (1 system)

(a) THD_V en cada barra de la red cuando hay 1 sistema instalado.

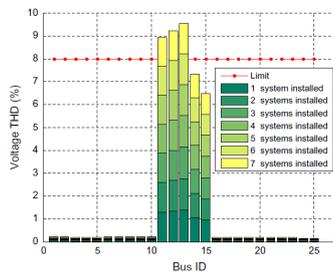


(c) Voltage THD vs Bus ID – 375 KVA Installed PV Capacity (25 systems)

(b) THD_V en cada barra de la red cuando hay 25 sistema instalado.



(a) Investigation of Concentration Limits on an Edge Bus



(b) Investigation of Concentration Limits on a Transformer's Neighboring Busbar

Fig. 17. Investigation of concentration limits on selected buses.

(c) Evolución del THD_V con el incremento de sistemas fotovoltaicos.

Figura 5.35: Resultados principales del estudio de la universidad de Chipre. [85]

5.6. Impacto en contenido armónico

En 5.35a se ve el THD_V de cada barra cuando hay un sólo sistema instalado, mientras que en 5.35b se muestra el caso en que todas las barras cuentan con un sistema fotovoltaico. Ambos casos corresponden al día de mayor irradiancia solar. Se observa que el THD_V aumenta superando el límite establecido por la norma considerada. La figura 5.35c resume todos los casos estudiados para algunas barras de la red; se marca el límite de 8 % y se puede apreciar que éste es superado cuando se instalan siete sistemas fotovoltaicos.

Es interesante observar que el Reglamento de Baja Tensión de UTE fija límites en la amplitud de los armónicos de corriente (ver 3.2.3), a diferencia de la norma mencionada. Además, cabe destacar que Uruguay no se caracteriza por tener una muy alta irradiancia, por lo que, según el trabajo realizado por la universidad de Chipre [85], la distorsión armónica en corriente puede ser significativa. Queda planteado como trabajo a futuro efectuar simulaciones para visualizar el efecto en la corriente.

De esta sección se concluye que existe un impacto en el contenido armónico de la tensión y la corriente de la red, siendo necesario que se tenga en cuenta frente a un aumento en la inserción de generación fotovoltaica.

5.7. Desbalance de carga en líneas [82, 86–88]

Otro de los efectos que pueden verse afectados por la microgeneración es el desbalance de carga en las líneas. El desbalance de carga se trata de un reparto desigual, entre las fases de las líneas, de la energía que se transporta. A su vez, lo anterior causa un aumento de las pérdidas junto con el desequilibrio de tensión y corriente.

La penetración de microgeneración fotovoltaica afecta el desbalance en mayor o menor medida dependiendo de la capacidad instalada, por ejemplo³⁰, el desbalance de tensión puede aumentar si se instala microgeneración en las fases menos cargadas y por otro lado puede disminuir si se instala en las fases más cargadas. Lo último se debe a que el aumento en la tensión producido por la microgeneración hace que la misma tienda a igualarse (en módulo) a la tensión de las fases menos cargadas.

Para el caso de despliegue de microgeneradores trifásicos, se puede obtener un beneficio en cuanto al nivel de tensión y pérdidas³¹, sin embargo en el caso de microgeneradores monofásicos (o bifásicos), el incremento en la tensión de las fases individuales y en distinta proporción, provoca que las tres fases posean distinta magnitud en tensión y por lo tanto el sistema no sea balanceado. Vale la pena destacar que no se puede obtener un sistema perfectamente balanceado (independientemente si existe microgeneración), por lo que a través de normativas se procura limitar dicho efecto.

Respecto del desbalance en tensión, existen dos métodos de cálculo. El primero, está definido por NEMA³² a través de la siguiente expresión:

$$\text{Percentage voltage unbalance: } PVU (\%) = \frac{U_{R,S,T}^{Max} - \bar{U}_{RST}}{\bar{U}_{RST}} \times 100 \quad (5.3)$$

$$\text{Donde }^{33}: \begin{cases} U_{R,S,T}^{Max} = \max \{U_R, U_S, U_T\} \\ \bar{U}_{RST} = \frac{U_R + U_S + U_T}{3} \end{cases}$$

El segundo método de cálculo está definido por IEC³⁴ a través de la siguiente expresión:

$$\text{Voltage unbalance factor: } VUF (\%) = \frac{U_i}{U_d} \times 100 \quad (5.4)$$

$$\text{Donde: } \begin{cases} U_i : \text{Voltaje de secuencia negativa.} \\ U_d : \text{Voltaje de secuencia positiva.} \end{cases}$$

³⁰En el caso de microgeneradores monofásicos o bifásicos.

³¹Como se estudió en secciones anteriores.

³²“National Electric Manufacturers Association”.

³³Se utilizan los módulos de las tensiones.

³⁴“International Electrotechnical Commission”.

5.7. Desbalance de carga en líneas

En cuanto a los límites, en el estándar europeo EN 50160 es aceptado un límite en el factor de desbalance en tensión tal que $VUF \leq 2\%$.

A modo de ejemplo, se realizaron simulaciones para la red rural³⁵ donde se obtuvieron los valores de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión, para un período de un año. Luego, a través de planillas de cálculo, se obtienen los valores del desbalance en tensión (VUF) de acuerdo con la definición de la IEC. En la figura 5.36 se muestra el comportamiento del desbalance para los clientes más afectados (BC3 y BC15³⁶) que a su vez pertenecen a salidas distintas. Se puede observar que, hasta una penetración del 50% de microgeneración³⁷, la barra (o punto de conexión) BC3 presenta un aumento de desbalance mayor que en BC15 donde prácticamente no tuvo variación. Sin embargo, hasta el nivel de penetración mencionado, el máximo valor de desbalance en el año (1,40%) es igual al del caso base (ver tabla 5.9).

Despliegue de Mgen.	VUF_{max} (%)		
	Caso base (0%)	50%	80%
BC3	1,40	1,40	1,83
BC2	1,28	1,28	1,67
BC15	0,81	0,81	1,32
BC6	0,80	0,80	1,30

Tabla 5.9

Por otro lado, si se aumenta el despliegue de microgeneración hasta el 80%³⁸, se observa un incremento del desbalance bastante más significativo respecto del caso anterior que ocurre en ambos clientes analizados (BC3 y BC15) como también en sus cercanías (BC2 y BC6 respectivamente). Por ejemplo, el desbalance máximo en BC3 pasa a ser 1,83% y en BC15 de 1,32%, lo que significa un aumento del 30% y 63% respectivamente.

En resumen, el resultado que se obtuvo de las simulaciones para el caso de la red rural estudiada es que a medida que aumenta la penetración de microgeneración, el desbalance aumenta. Sin embargo, los valores observados se encuentran dentro de los límites planteados por la norma EN 50160. Además, se puede concluir, que la barra más lejana (BC15) es más sensible al aumento de desbalance a medida que aumenta el despliegue de microgeneración.

³⁵Red que posee 18 cargas de las cuales sólo una es trifásica.

³⁶Para tener en cuenta la ubicación de dichos clientes, ver la figura 5.1.

³⁷Uniforme entre todas las cargas.

³⁸Se muestran las curvas y valores hasta un 80% de penetración en microgeneración porque en los análisis anteriores, para la red rural, se llegó al posible límite de 80% en caso de sustituir el transformador.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución



Figura 5.36: Comportamiento de las curvas de desbalance para la red rural.

5.8. Efectos en los sistemas de protección [81, 89–91]

El último efecto técnico a ser tenido en cuenta por el despliegue de la microgeneración es el que tiene que ver con los dispositivos de protección contra sobrecorrientes en la red. Los inconvenientes causados por la microgeneración se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Problema de reducción del alcance de protección (Under-reach).
- Problemas de coordinación entre protecciones (Coordination loss).
- Disparos intempestivos de las protecciones (Nuisance tripping).

A continuación se describen los inconvenientes mencionados anteriormente:

Reducción del alcance

El problema de reducción del alcance de la protección ocurre cuando, por ejemplo, un dispositivo de protección no detecta una falta aguas abajo porque la mayor parte del aporte proviene de uno o varios microgeneradores que también se encuentran instalados aguas abajo de la protección. Por lo tanto, la zona de protección se reduce respecto del caso base aumentando así el riesgo de que fallas con alta impedancia no sean detectadas y que resulte necesario una magnitud superior de corriente para que el dispositivo pueda detectarla. Además, este tipo de inconvenientes es más propenso en el caso de faltas trifásicas o bifásicas donde no hay corrientes a tierra detectables por las protecciones. A través de la figura 5.37 junto con el siguiente desarrollo abordado en “Distributed Generation” [81], se puede observar la reducción de alcance de la protección debido al aumento de la impedancia vista por la misma:

$$V_{relay} = I_{f1}Z_1 + (I_{f1} + I_{f2})Z_2 \quad (5.5)$$

$$I_{relay} = I_{f1} \quad (5.6)$$

$$Z_{relay} = \frac{V_{relay}}{I_{relay}} = Z_1 + \left(1 + \frac{I_{f2}}{I_{f1}}\right) Z_2 = (Z_1 + Z_2) + \left(\frac{I_{f2}}{I_{f1}}\right) Z_2 \quad (5.7)$$

Teniendo en cuenta que en el caso base, el relé se encuentra configurado para detectar fallas con hasta una impedancia vista $Z_{relay} = Z_1 + Z_2$, en la expresión 5.7 se puede observar que, con microgeneración, la impedancia vista por el relé aumenta con la corriente que inyecta el microgenerador (I_{f2}), por lo tanto la corriente de falla detectada por el relé (I_{relay}) disminuye y con ello lo hace el alcance de la protección.

Capítulo 5. Impacto de la microgeneración solar fotovoltaica en la red de distribución

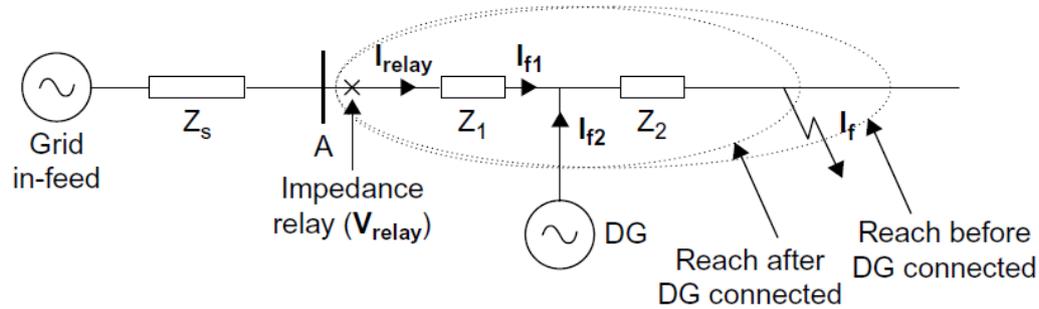


Figura 5.37: Reducción de alcance de protección [81].

Pérdida de coordinación

El siguiente efecto a analizar es sobre la coordinación entre protecciones. En primer instancia, los problemas de coordinación se pueden evitar si existe un buffer considerable entre los tiempos de actuación de las curvas tiempo-corriente de las protecciones. En el caso base, se prevé que ante una falla, la corriente a través de las protecciones sean las mismas, cosa que no es cierto en el caso que existan microgeneradores. La combinación más conflictiva suele ser entre reconectadores y fusibles (ver figura 5.38), siendo que gracias al aporte de corriente por parte de los microgeneradores (i_{DG}), se reduce el tiempo de fusión de los fusibles, entonces puede ocurrir que éste elimine la falla antes de que el reconectador alcance el primer tiempo de reconexión. La falla de coordinación anterior afecta de manera permanente, hasta que se cambie el fusible, a los clientes aguas abajo del mismo.

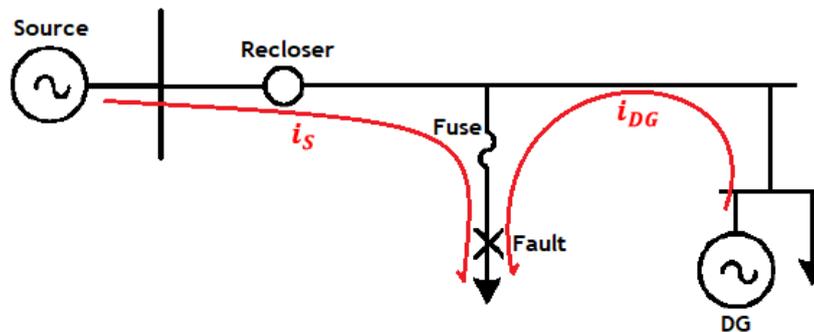


Figura 5.38: Caso de pérdida de coordinación.

Disparos intempestivos

El último fallo que se considera, es por disparos intempestivos que ocurren en el caso que exista microgeneración. Dichas actuaciones de los dispositivos de protección, cuando no ocurren faltas, se deben principalmente al hecho de tener en cuenta las corrientes de reversa que provienen de la generación, o bien el efecto de cambio en el sentido del flujo de carga debido al despliegue de microgeneración.

5.8. Efectos en los sistemas de protección

Dicha corriente de reversa, en el caso de haber una gran penetración de microgeneración y ante una situación de baja demanda y alta generación, puede superar el umbral de actuación del dispositivo de protección. En principio, las soluciones a este inconveniente pueden ser utilizar protecciones direccionales o bien aumentar el umbral de actuación, aunque esto último pueda provocar el efecto de reducción de alcance comentado anteriormente.

En resumen, todos los efectos analizados dependen fuertemente de la capacidad instalada en microgeneración y puede requerirse una reconfiguración de las protecciones (relés), en las relaciones de los transformadores de corriente y también la sustitución de fusibles. Se destaca que, el aporte que hacen los microgeneradores a las faltas puede elevar o disminuir las corrientes de falta detectadas por las protecciones. Además, bajo la existencia de microgeneración, existirán problemas de coordinación en el caso de que las curvas de tiempo-corriente de las protecciones se encuentren estrechamente coordinadas.

Finalmente, vale la pena aclarar que, para el caso de microgeneración fotovoltaica, el aporte a las corrientes de falla dependerá de la configuración en cuanto al máximo nivel de corriente que pueda entregar el inversor, por lo tanto, este es un caso particular en el que las protecciones se ven afectadas sólo si existe un despliegue importante de este tipo de microgeneración [91].

5.9. Conclusiones preliminares

Habiendo concluido el análisis de los efectos técnicos se puede decir que, en cuanto al perfil de tensión, el límite de microgeneración se sitúa en 80 % y 100 %³⁹, siendo el primero correspondiente a la red rural, que es la más sensible a cambios en el perfil de tensión. Además, se deduce que los clientes más lejanos de la subestación son los que reciben un mayor impacto en la tensión de servicio. Finalmente el efecto que provoca un microgenerador en las salidas a las cuales no pertenece es reducido. Sin embargo, cuanto más cercano sea el microgenerador a la subestación y mayor sea su potencia instalada, mayor será el efecto ocasionado.

Con relación a las pérdidas, se puede decir que el mínimo se encuentra para un despliegue de microgeneración en el entorno del 30 % para las tres redes. Sin embargo vale la pena aclarar que para el caso industrial se espera que dicho valor sea superior, como el 60 % mostrado para la salida del cliente BC3. Por otro lado, el efecto de tener en cuenta la ubicación no tiene un comportamiento típico común a las tres redes analizadas⁴⁰, porque las pérdidas son más sensibles a la topología de la red, a los tramos que se estén aliviando, así como también a la demanda de los clientes, entre otros. Por ello, se obtienen pérdidas menores si hay microgeneradores lejanos en la red rural y cercanos en la red urbana. Por último, se obtuvo un nivel del 50 % en capacidad de microgeneración a partir del cual si continuara aumentando, entonces las pérdidas serán superiores a las obtenidas del caso base.

Acercas de la carga en las líneas y transformadores, en general se obtuvieron mayores cargas al incrementar la penetración de la microgeneración (no reduciéndose el uso de la red como se podría suponer), salvo para el caso industrial, donde se esperaba que de alguna manera se reduzcan las cargas debido a que se hace un mayor uso del autoconsumo en ese tipo de clientes. Un detalle no menor es que para la red rural y de manera que no se reduzca el límite de despliegue en microgeneración del 80 % deducido anteriormente, se cuenta con la posibilidad de sustitución del transformador para que no presente sobrecargas.

³⁹Respecto de la potencia contratada de los clientes.

⁴⁰Como el caso del perfil de tensión.

Capítulo 6

Efectos económicos de la microgeneración solar fotovoltaica

6.1. Introducción al análisis económico

Paralelamente al estudio de los efectos desde el punto de vista técnico de la inyección de la energía proveniente de microgeneradores fotovoltaicos en la red de distribución, se realizó un estudio del impacto económico resultante de incluir generación proveniente de esta fuente en la red uruguaya. Se estudió el efecto en el costo marginal de la energía, el costo total de generación en un año, el posible ahorro en costos térmicos, y el alivio de las redes. Para efectuar el estudio antedicho, se utilizó el *software SimSEE* (Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica) ¹.

6.2. Breve descripción del software SimSEE

Como se describió anteriormente, se decidió trabajar con el SimSEE para realizar el estudio del impacto económico. El SimSEE es un *software* que permite ensayar el comportamiento de diversos factores y variables que son afectados por el despacho energético, la demanda de energía, y las configuraciones de la red. Una vez establecida la red, el *software* permite optimizar el uso de los recursos de generación y, a partir del despacho resultante, se pueden obtener valores de costos y energía involucrados en el mismo.

6.2.1. Definición de terminología de SimSEE utilizada

Previo a la exposición sobre el modelado de las redes utilizadas para cumplir con el objetivo, resulta oportuno definir la terminología que se utilizará [92].

¹*Software* desarrollado en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la República, y que actualmente se utiliza para predecir y calcular despachos energéticos en la ADME y en UTE <https://simsee.org/simsee/>

Capítulo 6. Efectos económicos de la microgeneración solar fotovoltaica

- **HORIZONTE DE TIEMPO:** Ventana de tiempo en la cual se realiza el estudio del sistema.
- **PASO DE TIEMPO:** Intervalo de tiempo a utilizar para la integración de las ecuaciones de estado del sistema.
- **SALA:** Refiere a la configuración de una red para su estudio con un paso de tiempo definido en un horizonte dado.
- **ACTORES:** Son agentes que intercambian energía, si entregan energía corresponden a los generadores, y si consumen energía se denominan demandas.
- **NODOS:** Los nodos son puntos del sistema en los cuales se conecta la generación y la demanda, es en los nodos donde se debe cumplir el balance de potencia.
- **ARCOS:** Son canales de conexión entre los nodos. A través de los arcos se representan los límites de la transmisión de energía, y son consideradas las pérdidas por transporte. Son unidireccionales, por lo tanto para permitir el flujo de potencia en dos sentidos hay que modelar la línea con dos arcos.

6.3. Modelado

Para modelar la red, y así estudiar los efectos deseados, se obtuvo una sala base de SimSEE estacional de paso semanal (que fue convertida a paso horario) ², sobre la cual se realizan dos configuraciones diferentes; un modelado, responde a una repercusión más microscópica, que busca cuantificar impactos de carga en los arcos de las redes brindadas por UTE; por otro lado, se diseñó una sala a mayor escala, en la cual se pretende evaluar efectos de potencialidad de microgeneración fotovoltaica en todo el país. Ambas salas se realizan con un horizonte de tiempo de cinco años, y un paso de tiempo horario para así visualizar el efecto de la inclusión de la generación fotovoltaica en la red con mayor detalle.

El modelo de generador solar utilizado es el que tiene el SimSEE incorporado, que consta de una fuente *CEGH* (Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma), que permite capturar la información estadística contenida en la realización histórica de los índices de claridad a partir de la cual se generara el modelo. El actor solar ingresado en SimSEE pide como entrada información de latitud y longitud, inclinación de paneles, y parámetros de potencia de los módulos e inversor que permiten así estimar el índice de claridad en cada instante y determinar el comportamiento de cada generador solar [93].

Para incorporar los generadores fotovoltaicos, se consideró el hecho de que la máxima potencia a instalar permitida por el Decreto 173/010 es la potencia contratada por el cliente por tanto en las salas se incluirán microgeneradores que van desde el 10 % hasta el 100 % de la potencia contratada. Este estudio abarca el

²<http://adme.com.uy/informes/progest.php>

caso propuesto por la nueva normativa en la cual el máximo de potencia a instalar se ajusta a la demanda anual, y no a la potencia contratada.

Se obtuvieron resultados económicos relevantes al objetivo de estudio en la sala de mayor escala. La sala microscópica, como era de esperarse, no produce alteraciones visibles a los factores de costos que resultan de interés. Por lo tanto, el modelo y los resultados de esta sala, se encuentran incorporados al anexo B, se pueden ver allí conclusiones al respecto del estado de carga durante días de mayor generación para las tres redes particulares de estudio.

En el capítulo 5, se utilizó para simular los microgeneradores, perfiles de generación hallados a través del *PVsys*. En el presente capítulo se utilizarán, como se explicó anteriormente, otro modelo que es el desarrollado por el propio SimSEE. Los resultados simulados para la sala de pequeña escala que se muestra en el apéndice B, verifican que la utilización de los dos simuladores resulta perfectamente compatible, ya que se llegan a resultados similares respecto a los perfiles de generación. Este hecho valida los resultados obtenidos con ambos *softwares*.

De aquí en adelante, este capítulo hará referencia a la sala de mayor escala.

6.3.1. Configuración de la red

Esta sala fue modelada pensando en una penetración de microgeneración a gran escala, por lo tanto, se consideraron cuatro nodos. Un nodo representando las redes industriales, otro representando las redes urbanas, un tercero que representa las redes rurales, y por último un cuarto nodo denominado “Uruguay” que representa el resto de las redes no consideradas. Se aprecia la configuración en la figura 6.1.

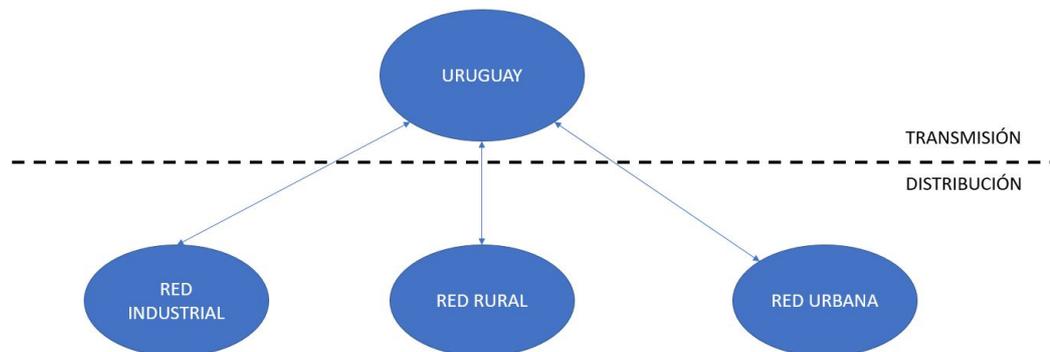


Figura 6.1: Modelado de la red para la sala de gran escala en Simsee.

6.3.2. Distribución de la demanda

Para distribuir las demandas se extrajeron datos de *UTE en cifras* [94], y se asoció según la potencia contratada de los clientes de las redes, la tarifa más conveniente para cada tipo de red.

Capítulo 6. Efectos económicos de la microgeneración solar fotovoltaica

Para determinar el tipo de tarifa, se consultó el pliego tarifario vigente de UTE [68].

En el caso de la red industrial, se le decidió asociar la tarifa de Grandes Consumidores, ya que las potencias contratadas por los clientes de tipo industriales son altas (se pueden ver las potencias contratadas en la tabla A.3 contenida en el anexo). Por lo tanto, se asume que todos los clientes que tengan tarifa de grandes consumidores en Uruguay, serán considerados dentro del nodo *Red Industrial*.

A la red rural, se la modeló con clientes con tarifa de Consumo Básico Residencial, esto es debido a que las potencias contratadas de los clientes de la red rural son muy pequeñas, se puede observar lo antedicho en la tabla del anexo A.2, representando así a los consumidores residenciales con bajo consumo de la red uruguaya. En esta sala ese concepto fue expandido, y la red rural representa a los clientes residenciales con bajo consumo.

Por último, la red urbana fue asociada a la tarifa de Medianos Consumidores. Como puede apreciarse en las potencias contratadas de esta red brindada por UTE referidas en la tabla del anexo A.1, a pesar de ser una red ubicada en una zona urbana, las potencias contratadas son altas, y por tanto, se decidió modelar en este nodo, los clientes de la red con tarifas de Medianos Consumidores.

Para clarificar lo anterior, se presenta el esquema de la figura 6.2

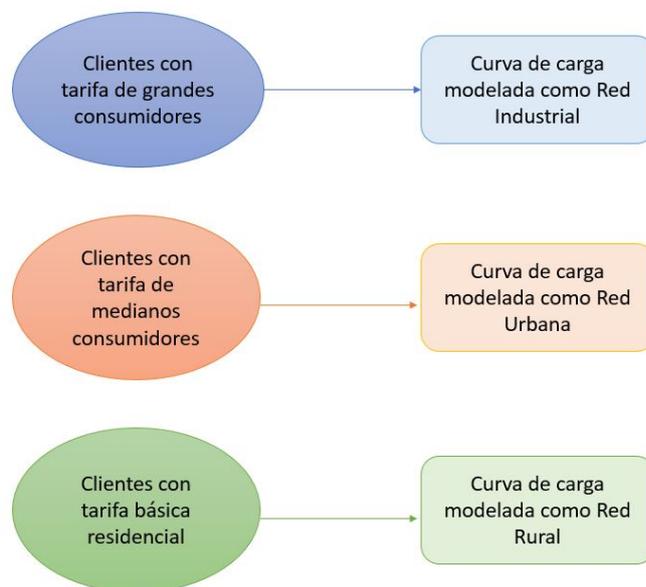


Figura 6.2: Esquema de distribución de las redes brindadas según el tipo de tarifa de los clientes asociados.

En la tabla que sigue, se muestra la cantidad de clientes en Uruguay con la tarifa asociada a cada tipo de red, la cantidad de clientes que cuenta cada una de

las redes brindadas por UTE, y a partir de ahí se encuentra un factor multiplicativo para las curvas de carga brindadas.

Tarifa - Tipo de red	Cantidad de clientes por tarifa	Cantidad de clientes de la red brindada por UTE	Factor multiplicativo de la carga de red
Grandes consumidores - Industrial	440	4	110
Residencial Básico - Rural	242995	18	13499.7
Medianos Consumidores - Urbana	14800	25	3656.6

Tabla 6.1: Cantidad de clientes por red y por tarifa, factor multiplicativo de la curva de carga [94].

Como se muestra en la última columna de la tabla 6.1, se obtuvo un factor por el cual se multiplicará la curva de carga brindada por UTE para así estimar la demanda de cada nodo de la sala. El factor es el siguiente:

$$factor = \frac{\text{Número de clientes totales en Uruguay con la tarifa correspondiente}}{\text{Número de clientes de la red de UTE.}}$$

Para aclarar la metodología, resulta propicio ejemplificar uno de los tres casos. Se considera que todos los clientes del país que posean tarifas de UTE asociada del tipo de grandes consumidores serán modelados en la sala como clientes de la red industrial. Como la red industrial brindada por UTE cuenta con 4 clientes, y en todo el país hay 440 clientes con tarifa de grandes consumidores, se quiso encontrar la curva de carga particular de un cliente dividiendo los datos de la curva brindados por UTE entre la cantidad de clientes de la red (4 para este ejemplo), y luego de contar con la curva para un cliente particular se multiplicó por la cantidad de clientes totales de la red uruguaya con esa tarifa (440 en este ejemplo). Por tanto, la curva de carga resultante que modela a todos los clientes con tarifa de grandes consumidores será la brindada por UTE escalada a un factor de $\frac{440}{4} = 110$.

Este mismo razonamiento se aplica a la red industrial y a la rural, obteniendo los resultados que aparecen en la tabla 6.1.

Con los factores anteriormente calculados, se obtuvo la demanda de cada nodo de la sala multiplicando el factor obtenido por la curva de carga brindada por UTE. La diferencia entre la suma de las demandas obtenidas de los nodos de distribución y la demanda total del país, se le atribuyó al nodo “Uruguay”.

Para obtener la demanda en los años consecutivos, se consideró el incremento del 3% anual. Dicho valor es del orden del considerado por la ADME en las programaciones estacionales.³

³La ADME consideró una tasa de crecimiento del 2.65% anual en la programación estacional de mayo a octubre de 2017 [95], mientras que la tasa de crecimiento del 2015 al 2016 llegó a un valor de 5.9% [96], resultó adecuado utilizar una tasa conservativa del 3%.

6.3.3. Parámetros de los arcos

No es el objetivo de esta sala estudiar el comportamiento de los arcos, y por tanto se les atribuyó a los mismos un valor de potencia máxima de 1000 MW, mucho mayor que la demanda máxima, y por tanto, asegurarnos de que no exista congestión en la red ⁴. Como rendimiento se le ingresó un valor de 0,96 p.u., genérico a todos los arcos [97].

6.3.4. Microgeneradores instalados

Según el criterio explicado anteriormente, la microgeneración a incluir en esta sala responde a la tabla 6.2 donde las últimas columnas representan la microgeneración que se incorporará en los diferentes escenarios de simulación, correspondientes al (10-30-50-70-100) % de la potencia contratada asociada al nodo.

Nodo	P _{contratada} (MW)	Microgeneración instalada (MW)				
		10 %	30 %	50 %	70 %	100 %
Red Industrial	47.19	4.72	14.16	23.60	33.04	47.19
Red Rural	1197.40	119.74	359.22	598.70	838.18	1197.40
Red Urbana	234.00	23.40	70.20	117.00	163.80	234.00
Total	1478.59	147.86	443.58	739.3	1035.0	1478.59

Tabla 6.2: Microgeneración asociada a los nodos de distribución de la sala a gran escala.

6.4. Metodología

La metodología de estudio consistió en simular escenarios en los cuales las redes no contaban con microgeneración instalada, e ir agregando gradualmente la microgeneración hasta llegar al límite permitido por el Decreto 173/010.

Se obtuvo la información pertinente del SimSEE y se prosiguió a procesar la misma para cumplir con los objetivos propuestos.

Se orientó al estudio de las siguientes variables:

- Costo marginal (*cmg*): es el costo de abastecer el último *MWh* de demanda; éste resulta ser el costo variable de la máquina más cara. Al incrementar la penetración de la energía fotovoltaica, cuyo costo variable es cero, se espera que el costo marginal del sistema disminuya.
- Costo total: es la suma de los costos de generación de las distintas fuentes por la cantidad de energía generada. En la sala que se tomó como punto de partida ya existía esta variable, por lo que el único cambio realizado es

⁴Se denomina congestión al hecho de que no pueda ser abastecida la demanda de un nodo por saturación de un arco.

la suma del costo de la microgeneración instalada. Se explica más adelante cómo se calculó el costo de esta última.

- Gradiente de inversión: es una variable, que permite evaluar qué tan rentable es para el sistema la instalación de un determinado generador. Este parámetro depende del generador propiamente dicho y depende de todo el sistema, ya que está vinculado al costo marginal como se verá. El gradiente de inversión se define como la diferencia entre el beneficio por sustitución de otra tecnología (por ejemplo la térmica) y el costo fijo que debe pagarse por la nueva tecnología, es decir:

$$GI = \frac{E(cm_g - cv) - ECf}{ECf} \quad (6.1)$$

- E : Energía generada en cierto período de tiempo, cm_g es el costo marginal del sistema.
- cv : Costo variable de la nueva tecnología, en el caso de la solar es cero.
- Cf : Costo fijo de la nueva tecnología.

El análisis económico marginalista afirma que el óptimo de inversión de una nueva tecnología se da cuando el gradiente de inversión se anula.

En lo que refiere al cálculo del costo de la microgeneración, como se mencionó anteriormente, se calculó aparte del costo total de cada fuente. Una característica importante de la microgeneración 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 total ⁵; si existe un excedente de microgeneración, éste será utilizado para abastecer al resto de la demanda, comportándose como cualquier otro generador. Es ésta energía excedente la que aportará positivamente al costo total.

En la figura 6.3, se aprecia esquemáticamente lo que se explicó en el párrafo anterior.

⁵Aporta negativamente, pues el resto del parque generador “ve” una demanda menor.

Capítulo 6. Efectos económicos de la microgeneración solar fotovoltaica



Figura 6.3: Esquema de autoconsumo y venta de energía microgenerada a la red.

En la próxima sección se muestran los resultados obtenidos de las simulaciones.

6.5. Resultados

El objetivo principal de esta sala, consiste en evaluar el impacto en la matriz energética, así como también el impacto económico en la penetración de microgeneradores fotovoltaicos distribuidos en la red. Se proseguirá a mostrar los resultados obtenidos en función de diversos factores tales como el costo total de generación, el costo marginal del sistema, el gradiente de inversión de los microgeneradores instalados, y la matriz de generación resultante en cada caso.

6.5.1. Matriz energética

Tal como se explicó anteriormente, la microgeneración fotovoltaica fue añadida en valores discretos de 10, 30, 50, 70 y 100 % de la potencia contratada de clientes con tarifa de grandes consumidores, medianos consumidores y clientes con tarifa básica residencial. La energía generada en cada caso durante el año estudiado (2017), puede verse en la figura 6.4. Añadir una nueva fuente de generación altera la matriz energética. Esto puede notarse en las figuras 6.5, 6.6 y 6.7.

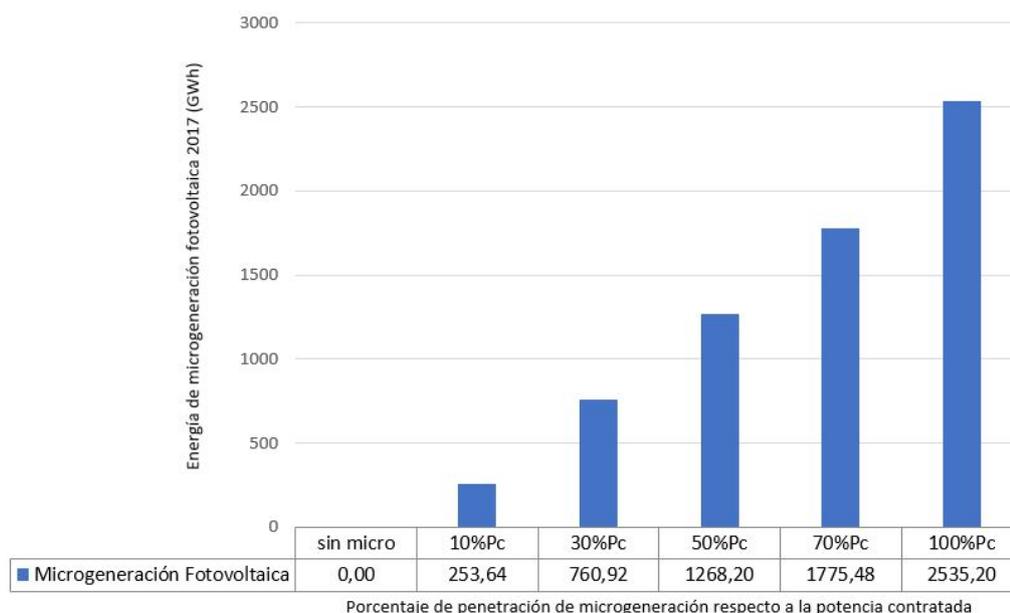
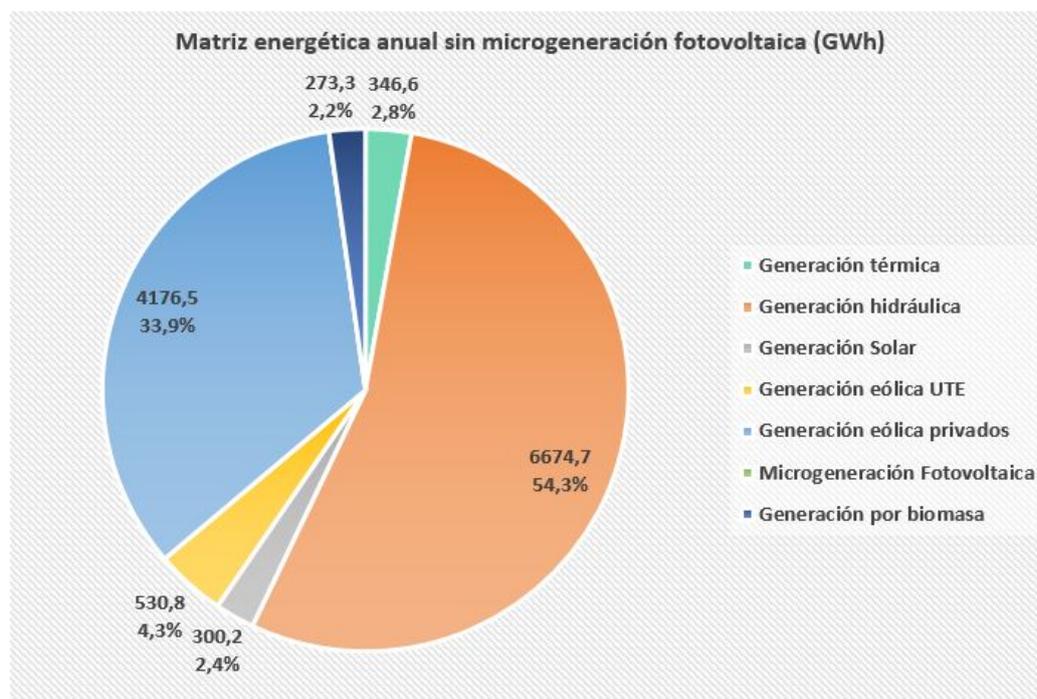
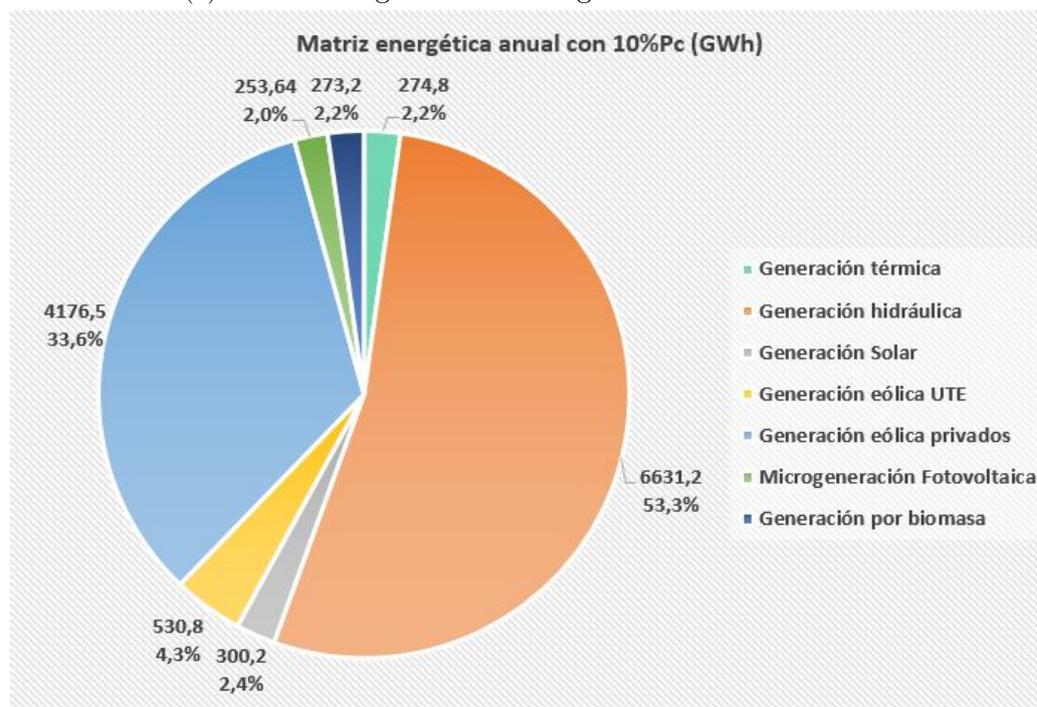


Figura 6.4: Energía generada por microgeneración fotovoltaica en 2017 (GWh).

Capítulo 6. Efectos económicos de la microgeneración solar fotovoltaica



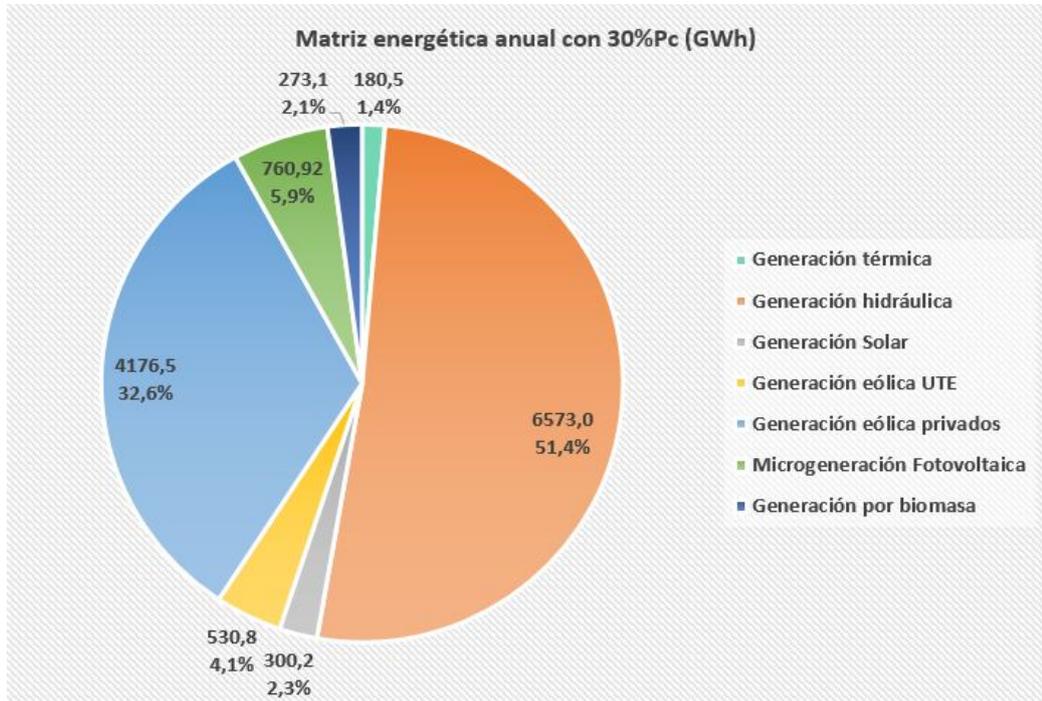
(a) Matriz energética sin microgeneración fotovoltaica.



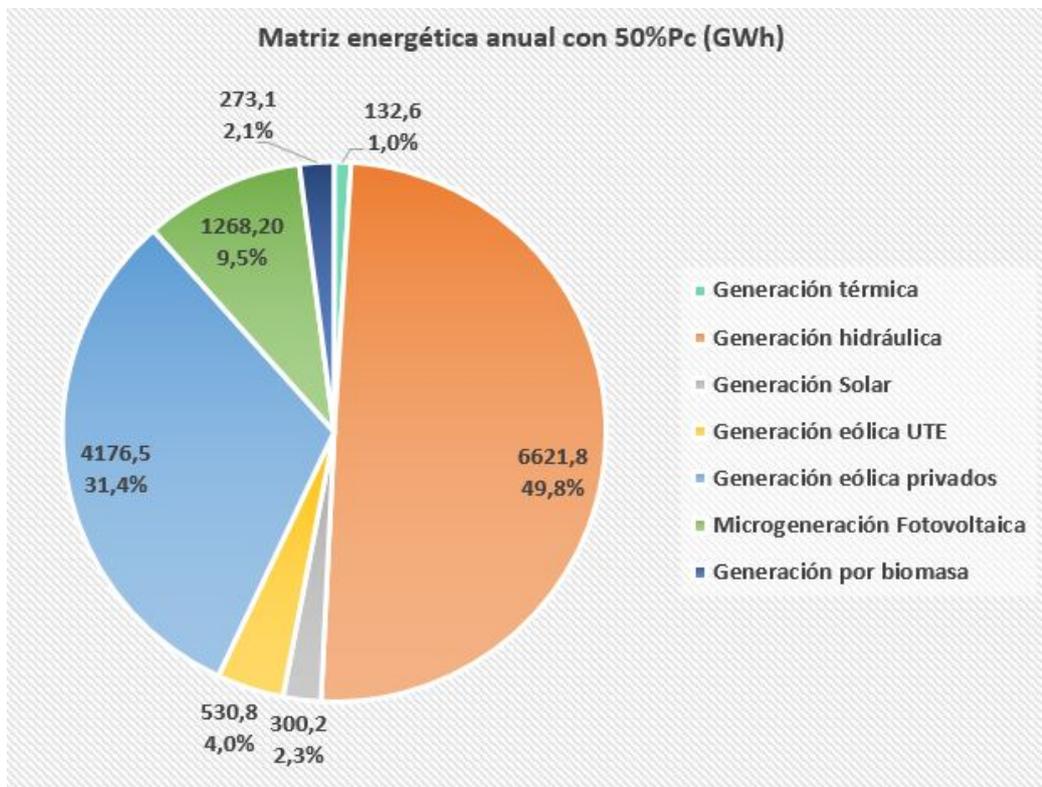
(b) Matriz energética con microgeneración fotovoltaica de 10% P_C .

Figura 6.5: Matriz energética 2017 sin microgeneración, y con penetración de 10% de la potencia contratada por grandes consumidores, medianos consumidores y residenciales básicos.

6.5. Resultados



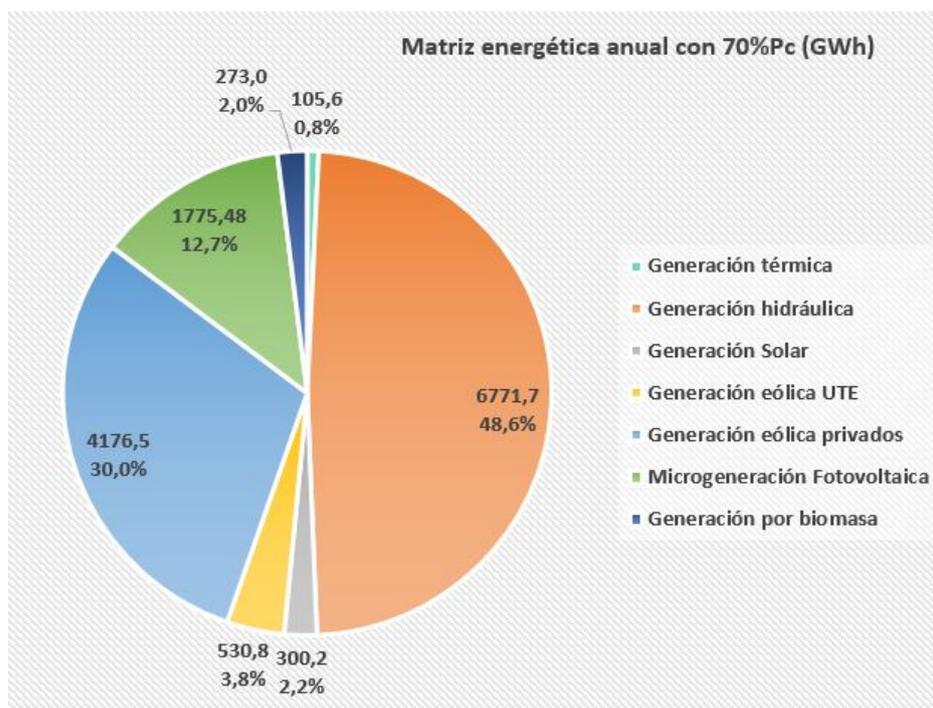
(a) Matriz energética con microgeneración fotovoltaica de 30% P_C .



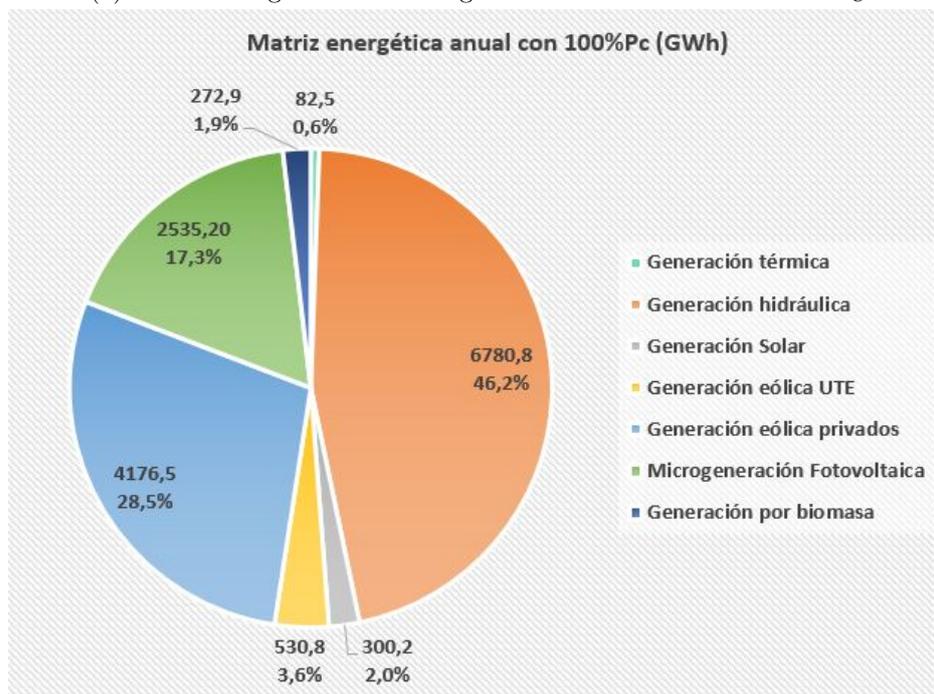
(b) Matriz energética con microgeneración fotovoltaica de 50% P_C .

Figura 6.6: Matriz energética 2017 sin microgeneración, y con penetraciones del 30% y 50% de la potencia contratada por grandes consumidores, medianos consumidores y residenciales básicos.

Capítulo 6. Efectos económicos de la microgeneración solar fotovoltaica



(a) Matriz energética con microgeneración fotovoltaica de 70 % P_C .



(b) Matriz energética con microgeneración fotovoltaica de 100 % P_C .

Figura 6.7: Matriz energética 2017 con penetraciones del 70 % y 100 % de la potencia contratada por grandes consumidores, medianos consumidores y residenciales básicos.

6.5. Resultados

Se observa que el cambio más notorio se da en la generación térmica. Al contar con microgeneración, y la misma ser autodespachable, baja la generación requerida de máquinas térmicas. Al ser la fuente de generación que implica mayor gasto, es la primera en reducirse. Esta reducción incrementa a medida que va aumentando la penetración de microgeneración fotovoltaica, tal como se observa en la figura 6.8.

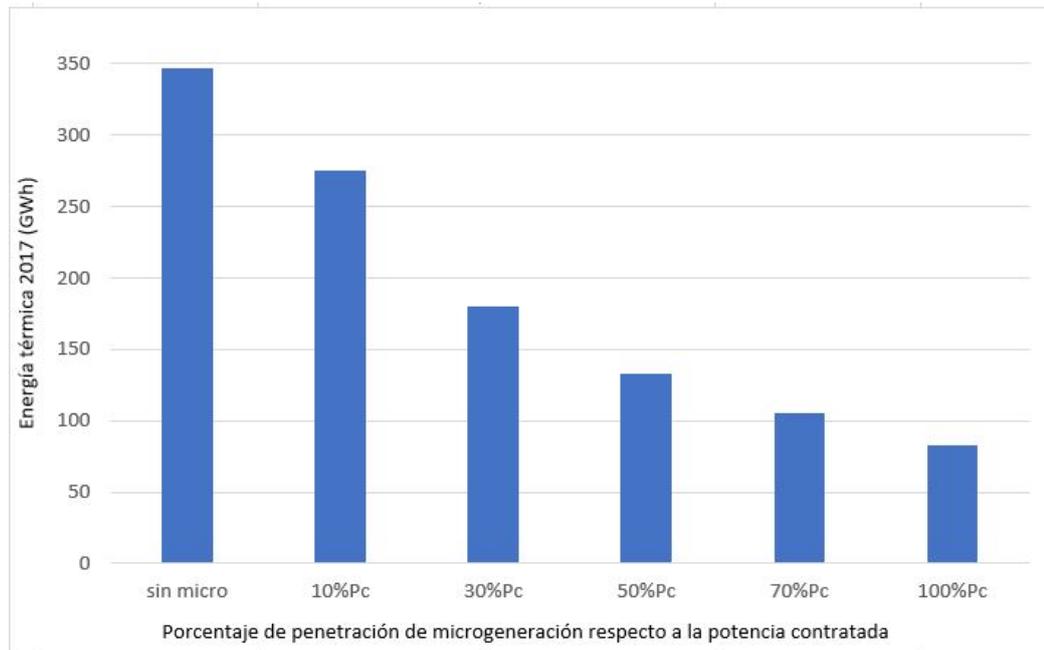


Figura 6.8: Energía generada por fuente térmica en 2017 con distintos grados de penetración de microgeneración(GWh).

Suponiendo una instalación de microgeneración fotovoltaica de 1478,59 MW, es decir el 100% de P_c , (ver tabla 6.2), correspondiente a una energía anual de 2535,20 GWh, se reduce la producción de energía térmica un 24%, es decir, se reducen 264,1 GWh anuales.

Capítulo 6. Efectos económicos de la microgeneración solar fotovoltaica

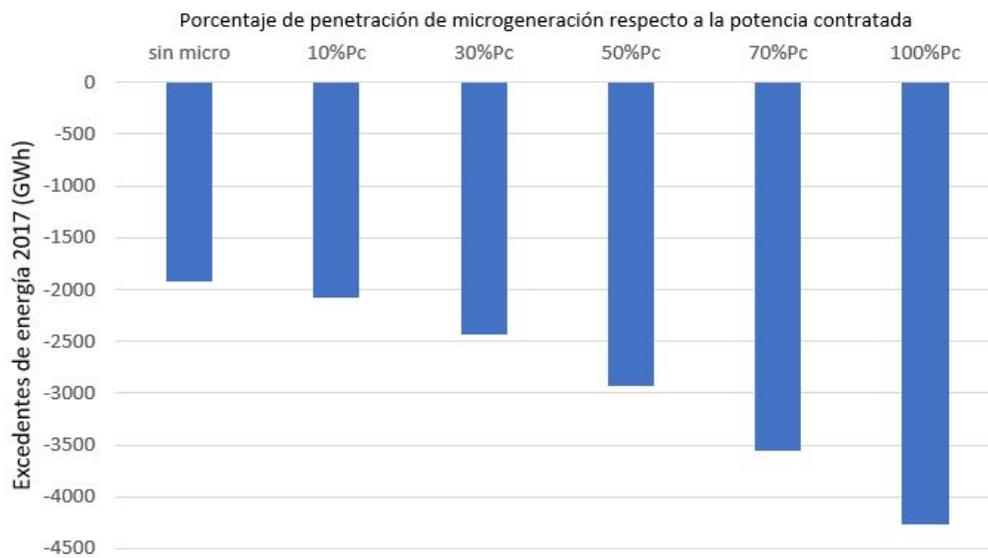


Figura 6.9: Comportamiento de los excedentes de energía al incluir microgeneración.

Como puede observarse en la figura 6.9, los excedentes de energía aumentan a medida que se incluye microgeneración en el sistema. Contar con esos excedentes puede resultar beneficioso si existiese la posibilidad de exportar energía, aunque la tarifa que se les paga a los microgeneradores supera ampliamente las ganancias de las posibles exportaciones. Se pueden generar un máximo de 2338,22 GWh de energía excedente al instalar microgeneración correspondiente a instalar 100% P_c (1478.59 MW).

6.5. Resultados

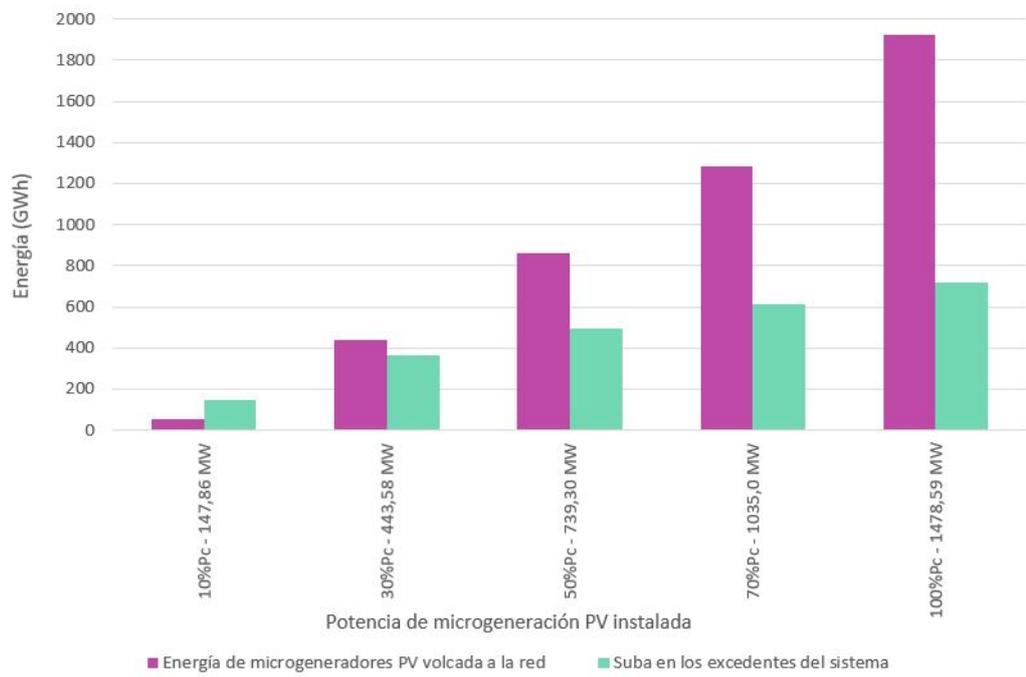
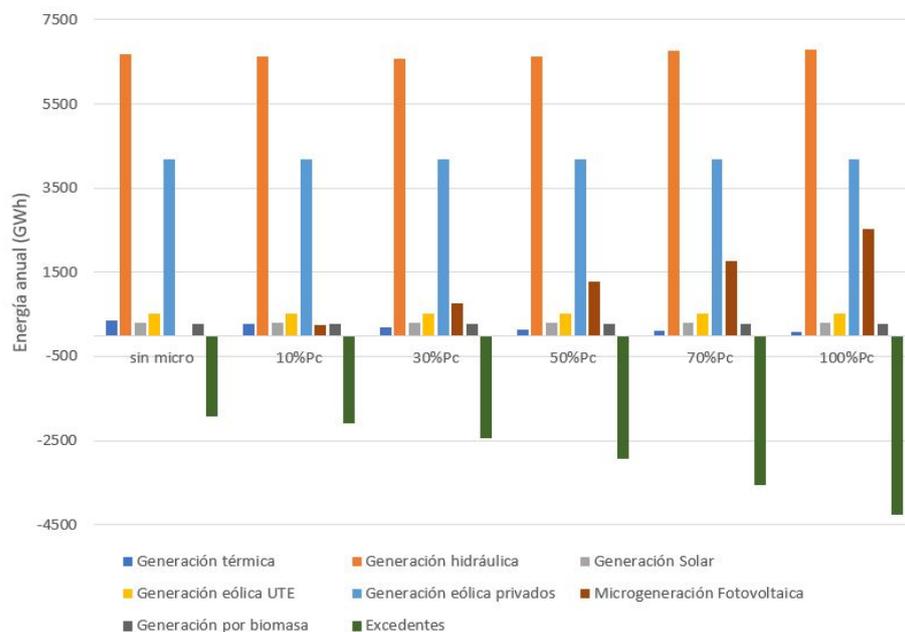


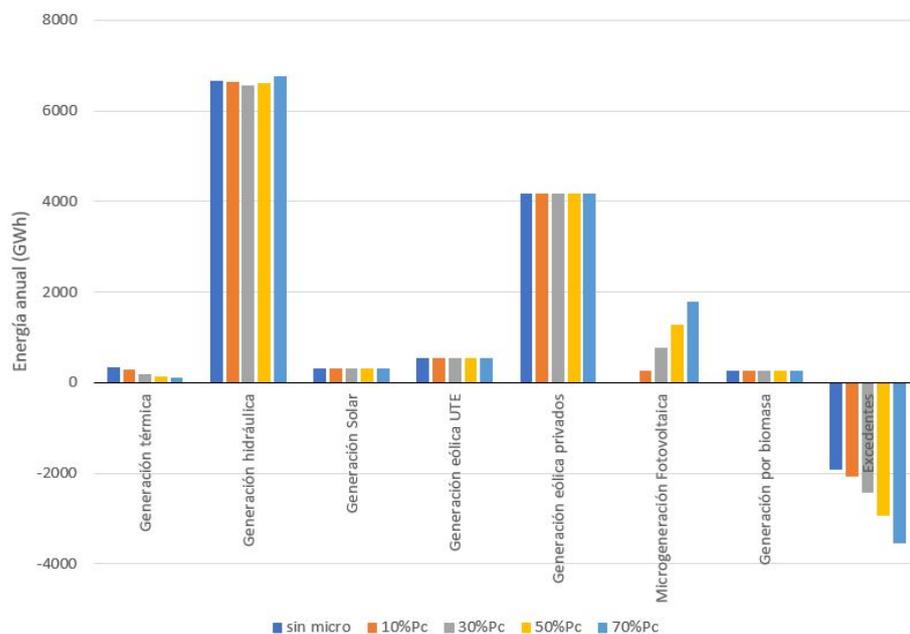
Figura 6.10: Comparación entre la energía de microgeneración volcada a la red y el aumento de los excedentes.

En la figura 6.10, se realiza una comparación entre la energía producida por los microgeneradores instalados que finalmente es volcada a la red, y el aumento de los excedentes de energía que se presentan a lo largo del año. Se ve que a medida que va subiendo la energía inyectada van subiendo los excedentes. Esto da la pauta de que se está inyectando más energía de la que a priori es necesaria para bajar los costos de abastecimiento de la demanda.

Capítulo 6. Efectos económicos de la microgeneración solar fotovoltaica



(a) Energía generada por fuente en función del nivel de penetración de microgeneración.



(b) Energía generada por nivel de penetración de microgeneración en función de la fuente.

Figura 6.11: Energía generada en 2017 en función según la fuente y el nivel de penetración de microgeneración fotovoltaica.

En las figuras 6.11a y 6.11b, se puede observar, utilizando una escala única, los cambios en la generación de energía al incorporar microgeneración. Se aprecia

que el cambio más significativo se da en las fuentes térmicas y en los excedentes, mientras que la energía hidráulica no sufre grandes cambios, y la solar, la eólica y la biomasa mantienen su valor por ser energías autodespachables.

A modo de ejemplo, se evalúa el comportamiento de la energía hidráulica y térmica en el día del año en que la generación térmica resulta mayor (18 de mayo de 2017), sin microgeneración, y con microgeneración correspondiente al 100% de P_c . Los resultados se ven en la figura 6.12.

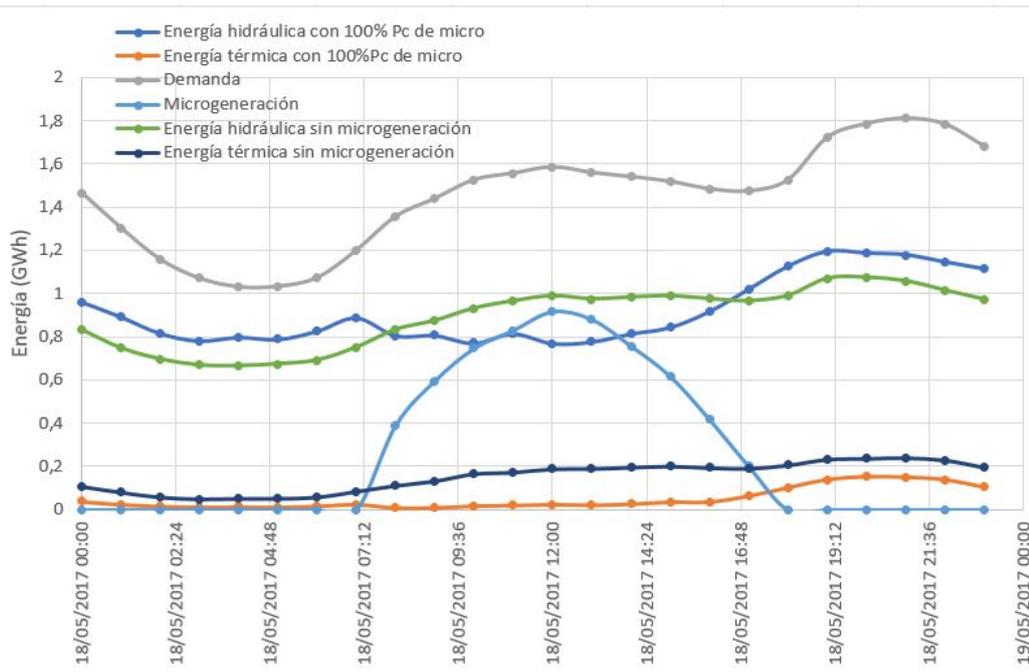


Figura 6.12: Energía en GWh en el día de mayor consumo térmico.

En la figura 6.12, se aprecia que la energía térmica en el escenario con microgeneración ⁶ siempre se encuentra por debajo de la misma en el escenario sin microgeneración, incluso en horas del día sin sol. Este comportamiento, se debe a la conducta complementaria que presenta con la hidráulica. Como puede apreciarse, la generación hidráulica baja en las horas de sol, porque parte de la demanda es cubierta por la energía producida por los microgeneradores fotovoltaicos, las represas utilizan este ahorro de energía en las horas solares para acumular agua que posteriormente se despacha en las horas sin sol, bajando el consumo de la térmica durante todo el día.

6.5.2. Costo marginal

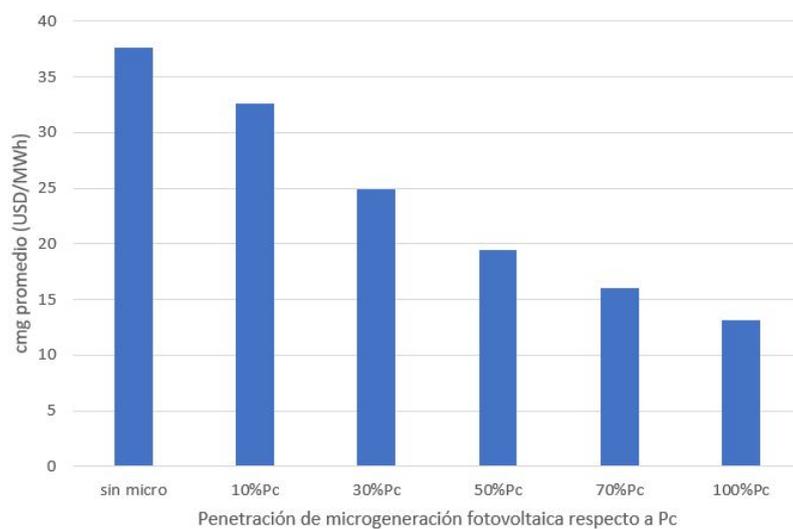
Como fue explicado en la sección 6.4, resulta interesante observar el comportamiento del costo marginal de generación al ir incorporando microgeneración fotovoltaica. El costo marginal asociado a las fuentes renovables es nulo. Por tanto, es

⁶1478.59 MW de potencia instalada

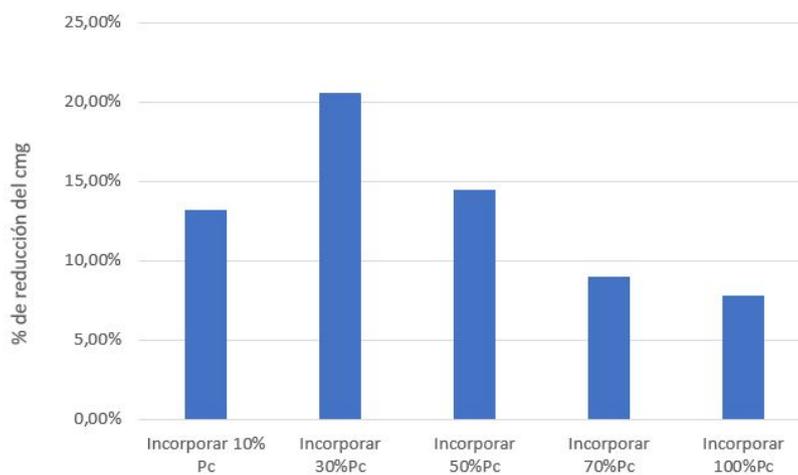
Capítulo 6. Efectos económicos de la microgeneración solar fotovoltaica

esperable que al introducir nuevos generadores que no aporten al costo marginal, el mismo se vea reducido.

Para probar la suposición, se obtuvo el vector del costo marginal del sistema en un año para cada penetración de microgeneración estudiada, y se realizó el valor promedio. Los resultados se muestran en la figura 6.13a.



(a) Costo marginal promedio según el grado de penetración de microgeneración fotovoltaica en 2017.



(b) Beneficio en la reducción del costo marginal al incorporar más microgeneración, respecto a la incorporación anterior.

Figura 6.13: Comportamiento del costo marginal promedio anual respecto a la incorporación de microgeneración fotovoltaica .

En la figura 6.13b, se observa cómo el grado de beneficio por la reducción del

6.5. Resultados

costo marginal de microgeneración no es creciente. Para explicar mejor lo anterior, es oportuno observar la tabla 6.3:

Microgeneración instalada	$cmg_{promedio}$ (USD/MWh)	Beneficio adicional (%)
0% P_c - 0 MW	37.58	-
10% P_c - 147,86 MW	32.63	$(37,58 - 32,63)/37,58 = 13,17\%$
30% P_c - 443,58 MW	24.90	$(32,63 - 24,90)/37,58 = 20,57\%$
50% P_c - 739,30 MW	19.46	$(24,90 - 19,46)/37,58 = 14,50\%$
70% P_c - 1035,0 MW	16.06	$(19,46 - 16,06)/37,58 = 9,03\%$
100% P_c - 1478,59 MW	13.11	$(16,06 - 13,11)/37,58 = 7,84\%$

Tabla 6.3: Evolución del beneficio en el cmg al incorporar microgeneración fotovoltaica.

Se observa que luego de la instalación de 30% de P_c , es decir, 443,58 MW, el beneficio empieza a decrecer. Es decir, aunque el costo marginal sigue bajando, como se ve en la figura 6.13a, cada vez la disminución del mismo va siendo menor, tendiendo a un valor asintótico, en el cual ya no puede bajarse más el costo marginal. Esto se debe a que deja de repercutir en la reducción del costo marginal la incorporación de fotovoltaica el momento en el cual ya no existe generación con costo variable no nulo a ser sustituida.

Otro resultado interesante a analizar respecto al costo marginal, es su evolución en el tiempo. Se eligió el día con cmg más alto del 2017, que resultó ser el 18 de mayo ⁷. En la gráfica de la figura 6.14 se muestra el resultado.

⁷Coincide con el día de mayor generación térmica analizado en la figura 6.12

Capítulo 6. Efectos económicos de la microgeneración solar fotovoltaica

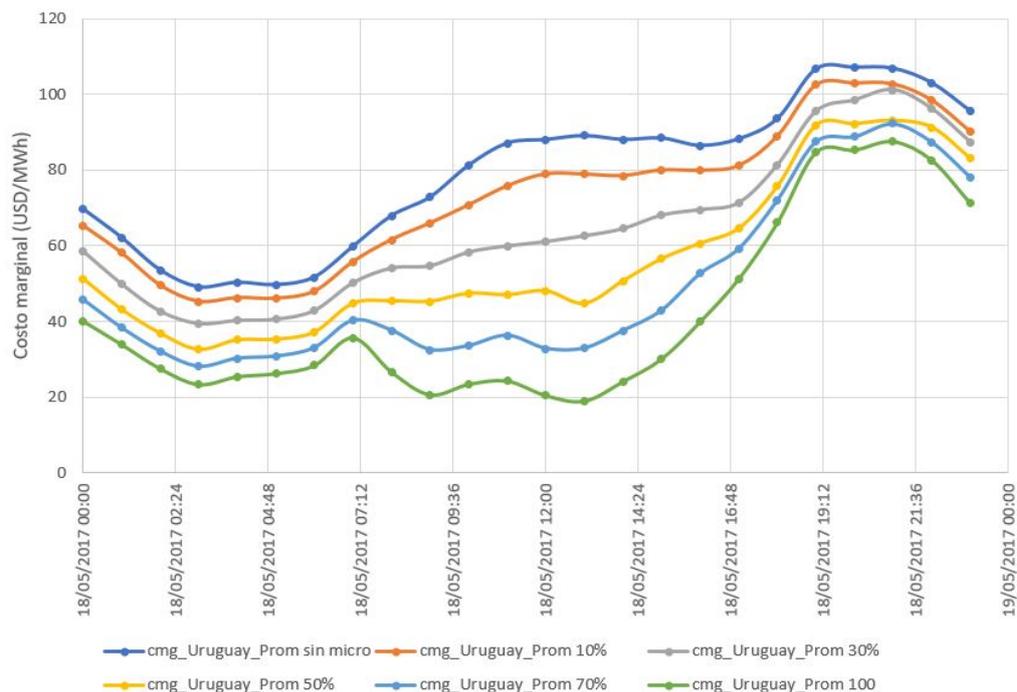


Figura 6.14: Evolución del costo marginal el día de costo más alto (18/5/2017) con distintos grados de penetración fotovoltaica.

Como era esperable, se puede ver que en las horas de sol, el costo marginal baja a medida que se incorpora microgeneración en la red. Por otro lado, se ve que, aunque en un grado menor, el *cmg* baja también en horas sin sol. Esto puede deberse al hecho de que la fuente hidráulica acumula agua durante el día que utiliza para abastecer la demanda en la noche, y bajar el costo marginal que pueda generarse por prender alguna máquina térmica como fue explicado en la sección 6.5.1 y mostrado en la figura 6.12.

6.5.3. Costo Total

Resultó relevante evaluar el comportamiento del costo total de generación del sistema eléctrico al incluir microgeneración fotovoltaica.

El costo total fue considerado como la composición de dos importes, los costos que se deben asumir para poder generar la energía y los costos fijos que deben pagarse a los generadores privados por energía inyectada a la red. También es tenido en cuenta el flujo de costos que se da gracias a la exportación e importación de energía con los países vecinos.

En el caso de la microgeneración fotovoltaica, el costo variable, que depende de la generación, es nulo, esto se debe a que la fuente de generación es la radiación solar, y no está sujeto a la compra de recursos como sí pasa en el caso de las

máquinas térmicas, que necesitan combustible para generar energía.

Por otro lado, el costo fijo de la microgeneración fotovoltaica sí debe ser asumido por el sistema, ya que por la política vigente referida en el Decreto 173/010, el estado se compromete a comprar la energía inyectada a la red, al precio de la tarifa asociada. Lo mismo pasa con la generación eólica, en la cual el estado debe asumir el gasto implícito de comprar la energía disponible en la red.

Como se vio anteriormente en la sección 6.5.1, al incorporar microgeneración fotovoltaica a la red, baja la energía térmica necesaria para abastecer la demanda anual. Por esta razón, a priori, podría ser esperable que baje el costo total del sistema, pero lo cierto es que el costo que se debe asumir por la energía inyectada a la red, supera ampliamente el ahorro por usar menor energía proveniente de fuentes térmicas.

El costo de microgeneración fue sumado al costo total sin microgeneración de la siguiente manera:

$$Costo_{microPV} = (Energía\ generada - Energía\ demandada) \times Tarifa\ asociada$$

Es decir

$$Costo_{microPV} = (Energía\ inyectada\ a\ la\ red) \times Tarifa\ asociada$$

Como se muestra en la tabla 6.1, se modelaron clientes con tarifas de grandes consumidores, medianos consumidores, y residenciales básicos.

Tipo de Red	Tipo de tarifa	Valor de la tarifa (USD/MWh)
Red Industrial	Grandes consumidores	102.28
Red Rural	Residencial Básico	163.10
Red Urbana	Medianos Consumidores	128.93

Tabla 6.4: Valor de la tarifa asociada a cada red.

Las tarifas consideradas coinciden con las referidas en el pliego tarifario vigente [68] como se ve en la tabla 6.4 .

En la figura 6.15, puede visualizarse el efecto sobre el costo total considerando que a los microgeneradores se les paga por energía inyectada el valor del *MWh* establecido por la tarifa, tal y como lo exige el decreto, y por otro lado se plantea la hipótesis de que no existen esos costos fijos a asumir, y se puede apreciar como el costo total bajaría.

Capítulo 6. Efectos económicos de la microgeneración solar fotovoltaica

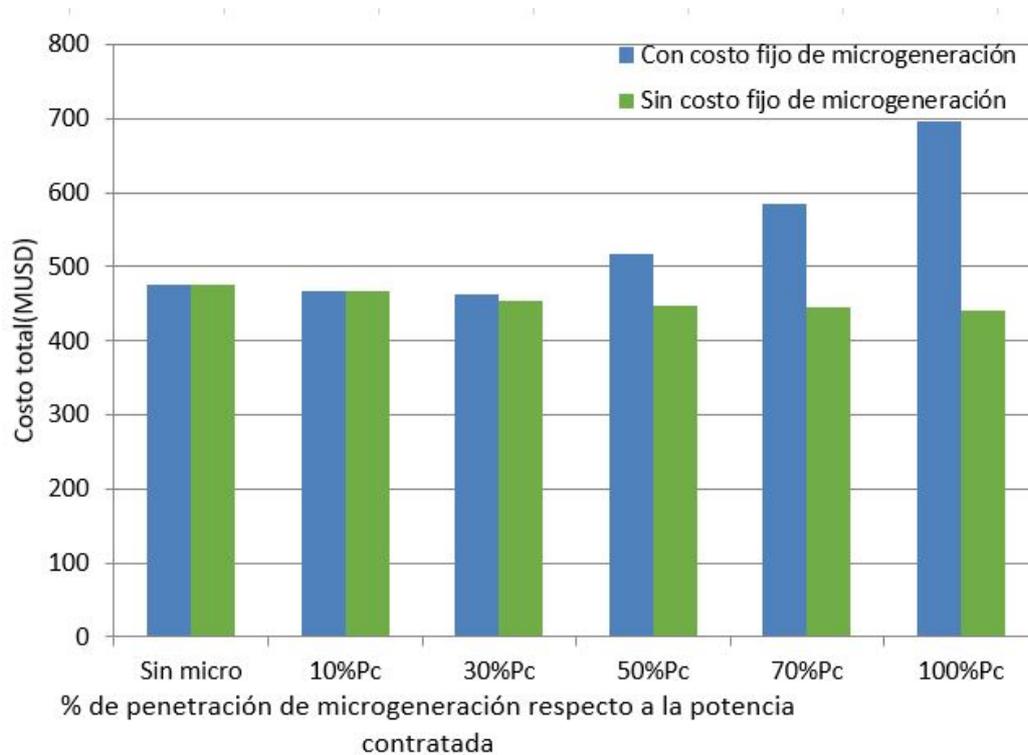


Figura 6.15: Costo total del sistema de generación considerando y sin considerar los costos fijos de la microgeneración.

Los resultados numéricos de los costos según la cantidad de microgeneración instalada se encuentran en la tabla 6.5. Se puede apreciar que incluir microgeneración hasta un valor correspondiente al 30% de la potencia contratada por los clientes (443.58 MW) resulta beneficioso ya que reduce el costo total hasta un valor de 11.8 MUSD.

Inserción (%)	COSTO TOTAL SIN CF MG (MUSD)	COSTO TOTAL CON CF MG (MUSD)
0% P_c	475,30	475,30
10% P_c	466,04	466,04
30% P_c	453,99	463,52
50% P_c	447,91	516,80
70% P_c	444,40	584,86
100% P_c	441,30	695,44

Tabla 6.5: Evolución del costo total.

Para visualizar el efecto sobre el costo total del hecho de no considerar los costos fijos, se muestra en la figura 6.16, la evolución del costo con la penetración

de la microgeneración con una escala más ajustada. Se puede ver que los costos pueden llegar a reducirse hasta 34 *MUSD*.

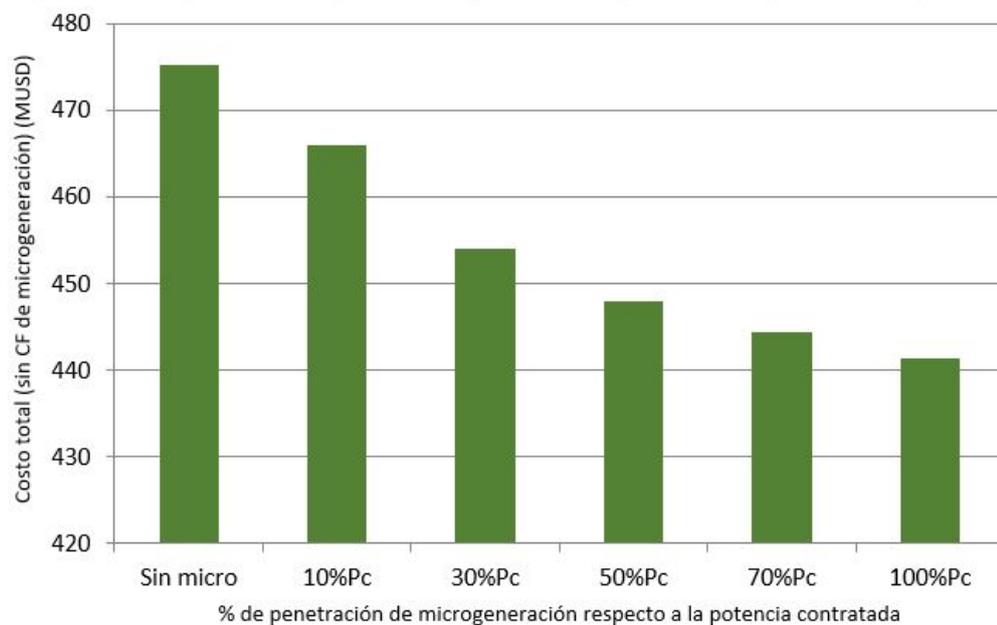


Figura 6.16: Costo total del sistema de generación sin considerar los costos fijos de la microgeneración.

Este resultado invita a cuestionar la política vigente, y considerar nuevas posibilidades de incentivos que puedan ser más rentables a largo plazo para la expansión de la microgeneración en el país.

6.5.4. Gradiente de inversión

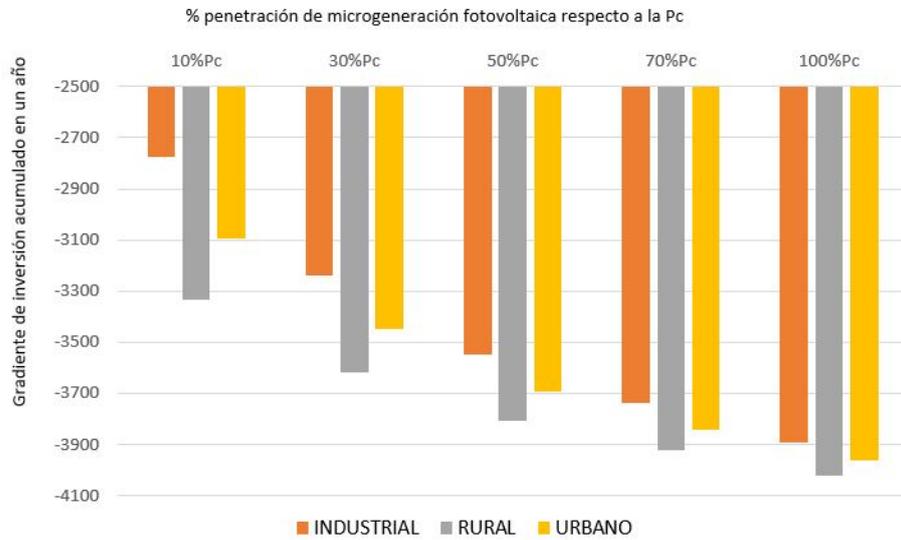
Como se explicó en la sección 6.4, el gradiente de inversión resulta un parámetro interesante de analizar, ya que brinda información sobre el beneficio de incorporar un nuevo generador en el sistema.

Si el valor resultante del gradiente de inversión es positivo, implica que es beneficioso seguir instalando más generadores de esa tecnología, por otro lado, si el gradiente de inversión resulta negativo, implica que el sistema se ve perjudicado, pues la inversión en ese generador, resulta mayor que la utilidad que pueda extraerse del mismo.

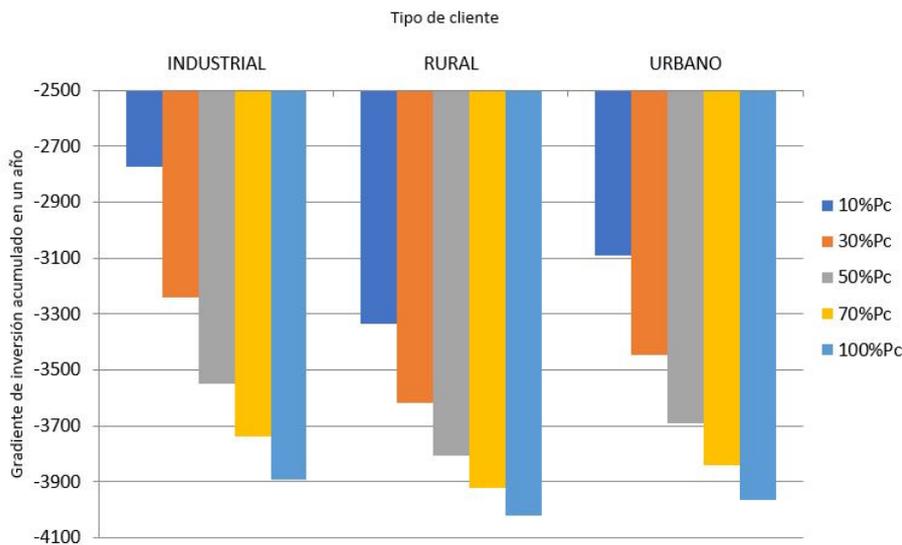
Por lo tanto, la cantidad óptima de potencia instalada de un generador de determinada tecnología se da cuando el gradiente de inversión resulta nulo.

Como se puede observar en las figuras 6.17a y 6.17b, la incorporación de microgeneradores fotovoltaicos a la red, no reporta ningún beneficio. Con una mínima cantidad de potencia instalada, el gradiente de inversión resulta negativo.

Capítulo 6. Efectos económicos de la microgeneración solar fotovoltaica



(a) Gradiente de inversión acumulado anual según microgeneración fotovoltaica instalada.



(b) Gradiente de inversión acumulado anual para los tres tipos de clientes estudiados.

Figura 6.17: Comportamiento del gradiente de inversión acumulado anual.

Como muestra la ecuación 6.1, el gradiente de inversión depende del costo marginal del sistema y del costo que debe pagarse a los microgeneradores por la energía volcada a la red.

Como el costo variable en este caso es nulo, la expresión del gradiente de inversión resulta:

$$GI = \frac{cmg - Cf}{Cf}$$

Como puede verse, el valor óptimo se da cuando la tarifa a la que se valoriza la energía inyectada a la red, iguala al cmg del sistema.

Con el decreto vigente, el Cf representa la tarifa que posean los microgeneradores conectados a la red. Como el cmg del sistema es muy bajo, la tarifa resulta muy alejada del mismo, por lo que el gradiente de inversión es negativo para incorporaciones mínimas de energía.

No obstante, se encuentra que este resultado es contradictorio con el obtenido analizando el costo total en la sección 6.5.3, el cual indica que una penetración de 30 % de microgeneración podría resultar beneficiosa. Una posible explicación es que la definición de gradiente de inversión no diferencia entre las dos situaciones posibles: el autoconsumo y la inyección a la red. Si bien cuando el microgenerador inyecta energía a la red, se le remunera a Cf , valor mucho mayor al cmg , cuando autoconsume también existe un beneficio por sustitución pero que no está siendo remunerado. Es por ello que se concluye que esta definición de gradiente de inversión no es adecuada para el tipo de intercambio de la microgeneración.

6.5.5. Análisis de resultados para el año 2022

Como se explicó en la sección 6.3.2, se pretendió obtener resultados acerca del comportamiento de los costos y de la matriz energética al incorporar microgeneración fotovoltaica también en el futuro. Se eligió como referencia el año 2022. Se trabajó en iguales condiciones que en 2017, con los mismos generadores y microgeneradores instalados, lo único que se modificó fue la demanda, considerando un incremento anual del 3 %, es decir, del 2017 al 2022 aumentó un 16 % el valor de la demanda.

Matriz energética

Al proponerse un aumento significativo en la demanda del 2017 al 2022, la energía producida por los microgeneradores empieza a tener un rol más relevante en la matriz energética. La cantidad de energía de microgeneración que en 2017 terminaban en excedentes exportables, disminuye. El resultado de la matriz energética puede verse en la figura 6.18. Si se compara este resultado con el del 2017, se puede notar que la energía anual generada por los actores eólicos y solares aumenta. Esto se debe a generadores nuevos que entrarán en servicio con una fecha posterior al 2017 y que fueron considerados en SimSEE. Por otro lado el aumento de la demanda es notorio ya que aunque aumentan esas fuentes de generación, también se visualiza un incremento de la energía térmica, comparando con la matriz energética que suponía la misma cantidad de microgeneración inyectada para el 2017.

Capítulo 6. Efectos económicos de la microgeneración solar fotovoltaica

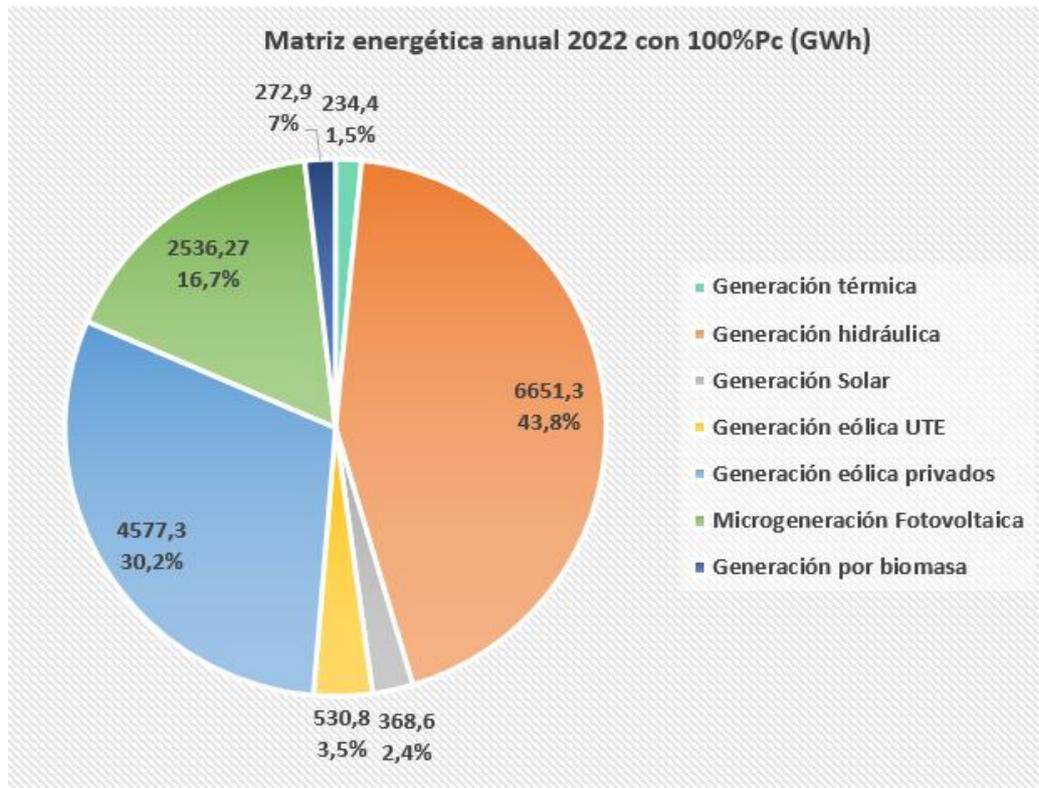


Figura 6.18: Matriz energética 2022 con microgeneración equivalente al 100 % de la potencia contratada (1478.59MW).

En la figura 6.19, se aprecia el hecho de que aumentar la microgeneración en 2022, no se ve reflejado notoriamente en una suba en los excedentes como sí sucedía en 2017.

6.5. Resultados

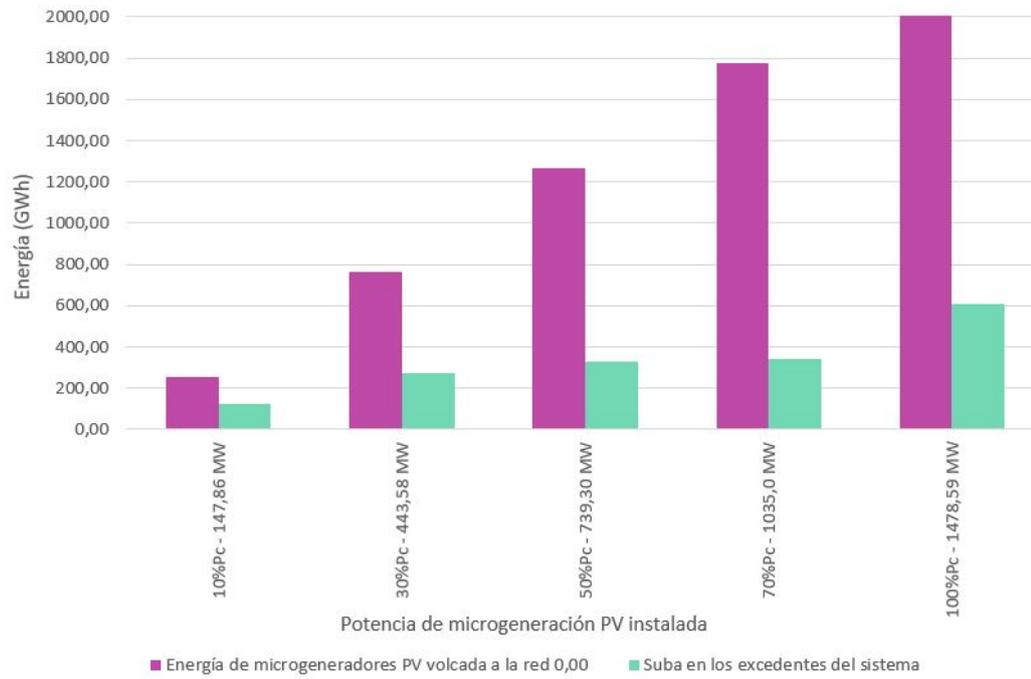


Figura 6.19: Comparación entre la suba en los excedentes exportables y la microgeneración instalada.

Capítulo 6. Efectos económicos de la microgeneración solar fotovoltaica

Costo Total

Con respecto al costo total, en la figura 6.20, se aprecian los resultados. Al igual que en 2017, el costo total sin la consideración de los costos fijos de la microgeneración, son siempre decrecientes.

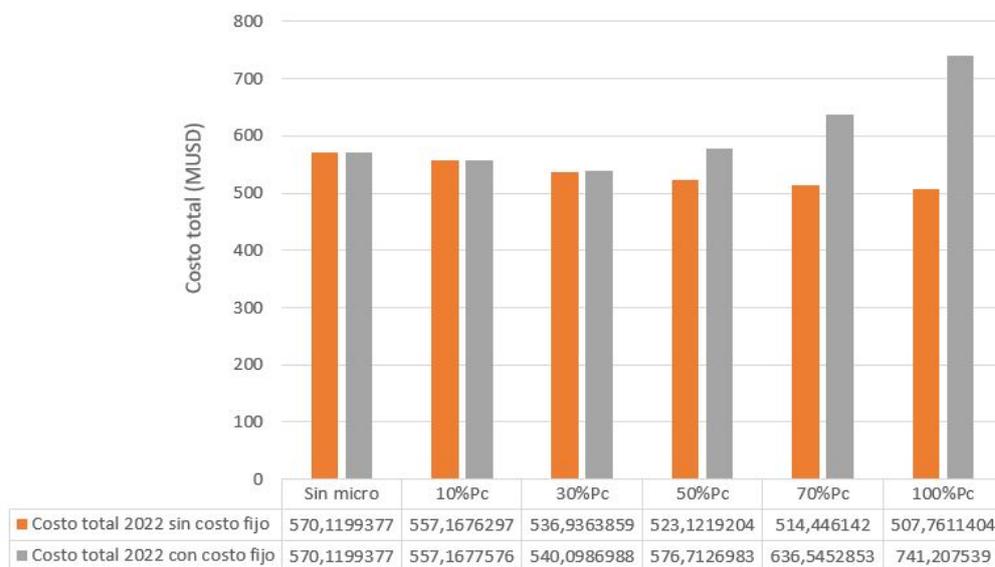


Figura 6.20: Costo total del sistema de generación considerando y sin considerar los costos fijos de la microgeneración para el 2022.

Como se puede ver, el costo total, que considera los costos fijos de microgeneración, disminuye hasta alcanzar el 30 % de microgeneración instalada respecto a la potencia contratada (443.58 MW). El límite es el mismo que en 2017, pero en este caso, se puede disminuir el costo total hasta 30 MUSD respecto a la configuración sin microgeneración, mientras que en 2017 se lograba una reducción de 11.8 MUSD.

6.6. Resumen y conclusiones preliminares

A lo largo del capítulo se fueron encontrando resultados relevantes que refieren a la perturbación de los aspectos económicos y energéticos que caracterizan al mercado eléctrico del país.

En primer lugar, como resultado significativo, se visualizó la baja en la generación de la energía térmica al incorporar microgeneración fotovoltaica. Instalando 1478,59 MW, correspondiente al 100 % de la potencia contratada por los clientes con tarifas de grandes consumidores, medianos consumidores y residenciales básicos, la energía térmica baja un 24 % anual. Con respecto a la generación a lo largo del día, se ve también que existe la posibilidad de que la energía térmica disminuya no solo en las horas de sol, sino también en las horas sin generación

6.6. Resumen y conclusiones preliminares

fotovoltaica. Esto es debido a la posibilidad de acumular agua que presentan las hidráulicas, que llegado el caso, pueden acumular durante el día y verterla en las horas nocturnas, reduciendo así el consumo desde fuentes térmicas.

En otro orden, también es considerable resaltar que a medida que sube la microgeneración incorporada a la red, suben los excedentes exportables, y por tanto hay gran parte de la microgeneración instalada que se destina a excedentes. Lo cual no provee al sistema de ningún beneficio ya que el precio de la posible exportación es menor que el costo fijo que debe ser asumido por la compra a los microgeneradores de la energía inyectada a la red.

Por otro lado, el costo marginal del sistema se reduce al incluir la microgeneración fotovoltaica, aunque la derivada de la reducción empieza a ser negativa a partir de la incorporación del 30 % de la potencia contratada (444 MW).

Haciendo foco en el costo total, se puede observar una leve reducción hasta la incorporación en el sistema del 30 % de la potencia contratada por los clientes estudiados. La reducción máxima observable es de 11.8 MUSD. A partir de ese valor, el costo total de generación empieza a aumentar considerablemente. Este aumento se debe al costo que implica para el sistema comprarle a los microgeneradores la energía excedente al precio de la tarifa asociada. Sin considerar esto último, el costo total del sistema puede llegar a reducirse hasta 34 MUSD.

Por último, se trasladó el escenario actual al 2022, dónde la demanda se ve incrementada y existen más generadores previstos conectados a la red. En este caso, no se ve una suba tan notoria en los excedentes como era de esperarse, y el costo total baja hasta la incorporación del 30 % de la potencia contratada tal y como pasaba en 2017, pero se logra reducir hasta 30 MUSD.

En resumen, si se tuviese que estimar la potencialidad de microgeneración fotovoltaica a ser instalada en Uruguay, el valor más acertado considerando los parámetros estudiados en este capítulo, se corresponde con el 30 % de la potencia contratada por los clientes estudiados. Desde el punto de vista de los beneficios por sustitución, no se ven mejorías por incorporar esta nueva tecnología para ningún tipo de inclusión de potencia proveniente de esta fuente en la red de distribución. Sin embargo desde el punto de vista de los costos, resulta favorable al sistema instalar hasta 444 MW en las condiciones de la red actual.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 7

Conclusiones y trabajos a futuro

7.1. Conclusiones

En el presente capítulo serán presentadas las conclusiones finales del trabajo. Primeramente, es interesante comentar que este proyecto resultó abarcador de una amplia gama de tópicos, hecho que permitió a los autores desarrollar una visión global sobre la microgeneración fotovoltaica. Se proseguirá en los siguientes párrafos a describir los distintos resultados alcanzados.

Se logró documentar con cierta completitud la situación mundial acerca de la microgeneración fotovoltaica. En particular, para Uruguay se obtuvo información detallada de la cantidad de microgeneradores y sus principales características.

Se aprendió a usar el *software* de diseño y simulación de sistemas fotovoltaicos *PVsyst*, el cual fue empleado para apreciar el desempeño de la instalación proyectada. Respecto a esta última, se ganó noción acerca de los criterios de diseño utilizados, pudiendo aplicarlos correctamente al caso real planteado.

En cuanto al fin último de este proyecto, la posible estimación de una potencialidad de la microgeneración, se pueden hacer varios comentarios. Desde el punto de vista técnico, el estudio llevado a cabo pone de manifiesto algunas restricciones para el grado de despliegue de la microgeneración. Estas restricciones son, en general, aplicables a los tres tipos de red estudiadas: red rural, red urbana y red industrial. El incremento de despliegue de microgeneración provoca un aumento en el perfil de tensión de las barras de la red considerada. Teniendo en cuenta que existen límites en la tensión, fijados por el Reglamento de Calidad de Energía de la URSEA, se encuentra que para determinada potencia instalada total (como porcentaje de la potencia máxima que puede instalar cada cliente), los límites mencionados se infringen. Para qué grado de penetración ¹ sucede esto, depende del tipo de red. Para la rural, en la que las distancias de las líneas son

¹Se recuerda que el grado o nivel de penetración, despliegue o inserción, se representa como un porcentaje respecto a la potencia contratada de los clientes.

Capítulo 7. Conclusiones y trabajos a futuro

largas (en comparación con las otras redes), este límite se encuentra en el 50 %, mientras que para la urbana el límite se da en 90 %. No obstante, esta situación es mejorable mediante el cambio en el *tap* del transformador de la subestación, llegando a grados máximos de penetración para las redes rural y urbana de 80 % y 100 % respectivamente. La red industrial no presenta problemas de tensión en su máxima penetración de microgeneración fotovoltaica.

El estudio referido a las pérdidas en las líneas demuestra que, a medida que se incrementa el despliegue de microgeneración, las pérdidas en las líneas disminuyen hasta cierto punto. Es decir, existe un nivel de penetración de microgeneración tal que las pérdidas se minimizan. Este mínimo se dio en el 30 % de la potencia total instalable. A partir de este valor, las pérdidas crecen. Se destaca que en el 50 % las pérdidas vuelven a su valor original. De estas observaciones se concluye que, si se quiere minimizar las pérdidas de la red, debería instalarse un 30 %, pero, si se quiere incrementar la cantidad de microgeneración sin perjudicar la eficiencia del sistema, el límite sería de 50 % de la capacidad de microgeneración instalable.

Asimismo, se pudo apreciar que con el aumento de microgeneración se corre riesgo de sobrecargar las líneas o el transformador. Éste fue el caso de la red rural, para la cual, a partir de la inclusión de entre el 50 % y 80 % de despliegue, el transformador se sobrecarga. Por tanto, si se quiere aumentar dicho límite, sería necesario un recambio de transformador, con la inversión que esto conlleva.

En conclusión, para no transgredir los límites de tensión estipulados y además conservar la eficiencia del sistema, el límite de porcentaje en microgeneración fotovoltaica a instalar respecto de la potencia contratada, sería de 50 %. Se puede aumentar este valor, con la contrapartida de un aumento en las pérdidas, a 80 % para redes rurales y 100 % para redes urbanas e industriales (teniendo la posibilidad del cambio de *tap* del transformador y el recambio del transformador de la red rural).

Desde la óptica económica, se analizaron ciertas variables que indican los posibles beneficios o perjuicios que puede causar una gran inserción de microgeneración fotovoltaica.

Era esperable que, frente a un aumento de generación renovable con costo variable nulo, el uso de la generación térmica disminuya. Esto fue confirmado mediante las simulaciones. Por tanto, se encuentra un primer beneficio que es la sustitución de una fuente de energía costosa y perjudicial para el medio ambiente. Adicionalmente, debido al reemplazo de la generación térmica, el costo marginal del sistema disminuye. Esta disminución es creciente con una incorporación de hasta el 30 % del total de potencia autorizada a instalar.

Por otro lado, al tener un parque generador grande y con fuerte presencia de energías renovables, una importante proporción de microgeneración termina resul-

tando en excedentes exportables.

Finalmente, se visualizó la evolución del costo total de generación. Se encontró que existe una disminución hasta un porcentaje de penetración del 30 %, valor candidato para un posible límite de penetración de microgeneración.

Como reflexión final, se observa que la cantidad de microgeneración a instalar en el sistema eléctrico uruguayo está limitada desde el punto de vista técnico y desde la perspectiva económica. Existen límites particulares a partir de los cuales el sistema pierde eficiencia, y deja de ser rentable para el país. El valor más conservador hallado para concluir ese límite es el 30 %, asegurando así que no se vea afectado el costo total y al mismo tiempo, se encuentren beneficios en cuanto a la eficiencia de las redes.

En el párrafo anterior, se refiere a un nivel de potencialidad de microgeneración, que es limitada principalmente por parámetros económicos. Si se replantean las políticas vigentes, que nacieron como forma de incentivar la instalación de esta nueva tecnología, o se reducen los costos de la instalación de una forma considerable (recordar que se está tendiendo a ello), se podría alcanzar un mayor nivel de penetración de microgeneración fotovoltaica en la red.

7.2. Trabajos a futuro

Este trabajo deja abiertas muchas posibles líneas de investigación, tanto desde la perspectiva técnica-ingenieril como de la económica. Asimismo, muchos de los estudios presentados pueden ser mejorados mediante el uso de datos más ajustados a la realidad. Por tanto, como trabajos a futuro se pueden destacar:

- Trabajar con redes más representativas. Se podría haber contado con redes de todas las áreas de distribución, tal que las conclusiones obtenidas fueran aplicadas a todo el país. De la misma manera, la red industrial no tenía el comportamiento típico del rubro, por lo que sería necesario trabajar con otras redes de este tipo para evaluar si se comportan de la misma forma. También sería de utilidad conocer los tipos de tarifas de los clientes, para poder realizar un mejor escalado a nivel país.
- Tal como fue mencionado, una limitante a la instalación de generación fotovoltaica es el área aprovechable. De disponerse de imágenes satelitales, se podría ajustar la potencia instalable por el microgenerador no sólo por la potencia contratada sino también por la superficie que se dispone.
- En el estudio técnico se impuso un factor de potencia 1 para la instalación fotovoltaica y 0.92 para las cargas. Es de interés verificar que el control de factor de potencia no afecta la tensión en los puntos de conexión. A su vez, se debería estudiar la posibilidad de cargas con distintos factores de potencia.

Capítulo 7. Conclusiones y trabajos a futuro

- Se encuentra que existe un efecto en el contenido armónico de la corriente y la tensión debido a un incremento de la microgeneración. Queda abierta una posible investigación para determinar cuál es el impacto en la red uruguaya. Siguiendo en el campo de la calidad de energía, podría evaluarse el nivel de *flicker* producido por la generación fotovoltaica distribuida.
- Realizar el estudio económico para distintas tarifas. En el presente trabajo se asumieron las correspondientes para clientes residenciales e industriales. Se entiende que determinadas tarifas son más convenientes para la microgeneración, pero esto no se tuvo en cuenta.
- Calcular cuál es el pago que se les debería hacer a los microgeneradores para optimizar el sistema (anular el gradiente de inversión).
- Estudiar la posibilidad de que se aplique el autoconsumo puro para los microgeneradores, es decir que no se inyecte energía a la red. Evaluar cuál sería el impacto al sistema y al microgenerador.
- Estudiar el impacto de la utilización de almacenamiento de la energía.
- Con respecto al punto de vista técnico, es de interés calcular el costo de inversión que debería hacerse en líneas y transformadores para permitir la máxima penetración de microgeneración.
- Calcular cuál debe ser el precio de una instalación fotovoltaica para que se pueda minimizar el pago a los microgeneradores de forma tal que el gradiente de inversión se anule.

Apéndice A

Datos de las redes

A continuación se exponen los datos obtenidos de las redes urbana, rural e industrial.

	Cliente	PC (kW)
Salida 1	1	14
	2	14
	3	34
Salida 2	4	33
	5	25
	6	20
	7	12
	8	20
Salida 3	9	12
Salida 4	10	19
Salida 5	11	25
	12	30
	13	22,8
	14	19
	15	26,3
Salida 6	23	6,6
	24	9,9
	25	9,5
Salida 8	16	6,5
	17	12
	18	6
	19	30
	20	6,6
	21	8,1
	22	5

Tabla A.1: Potencias contratadas de los clientes de la red urbana.

Apéndice A. Datos de las redes

	Cliente	PC (kW)
Salida 1	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	
Salida 2	1	12
	2	4,5
	3	5,5

Tabla A.2: Potencias contratadas de los clientes de la red rural.

	Cliente	PC (kW)
Salida 1	1	30
	2	50
Salida 2	3	299
Salida 3	4	50

Tabla A.3: Potencias contratadas de los clientes de la red industrial.

Red	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
Urbana	400	6300	230	3,940	1,186	0,513	0,30
Industrial	630	6300	230	4,040	0,968	0,820	0,29

Tabla A.4: Datos de los transformadores.

Tipo	Sección (mm^2)	Material	I_{adm} (A)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Red
Aérea	50	Al	150	0,744	0,0931	Rural
	95	Al	230	0,372	0,0891	Urbana
Subterránea	240	Al	420	0,16	0,092	Urbana, Industrial
	120	Cu	355	0,19	0,073	Urbana, Industrial

Tabla A.5: Datos de las líneas.

Apéndice B

Simulaciones SimSEE de redes urbana, rural e industrial brindadas por UTE

B.1. Modelado

Con el objetivo de modelar las redes con datos reales brindadas por UTE, y poder contrastar y validar resultados obtenidos en los capítulos 6 y 5, resultó oportuno estudiar el comportamiento de las redes anteriormente nombradas según el software SimSEE. Para ello, se diseñó una sala en la que se estudiarán resultados de pequeña escala (del orden de los kW) en comparación a lo realizado en el capítulo 6 (del orden de los MW).

Es por ello que de aquí en adelante esta sala será referida como *sala de pequeña escala*.

Configuración de la red

En la figura B.1, se puede visualizar la configuración de la red correspondiente a esta sala. Se observan cinco nodos que representan la red de transmisión, en esos nodos se inyecta la generación. Por otro lado, existen tres nodos ficticios, a través de los cuales se modela la salida de tres redes de distribución particulares brindadas por UTE.

Apéndice B. Simulaciones SimSEE de redes urbana, rural e industrial brindadas por UTE

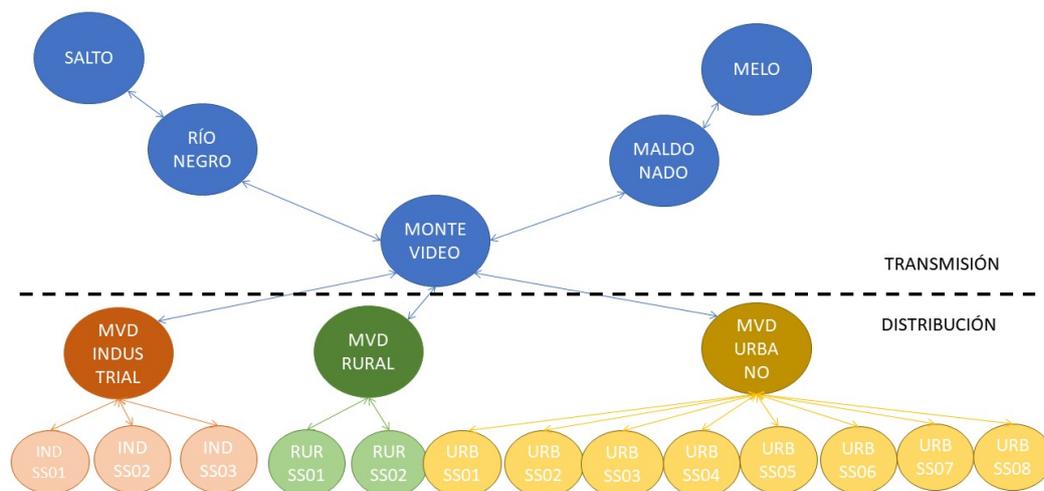


Figura B.1: Modelado de la red para sala SimSEE de pequeña escala.

Distribución de la demanda

Una vez configurada la red, se prosiguió a distribuir la demanda en los diferentes nodos. Para ello, se partió de la hipótesis de que el 50 % de la demanda total se registra en Montevideo, y el resto se divide equitativamente en cada nodo restante de transmisión. Al mismo tiempo, se contaba con las curvas de carga anuales de las salidas de distribución, y por tanto, se cargó dicha información en los nodos correspondientes, y el nodo de Montevideo resultó con una potencia asignada de la mitad de la demanda del país menos la demanda de las salidas de distribución. Esto se puede visualizar con mayor claridad en la tabla B.1.

Nodo	% Demanda
Salto	12.5 %
Río Negro	12.5 %
Maldonado	12.5 %
Melo	12.5 %
Montevideo	50 %-DemandaSalidas(Ind+Rur+Urb)
Mvd Industrial	Sin demanda asociada
Mvd Rural	Sin demanda asociada
Mvd Urbano	Sin demanda asociada

Tabla B.1: Porcentaje de distribución de la demanda en la sala de pequeña escala en base a la demanda total del país.

Para el caso de los nodos representativos de cada salida la demanda que se les asoció, corresponde con la curva de carga brindada por UTE.

Parámetros de los arcos

Para modelar los arcos de la red, se debe ingresar la potencia máxima admisible por los mismos, y un factor de pérdidas. El factor de pérdidas fue calculado a partir de los datos extraídos de la información brindada por UTE (A.5).

La potencia máxima a incluir en la configuración de los arcos, se extrae de la siguiente expresión:

$$P_{max} = \sqrt{3}UI_{adm}$$

Donde U corresponde a 230 V por ser líneas de baja tensión y I_{adm} es el valor correspondiente según los datos de red brindados en la tabla A.5.

Por otro lado, el factor de rendimiento a ingresar en SimSEE representa la relación entre la potencia que sale del arco respecto a la que entra. Se calculó de la siguiente manera:

$$f_{rendimiento} = 1 - \frac{RI^2}{P_{max}}$$

Los valores a ingresar resultaron los siguientes: ¹

Arco	$P_{max}(MW)$	$f_{rendimiento}(p.u.)$
MVD Industrial - Ind SS01	0.141	0.97
MVD Industrial - Ind SS02	0.167	0.99
MVD Industrial - Ind SS03	0.167	0.97
MVD Rural - Rur SS01	0.0598	0.91
MVD Rural - Rur SS02	0.0598	0.95
MVD Urbano - Urb SS01	0.167	0.99
MVD Urbano - Urb SS02	0.141	0.96
MVD Urbano - Urb SS03	0.141	0.99
MVD Urbano - Urb SS04	0.141	0.99
MVD Urbano - Urb SS05	0.141	0.98
MVD Urbano - Urb SS06	0.141	0.96
MVD Urbano - Urb SS08	0.0916	0.98

Tabla B.2: Parámetros de los arcos introducidos en SimSEE.

Como la evaluación del comportamiento de los arcos de transmisión excede el objetivo de estudio de esta sala, se configuraron de forma tal que nunca generen congestión ² en el sistema, y por tanto se les estableció una potencia máxima de 2200 MW y un rendimiento de 0,96 p.u. [97]

¹Los valores ingresados en los arcos son los mismos en las dos direcciones de flujo de potencia.

²Se denomina congestión al hecho de que no pueda ser abastecida la demanda de un nodo por saturación de un arco.

Apéndice B. Simulaciones SimSEE de redes urbana, rural e industrial brindadas por UTE

Microgeneradores instalados

Según el criterio explicado en la sección 6.3, la microgeneración a incluir en esta sala responde a la tabla B.3 donde las últimas columnas representan la microgeneración que se incorporará en los diferentes escenarios de simulación, correspondientes al (10-30-50-70-100) % de la potencia contratada asociada al nodo.

Nodo	$P_{\text{contratada}}$ (kW)	Microgeneración instalada (kW)				
		10 %	30 %	50 %	70 %	100 %
Ind SS01	80	8.0	24	40	56	80
Ind SS02	299	29.9	89.7	149.5	209.3	299
Ind SS03	50	5.0	15	25	35	50
Rur SS01	22	2.2	6.6	11	15.4	22
Rur SS02	66.7	6.7	20.0	33.4	46.7	66.7
Urb SS01	62	6.2	18.6	31	43.4	62
Urb SS02	110	11	33	55	77	110
Urb SS03	12	1.2	3.6	6	8.4	12
Urb SS04	19	1.9	5.7	9.5	13.3	19
Urb SS05	123.1	12.31	36.93	61.55	86.17	123.1
Urb SS06	26	2.6	7.8	13	18.2	26
Urb SS08	74.2	7.4	22.3	37.1	51.9	74.2

Tabla B.3: Microgeneración asociada a los nodos de distribución de la sala de pequeña escala.

B.2. Resultados

El interés de realizar esta simulación consiste en evaluar el estado de carga de los arcos que representan las líneas que salen del transformador de distribución. Se eligió una línea representativa de cada tipo de red para efectuar el análisis. El criterio elegido para evaluar los resultados fue elegir la salida con mayor potencia contratada.

Montevideo Industrial - Montevideo Industrial S02

Las características de la red se muestran en la tabla B.4. En este caso, la potencia contratada del cliente industrial de esta salida es 299 kW, que supera el límite superior de instalación de microgeneración permitido. Por ende, se instalan 150 kW, que coincide con la máxima potencia admisible a instalar por la norma.

B.2. Resultados

$P_{\text{máx}_{\text{arco}}} \text{ (kW)}$	$P_{\text{contratada}} \text{ (kW)}$	Microgeneración instalada (kW)				
		10 %	30 %	50 %	70 %	100 %
167.3	299	15	45	75	105	150

Tabla B.4: Características de la configuración MVDInd - IndS02 .

Se analizan resultados de estado de carga del arco, es decir la la carga de la línea que va desde el transformador hasta el cliente con 299 kW de potencia contratada. Se estudia la carga del arco para los diferentes niveles de penetración fotovoltaica, y se analiza el estado de carga en función de la potencia máxima admisible por la línea.

Se decidió analizar el momento del año con mayor generación, siendo éste el 8 de enero a las 12:00 hrs.

Los resultados son los que muestra la figura B.2.

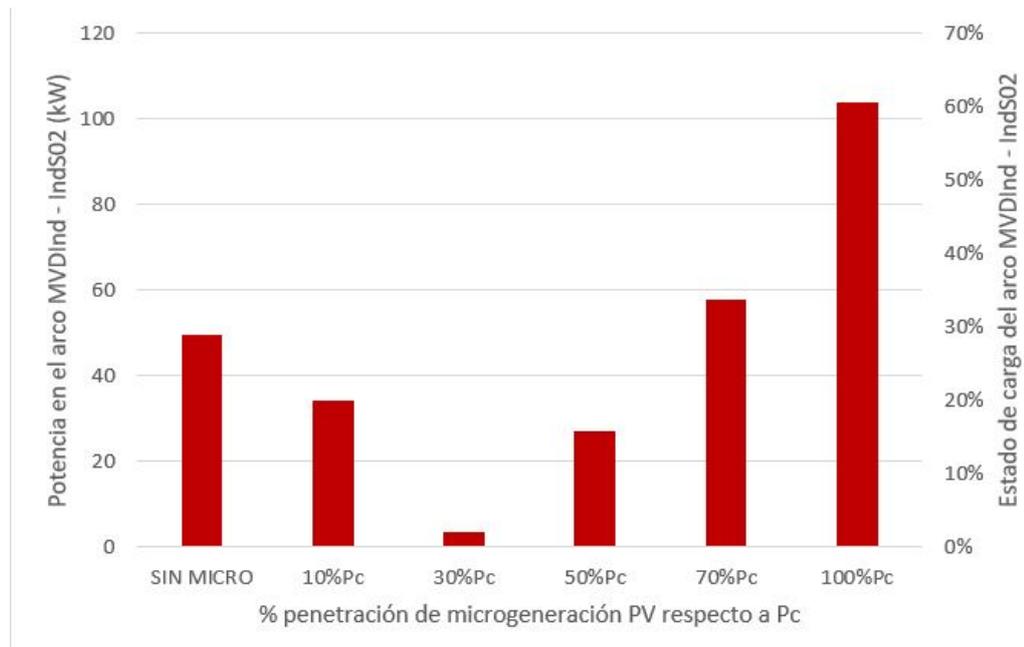
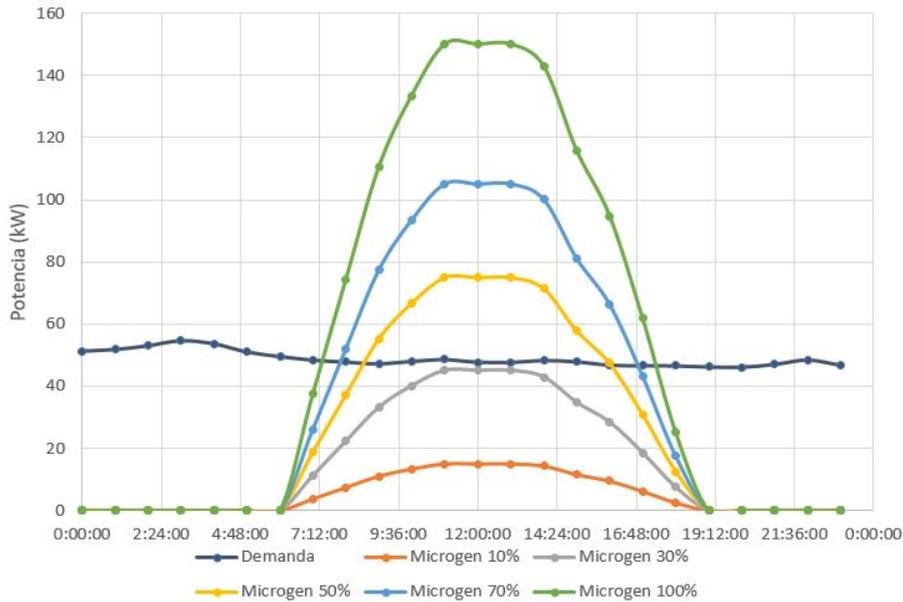


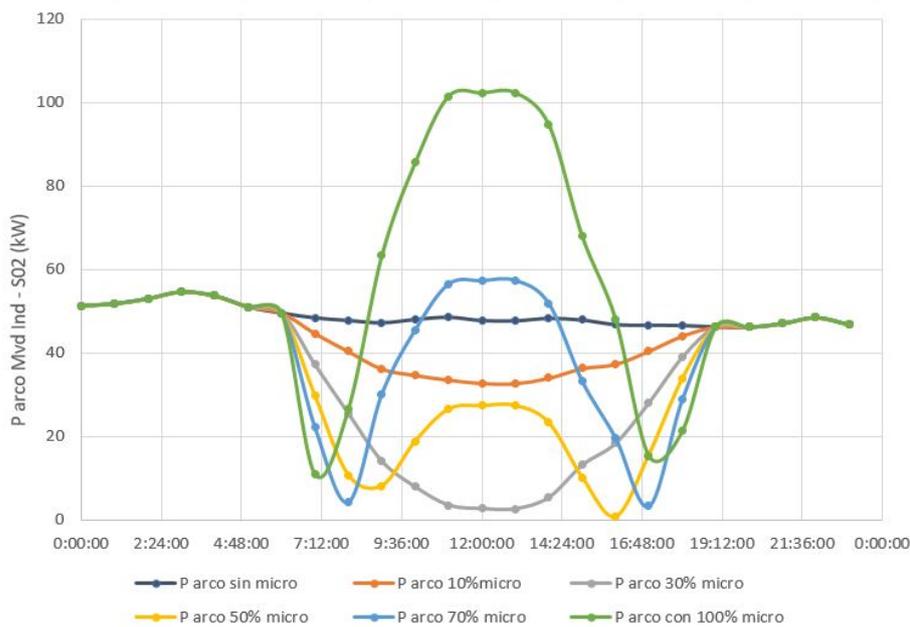
Figura B.2: Estado del arco que modela la línea MVDInd - Ind S02 en función de la microgeneración fotovoltaica instalada el día de mayor generación.

Con respecto a la generación, las figuras B.3a y B.3b muestran instante a instante para el día de mayor generación, la curva de generación para las distintas potencias instaladas, y el comportamiento de la potencia del arco.

Apéndice B. Simulaciones SimSEE de redes urbana, rural e industrial brindadas por UTE



(a) Potencia generada por los microgeneradores PV y curva de demanda de la salida S02 de Mvd. Industrial el día de mayor generación.



(b) Potencia en el arco de S02 de Mvd Industrial para distintas potencias de microgeneración instaladas, el día de mayor generación.

Figura B.3: Comportamiento horario de generación y potencia del arco para el día de mayor generación del 2017 para Mvd Ind S02.

Se observa en la figura B.3, que inyectar 30 % de la potencia contratada por el cliente asociado a la línea industrial es el límite máximo para que el día de mayor

B.2. Resultados

generación haya solamente autoconsumo. A partir de ahí, como muestra la figura B.3b, cuando instalo el 50 % de la potencia contratada por el cliente, la potencia generada empieza a exceder la demanda y a invertir el sentido de transporte desde *IndS02* hacia el nodo de *MVD Industrial*, de todas maneras, se aprecia que sigue estando menos cargado el arco que en el caso sin microgeneración para todas las horas de sol. Al instalar 70 % de la potencia contratada de microgeneración, en las horas de mediodía la carga del arco no solo se invierte, sino que se carga por encima de lo que se encuentra habitualmente cuando no se dispone de microgeneración. Lo mismo en mayor escala sucede al instalar 100 %.

Montevideo Rural - Montevideo Rural S01

Las características de la red se muestran en la tabla B.6. Se instala cómo máximo la potencia contratada por los clientes de esta salida. Se sumaron las potencias contratadas de todos los clientes y ese valor fue asignado al 100 % de la potencia de microgeneración posible a instalar en ese nodo.

$P_{\text{máx}_{\text{arco}}}(\text{kW})$	$P_{\text{contratada}}(\text{kW})$	Microgeneración instalada (kW)				
		10 %	30 %	50 %	70 %	100 %
59.8	22.0	2.2	6.6	11.0	15.4	22.0

Tabla B.5: Características de la configuración MVDRur - RurS01 .

Igual que para el caso anterior, se estudia la carga del arco para los diferentes niveles de penetración fotovoltaica, y se analiza el estado de carga en función de la potencia máxima admisible por la línea.

Se tomó el momento del año con mayor generación de los microgeneradores conectados a este nodo, y menor demanda por ser representativo del momento más crítico para el arco en cuanto a la incorporación de las nuevas fuentes de generación. Coincidió con el día 16 de setiembre a las 13:00 hrs.

Los resultados son los que muestra la figura B.4.

Apéndice B. Simulaciones SimSEE de redes urbana, rural e industrial brindadas por UTE

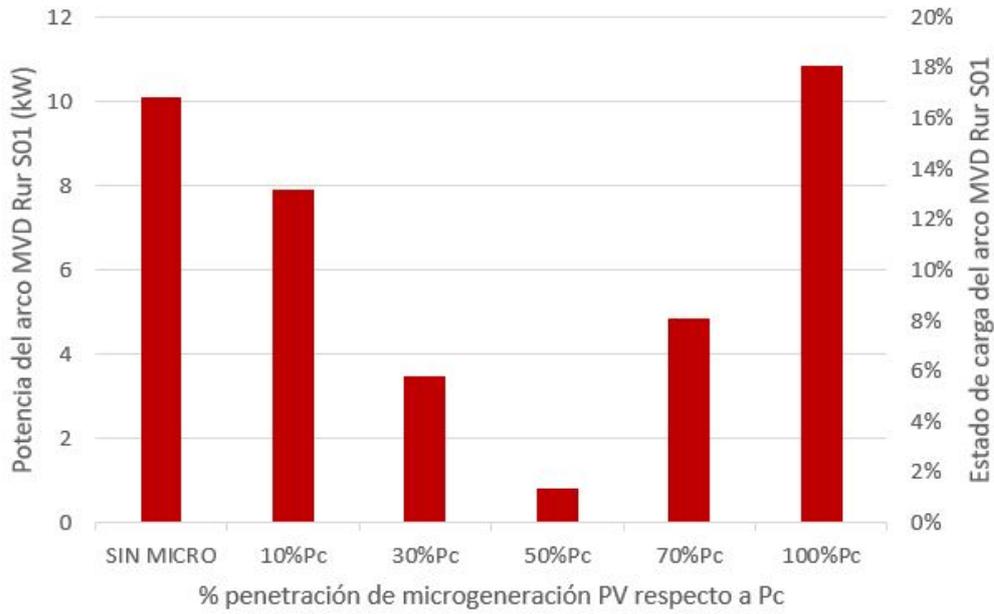
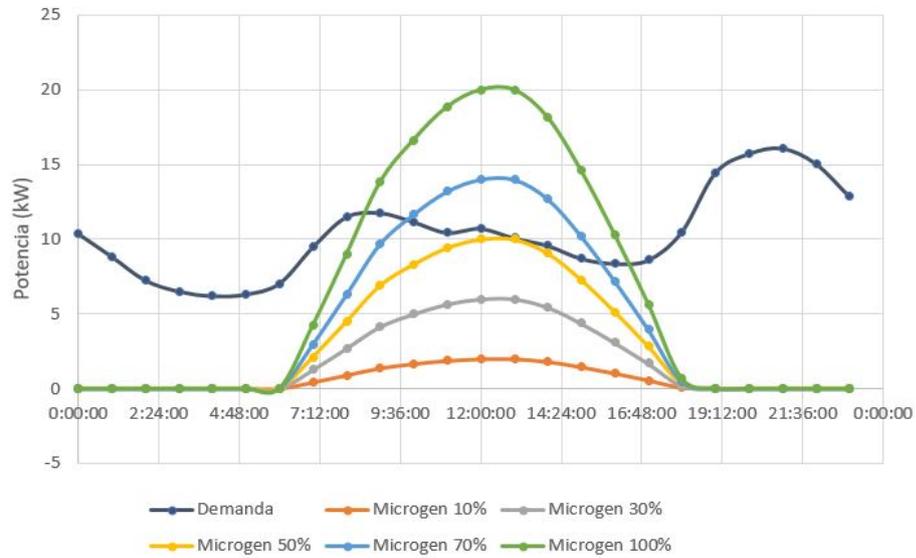


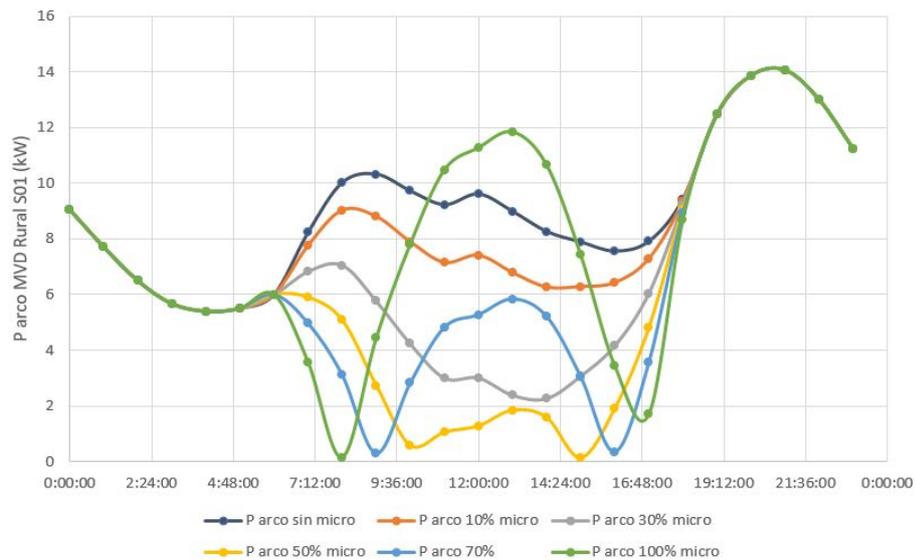
Figura B.4: Estado del arco que modela la línea MVDRur - Rur S01 en función de la microgeneración fotovoltaica instalada el día de mayor generación.

Con respecto a la generación, las figuras B.5a y B.5b muestran instante a instante para el día de mayor generación y menor demanda, la curva de generación para las distintas potencias instaladas, y el comportamiento de la potencia del arco.

B.2. Resultados



(a) Potencia generada por los microgeneradores PV y curva de demanda de la salida S01 de Mvd. Rural el día de mayor generación.



(b) Potencia en el arco de S01 de Mvd Rural para distintas potencias de microgeneración instaladas, el día de mayor generación.

Figura B.5: Comportamiento horario de generación y potencia del arco para el día de mayor generación del 2017 para Mvd Rur S01.

Se observa en la figura B.5, que inyectar 50% de la potencia contratada por el cliente asociado a la línea rural es el límite máximo para que el día de mayor generación haya solamente autoconsumo. A partir de ahí, como muestra la figura B.5a, cuando instalo el 70% de la potencia contratada por el cliente, la potencia generada empieza a exceder la demanda levemente y a invertir el sentido de transporte desde *RurS01* hacia el nodo de *MVD Rural*, en el caso de instalar

Apéndice B. Simulaciones SimSEE de redes urbana, rural e industrial brindadas por UTE

100 % de la potencia contratada por los clientes del nodo, el retorno de potencia es considerablemente mayor, superando levemente el estado de carga del arco sin microgeneración instalada. Esto coincide con lo que se puede ver en la figura B.4.

Montevideo Urbano - Montevideo Urbano S02

Las características de la red se muestran en la tabla B.6. Se instala cómo máximo la potencia contratada por los clientes de esta salida. Se sumaron las potencias contratadas de todos los clientes y ese valor fue asignado al 100 % de la potencia de microgeneración posible a instalar en ese nodo.

$P_{\text{máx}_{\text{arco}}}(\text{kW})$	$P_{\text{contratada}}(\text{kW})$	Microgeneración instalada (kW)				
		10 %	30 %	50 %	70 %	100 %
141.4	110	11	33	55	77	110

Tabla B.6: Características de la configuración MVDUrb - UrbS02 .

Igual que para los casos anteriores, se estudia la carga del arco para los diferentes niveles de penetración fotovoltaica, y se analiza el estado de carga en función de la potencia máxima admisible por la línea.

Nuevamente se tomó el momento del año con mayor generación de los microgeneradores conectados a este nodo y de los días con más generación, se seleccionó el día de menor demanda, ya que implica el punto más crítico para el arco, porque se intercambiará mayor potencia con la red. El momento estudiado es el 9 de marzo de 2017 a las 13:00 hrs.

Los resultados son los que muestra la figura B.6.

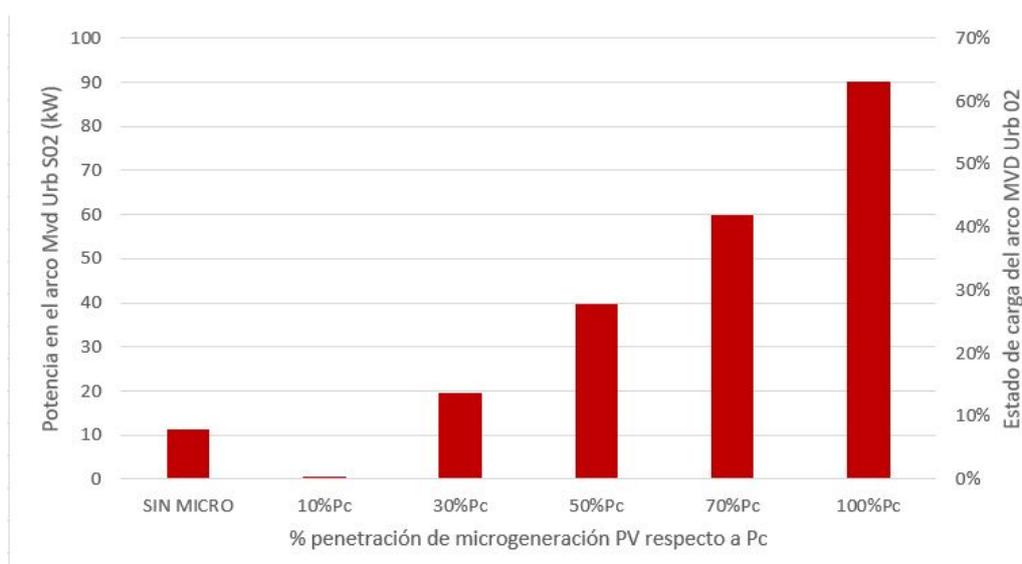
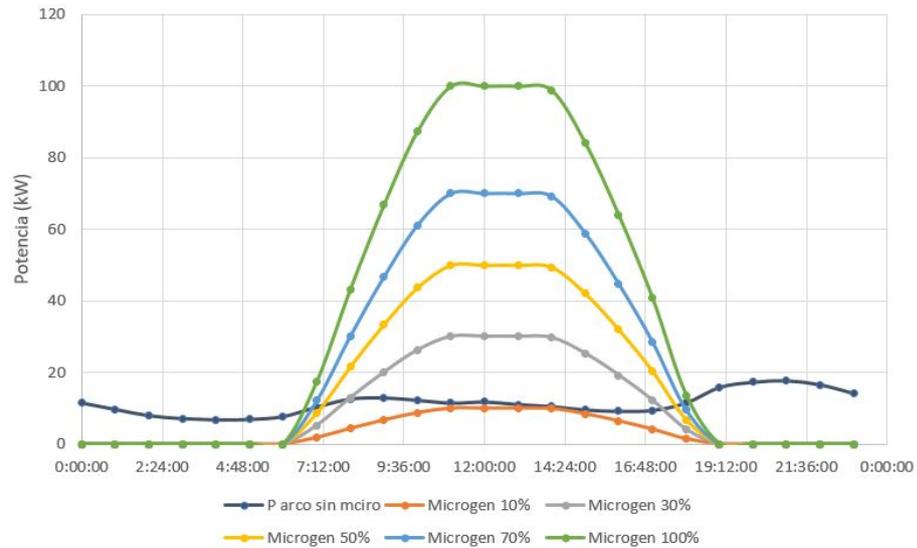


Figura B.6: Estado del arco que modela la línea MVDUrb - Urb S02 en función de la microgeneración fotovoltaica instalada el día de mayor generación.

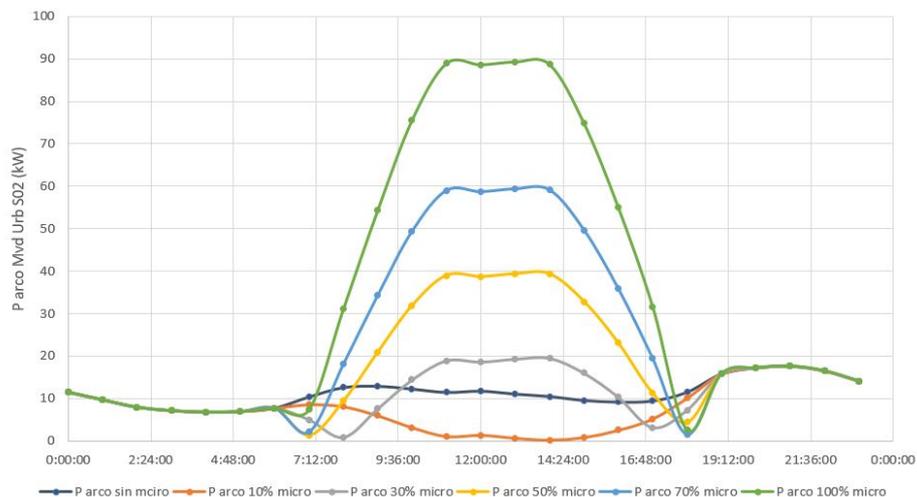
B.2. Resultados

Al ser un día con demanda muy baja, el óptimo a instalar es 11 kW, es decir, el 10% de la potencia contratada asociada a la salida. En ese punto, se logra que la carga del arco sea muy baja. Ya para el 30% la carga del arco supera el valor que tendría sin microgeneración instalada.

Con respecto a la generación, las figuras B.7a y B.7b muestran instante a instante para el día de mayor generación, la curva de generación para las distintas potencias instaladas, y el comportamiento de la potencia del arco.



(a) Potencia generada por los microgeneradores PV y curva de demanda de la salida S02 de Mvd. Urbano el día de mayor generación.



(b) Potencia en el arco de S01 de Mvd Urbano para distintas potencias de microgeneración instaladas, el día de mayor generación.

Figura B.7: Comportamiento horario de generación y potencia del arco para el día de mayor generación del 2017 para Mvd Rur S01.

Apéndice B. Simulaciones SimSEE de redes urbana, rural e industrial brindadas por UTE

Se observa en la figura B.5a que cuando se instala el 10% de la potencia contratada por el cliente, la potencia generada no excede a la demanda y por tanto, el arco alivia su carga. En la figura B.7b, se ve que a partir de la instalación del 30% de la potencia contratada empieza a exceder la demanda y a invertir el sentido de transporte desde *UrbS02* hacia el nodo de *MVD Urbano* y como se ve en la figura B.6, la carga del arco queda por encima del valor de carga cuando no hay microgeneración instalada.

Comentarios generales del análisis

Con respecto a este análisis, si se comparan los resultados del estado de carga de los arcos obtenidos con el SimSEE y los obtenidos con el *Power Factory* de *Digsilent*, se llegan a resultados similares respecto de la carga máxima cuando hay microgeneración instalada correspondiente al 100% de la potencia contratada de las salidas de las redes urbana e industrial. La red rural arroja resultados de estado de carga diferentes. Mucho menor en SimSEE que en *Power Factory*. Esto es debido a que en SimSEE se sumaron los clientes de toda la salida en un solo nodo, y en el otro programa, se analizó cada tramo hasta el cliente por separado. En el caso de la red rural las distancias entre clientes son muy grandes, y por tanto esta generalización pierde validez de los resultados.

De todos modos, el comportamiento de los generadores utilizados en SimSEE y las curvas de generación sacadas del *PVsyst* son consistentes, y resulta por lo tanto válido realizar el análisis con ambos *softwares*.

Apéndice C

Hojas de datos de equipos

A continuación se incluyen las hojas de datos del equipamiento seleccionado para la instalación de microgeneración fotovoltaica, en el siguiente orden:

- Módulo fotovoltaico
- Inversor
- Soporte de módulo fotovoltaico
- Transformador
- Cableado de alterna
- Cableado de continua
- Fusible
- Interruptor termomagnético
- Interruptor diferencial
- Descargador
- Medidor



MAXPOWER CS6U-315 | 320 | 325 | 330P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to 16.97 %



Outstanding low irradiance performance of up to 96.0 %



High PTC rating of up to 91.55 %



IP67 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system

ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system

OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS / INMETRO / CEC AU

UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)

UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE

UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1

IEC 60068-2-68: SGS

Take-e-way



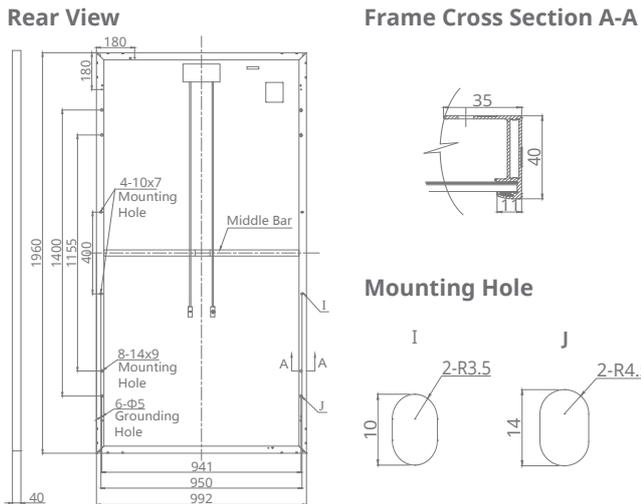
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 17 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

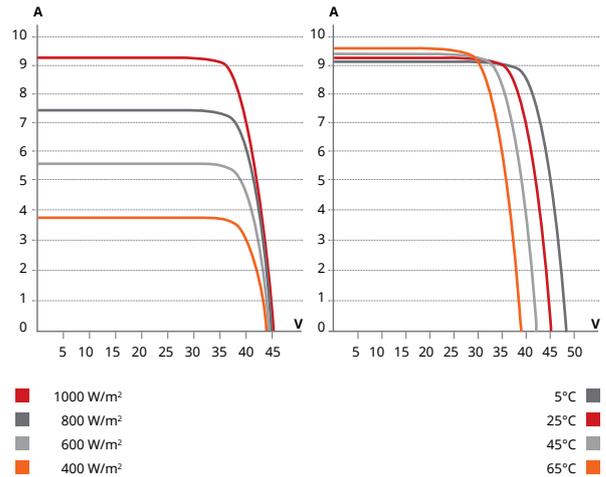
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6U-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 × 12)
Dimensions	1960 × 992 × 40 mm (77.2 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45 ± 2 °C

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

PARTNER SECTION



ABB string inverters

PVI-10.0/12.5-TL-OUTD

10 to 12.5 kW



Designed for commercial usage, this PVI-10/12.5, three-phase inverter is highly unique in its ability to control the performance of the PV panels, especially during periods of variable weather conditions.

The high speed and precise Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithm provides real-time power tracking and improved energy harvesting.

Two independent MPPTs and efficiency ratings up to 97.8%

This transformerless device has two independent MPPTs and efficiency ratings of up to 97.8%.

Flat efficiency curves ensure high efficiency at all output levels ensuring consistent and stable performance across the entire input voltage and output power range.

The wide input voltage range makes the inverter suitable for low power installations with reduced string size.

Highlights

- True three-phase bridge topology for DC/AC output converter
- Transformerless topology
- Each inverter is set on specific grid codes which can be selected in the field
- Wide input voltage range
- Dual input section with independent MPPT allows optimal energy harvesting from two sub-arrays oriented in different directions

Additional highlights

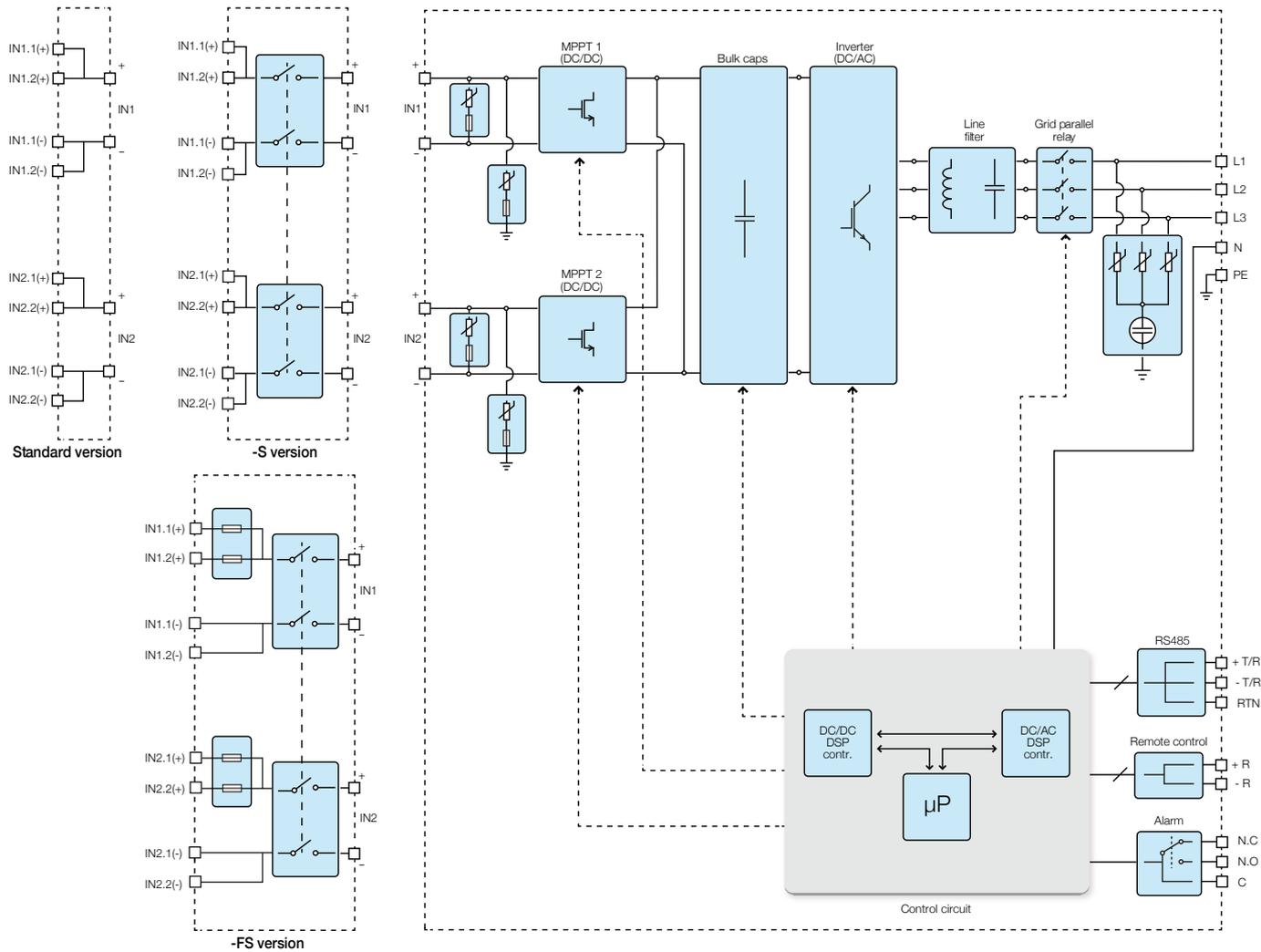
- Integrated DC disconnect switch in compliance with international standards (-S and -FS versions)
- Natural convection cooling for maximum reliability
- Outdoor enclosure for unrestricted use under any environmental conditions
- RS-485 communication interface (for connection to laptop or datalogger)



Technical data and types

Type code	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	900 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	360 V (adj. 250...500 V)	
Operating DC input voltage range ($V_{dmin}...V_{dmax}$)	0.7 x V_{start} ...850 V (min 200 V)	
Rated DC input voltage (V_{dcr})	580 V	
Rated DC input power (P_{dcr})	10300 W	12800 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$)	6500 W	8000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{dcr}	300...750 V	360...750 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null [$750 V \leq V_{MPPT} \leq 850 V$]	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{dcr} , max unbalance example	6500 W [$380 V \leq V_{MPPT} \leq 750 V$] the other channel: $P_{dcr}=6500 W$ [$225 V \leq V_{MPPT} \leq 750 V$]	8000 W [$445 V \leq V_{MPPT} \leq 750 V$] the other channel: $P_{dcr}=8000 W$ [$270 V \leq V_{MPPT} \leq 750 V$]
Maximum DC input current ($I_{dcr,max}$) / for each MPPT ($I_{MPPTmax}$)	34.0 A / 17.0 A	36.0 A / 18.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	22.0 A	
Number of DC inputs pairs for each MPPT	2	
DC connection type	PV quick fit connector ³⁾	
Input protection		
Reverse polarity protection	Inverter protection only, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	25 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power ($P_{acr} @ \cos\phi=1$)	10000 W	12500 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max} @ \cos\phi=1$)	11000 W ⁴⁾	13800 W ⁵⁾
Maximum apparent power (S_{max})	11500 VA	13800 VA
Rated AC grid voltage (V_{acr})	400 V	
AC voltage range	320...480 V ¹⁾	
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	16.6 A	20.0 A
Contributory fault current	19.0 A	22.0 A
Rated output frequency (f_r)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{acr}=10.0 kW$, ± 0.8 with max 11.5 kVA	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{acr}=12.5 kW$, ± 0.8 with max 13.8 kVA
Total current harmonic distortion	< 2%	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland M40	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	25.0 A	
Output overvoltage protection - varistor	3 plus gas arrester	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	97.8%	
Weighted efficiency (EURO/CEC)	97.1% / -	97.2% / -
Feed in power threshold	30.0 W	
Night consumption	< 1.0 W	

Block diagram of PVI-10.0/12.5-TL-OUTD



Technical data and types

Type code	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
Communication		
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)	
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)	
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.)	
User interface	16 characters x 2 lines LCD display	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C (-13...+140°F) with derating above 55°C (131°F)	-25...+60°C (-13...+140°F) with derating above 50°C (122°F)
Relative humidity	0...100% condensing	
Sound pressure level, typical	50 dBA @ 1 m	
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft	
Physical		
Environmental protection rating	IP65	
Cooling	Natural	
Dimension (H x W x D)	716 mm x 645 mm x 224 mm / 28.2" x 25.4" x 8.8"	
Weight	< 41.0 kg / 90.4 lbs	
Mounting system	Wall bracket	
Safety		
Isolation level	Transformerless	
Marking	CE (50 Hz only), RCM	
Safety and EMC standard	EN 50178, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, AS/NZS 3100, AS/NZS 60950.1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/3, C10/11, EN 50438 (not for all national appendices), RD 1699, RD 413, RD 661, P.O. 12.3, AS/NZS 4777, IEC 61727, IEC 62116, BDEW, MEA, NRS 097-2-1, VFR 2014	
Grid standard (check your sales channel for availability)		
Available products variants		
Standard	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
With DC switch	PVI-10.0-TL-OUTD-S	PVI-12.5-TL-OUTD-S
With DC switch and fuse	PVI-10.0-TL-OUTD-FS	PVI-12.5-TL-OUTD-FS

¹⁾ The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

²⁾ The Frequency range may vary depending on specific country grid standard

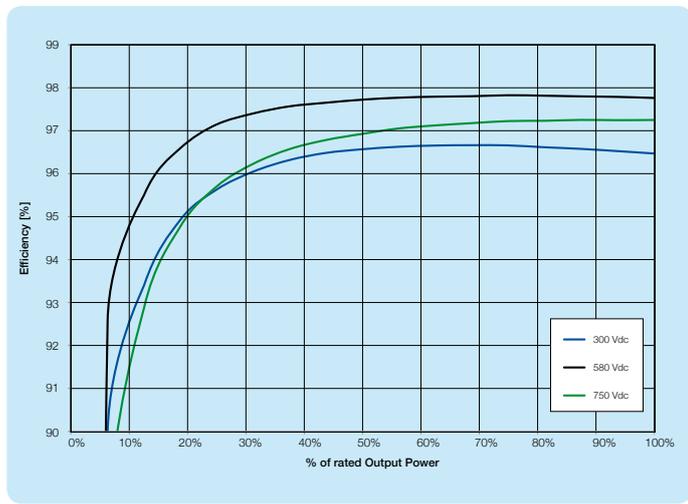
³⁾ Please refer to the document "String inverters – Product manual appendix" available at www.abb.com/solarinverters for information on the quick-fit connector brand and model used in the inverter

⁴⁾ Limited to 10000 W for Belgium and Germany

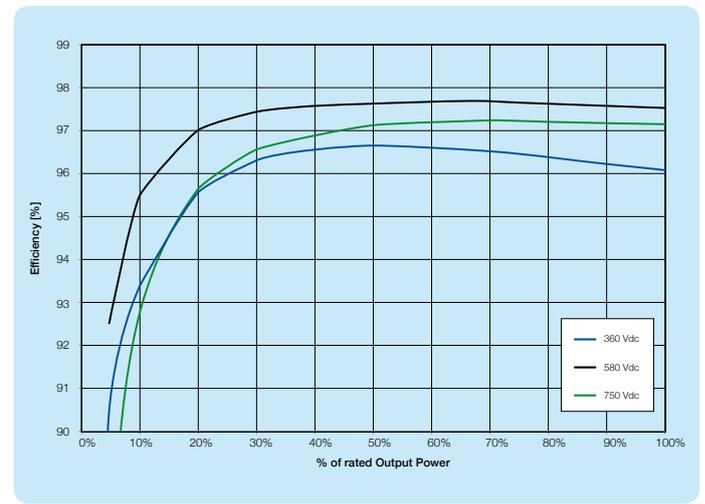
⁵⁾ Limited to 12500 W for Germany

Remark. Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

Efficiency curves of PVI-10.0-TL-OUTD



Efficiency curves of PVI-12.5-TL-OUTD



Support and service

ABB supports its customers with dedicated, global service organization in more than 60 countries and strong regional and national technical partner networks providing complete range of life cycle services.

For more information please contact your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solarinverters
www.abb.com/solar
www.abb.com

© Copyright 2016 ABB. All rights reserved.
 Specifications subject to change without notice.





Adjustable System



Fixed System



FLAT ROOF RACKING SYSTEM

Introduction

Flat Roof Racking system is developed to mount the module tilt a certain angle on a flat roof or ground. You can have the fixed or adjustable angle solution as 10-15deg, 15-30deg and 30-60deg according to your exact requirement. The innovated aluminum rail, D-module, clamps and legs which can be pre-assembled to make the installation easy and quick for saving your labor cost and time. Besides, the customized length of rail will not require onsite weld and cut, keeping the appearance entirety, structural strength and anti-corrosive performance.

Benefits

- ❖ Easy Installation
- D-module can be put into Rail from any position, so the parts can be pre-assembled on factory to save your install time on site.
- ❖ Flexibility and Compatible
- Rail and its accessories can be installed with the most solar panels on the difference condition.
- ❖ Safety and Reliability

The racking systems can stand up to the extreme weather complied with the AS/NZS 1170 and other international structure load standards by skilled engineers. The main support components have also been tested to guarantee its structure and load-carrying capacity.

Technical Information

Install Site	Low profile roof or open field
Tilt Angle	10deg ~ 60deg
Building Height	up to 20m
Max Wind Speed	up to 60m/s
Snow Load	up to 1.4kN/m ²
Standards	AS/NZS 1170 & DIN 1055 & Other
Material	Aluminum alloy & Stainless Steel
Color	Natural
Anti-corrosive	Anodized
Warranty	Ten years warranty
Duration	More than 20 years

COMPONENTS

Adjustable Tilt System



Rear Leg

Rail

Front Leg



Telescope Solution

Legs



Front Leg

Rear Leg

Item No.	Description	Leg Length
ADFL	AD Front Leg	
ADRL1015	AD Rear Leg 10/15 deg	240~360mm
ADRL1530	AD Rear Leg 15/30 deg	340~680mm
ADRL3060	AD Rear Leg 30/60 deg	700~1200mm

Low voltage transformers

T3P - Three phase power transformer

Three phase or single phase dry-type low voltage (LV) transformers are used as isolation transformers or to adjust the voltage level in the LV distribution grid. The windings are made of aluminum or copper and impregnated with epoxy resin of thermal class F or H by simple or vacuum pressure impregnation (VPI).



Application

ABB low voltage transformers are widely used in industrial applications and in commercial and public buildings. They are also used for adjusting the voltage from 690 V to 400 V or as isolation transformers with a voltage ratio of 1:1, providing galvanic separation.

Dedicated products are available for various applications in renewable power generation including:

- Wind or photovoltaics
- Transportation (ie, marine or railways)
- Uninterruptible power supply (UPS)
- Chemical, oil and gas industry
- Converters

Key features

- Low losses
- Low weight and compact dimensions
- Non-flammable and non-explosive
- IP23 enclosures (optional)
- With air cooling based on natural convection (AN) optional with forced air cooling (AF)

Standards

All units are built in accordance with IEC and EN.

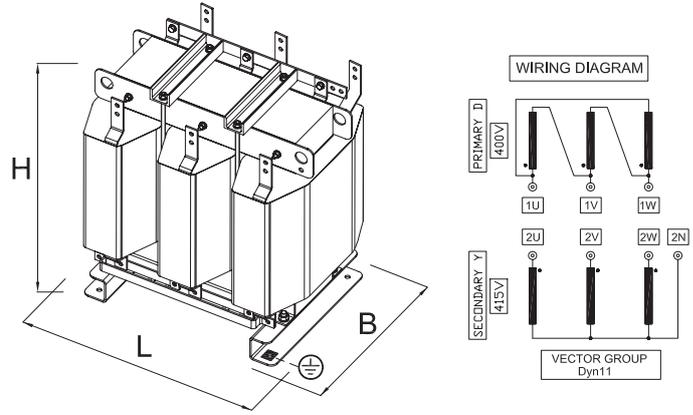
Ratings

Number of phases	3 or 1
Rated power	10-1,000 kVA (others on request)
Primary/secondary voltage	220, 230, 240, 380, 400, 415 600, 690 V
Frequency	50, 60, 400 Hz

T3P - Three phase power transformer

Features

- Voltage ratio: 400 V / 400 V (415V No Load)
- Frequency: 50 Hz or 60 Hz
- Vector group: Dyn11
- Technology: vacuum pressurized impregnation with epoxy resin class H
- Winding material: aluminum
- Terminals: copper cableshoes tinned or aluminum bars
- Cooling: AN
- Protection degree: IP00
- Installation up to maximum 1,000 meters (3,280 ft) A.S.L.
- Insulation voltage primary and secondary: 3 kV for one minute
- Winding temperature rise: 125 °C measured by resistance
- Ambient temperature: 40 °C maximum

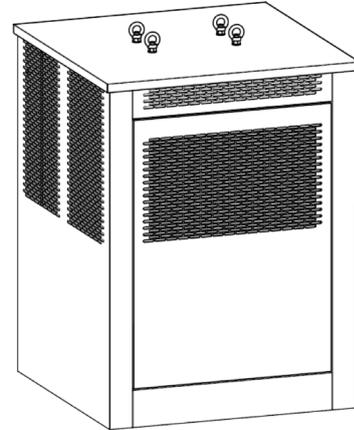


Power	Reference	Imped Ucc	Losses	Losses	Dimensions			Total weight
[kVA]	[IP00]	[%]	No-load [W]	Load (115 °C) [W]	L [mm]	B [mm]	H [mm]	[kg]
10	T3P0010K	4	150	400	350	230	400	65
13	T3P0013K	4	175	475	350	250	400	75
16	T3P0016K	4	200	560	420	260	450	88
20	T3P0020K	4	230	670	420	280	450	102
25	T3P0025K	4	270	780	420	290	450	120
32	T3P0032K	4	300	980	450	320	450	133
40	T3P0040K	4	350	1,120	450	350	470	163
50	T3P0050K	4	400	1,250	550	380	430	185
63	T3P0063K	4	450	1,450	550	450	430	220
80	T3P0080K	4	520	1,750	580	450	480	260
100	T3P0100K	4	600	2,250	580	470	540	300
125	T3P0125K	4	700	2,700	580	490	600	360
160	T3P0160K	4	840	3,100	650	520	620	450
200	T3P0200K	4	1,050	3,500	740	510	680	550
250	T3P0250K	4	1,250	3,900	770	520	780	655
315	T3P0315K	4	1,500	4,400	770	570	780	785
400	T3P0400K	4	1,750	5,000	860	600	860	1,000
500	T3P0500K	4	2,100	5,900	860	690	930	1,200
630	T3P0630K	4	2,650	6,800	950	730	1,000	1,570
800	T3P0800K	4	3,200	8,200	950	830	1,060	1,920
1,000	T3P1000K	4	3,750	10,000	950	860	1,160	2,150

T3P - Three phase power transformer

Features

- Enclosure shall be IP23 degree with two detachable panels on long side and detachable roof
- Four fixing points on the floor
- Four lifting hooks on cover for full lifting
- Cable entry from the bottom
- Painting: 100 micron DFT
- Finishing colour: grey RAL 7035



Optional enclosure supplied

Power [kVA]	Reference [IP00]	Imped Ucc [%]	X [mm]	Dimensions Y [mm]	Z [mm]	Total weight [kg]
10	T3P0010K23	4	550	500	750	100
12.5	T3P0013K23	4	550	500	750	110
16	T3P0016K23	4	550	500	750	123
20	T3P0020K23	4	550	500	750	138
25	T3P0025K23	4	550	500	750	155
31.5	T3P0030K23	4	750	700	1,000	193
40	T3P0040K23	4	750	700	1,000	223
50	T3P0050K23	4	750	700	1,000	245
63	T3P0063K23	4	750	700	1,000	280
80	T3P0080K23	4	750	700	1,000	320
100	T3P0100K23	4	750	700	1,000	360
125	T3P0125K23	4	750	700	1,500	460
160	T3P0160K23	4	1,000	1,000	1,500	550
200	T3P0200K23	4	1,000	1,000	1,500	650
250	T3P0250K23	4	1,000	1,000	1,500	755
315	T3P0315K23	4	1,000	1,000	1,500	885
400	T3P0400K23	4	1,000	1,000	1,500	1,100
500	T3P0500K23	4	1,000	1,000	1,500	1,300
630	T3P0630K23	4	1,200	1,200	1,750	1,720
800	T3P0800K23	4	1,200	1,200	1,750	2,070
1,000	T3P1000K23	4	1,200	1,200	1,750	2,300

For more information please contact:

ABB Management Service Ltd.

Affolternstrasse, 44
P.O. Box 8131
8050 Zurich, Switzerland

Trasfor S.A.

6995 Molinazzo di Monteggio
Switzerland
Phone: +41 91 611 30 82
Fax: +41 91 611 30 10
Email: info.trasfor@trasfor.ch

www.abb.com/transformers

Note:

The information contained in this document is for general information purposes only. While ABB strives to keep the information up to date and correct, it makes no representations or warranties of any kind, express or implied, about the completeness, accuracy, reliability, suitability or availability with respect to the information, products, services, or related graphics contained in the document for any purpose. Any reliance placed on such information is therefore strictly at your own risk. ABB reserves the right to discontinue any product or service at any time.

© Copyright 2014 ABB.
All rights reserved.

Fustix·CF

Multipolar

Cables para instalaciones fijas, internas y aparentes

cables **funsa**
energía creadora

De cobre, extraflexibles. Con aislación y vaina en PVC ecológico.

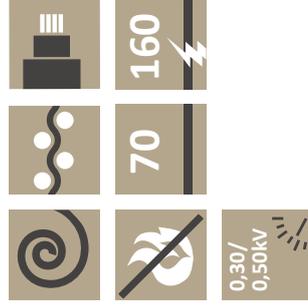
Usos: industriales y domiciliarios, aptos para instalar en forma aparente, en cañerías metálicas o plásticas, de trayectoria intrincada por su gran flexibilidad y deslizamiento.

Normas de fabricación y ensayo: UNIT IEC 227.

Colores: aislación según norma y vaina gris.

Número de fases y color de la aislación:
2: Blanco y Celeste.
3: Blanco, Rojo y Marrón.
4: Blanco, Rojo, Marrón y Celeste.
5: Blanco, Rojo, Marrón, Celeste y verde/amarillo.

Acondicionamiento: en rollos de 100 m y en bobinas.

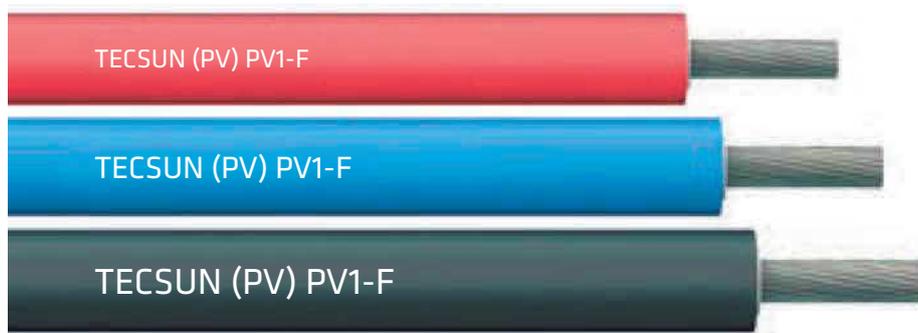


Cantidad y sección nominal de los conductores mm ²	Ø máximo de los alambres mm	Ø de la cuerda mm	Espesor de aislación mm	Espesor de la vaina mm	Ø exterior mm	Corriente admisible máxima ⁽²⁾ A		Peso del cable ⁽¹⁾ Kg/Km	Resistencia Ohmica máxima Ω/Km	Acondicionamiento
						en caño	en aire			
2x1	0,21	1,2	0,7	1,0	7,2x4,6	11	13,8	52	19,5	•
2x1,5	0,26	1,5	0,7	1,0	7,7x4,9	14,3	19,1	64	13,3	•
2x2	0,26	1,7	0,8	1,0	8,6x5,3	17	22,0	80	9,98	•
2x2,5	0,26	1,9	0,8	1,0	9,0x5,5	20	26,0	90	7,98	•
2x4	0,31	2,5	0,8	1,0	10,0x6,0	26	35,0	125	4,95	•
2x6	0,31	3,0	0,8	1,1	11,0x6,7	33	44,0	166	3,30	•
2x10	0,41	3,9	1,0	1,2	14,0x8,3	45	61,0	272	1,91	•
2x16	0,41	4,9	1,0	1,4	18,00	60	82,0	558	1,21	•
2x25	0,41	6,9	1,2	1,4	22,00	78	103,0	895	0,780	•
2x35	0,41	8,2	1,2	1,6	25,00	97	129,0	1.195	0,554	•
3x1	0,21	1,3	0,7	1,2	8,00	10	12,0	90	19,5	•
3x1,5	0,26	1,5	0,7	1,2	8,50	13	16,1	108	13,3	•
3x2	0,26	1,8	0,8	1,2	9,50	15	19,0	136	9,98	•
3x2,5	0,26	1,9	0,8	1,2	9,90	17,4	22,0	154	7,98	•
3x4	0,31	2,6	0,8	1,2	11,10	23	30,0	212	4,95	•
3x6	0,31	3,2	0,8	1,4	12,60	30	37,0	284	3,30	•
3x10	0,41	4,2	1,0	1,4	16,20	40	52,0	495	1,91	•
3x16	0,41	5,8	1,0	1,4	18,30	54	70,0	700	1,21	•
3x25	0,41	7,2	1,2	1,6	20,80	70	88,0	1.139	0,780	•
3x35	0,41	8,7	1,2	1,6	26,80	86	110,0	1.502	0,554	•

• Formaciones de 2x1 hasta 2x10 se fabrican en formato tipo "chato".
• Formaciones de 3x1 hasta 4x35 que requieren fase a tierra, se fabrican bajo pedido.

(1) Valores aproximados.

(2) Valores de corriente admisible máx. para temperatura ambiente de 40° C.



Design Features

Type designation:	TECSUN (PV) PV1-F
Conductor:	Electrolytic tinned copper, Class 5 in accordance with IEC 60228 (VDE 0295)
Insulation:	HEPR 120°C similar to IEC 60502-1 (compound type EI6 / EI8)
Core identification:	Natural colour - White
Sheath:	Cross-linked EVA rubber 120 °C based on DIN EN 50563-2-1 (compound type EM4 / EM8) Insulation and sheath are connected solidly (Two-layer-insulation)
Sheath-colours:	black, blue, red
Marking:	(rhombus) PRYSMIAN TECSUN (PV) PV1-F (cross-section) 0.6/1 KV (VDE-REG. / TÜV)

Selection and Ordering Data

Nominal cross-section and colour	Order No.	Conductor diameter [mm]	Overall diameter of cable Min. value [mm]	Overall diameter of cable Max. value [mm]	Approx. net weight [kg/km]	Minimum bending radius [mm]	Maximum permissible tensile load [N]	Current carrying capacity at 60°C ambient temperature (free in air) [A]	Permissible short circuit current (1s) [kA]
1,5mm ² black	5DH93011	1,6	4,4	4,8	29	14,4	23	29	0,19
1,5mm ² blue	5DH93012	1,6	4,4	4,8	29	14,4	23	29	0,19
1,5mm ² red	5DH93013	1,6	4,4	4,8	29	14,4	23	29	0,19
2,5mm ² black	5DH93012	1,9	4,7	5,1	43	15,3	38	41	0,32
2,5mm ² blue	5DH93022	1,9	4,7	5,1	43	15,3	38	41	0,32
2,5mm ² red	5DH93023	1,9	4,7	5,1	43	15,3	38	41	0,32
4,0mm ² black	5DH93031	2,4	5,2	5,6	58	16,8	60	55	0,50
4,0mm ² blue	5DH93032	2,4	5,2	5,6	58	16,8	60	55	0,50
4,0mm ² red	5DH93033	2,4	5,2	5,6	58	16,8	60	55	0,50
6,0mm ² black	5DH93041	2,9	5,7	6,1	76	18,3	90	70	0,76
6,0mm ² blue	5DH93042	2,9	5,7	6,1	76	18,3	90	70	0,76
6,0mm ² red	5DH93043	2,9	5,7	6,1	76	18,3	90	70	0,76
10mm ² black	5DH93051	4,0	6,8	7,2	120	21,6	150	98	1,26
16mm ² black	5DH93061	5,5	8,3	9,0	178	36	240	132	2,01
25mm ² black	5DH93071	6,4	10,0	10,7	273	43	375	176	3,15
35mm ² black	5DH93081	7,5	11,1	11,8	364	47	525	218	4,41
50mm ² black	5DH93091	9,0	12,6	13,3	500	53	750	276	6,30
70mm ² black	5DH93101	10,8	14,4	15,2	686	61	1.050	347	8,82
95mm ² black	5DH93111	12,6	16,2	17,0	899	68	1.425	416	12,0
120mm ² black	5DH93121	14,3	17,7	18,7	1.131	75	1.800	488	15,1
150mm ² black	5DH93131	15,9	19,7	20,7	1.382	83	2.250	566	18,9
185mm ² black	5DH93141	17,5	21,3	22,3	1.669	89	2.775	644	23,3
240mm ² black	5DH93151	20,5	24,2	25,5	2.208	102	3.600	775	30,4

Technical data, dimension and weights are subject to change. PRYSMIAN Germany Version: 1.4 - Date: 2012-02-08

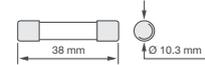
E 90 PV Fuse disconnectors



E 90 PV series fuse disconnectors (UL approved), designed for operating voltages of 1000 V d.c. with utilization category DC-20B, are particularly suited for protection against overcurrents of photovoltaic systems. The single-pole or two-pole E 90 PV disconnectors for 10.3 x 38 mm cylindrical fuse links offer a reliable, compact and affordable solution for photovoltaic installations. Versions with blown fuse indicator allow to check whether the fuse is still working correctly or not.

E90 PV fuse disconnectors for 10.3 x 38 mm fuses (DC-20B)

No. of poles	Modules	Rated Current I_n , A	Catalog number
1	1	32	E91/32PV
1	1	32	E91/32PVs
2	2	32	E92/32PV
2	2	32	E92/32PVs



s: version with blown fuse indicator light



Note: CCC mark is available on custom versions for Chinese market

Technical data

Type	E 90/32 PV	
Fuse	[mm]	10 x 38
Current type		d.c.
Rated frequency	[Hz]	-
Rated current	[A]	32
Max power dissipation	[W]	3
Tightening torque	[Nm]	PZ2 2-2.5
Terminal cross section	[mm ²]	25
Protection degree		IP20
Can be padlocked (open)		■
Can be sealed (closed)		■

IEC 60947-3

Rated operating voltage	[V]	1000
Utilization category		DC-20B

UL 4248

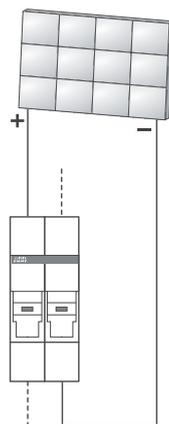
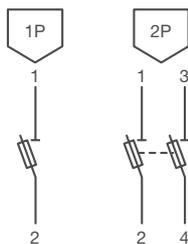
Mark		cULus
------	--	-------

Fuse indicator LED



Wiring of E 90 PV with blown fuse indicator light in direct current

Electrical symbols



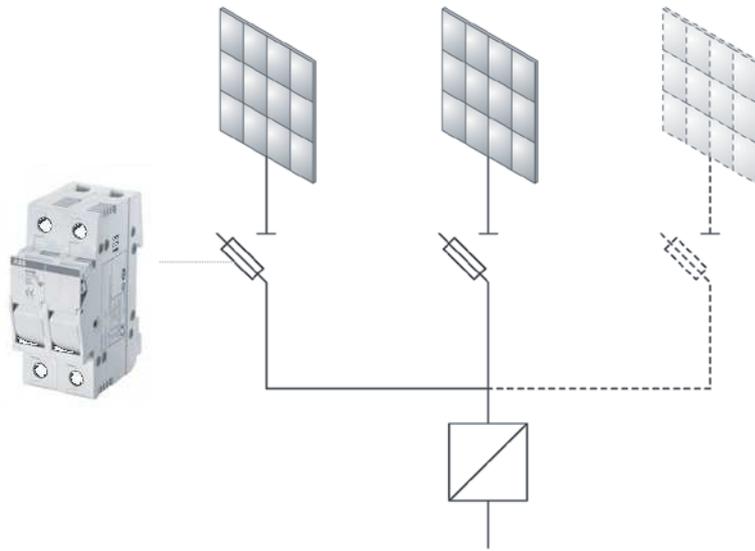
In direct current systems, since the LED allows the current to flow only from positive to negative, the wiring of the blown fuse indicator version should follow the current direction as shown in the diagram.

E 90 PV Fuse disconnectors

Protection and disconnection of 1000 V DC lines

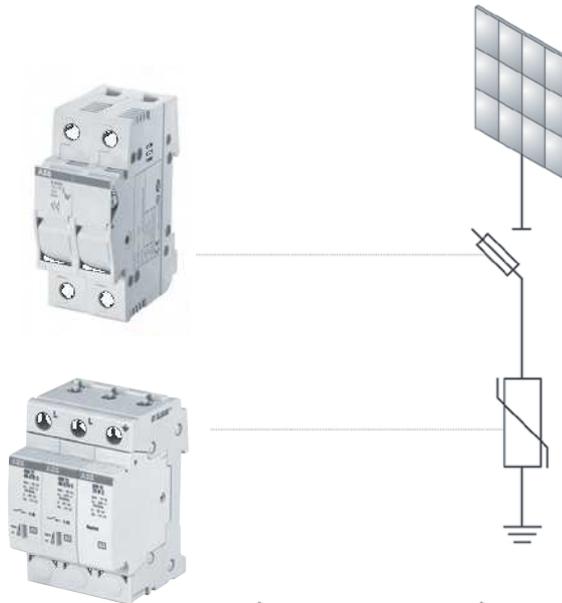
String protection

To avoid equipment damage on DC lines and to ensure isolation of the PV system in case of maintenance, E90 PV disconnecter fuses can be installed downstream the inverter to protect each single string. The fuses must be selected according to the rated current of the line and to the maximum dissipated power.



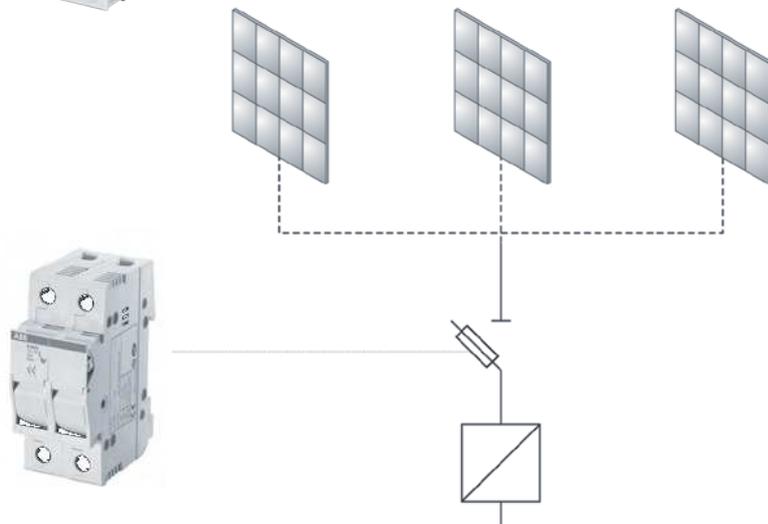
Back-up download

When the I_{cc} short circuit current, at the point of installation, is greater than 100 A DC, the OVR PVs Surge Protective Devices require a back-up protection with a specific type gR fuse.



DC side of the inverter

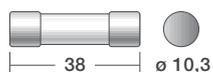
For small size photovoltaic systems, E 90 PV fuse disconnectors can be used to protect the DC side of the inverter. The fuse should be chosen according to the rated current of the inverter.



E 9F gPV cylindrical fuses

The best protection for direct current photovoltaic installations

The E 9F PV series of cylindrical fuses has been specifically designed for protecting direct current circuits up to 1000 V. Available in the 10.3 x 38 mm size for up to 30 A rated current values, they are the best way to protect the strings, inverters and surge arresters in photovoltaic installations according to IEC 60269-6 "Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems".



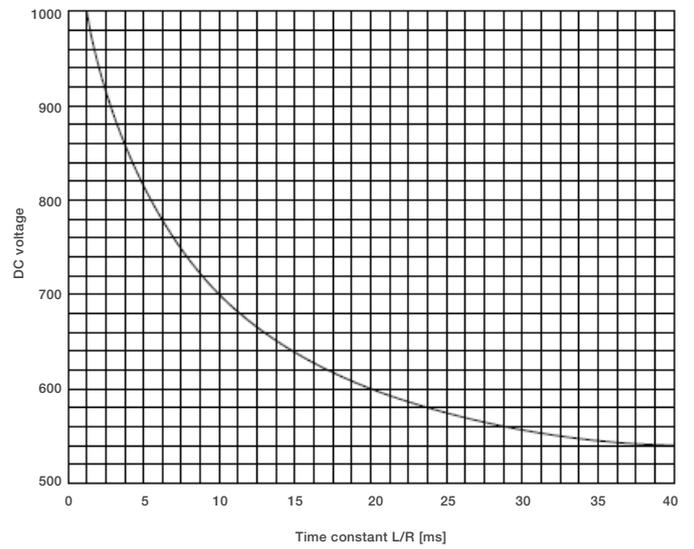
E 9F gPV 10.3 x 38 mm cylindrical fuses					
Rated current In [A]	Description Type	ABB code	Bbn 8012542 EAN	Piece weight Kg	Package
1	E 9F1 PV	2CSM213455R1801	134558	0,007	10
2	E 9F2 PV	2CSM213465R1801	134657	0,007	10
3	E 9F3 PV	2CSM213475R1801	134756	0,007	10
4	E 9F4 PV	2CSM213485R1801	134855	0,007	10
5	E 9F5 PV	2CSM213495R1801	134954	0,007	10
6	E 9F6 PV	2CSM213505R1801	135050	0,007	10
7	E 9F7 PV	2CSM213515R1801	135159	0,007	10
8	E 9F8 PV	2CSM213525R1801	135258	0,007	10
10	E 9F10 PV	2CSM213535R1801	135357	0,007	10
12	E 9F12 PV	2CSM213545R1801	135456	0,007	10
15	E 9F15 PV	2CSM213555R1801	135555	0,007	10
20	E 9F20 PV	2CSM213565R1801	135654	0,007	10
25	E 9F25 PV	2CSM213575R1801	135753	0,007	10
30	E 9F30 PV	2CSM213585R1801	135852	0,007	10

Technical specifications		
Rated voltage	[V]	1000 d.c.
Rated current	[A]	1...30
Breaking capacity	[kA]	50
Minimum breaking capability		da 1A a 7A = 1.3 x In da 8A a 30A = 2.0 x In
Dimensions	[mm]	10,3 x 38
Weight	[g]	7
Standards		IEC 60269-6; ROHS 2002/98/CE

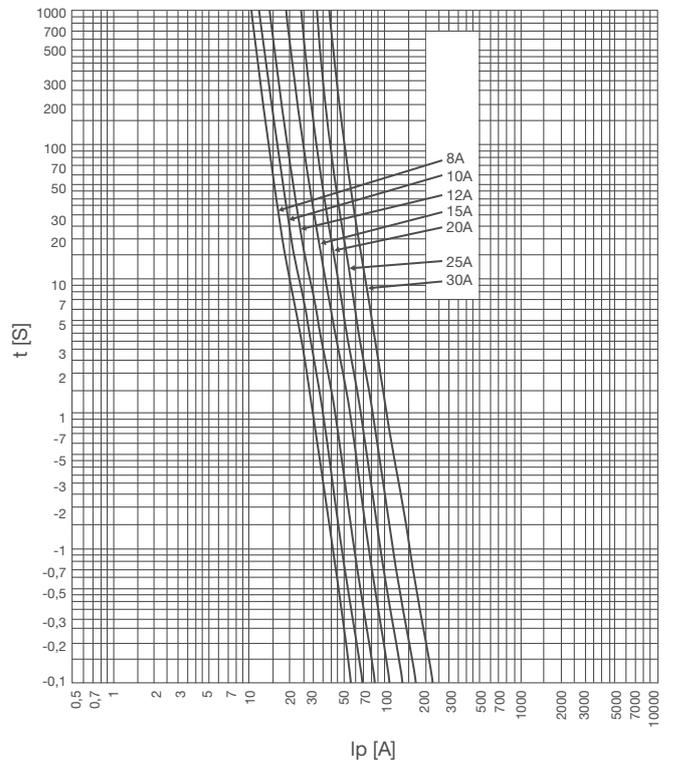
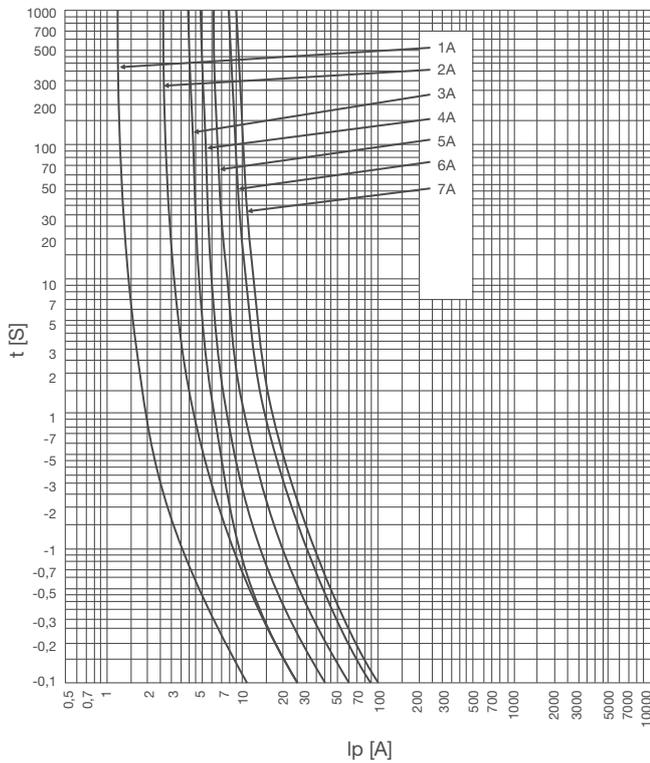
E 9F gPV 10.3 x 38 mm cylindrical fuses

Type	I^2t [A ² s]	Dissipated power [W]
E 9F1 PV	-	0.32
E 9F2 PV	-	0.43
E 9F3 PV	-	1.4
E 9F4 PV	-	1.3
E 9F5 PV	-	1.4
E 9F6 PV	-	1.5
E 9F7 PV	-	1.5
E 9F8 PV	83	1.1
E 9F10 PV	127	1.5
E 9F12 PV	215	2.0
E 9F15 PV	495	3.0
E 9F20 PV	755	4.4
E 9F25 PV	970	5.3
E 9F30 PV	1650	5.8

Voltage capabilities vs. time constant



Time/current tripping characteristics



MCBs

S 200 series P 25000 - 15000 B characteristic



S 201 P



S 202 P



S 203 P

S 200 P-B characteristic

Function: protection and control of the circuits against overloads and short-circuits; protection for people and large length of cables in TN and IT systems.

Applications: commercial and industrial.

Standard: IEC/EN 60898-1

Icn=25 kA for 0.5 A ≤ In ≤ 25 A

Icn=15 kA for 32 A ≤ In ≤ 63 A

Number of poles	Rated current	Bbn 4016779	Order details		Price 1 piece	Weight 1 piece	Pack unit
	In A	EAN	Type code	Order code			
1	6	589574	S 201 P-B 6	2CDS281001R0065		0.14	10
	10	589581	S 201 P-B 10	2CDS281001R0105		0.14	10
	13	589598	S 201 P-B 13	2CDS281001R0135		0.14	10
	16	589260	S 201 P-B 16	2CDS281001R0165		0.14	10
	20	589604	S 201 P-B 20	2CDS281001R0205		0.14	10
	25	589611	S 201 P-B 25	2CDS281001R0255		0.14	10
	32	589628	S 201 P-B 32	2CDS281001R0325		0.14	10
	40	589635	S 201 P-B 40	2CDS281001R0405		0.14	10
	50	589659	S 201 P-B 50	2CDS281001R0505		0.14	10
	63	589666	S 201 P-B 63	2CDS281001R0635		0.14	10

Number of poles	Rated current	Bbn 4016779	Order details		Price 1 piece	Weight 1 piece	Pack unit
	In A	EAN	Type code	Order code			
2	6	589673	S 202 P-B 6	2CDS282001R0065		0.28	5
	10	589680	S 202 P-B 10	2CDS282001R0105		0.28	5
	13	589697	S 202 P-B 13	2CDS282001R0135		0.28	5
	16	589703	S 202 P-B 16	2CDS282001R0165		0.28	5
	20	589710	S 202 P-B 20	2CDS282001R0205		0.28	5
	25	589727	S 202 P-B 25	2CDS282001R0255		0.28	5
	32	589734	S 202 P-B 32	2CDS282001R0325		0.28	5
	40	589741	S 202 P-B 40	2CDS282001R0405		0.28	5
	50	589758	S 202 P-B 50	2CDS282001R0505		0.28	5
	63	589765	S 202 P-B 63	2CDS282001R0635		0.28	5

Number of poles	Rated current	Bbn 4016779	Order details		Price 1 piece	Weight 1 piece	Pack unit
	In A	EAN	Type code	Order code			
3	6	589772	S 203 P-B 6	2CDS283001R0065		0.42	1
	10	589789	S 203 P-B 10	2CDS283001R0105		0.42	1
	13	589796	S 203 P-B 13	2CDS283001R0135		0.42	1
	16	589802	S 203 P-B 16	2CDS283001R0165		0.42	1
	20	589819	S 203 P-B 20	2CDS283001R0205		0.42	1
	25	589826	S 203 P-B 25	2CDS283001R0255		0.42	1
	32	589833	S 203 P-B 32	2CDS283001R0325		0.42	1
	40	589840	S 203 P-B 40	2CDS283001R0405		0.42	1
	50	589857	S 203 P-B 50	2CDS283001R0505		0.42	1
	63	589864	S 203 P-B 63	2CDS283001R0635		0.42	1

Where to find more:

Coordination Tables for S 200P MCBs: p.10/37 for back-up and p.10/62 for selectivity
Worldwide Marks and Approvals of MCBs p.11/92

Frequently asked question - FAQ:

Where can I get certificates, declarations and CAD drawings?
You can find all of them on www.abb.com

Maybe you are also interested in:

Auxiliary Elements for MCBs p.4/2
Accessories for MCBs p.4/16
Busbar Systems p.4/21



F204

2CSC400568F0201



F204 125 A

2CSC400197F0201

Number of poles	Rated residual current $I_{\Delta n}$ mA	Rated current I_n A	Bbn 8012542 EAN	Order details		Price 1 piece	Weight 1 piece kg	Pack unit pc.	
				Type code	Order code				
4	30	25	781202	F204 AC-25/0.03	2CSF204001R1250		0.375	1/3	
		40	781301	F204 AC-40/0.03	2CSF204001R1400		0.375	1/3	
		63	781400	F204 AC-63/0.03	2CSF204001R1630		0.375	1/3	
		80	916604	F204 AC-80/0.03	2CSF204001R1800		0.405	1/3	
		100	916703	F204 AC-100/0.03	2CSF204001R1900		0.405	1/3	
		125	941507	F204 AC-125/0.03	2CSF204001R1950		0.500	1	
	100	30	25	781509	F204 AC-25/0.1	2CSF204001R2250		0.375	1/3
			40	781608	F204 AC-40/0.1	2CSF204001R2400		0.375	1/3
			63	781707	F204 AC-63/0.1	2CSF204001R2630		0.375	1/3
			80	916802	F204 AC-80/0.1	2CSF204001R2800		0.405	1/3
			100	916901	F204 AC-100/0.1	2CSF204001R2900		0.405	1/3
			125	941606	F204 AC-125/0.1	2CSF204001R2950		0.500	1
	300	30	25	781806	F204 AC-25/0.3	2CSF204001R3250		0.375	1/3
			40	781905	F204 AC-40/0.3	2CSF204001R3400		0.375	1/3
			63	782001	F204 AC-63/0.3	2CSF204001R3630		0.375	1/3
			80	917007	F204 AC-80/0.3	2CSF204001R3800		0.405	1/3
			100	917106	F204 AC-100/0.3	2CSF204001R3900		0.405	1/3
			125	941705	F204 AC-125/0.3	2CSF204001R3950		0.500	1
500	30	25	782100	F204 AC-25/0.5	2CSF204001R4250		0.375	1/3	
		40	782209	F204 AC-40/0.5	2CSF204001R4400		0.375	1/3	
		63	782308	F204 AC-63/0.5	2CSF204001R4630		0.375	1/3	
		80	917205	F204 AC-80/0.5	2CSF204001R4800		0.405	1/3	
		100	917304	F204 AC-100/0.5	2CSF204001R4900		0.405	1/3	
		125	941804	F204 AC-125/0.5	2CSF204001R4950		0.500	1	

Protection and safety

OVR surge protective devices selection tables

Protected lines	Impulse current	Max. discharge current	Nominal current	Follow current interrupting rating	Voltage protection level	Nominal voltage	Max. cont. operating voltage	Type	Order code
	limp 10/350 kA	I _{max} 8/20 kA	I _n kA	I _{fi} kA	U _p kV	U _n V	U _c V		

Type 1 OVR

limp 25 kA

1	25	-	25	50	2.5	400/690	440	OVR T1 25-440-50	2CTB815101R9300
1	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 25-255	2CTB815101R0100
2	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 2L 25-255	2CTB815101R1200
2	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 2L 25-255 TS	2CTB815101R1100
3	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 3L 25-255	2CTB815101R1300
3	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 3L 25-255 TS	2CTB815101R0600
4	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 4L 25-255	2CTB815101R1400
4	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 4L 25-255 TS	2CTB815101R0800
1+1	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 1N 25-255	2CTB815101R1500
1+1	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 1N 25-255 TS	2CTB815101R1000
3+1	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 3N 25-255	2CTB815101R1600
3+1	25	-	25	50	2.5	230/400	255	OVR T1 3N 25-255 TS	2CTB815101R0700
1	25	-	25	7	2.5	230/400	255	OVR T1 25-255-7	2CTB815101R8700
3+1	25	-	25	7	2.5	230/400	255	OVR T1 3N 25-255-7	2CTB815101R8800

Neutral

1	25	-	25	-	4	400/690	690	OVR T1 25 N	2CTB815101R9700
1	50	-	50	-	1.5	230/400	255	OVR T1 50 N	2CTB815101R0400
1	100	-	25	-	2	230/400	255	OVR T1 100 N	2CTB815101R0500

Type 1+2 OVR

limp 25 and 15 kA

1	25	60	25	15	1.5	230/400	255	OVR T1+2 25-255 TS	2CTB815101R0300
1	15	60	15	7	1.7	230/400	255	OVR T1+2 15-255-7	2CTB815101R8900
3+1	15	60	15	7	1.7	230/400	255	OVR T1+2 3N 15-255-7	2CTB815101R9000
1	15	100	5	-	1.4	230/400	440	OVR HL 15-440s P TS	2CTB815201R0800
2	15	100	5	-	1.4	230/400	440	OVR HL 2L 15-440s P TS	2CTB815303R0400
3	15	100	5	-	1.4	230/400	440	OVR HL 3L 15-440s P TS	2CTB815401R0400
4	15	100	5	-	1.4	230/400	440	OVR HL 4L 15-440s P TS	2CTB815503R0400
1	15	-	-	-	-	230/400	440	OVR HL 15-440s C	2CTB815250R0300

limp 7 kA

1	7	70	7	-	1.4	230/400	275	OVR T1+2 7-275s P	2CTB815101R3900
3	7	70	7	-	1.4	230/400	275	OVR T1+2 3L 7-275s P	2CTB815101R4000
4	7	70	7	-	1.4	230/400	275	OVR T1+2 4L 7-275s P	2CTB815101R4100
1+1	7	70	7	-	1.4	230/400	275	OVR T1+2 1N 7-275s P	2CTB815302R1000
3+1	7	70	7	-	1.4	230/400	275	OVR T1+2 3N 7-275s P	2CTB815502R1000
1	7	-	-	-	-	230/400	275	OVR T1+2 7-275s C	2CTB815101R3800
1	7	-	-	-	-	230/400	255	OVR T1+2 70 NC	2CTB815101R5100

Type 2 OVR monobloc

1	-	20	5	-	1.0	120/240	150	OVR T2 20-150	2CTB804200R0700
1	-	40	20	-	1.4	120/240	150	OVR T2 40-150	2CTB804201R0700
1	-	20	5	-	1.0	230/400	275	OVR T2 20-275	2CTB804200R0100
1	-	40	20	-	1.4	230/400	275	OVR T2 40-275	2CTB804201R0100
3	-	20	5	-	1.0	230/400	275	OVR T2 3L 20-275	2CTB804600R0400
3	-	40	20	-	1.4	230/400	275	OVR T2 3L 40-275	2CTB804601R0400
4	-	20	5	-	1.0	230/400	275	OVR T2 4L 20-275	2CTB804600R0500
4	-	40	20	-	1.4	230/400	275	OVR T2 4L 40-275	2CTB804601R0500
1	-	20	5	-	1.3	230/400	440	OVR T2 20-440	2CTB804200R0200
1	-	40	20	-	1.9	230/400	440	OVR T2 40-440	2CTB804201R0200
1	-	20	5	-	1.0	120/240	150	OVR T2 20-150 (x20)	2CTB804200R1700
1	-	40	20	-	1.4	120/240	150	OVR T2 40-150 (x20)	2CTB804201R1700
1	-	20	5	-	1.0	230/400	275	OVR T2 20-275 (x20)	2CTB804200R1100
1	-	40	20	-	1.4	230/400	275	OVR T2 40-275 (x20)	2CTB804201R1100
3	-	20	5	-	1.0	230/400	275	OVR T2 3L 20-275 (x6)	2CTB804600R1400
3	-	40	20	-	1.4	230/400	275	OVR T2 3L 40-275 (x6)	2CTB804601R1400
4	-	20	5	-	1.0	230/400	275	OVR T2 4L 20-275 (x5)	2CTB804600R1500
4	-	40	20	-	1.4	230/400	275	OVR T2 4L 40-275 (x5)	2CTB804601R1500
1	-	20	5	-	1.3	230/400	440	OVR T2 20-440 (x20)	2CTB804200R1200
1	-	40	20	-	1.9	230/400	440	OVR T2 40-440 (x20)	2CTB804201R1200

B23

Contador de energía trifásico

65A, 4 módulos de anchura con puerto IR



B23

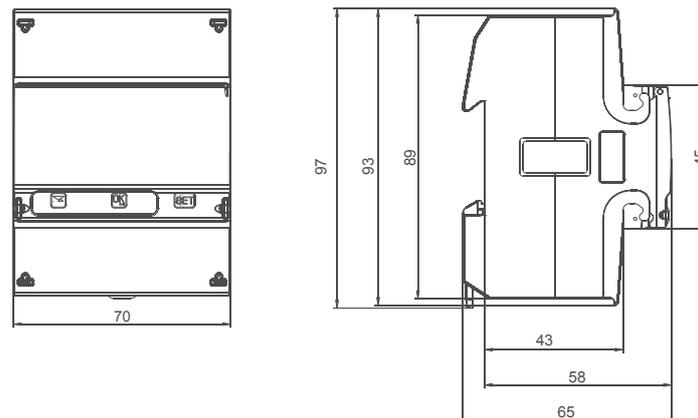
Descripción

Lectura directa hasta 65 A. Verificado y aprobado según la directiva MID. Certificación IEC. Medida mediante 2 y 3 elementos. Valores de instrumentación. Función de alarma. Comunicación por infrarrojos (protocolo M-Bus). Comunicación opcional por RS-485 (protocolo ModBus RTU o EQ Bus) o M-Bus (protocolo M-Bus).

Detalles de pedido

Tensión V	Clase de precisión	Entradas/Salidas	Comunicación	Tipo	Código
Acero Energía activa					
3 x 230/400 V AC	Clase B (Cl. 1)	Salida de pulsos	-	B23 111 - 100	2CMA100163R1000
			RS-485	B23 112 - 100	2CMA100164R1000
			M-Bus	B23 113 - 100	2CMA100165R1000
Bronce Energía activa y reactiva, importada y exportada.					
3 x 230/400 V AC	Clase B (Cl. 1) Reactiva Cl. 2	Salida de pulsos	RS-485	B23 212 - 100	2CMA100166R1000
Plata Energía activa y reactiva, importada y exportada, de 1 a 4 tarifas, control de tarifas vía entradas/comunicación.					
3 x 230/400 V AC	Clase B (Cl. 1) Reactiva Cl. 2	2 entradas, 2 salidas	-	B23 311 - 100	2CMA100168R1000
			RS-485	B23 312 - 100	2CMA100169R1000
			M-Bus	B23 313 - 100	2CMA100170R1000

Dimensiones



Apéndice D

Informes de las simulaciones en *PVsyst*

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Residencia_Mvdeo_10kW

Lugar geográfico Residencia_Mvdeo País **Uruguay**

Ubicación Latitud -34.90° S Longitud -56.20° W
 Hora definido como Hora Legal Huso hor. UT-3 Altitud 39 m

Datos climatológicos: Residencia_Mvdeo Albedo 0.20
 Base del satélite NASA-SEE, 1983-2005 - Síntesis

Variante de simulación : Res_Mvdeo_10kW_v1

Fecha de simulación 24/05/17 02h13

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor Inclinación 15° Acimut 0°
Modelos empleados Transposición Perez Difuso Perez, Meteonorm

Perfil obstáculos Sin perfil de obstáculos

Sombras cercanas Sombreado lineal

Características generador FV

Módulo FV Si-poly Modelo **CS6U - 330P 1000V**
 Original PVsyst database Fabricante Canadian Solar Inc.
 Número de módulos FV En serie 16 módulos En paralelo 2 cadenas
 N° total de módulos FV N° módulos 32 Pnom unitaria 330 Wp
 Potencia global generador Nominal (STC) **10.56 kWp** En cond. funciona. 9.48 kWp (50°C)
 Caract. funcionamiento del generador (50°C) V mpp 531 V I mpp 18 A
 Superficie total Superficie módulos **62.2 m²** Superf. célula 56.1 m²

Inversor

Original PVsyst database Modelo **PVI-10.0-TL-OUTD**
 Características Fabricante ABB
 Características Tensión Funciona. 175-850 V Pnom unitaria 10.0 kWac
 Banco de inversores N° de inversores 2 * MPPT 50 % Potencia total 10.0 kWac

Factores de pérdida Generador FV

Pérdidas por polvo y suciedad del generador Fracción de Pérdidas 3.0 %
 Factor de pérdidas térmicas Uc (const) 29.0 W/m²K Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
 Pérdida Óhmica en el Cableado Res. global generador 200 mOhm Fracción de Pérdidas 0.6 % en STC
 LID - "Light Induced Degradation" Fracción de Pérdidas 2.0 %
 Pérdida Calidad Módulo Fracción de Pérdidas -0.4 %
 Pérdidas Mismatch Módulos Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
 Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) Parám. bo 0.05

Factores de pérdida del sistema

Pérdida CA entre transfo e inversor Tensión de Red 0 kV
 Cables: 3x16.0 mm² 25 m Fracción de Pérdidas 0.6 % en STC
 Transformador externo Pérdida fierro (Conexión 24H) 150 W Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
 Pérdidas Resistivas/Inductivas 180.6 mOhm Fracción de Pérdidas 3.5 % en STC

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Residencia_Mvdeo_10kW

Variante de simulación : Res_Mvdeo_10kW_v1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	CS6U - 330P 1000V	Pnom	330 Wp
Generador FV	N° de módulos	32	Pnom total	10.56 kWp
Inversor	Modelo	PVI-10.0-TL-OUTD	Pnom	10.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

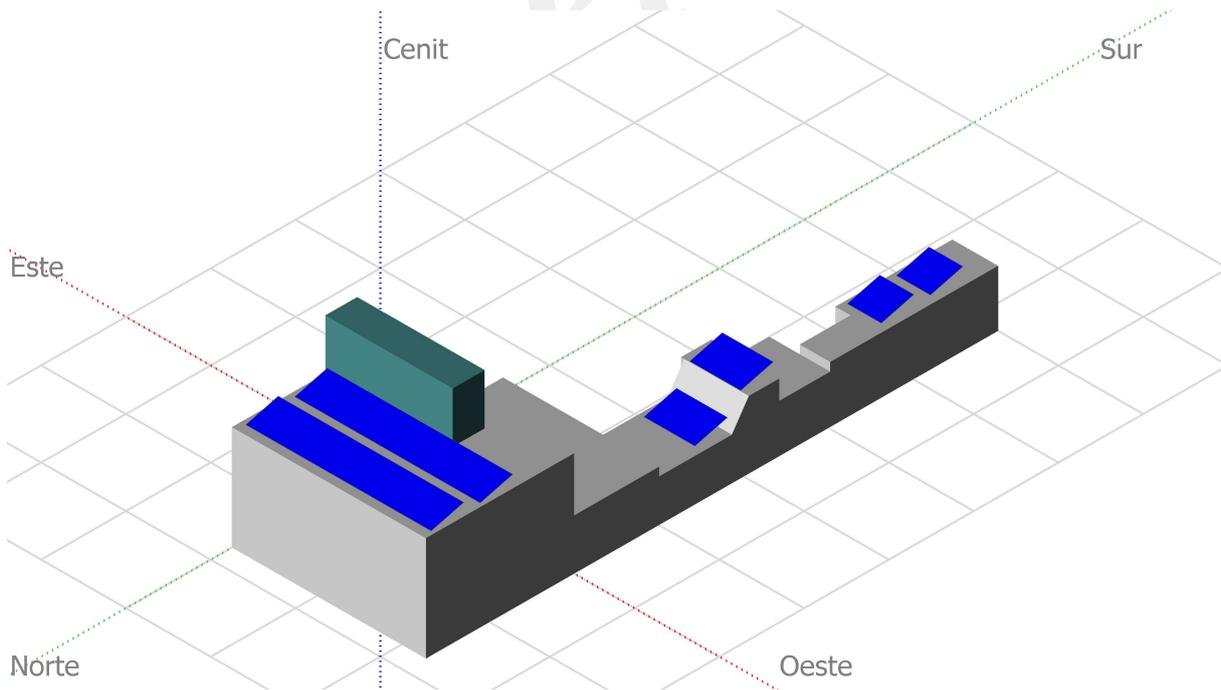
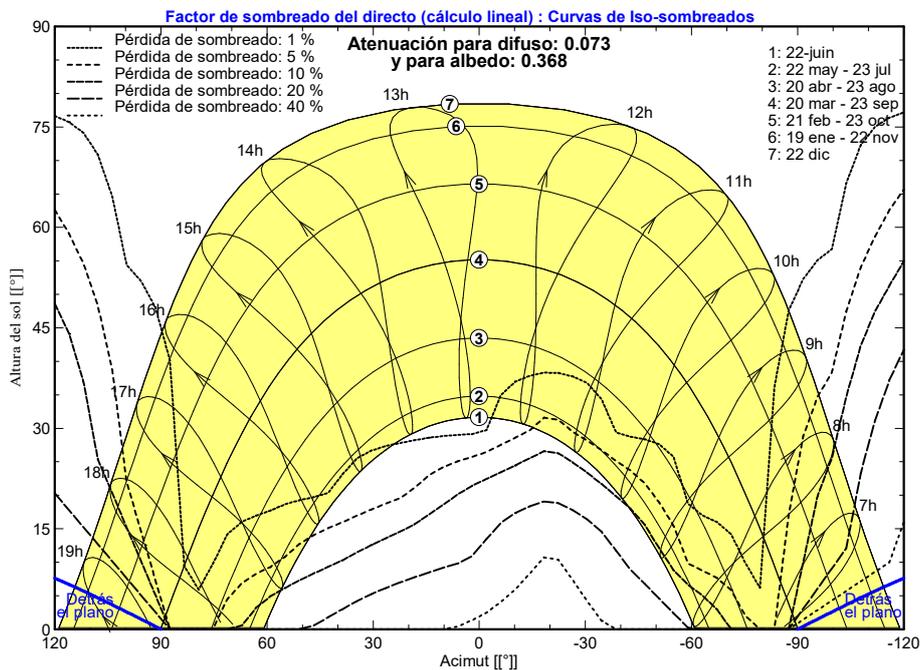


Diagrama de Iso-sombrados

Residencia_Mvdeo_10kW



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

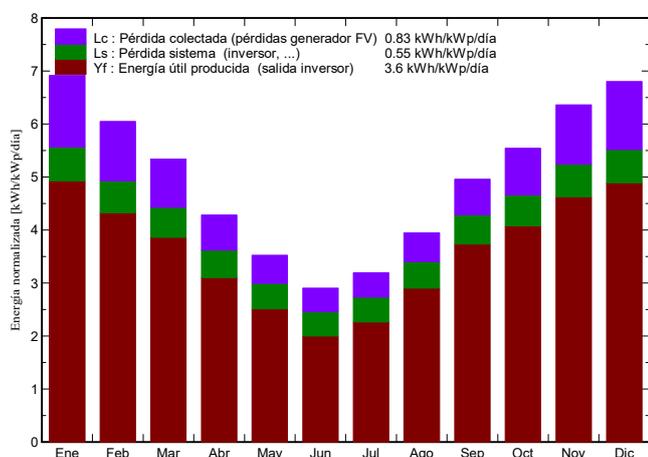
Proyecto : Residencia_Mvdeo_10kW

Variante de simulación : Res_Mvdeo_10kW_v1

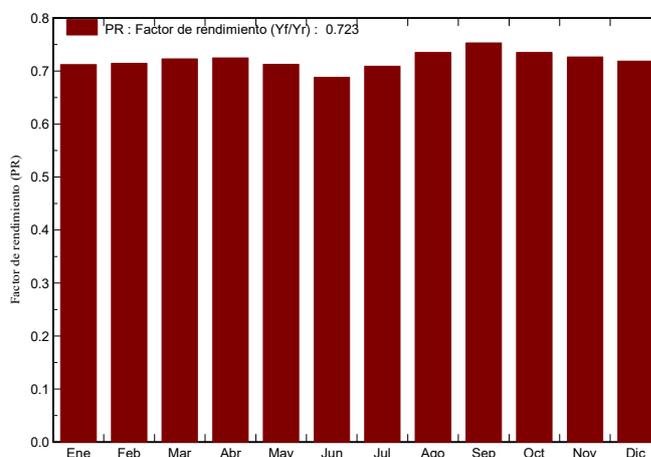
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Sombras cercanas	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	CS6U - 330P 1000V	Pnom 330 Wp
Generador FV	N° de módulos	32	Pnom total 10.56 kWp
Inversor	Modelo	PVI-10.0-TL-OUTD	Pnom 10.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	13873 kWh/año	Produc. específico 1314 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	72.25 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 10.56 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Res_Mvdeo_10kW_v1 Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	
Enero	215.1	72.50	23.70	214.4	195.1	1823	1613	0.712
Febrero	163.5	59.60	23.00	169.4	154.8	1457	1279	0.715
Marzo	149.1	53.00	21.80	165.5	151.5	1449	1264	0.723
Abril	106.5	39.00	18.10	128.5	117.4	1147	984	0.725
Mayo	84.0	29.40	14.70	109.3	98.3	980	822	0.713
Junio	64.8	24.60	12.20	87.2	77.1	778	634	0.688
Julio	74.7	27.30	10.80	99.0	88.3	896	741	0.709
Agosto	98.6	35.30	12.60	122.4	111.4	1115	950	0.735
Septiembre	129.9	45.30	13.80	148.7	136.4	1358	1183	0.753
Octubre	162.4	62.00	16.90	171.9	156.9	1527	1335	0.735
Noviembre	189.9	69.90	19.40	190.9	173.5	1661	1466	0.727
Diciembre	213.9	76.30	22.29	210.9	191.1	1807	1602	0.719
Año	1652.4	594.20	17.41	1818.2	1651.9	15998	13873	0.723

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal DiffHor Irradiación difusa horizontal T Amb Temperatura Ambiente GlobInc Global incidente plano receptor	GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray Energía efectiva en la salida del generador E_Grid Energía reinyectada en la red PR Factor de rendimiento
--	---

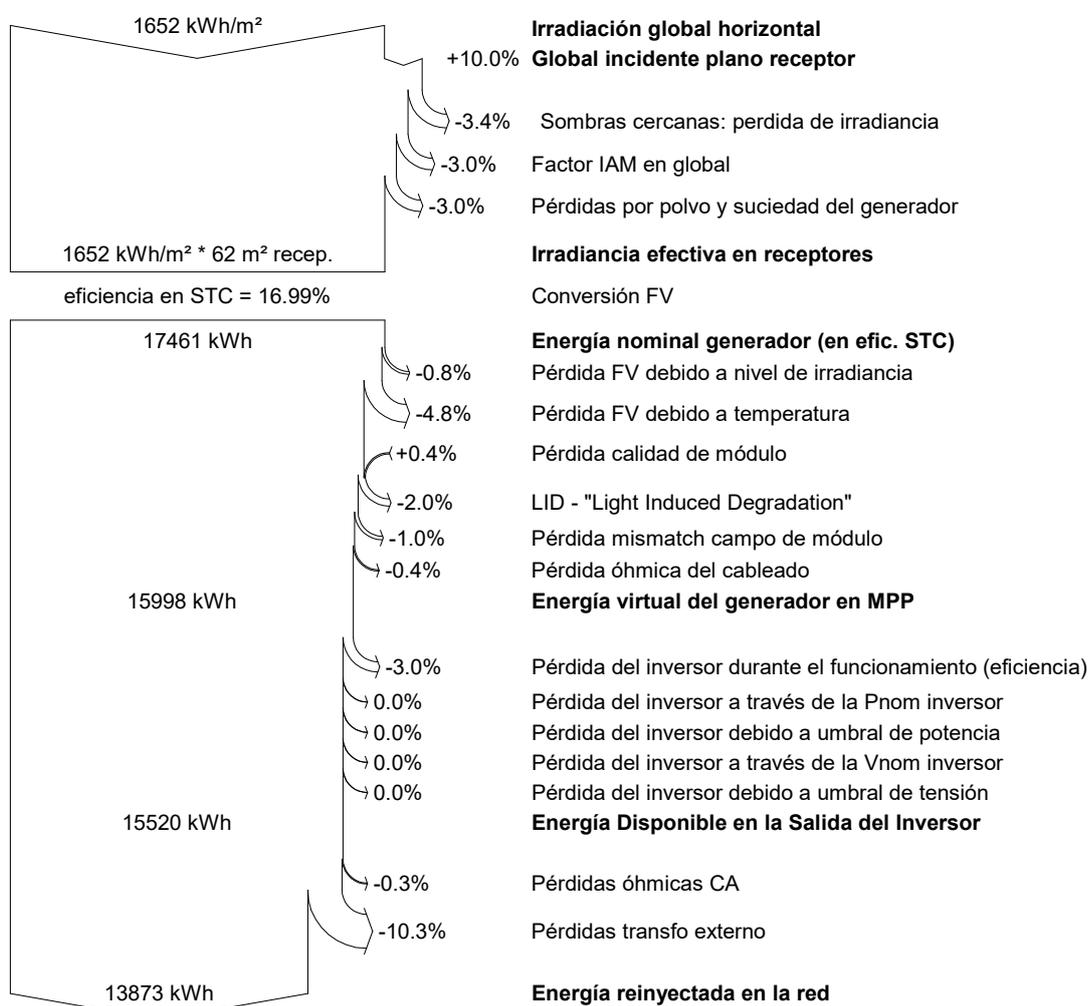
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Residencia_Mvdeo_10kW

Variante de simulación : Res_Mvdeo_10kW_v1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Sombras cercanas	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	15°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	CS6U - 330P 1000V	Pnom 330 Wp
Generador FV	N° de módulos	32	Pnom total 10.56 kWp
Inversor	Modelo	PVI-10.0-TL-OUTD	Pnom 10.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Instalacion PV 2 kW

Lugar geográfico	Montevideo	País	Uruguay	
Ubicación	Latitud	-34.90° S	Longitud	-56.20° W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT-3	Altitud	39 m
	Albedo	0.20		
Datos climatológicos:	Montevideo	Base del satélite NASA-SEE, 1983-2005 - Síntesis		

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Fecha de simulación 22/07/17 14h17

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor	Inclinación	28°	Acimut	0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas	Sin sombreado			

Características generador FV

Módulo FV	Si-poly	Modelo	STP 230-20/Wd	
Original PVsyst database		Fabricante	Suntech	
Número de módulos FV		En serie	9 módulos	En paralelo 1 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	9	Pnom unitaria 230 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	2070 Wp	En cond. funciona. 1847 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	237 V	I mpp 7.8 A
Superficie total		Superficie módulos	14.6 m²	Superf. célula 13.1 m²

Inversor

	Modelo	UNO-2.0-I-OUTD		
Original PVsyst database	Fabricante	ABB		
Características	Tensión Funciona.	90-520 V	Pnom unitaria	2.00 kWac
Banco de inversores	N° de inversores	1 unidades	Potencia total	2.0 kWac

Factores de pérdida Generador FV

Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	3.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	207 mOhm	Fracción de Pérdidas 0.6 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"			Fracción de Pérdidas 2.0 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas -1.3 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Instalacion PV 2 kW

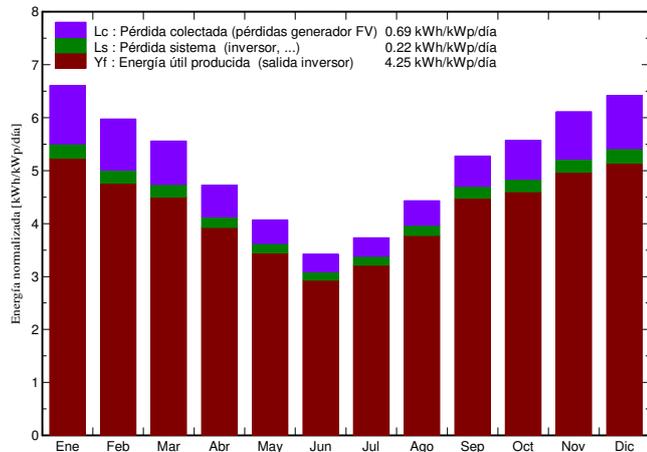
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	28°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	STP 230-20/Wd	Pnom 230 Wp
Generador FV	N° de módulos	9	Pnom total 2070 Wp
Inversor	Modelo	UNO-2.0-I-OUTD	Pnom 2000 W ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

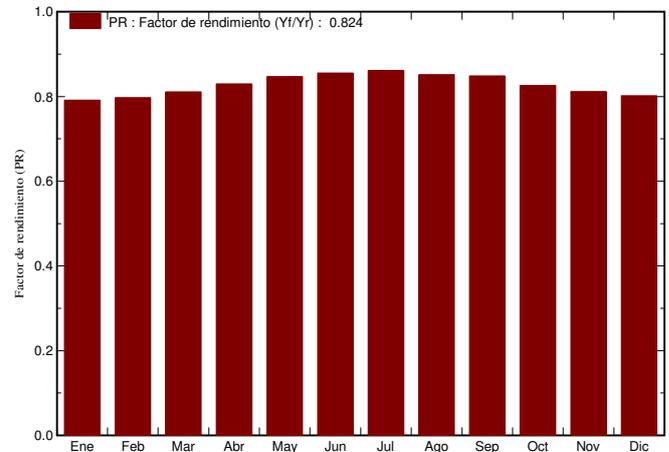
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema **Energía producida 3209 kWh/año** Produc. específico 1550 kWh/kWp/año
 Factor de rendimiento (PR) **82.37 %**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2070 Wp



Factor de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	
Enero	215.1	72.50	23.70	204.9	192.5	353.3	335.9	0.792
Febrero	163.5	59.60	23.00	167.3	157.4	290.5	276.2	0.798
Marzo	149.1	53.00	21.80	172.3	162.4	304.0	289.2	0.811
Abril	106.5	39.00	18.10	141.8	133.9	256.3	243.8	0.830
Mayo	84.0	29.40	14.70	126.2	119.2	232.7	221.2	0.847
Junio	64.8	24.60	12.20	102.7	96.8	191.8	181.9	0.856
Julio	74.7	27.30	10.80	115.6	109.2	217.1	206.2	0.862
Agosto	98.6	35.30	12.60	137.4	129.7	254.6	242.2	0.852
Septiembre	129.9	45.30	13.80	158.3	149.4	292.1	278.2	0.849
Octubre	162.4	62.00	16.90	172.7	162.5	310.4	295.2	0.826
Noviembre	189.9	69.90	19.40	183.5	172.2	324.4	308.4	0.812
Diciembre	213.9	76.30	22.29	199.2	186.8	347.5	330.6	0.802
Año	1652.4	594.20	17.41	1881.9	1772.1	3374.7	3209.0	0.824

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Factor de rendimiento

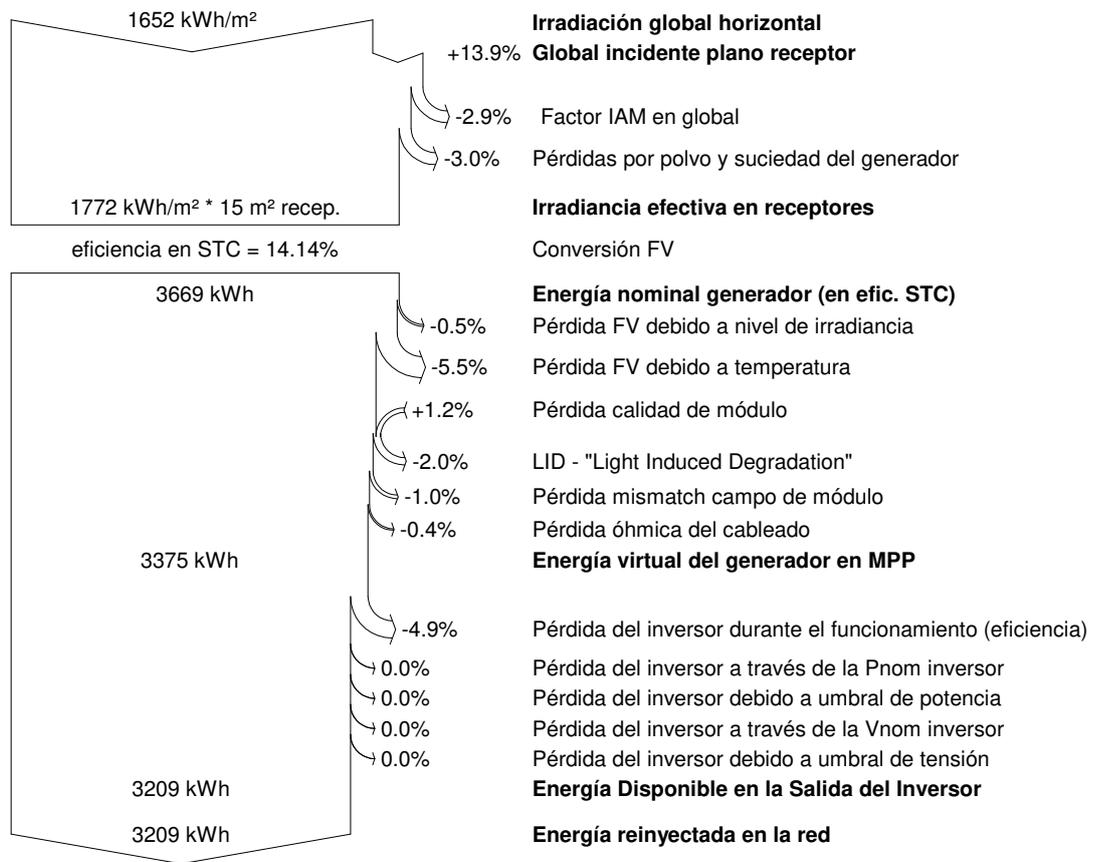
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Instalacion PV 2 kW

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	28°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	STP 230-20/Wd	Pnom 230 Wp
Generador FV	N° de módulos	9	Pnom total 2070 Wp
Inversor	Modelo	UNO-2.0-I-OUTD	Pnom 2000 W ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Instalacion PV 5 kW

Lugar geográfico	Montevideo	País	Uruguay	
Ubicación	Latitud	-34.90° S	Longitud	-56.20° W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT-3	Altitud	39 m
	Albedo	0.20		
Datos climatológicos:	Montevideo	Base del satélite NASA-SEE, 1983-2005 - Síntesis		

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Fecha de simulación 22/07/17 16h21

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor	Inclinación	28°	Acimut	0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas	Sin sombreado			

Características generador FV

Módulo FV	Si-poly	Modelo	STP 230-20/Wd		
Original PVsyst database		Fabricante	Suntech		
Número de módulos FV		En serie	11 módulos	En paralelo	2 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	22	Pnom unitaria	230 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	5.06 kWp	En cond. funciona.	4515 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	290 V	I mpp	16 A
Superficie total		Superficie módulos	35.8 m²	Superf. célula	32.1 m²

Inversor

	Modelo	UNO-DM-5.0-TL-PLUS		
Original PVsyst database		Fabricante	ABB	
Características	Tensión Funciona.	90-580 V	Pnom unitaria	5.00 kWac
Banco de inversores	N° de inversores	2 * MPPT 50 %	Potencia total	5.0 kWac

Factores de pérdida Generador FV

Pérdidas por polvo y suciedad del generador		Fracción de Pérdidas	3.0 %	
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	127 mOhm	Fracción de Pérdidas	0.6 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"			Fracción de Pérdidas	2.0 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-1.3 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

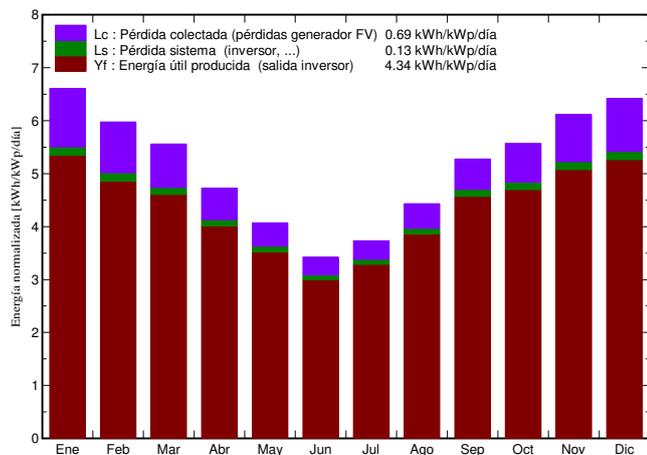
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Instalacion PV 5 kW
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

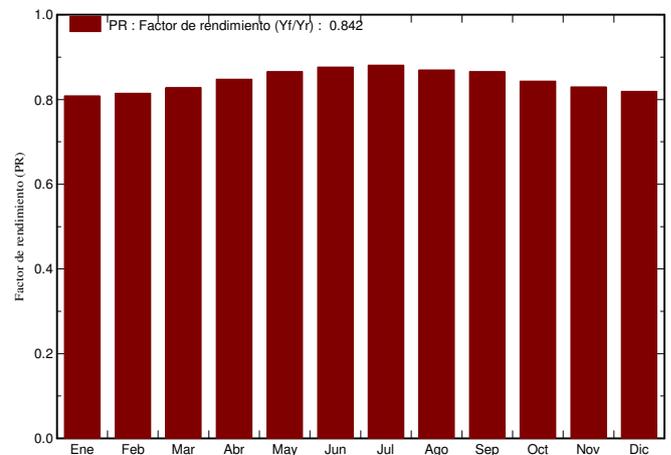
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	28°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	STP 230-20/Wd	Pnom 230 Wp
Generador FV	N° de módulos	22	Pnom total 5.06 kWp
Inversor	Modelo	UNO-DM-5.0-TL-PLUS	Pnom 5.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación
 Producción del Sistema **Energía producida 8.02 MWh/año** Produc. específico 1584 kWh/kWp/año
 Factor de rendimiento (PR) **84.17 %**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 5.06 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	215.1	72.50	23.70	204.9	192.5	0.864	0.839	0.809
Febrero	163.5	59.60	23.00	167.3	157.4	0.711	0.690	0.815
Marzo	149.1	53.00	21.80	172.3	162.4	0.744	0.722	0.828
Abril	106.5	39.00	18.10	141.8	133.9	0.627	0.609	0.848
Mayo	84.0	29.40	14.70	126.2	119.2	0.569	0.553	0.866
Junio	64.8	24.60	12.20	102.7	96.8	0.469	0.455	0.876
Julio	74.7	27.30	10.80	115.6	109.2	0.531	0.516	0.881
Agosto	98.6	35.30	12.60	137.4	129.7	0.623	0.605	0.870
Septiembre	129.9	45.30	13.80	158.3	149.4	0.714	0.694	0.866
Octubre	162.4	62.00	16.90	172.7	162.5	0.759	0.737	0.844
Noviembre	189.9	69.90	19.40	183.5	172.2	0.793	0.770	0.830
Diciembre	213.9	76.30	22.29	199.2	186.8	0.850	0.826	0.819
Año	1652.4	594.20	17.41	1881.9	1772.1	8.253	8.015	0.842

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Factor de rendimiento

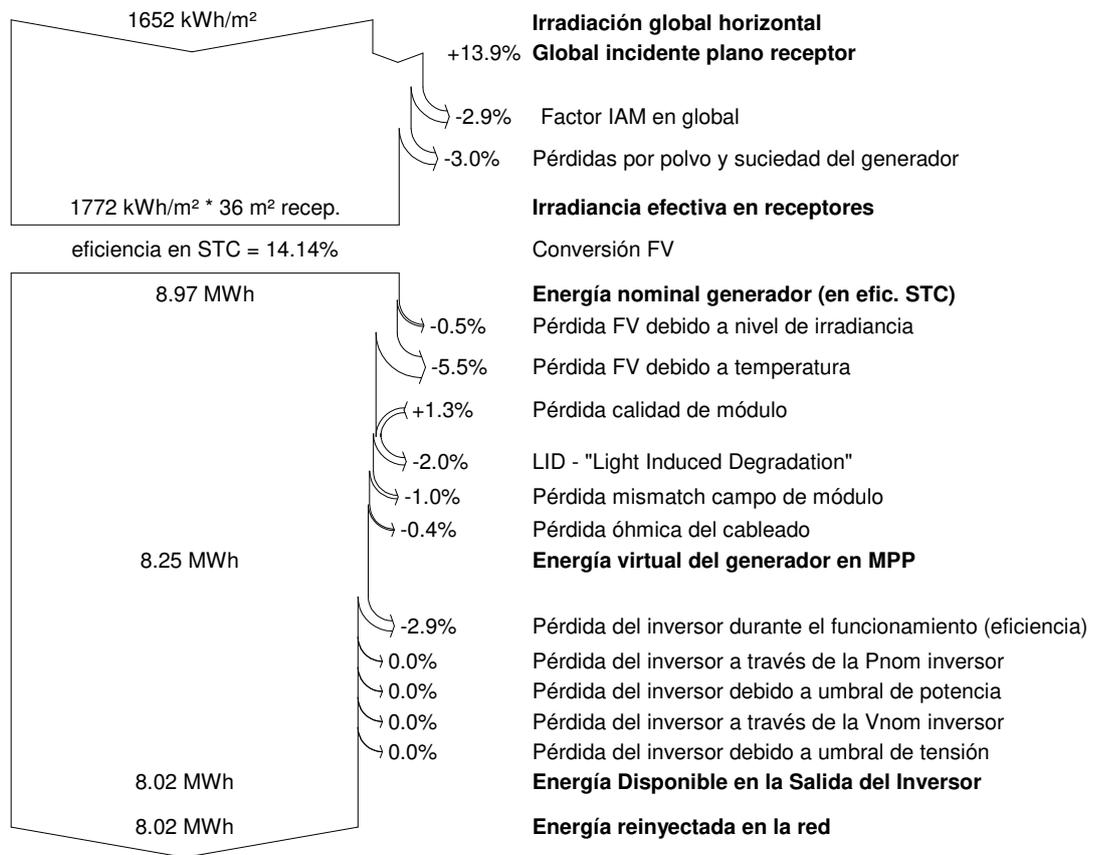
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Instalacion PV 5 kW

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	28°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	STP 230-20/Wd	Pnom 230 Wp
Generador FV	N° de módulos	22	Pnom total 5.06 kWp
Inversor	Modelo	UNO-DM-5.0-TL-PLUS	Pnom 5.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Instalacion PV 40 kW

Lugar geográfico **Montevideo** País **Uruguay**

Ubicación Latitud -34.90° S Longitud -56.20° W
 Hora definido como Hora Legal Huso hor. UT-3 Altitud 39 m
 Albedo 0.20

Datos climatológicos: **Montevideo** Base del satélite NASA-SEE, 1983-2005 - Síntesis

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Fecha de simulación 22/07/17 16h36

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor Inclinación 28° Acimut 0°
Modelos empleados Transposición Perez Difuso Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos Sin perfil de obstáculos
Sombras cercanas Sin sombreado

Características generador FV

Módulo FV Si-poly Modelo **STP 230-20/Wd**
 Original PVsyst database Fabricante Suntech
 Número de módulos FV En serie 22 módulos En paralelo 8 cadenas
 N° total de módulos FV N° módulos 176 Pnom unitaria 230 Wp
 Potencia global generador Nominal (STC) **40.5 kWp** En cond. funciona. 36.1 kWp (50°C)
 Caract. funcionamiento del generador (50°C) V mpp 580 V l mpp 62 A
 Superficie total Superficie módulos **286 m²** Superf. célula 257 m²

Inversor

Original PVsyst database Modelo **TRIO-20.0-TL-OUTD-400**
 Características Fabricante ABB
 Tensión Funciona. 175-950 V Pnom unitaria 20.0 kWac
 Banco de inversores N° de inversores 4 * MPPT 50 % Potencia total 40 kWac

Factores de pérdida Generador FV

Pérdidas por polvo y suciedad del generador Fracción de Pérdidas 3.0 %
 Factor de pérdidas térmicas Uc (const) 29.0 W/m²K Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
 Pérdida Óhmica en el Cableado Res. global generador 63 mOhm Fracción de Pérdidas 0.6 % en STC
 LID - "Light Induced Degradation" Fracción de Pérdidas 2.0 %
 Pérdida Calidad Módulo Fracción de Pérdidas -1.3 %
 Pérdidas Mismatch Módulos Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
 Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) Parám. bo 0.05

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

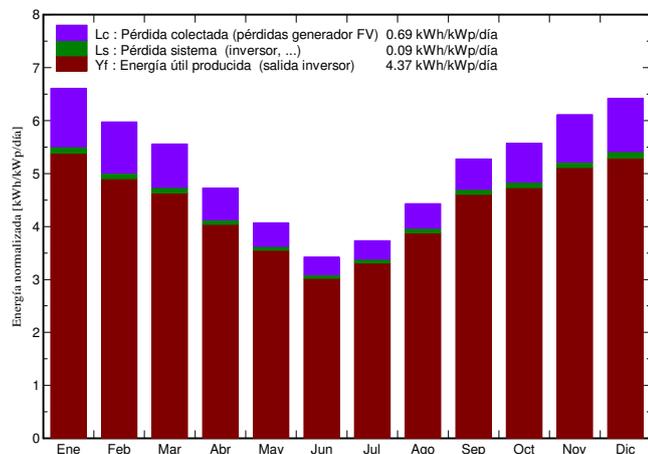
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Instalacion PV 40 kW
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

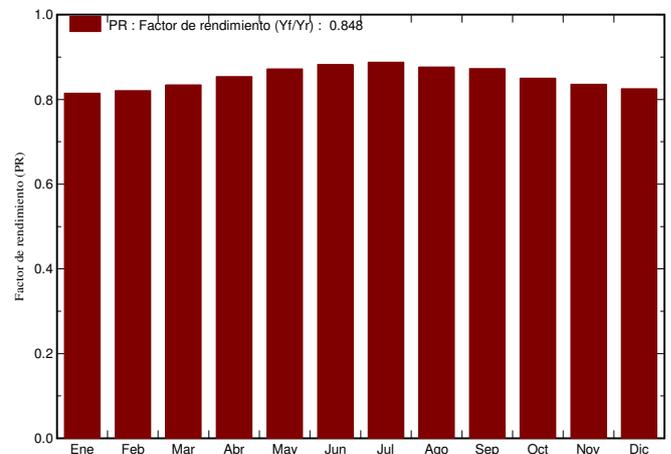
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	inclinación	28°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	STP 230-20/Wd	Pnom	230 Wp
Generador FV	N° de módulos	176	Pnom total	40.5 kWp
Inversor	Modelo	TRIO-20.0-TL-OUTD-400	Pnom	20.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	2.0	Pnom total	40.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación
 Producción del Sistema **Energía producida 64.59 MWh/año** Producc. específico 1596 kWh/kWp/año
 Factor de rendimiento (PR) **84.79 %**

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 40.5 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	
Enero	215.1	72.50	23.70	204.9	192.5	6.909	6.756	0.815
Febrero	163.5	59.60	23.00	167.3	157.4	5.682	5.558	0.821
Marzo	149.1	53.00	21.80	172.3	162.4	5.946	5.821	0.834
Abril	106.5	39.00	18.10	141.8	133.9	5.012	4.906	0.854
Mayo	84.0	29.40	14.70	126.2	119.2	4.550	4.455	0.872
Junio	64.8	24.60	12.20	102.7	96.8	3.750	3.670	0.883
Julio	74.7	27.30	10.80	115.6	109.2	4.246	4.155	0.888
Agosto	98.6	35.30	12.60	137.4	129.7	4.979	4.876	0.877
Septiembre	129.9	45.30	13.80	158.3	149.4	5.712	5.596	0.873
Octubre	162.4	62.00	16.90	172.7	162.5	6.071	5.941	0.850
Noviembre	189.9	69.90	19.40	183.5	172.2	6.343	6.208	0.836
Diciembre	213.9	76.30	22.29	199.2	186.8	6.796	6.653	0.825
Año	1652.4	594.20	17.41	1881.9	1772.1	65.994	64.594	0.848

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor PR Factor de rendimiento

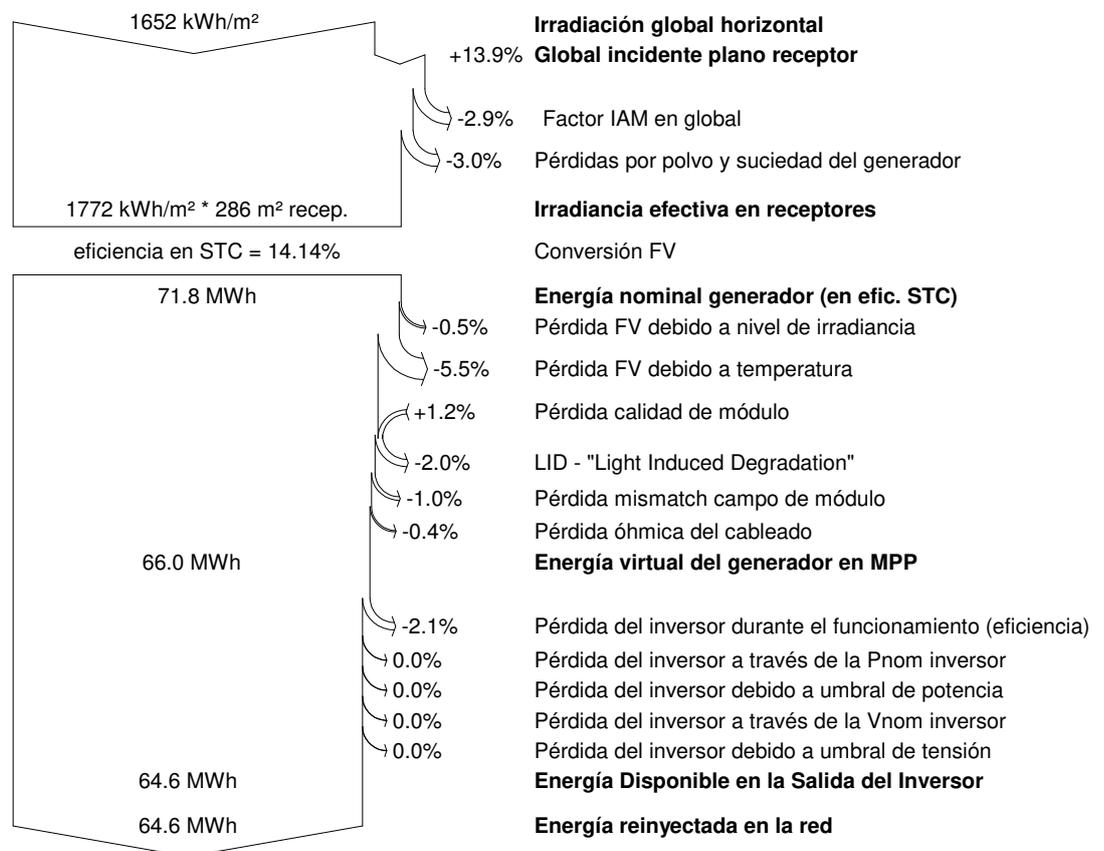
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Instalacion PV 40 kW

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	28°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	STP 230-20/Wd	Pnom 230 Wp
Generador FV	N° de módulos	176	Pnom total 40.5 kWp
Inversor	Modelo	TRIO-20.0-TL-OUTD-400	Pnom 20.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	2.0	Pnom total 40.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Instalacion PV 150 kW

Lugar geográfico **Montevideo** País **Uruguay**

Ubicación Latitud -34.90° S Longitud -56.20° W
 Hora definido como Hora Legal Huso hor. UT-3 Altitud 39 m
 Albedo 0.20

Datos climatológicos: **Montevideo** Base del satélite NASA-SEE, 1983-2005 - Síntesis

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Fecha de simulación 22/07/17 16h44

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor Inclinación 28° Acimut 0°
Modelos empleados Transposición Perez Difuso Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos Sin perfil de obstáculos
Sombras cercanas Sin sombreado

Características generador FV

Módulo FV Si-poly Modelo **STP 230-20/Wd**
 Original PVsyst database Fabricante Suntech
 Número de módulos FV En serie 21 módulos En paralelo 31 cadenas
 N° total de módulos FV N° módulos 651 Pnom unitaria 230 Wp
 Potencia global generador Nominal (STC) **150 kWp** En cond. funciona. 134 kWp (50°C)
 Caract. funcionamiento del generador (50°C) V mpp 554 V l mpp 241 A
 Superficie total Superficie módulos **1059 m²** Superf. célula 951 m²

Inversor

Original PVsyst database Modelo **PVI-165.0-TL**
 Características Fabricante ABB
 Tensión Funciona. 485-800 V Pnom unitaria 165 kWac
 Banco de inversores N° de inversores 3 * MPPT 33 % Potencia total 165 kWac

Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
 Pérdida Óhmica en el Cableado Res. global generador 39 mOhm Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
 Pérdida Calidad Módulo Fracción de Pérdidas -1.3 %
 Pérdidas Mismatch Módulos Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
 Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) Parám. bo 0.05

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

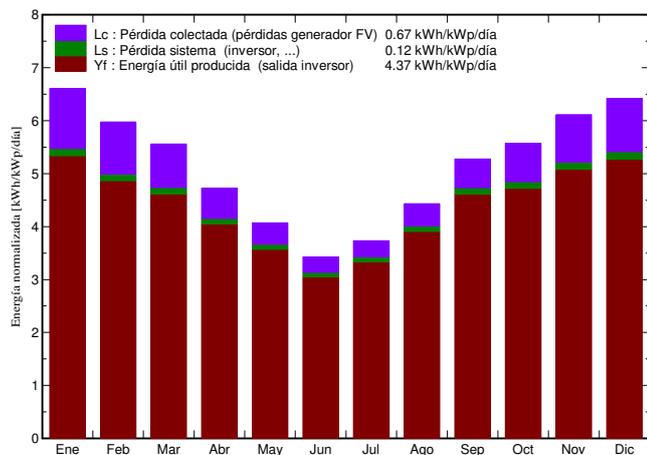
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Instalacion PV 150 kW
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

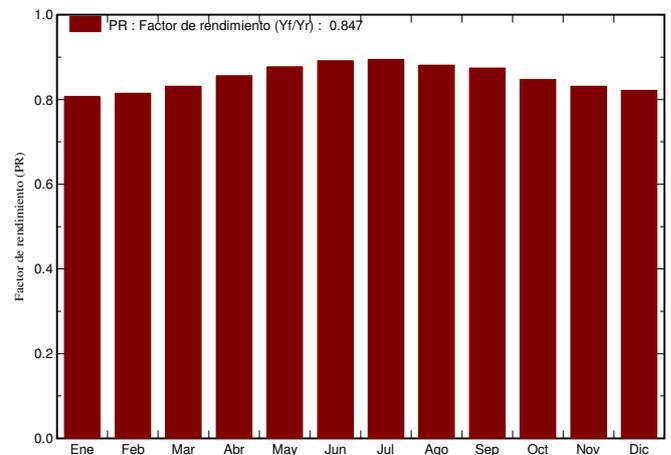
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	28°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	STP 230-20/Wd	Pnom 230 Wp
Generador FV	N° de módulos	651	Pnom total 150 kWp
Inversor	Modelo	PVI-165.0-TL	Pnom 165 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación
 Producción del Sistema **Energía producida 238.7 MWh/año** Produc. específico 1594 kWh/kWp/año
 Factor de rendimiento (PR) 84.71 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 150 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	215.1	72.50	23.70	204.9	198.5	25.42	24.77	0.807
Febrero	163.5	59.60	23.00	167.3	162.2	20.94	20.41	0.815
Marzo	149.1	53.00	21.80	172.3	167.4	22.01	21.45	0.831
Abril	106.5	39.00	18.10	141.8	138.1	18.68	18.19	0.857
Mayo	84.0	29.40	14.70	126.2	122.9	17.02	16.58	0.877
Junio	64.8	24.60	12.20	102.7	99.8	14.09	13.71	0.892
Julio	74.7	27.30	10.80	115.6	112.6	15.92	15.49	0.895
Agosto	98.6	35.30	12.60	137.4	133.7	18.61	18.12	0.881
Septiembre	129.9	45.30	13.80	158.3	154.0	21.27	20.73	0.874
Octubre	162.4	62.00	16.90	172.7	167.5	22.50	21.91	0.848
Noviembre	189.9	69.90	19.40	183.5	177.5	23.45	22.85	0.832
Diciembre	213.9	76.30	22.29	199.2	192.6	25.14	24.50	0.822
Año	1652.4	594.20	17.41	1881.9	1826.9	245.04	238.70	0.847

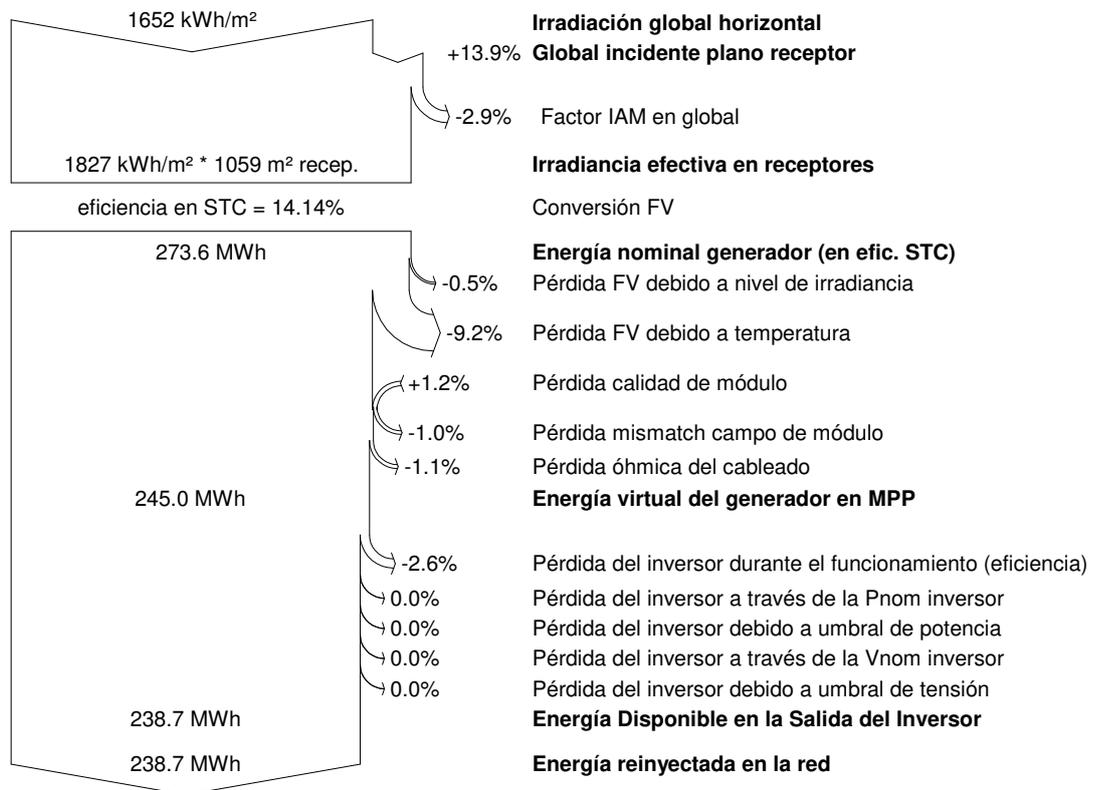
Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor PR Factor de rendimiento

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Instalacion PV 150 kW
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	28°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	STP 230-20/Wd	Pnom 230 Wp
Generador FV	N° de módulos	651	Pnom total 150 kWp
Inversor	Modelo	PVI-165.0-TL	Pnom 165 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Referencias

- [1] IRENA. “*Renewable power generation costs in 2014.*”, 2014.
- [2] Sampsa Hyysalo Jouni K. Juntunen. *Renewable micro-generation of heat and electricity - Review on common and missing socio-technical configurations*, 2015.
- [3] MIEM-DNE. Guía para microgeneración en Uruguay, 2013.
- [4] IEA PVPS. Review and analysis of PV self-consumption policies, 2016.
- [5] Wikipedia. Autoconsumo fotovoltaico. https://es.wikipedia.org/wiki/Autoconsumo_fotovoltaico. Accedido: Febrero 2017.
- [6] REN21 : Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Renewables 2016 - Global Status Report, 2016.
- [7] German Energy Blog. Overview Renewable Energy Source Act. http://www.germanenergyblog.de/?page_id=283. Accedido: Febrero 2017.
- [8] IEA PVPS. Trends 2016 in photovoltaic applications, 2016.
- [9] Bundesnetzagentur. EEG in Zahlen 2015. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html;jsessionid=BC1AD6961157AA0996CE1DFAB13ADB8F. Accedido: Enero 2017. Hoja de cálculo.
- [10] ISE Fraunhofer Institute of Solar Energy Systems. Photovoltaics report, 2015.
- [11] Solar Power Europe. *Overview of the PV Investment Environment in Italy*, noviembre 2016.
- [12] CREARA. “*PV GRID PARITY MONITOR, Commercial Sector 3rd issue*”, junio 2016.
- [13] Bitt Srl. “Fotovoltaico: Fatturazione SSP”. <http://bittsrl.com/fotovoltaico-fatturazione-scambio-sul-posto>.
- [14] Gestore Servizi Energetici. Rapporto statistico 2015 solare fotovoltaico, 2015.

Referencias

- [15] Energy Saving Trust. “feed-in TARIFFS”. <http://www.energysavingtrust.org.uk/renewable-energy/electricity/solar-panels/feed-tariffs>. Accedido: Febrero 2017.
- [16] UK Government. “Feed-in Tariffs: get money for generating your own electricity”. <https://www.gov.uk/feed-in-tariffs/overview>. Accedido: Febrero 2017.
- [17] Ofgem. Feed-in tariff annual report, diciembre 2016.
- [18] Unión Española Fotovoltaica (UNEF). *El Tiempo de la energía solar fotovoltaica*, 2016.
- [19] Unión Española Fotovoltaica (UNEF). *RD 900/2015, sobre autoconsumo y Propuesta de la UNEF*, 2016.
- [20] IEA OECD. Next Generation Wind and Solar Power, 2016.
- [21] PV Magazine. “Breaking: China looking to dramatically cut solar PV FIT”. https://www.pv-magazine.com/2016/09/29/breaking-china-looking-to-dramatically-cut-solar-pv-fit_100026296/#axzz4RRZQuAu2. Accedido: Diciembre 2016.
- [22] IEA. “*Energy Policies of IEA Countries, Japan*”, 2016.
- [23] CREARA. “*PV GRID PARITY MONITOR, Residential Sector 3rd issue*”, 2015.
- [24] Malti Goel. Solar rooftop in india: Policies, challenges and outlook, Setiembre 2016.
- [25] Bridge to India. *India Solar Rooftop MAP 2016*.
- [26] Aubade Solar. “Net Metering Policies in Northern India”. <http://www.aubadesolar.com/blog/net-metering-policies-in-northern-india/>. Accedido: Febrero 2017.
- [27] Bridge to India. *India Solar Handbook 2016*.
- [28] CanSIA. “*Going Solar: A Guide for Consumers*”, 2016.
- [29] Independent Electricity System Operator (IESO). “microFIT version 4.1 applications now being accepted”. <http://microfit.powerauthority.on.ca/>. Accedido: Febrero 2017.
- [30] Independent Electricity System Operator (IESO). “*FIT/microFIT PRICE SCHEDULE, (January 1, 2017)*”, 2017.
- [31] The Government of Yukon-Energy solutions centre. “Micro-generation production incentive program”. <http://www.energy.gov.yk.ca/pdf/micro-generation-incentive-program-brochure.pdf>. Accedido: Febrero 2017.

- [32] IEA. *“Energy Policies of IEA Countries, Canada”*, 2015.
- [33] Independent Electricity System Operator (IESO). *“A Progress Report on Contracted Electricity Supply (THIRD QUARTER 2016)”*, 2016.
- [34] Castro Legarza; Álvarez Pelegry. *Generación distribuida en Reino Unido y Estados Unidos (Instituto Vasco de Competitividad (Orkestra))*, 2016.
- [35] SolarCity. *Net Metering’s Virtual Reality*, 2016.
- [36] National Conference of State Legislatures (NCSL). State net metering policies. <http://www.ncsl.org/research/energy/net-metering-policy-overview-and-state-legislative-updates.aspx>. Accedido: Febrero 2017.
- [37] DSIRE. Database of state incentives for renewables and efficiency. <http://www.dsireusa.org/>. Accedido: Febrero 2017.
- [38] Los Angeles Department of Water and Power (LADWP). Programa de Tarifas de Alimentación (FIT). https://www.ladwp.com/ladwp/faces/ladwp/residential/r-gogreen/r-gg-localrenewableenergyprogram?_adf.ctrl-state=u71irx6i5_17&_afLoop=673058725562784. Accedido: Febrero 2017.
- [39] GTM Research. U.S. Solar Market Insight. <https://www.greentechmedia.com/research/subscription/u.s.-solar-market-insight>. Accedido: Febrero 2017.
- [40] SOLGEN Energy Group. Life after the Feed-in Tariff. <https://solgen.com.au/nsw-feed-tariff-ends-31122016/>. Accedido: Febrero 2017.
- [41] IEA. *Queensland Solar Bonus Scheme*, 2014.
- [42] Queensland Government. Solar bonus scheme 44c feed-in tariff. <https://www.dews.qld.gov.au/electricity/solar/installing/benefits/solar-bonus-scheme>. Accedido: Febrero 2017.
- [43] Queensland Government. *Queensland Solar Bonus Scheme, Policy Guide*, 2015.
- [44] ACT Government. *2015–16 ANNUAL FEED-IN TARIFF REPORT, (DECEMBER 2016)*.
- [45] *Australian PV Institute (APVI) Solar Map, funded by the Australian Renewable Energy Agency, accessed from pv-map.apvi.org.au on 10 February 2017.*
- [46] Fideicomiso para el ahorro de energía eléctrica. “generación distribuida”. http://www.fide.org.mx/index.php?option=com_content&view=article&id=658&Itemid=283. Accedido: Febrero 2017.

Referencias

- [47] Comisión Reguladora de Energía. *Potenciando la Generación Distribuida en México: Nuevos Instrumentos de Regulación*, enero 2017.
- [48] Comisión Reguladora de Energía. *Generación Distribuida en México: Perspectivas sobre el mercado actual y estimaciones sobre su crecimiento*, noviembre 2016.
- [49] Ministerio de Energía. Ley n° 20.571 para la generación distribuida, 2015.
- [50] Comisión Nacional de Energía. Reporte sector energético diciembre 2016, 2016.
- [51] Member IEEE D. Vieira, R. A. Shayani and IEEE M. A. G. De Oliveira, Senior Member. *Net Metering in Brazil: Regulation, Opportunities and Challenges*, agosto 2016.
- [52] MIEM. Decreto N° 173-010, 2010.
- [53] Poder Legislativo. Ley N° 16.906, enero 1998.
- [54] UnASeP-MEF. Guía del régimen general de promoción de inversiones, abril 2012.
- [55] UnASeP-MEF. Simuladores de beneficios fiscales. <https://www.mef.gub.uy/5315/8/areas/simuladores.html>. Accedido: Abril 2017.
- [56] MIEM. Resolución 12 de mayo de 2017, 2017.
- [57] Directorio UTE. Resolución de UTE - rp 17.-9, 2017.
- [58] MIEM. Resolución 1895-010: Requisitos generales para la conexión a la red de baja tensión de UTE para las instalaciones comprendidas en el primer párrafo del artículo 1° del decreto 173-010, 2010.
- [59] MIEM. Resolución 1896-010: Requisitos generales para la conexión a la red de baja tensión de UTE para las instalaciones comprendidas en el segundo párrafo del artículo 1° del decreto 173-010, 2010.
- [60] UTE. Convenio de conexión para microgeneración de origen renovable conectada a la red de UTE de baja tensión.
- [61] URSEA. Reglamento sobre medición de energía intercambiada en el marco del régimen establecido en el decreto N° 173/010 de 1° de junio de 2010, 2010.
- [62] UTE. Reglamento de Baja Tensión de UTE, capítulo XXVIII: Instalaciones de microgeneración conectadas a la red de baja tensión de UTE, 2010.
- [63] UTE. Reglamento de Baja Tensión de UTE, capítulo XXIX: Instalaciones de minigeneración conectadas a la red de baja tensión de UTE, 2011.
- [64] UTE. Convenio de conexión para minigeneración de origen renovable conectada a la red de UTE de baja tensión.

- [65] UTE. Web de consulta geográfica de fuentes de generación. <http://portal.ute.com.uy/consultageograficadefuentesdegeneracion>. Accedido: Diciembre 2016.
- [66] José Cataldo y Alejandro Gutiérrez Gonzalo Abal, Mauro D'Angelo. *Mapa solar del Uruguay, Memoria Técnica, v1.0*, 2011.
- [67] Laboratorio de Energía Solar de la Udelar. Mapa solar del Uruguay. <http://les.edu.uy/productos/mapa-solar-del-uruguay-1/>. Accedido: Diciembre 2016.
- [68] UTE Sub Gerencia Análisis Tarifario. “Pliego Tarifario - Enero 2017”. <http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/documents/files/Pliego%20Tarifario%20enero%202017.pdf>. Accedido: Febrero 2017.
- [69] Rodrigo Alonso, Pablo Modernell, Diego Oroño, and Gonzalo Hermida. “*Desarrollo de un Mapa de Factores de Planta*”, 2016.
- [70] ABB. “*Cuaderno de aplicaciones técnicas N10 - Plantas fotovoltaicas*”, 2011.
- [71] Comissão Europeia programa ALTENER GreenPro. “*Energía fotovoltaica - Manual sobre tecnologías, proyecto e instalação*”, 2004.
- [72] Grupo docente del curso Energía Solar Fotovoltaica. “*Presentaciones del curso Energía Solar Fotovoltaica - Instituto de Ingeniería Eléctrica - Facultad de Ingeniería*”, 2016.
- [73] German Crapuchetti, Gonzalo Hermida, and Martín Puppo. “*Análisis del uso de seguidores solares en centrales fotovoltaicas*”, 2014.
- [74] N. R. Melchor, F. R. Quintela, R. C. Redondo, and J. M. G. Arévalo. “*Seguridad eléctrica de plantas fotovoltaicas con conexión en baja tensión*”, 2008. STS Proyectos de Ingeniería, Universidad de Salamanca.
- [75] Augustin Mcevoy, Tom Markvart, and Luis Castañer. “*Practical handbook of photovoltaics - Fundamentals and applications - 2nd Ed.*”, 2012.
- [76] The German Energy Society. “*Planning and Installing Photovoltaic Systems*”, 2008.
- [77] Oscar Perpiñán Lamigueiro. “*Energía Solar Fotovoltaica*”, 2011.
- [78] R. K. Pandey, A. Zahnd, and S. Thakuri. “*Identification and Evaluation of the Losses Occurring in a Solar PV System under Real Field Conditions for Rural Electrification in Humla, Nepal*”, 2009. “Solar09, the 47th ANZSES Annual Conference 29 September-2 October 2009, Townsville, Queensland, Australia”.
- [79] André Mermoud. “*Modeling Systems Losses in PVsyst*”. Université de Genève, Switzerland.

Referencias

- [80] URSEA. “Energía Eléctrica”, 2017.
- [81] N.Jenkins, J.B.Ekanayake, and G.Strbac. “Distributed Generation”, 2010.
- [82] E.Lakervi and E.J.Holmes. “Electricity Distribution Network Design 2nd Edition”, 2008.
- [83] UTE. “NORMA DE DISTRIBUCIÓN NO-DIS-MA-4502 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS PARA DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN TIPO POSTE ”, 2017.
- [84] David SÖDERBERG and Lars GARPETUN. “Load loss evaluation for distribution transformers in networks with large amounts of photovoltaic generation”, 2012.
- [85] Minas Patsalides, Andreas Stavrou, Venizelos Efthymiou, and George E. Georghiou. “Towards the establishment of maximum PV generation limits due to power quality constraints”, 2012.
- [86] Dhavalkumar Parmar and Liangzhong Yao. “Impact of Unbalanced Penetration of Single Phase Grid Connected Photovoltaic Generators on Distribution Network ”, 2011.
- [87] Miroslav M. Begovic and Julio Romero Agüero. “Integration of Photovoltaic Distributed Generation in the Power Distribution Grid ”, 2012.
- [88] UK power networks. “Validation of Photovoltaic Connection Assessment Tool”, 2015.
- [89] J. C. Gómez, J. Vaschetti, C. Coyos, and C. Ibarlucea. “Distributed Generation: Impact on Protections and Power Quality”, 2013.
- [90] John Seuss, Matthew J. Reno, Robert J. Broderick, and Santiago Grijalva. “Maximum PV Size Limited by the Impact to Distribution Protection”, 2015.
- [91] Philip P. Barker and Robert W. de Mello. “Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems”, 2000.
- [92] R. Chaer. “Simulación de sistemas de energía eléctrica. Tesis de maestría. Universidad de la Republica (Uruguay). Facultad de Ingeniería.”, 2008.
- [93] Milena Gurin, Eliana Cornalino, Alejandra de Vera, Martín Draper, Rafael Terra, Gonzalo Abal, Rodrigo Alonso Suárez, Pablo Modernell, Daniel Aicardi, Agustín Laguarda, and Ruben Chaer. “Análisis de complementariedad de los recursos eólico y solar para su utilización en la generación eléctrica en gran escala en Uruguay.”, 2016.
- [94] UTE Gerencia Planificación. “Ute en Cifras - 2016”. http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/documents/files/UTE%20en%20Cifras%202016_0.pdf.

Referencias

- [95] ADME Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas and UTE. “Programación estacional PES Mayo - Octubre - 2017”. http://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_627/PES_MAY_OCT_2017.pdf.
- [96] ADME. “Informe anual 2016 ”. <http://latorre.adme.com.uy/mmee/pdf/informes/anual/InformeAnual2016.pdf>.
- [97] José Munsch and Andrea Pizzini. “*VALORIZACIÓN DE LA CONGESTIÓN DE LA RED PARA LA INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA*”, 2012.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de tablas

2.1. Evolución de las tarifas para el esquema FIT en Japón [22].	18
2.2. Tipos de intercambio y políticas aplicadas en India. [24].	19
2.3. Tarifas para el esquema FIT en Ontario, Canadá. [30].	21
2.4. Esquemas de intercambio con la red utilizados en Canadá [32]. . .	22
2.5. Capacidad instalada bajo el esquema FIT para instalaciones foto- voltaicas en Ontario, Canadá [30].	22
2.6. Capacidad fotovoltaica instalada por estado/territorio [45].	29
2.7. Microgeneración en el mundo.	35
3.1. Potencia máxima autorizada según tensión nominal.	42
3.2. Tiempos de apertura necesarios para tensión máxima y mínima. . .	48
3.3. Tiempos de apertura necesarios para frecuencia máxima y mínima.	48
3.4. Corriente armónica admisible, expresada como porcentaje de la com- ponente fundamental, y distorsión armónica total, para instalacio- nes trifásicas.	49
3.5. Corriente armónica admisible, expresada como porcentaje de la com- ponente fundamental, y distorsión armónica total, para instalacio- nes monofásicas.	49
3.6. Potencia instalada en microgeneración eólica, eólica/FV y fotovol- taica (<i>Marzo 2017</i>).	53
3.7. Instalaciones y potencia instalada de microgeneración solar fotovol- taica por departamento (<i>Diciembre 2016</i>).	54
4.1. Resultados de las simulaciones realizadas.	90
5.1. Valores de tensión del día 19/11 a las 12hrs, donde se supera en mayor medida el límite de tensión.	108
5.2.	109
5.3. Tensión máxima por salida en el caso sin microgeneración y en el caso de un despliegue máximo, para la red urbana.	113
5.4. Tensiones máximas por salidas en caso de máximo despliegue de microgeneración, con un cambio de la posición del tap del transfor- mador.	114
5.5. Tensiones mínimas por salidas en caso sin microgeneración, con un cambio de la posición del tap del transformador.	114

Índice de tablas

5.6. Casos estudiados respecto a el efecto de la posición de la microgeneración.	118
5.7. Valores de P_{cont} y P_{gen} en microgeneración para ambas normas consideradas.	119
5.8. Valores pico de carga del transformador para distintos despliegues de microgeneración.	135
5.9.	141
6.1. Cantidad de clientes por red y por tarifa, factor multiplicativo de la curva de carga [94].	151
6.2. Microgeneración asociada a los nodos de distribución de la sala a gran escala.	152
6.3. Evolución del beneficio en el cmg al incorporar microgeneración fotovoltaica.	165
6.4. Valor de la tarifa asociada a cada red.	167
6.5. Evolución del costo total.	168
A.1. Potencias contratadas de los clientes de la red urbana.	181
A.2. Potencias contratadas de los clientes de la red rural.	182
A.3. Potencias contratadas de los clientes de la red industrial.	182
A.4. Datos de los transformadores.	182
A.5. Datos de las líneas.	182
B.1. Porcentaje de distribución de la demanda en la sala de pequeña escala en base a la demanda total del país.	184
B.2. Parámetros de los arcos introducidos en SimSEE.	185
B.3. Microgeneración asociada a los nodos de distribución de la sala de pequeña escala.	186
B.4. Características de la configuración MVDInd - IndS02	187
B.5. Características de la configuración MVDRur - RurS01	189
B.6. Características de la configuración MVDUrb - UrbS02	192

Índice de figuras

2.1. Esquema de Autoconsumo [5].	6
2.2. Esquema de Balance Neto [5].	7
2.3. Esquema del mecanismo de Balance Neto [5].	7
2.4. Países con políticas de promoción de energías renovables por tipo en 2015 [6].	9
2.5. Porcentaje de potencia instalada en Alemania según clase de potencia hasta 2015 [10].	11
2.6. Evolución en la cantidad de instalaciones desde la introducción del FiT al sexto año [17].	12
2.7. Evolución en la potencia instalada por sector de actividad desde la introducción del FiT al sexto año [17].	13
2.8. Evolución de la potencia instalada en fotovoltaica [18].	15
2.9. Tarifas del esquema FIT en China. [20].	17
2.10. Proyecciones de capacidad de energía fotovoltaica en instalaciones "Rooftop" [25].	20
2.11. Capacidad instalada bajo el esquema <i>FIT (Arriba)</i> y <i>Micro-FIT (Abajo)</i> en Ontario, Canadá [33].	23
2.12. Estados en los que se aplica Net Metering. [36].	26
2.13. Capacidad instalada de energía fotovoltaica en Estados Unidos. [39].	27
2.14. Capacidad fotovoltaica instalada por estado/territorio [45].	29
2.15. Evolución de la capacidad instalada en generación distribuida en México (datos al primer semestre de 2016) [47].	30
2.16. Distribución de la capacidad según rango de capacidad y tecnología, PE: Pequeña escala y ME: Mediana escala, (datos al primer semestre de 2016) [48].	31
2.17. Evolución de la potencia declarada en el marco de la ley 20.571 entre 2015-2016 en Chile [50].	32
2.18. Evolución de la capacidad instalada en Brasil bajo el Sistema de Compensación de Energía Eléctrica [51].	34
3.1. Esquema unifilar de una IMG o una IMiniG sin respaldo [62].	45
3.2. Esquema unifilar de una IMG o una IMiniG con respaldo [62].	47
3.3. Potencia instalada acumulada.	51
3.4. Potencia instalada por trimestre.	52
3.5. División geográfica G1.	55

Índice de figuras

3.6. Cantidad de instalaciones asociadas a G1.	55
3.7. Cantidad de potencia instalada asociada a G1.	56
3.8. División geográfica G2.	57
3.9. Cantidad de instalaciones asociadas a G2.	57
3.10. Cantidad de potencia instalada asociada a G2.	58
3.11. Mapa solar de Uruguay, irradiación en kWh/m^2	59
3.12. Pequeñas y medianas instalaciones por zona y proporción de instalaciones residenciales y no residenciales sobre el total.	60
3.13. Cantidad de instalaciones (%) según la potencia instalada.	61
3.14. Energía inyectada VS consumida de la red (<i>Agosto 2016</i>).	64
3.15. Energía inyectada VS generada (<i>Agosto 2016</i>).	65
4.1. Diagrama de conexionado de la instalación de microgeneración, sólo se muestran los conductores activos.	68
4.2. Plano de planta del techo de la residencia. Unidades en metros.	69
4.3. Distancia entre paneles y entre paneles y un obstáculo [72].	71
4.4. Plano de planta del techo de la residencia con ubicación de equipos y cableado. Los paneles en verde corresponden a una cadena y los azules a otra.	72
4.5. Soportes para paneles fotovoltaicos Techno Sun (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).	73
4.6. Datos técnicos de los soportes Techno Sun (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).	73
4.7. Inversor <i>ABB PVI-10-TL-OUTD-S</i> (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).	75
4.8. Hoja de datos del Inversor <i>ABB PVI-10-TL-OUTD-S</i> (Datos de entrada) (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).	75
4.9. Hoja de datos del Inversor <i>ABB PVI-10-TL-OUTD-S</i> (Datos de salida) (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).	76
4.10. Diagrama de bloques del Inversor <i>ABB PVI-10-TL-OUTD-S</i> (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).	77
4.11. Transformador utilizado para bajar la tensión a 230 V y obtener aislamiento galvánica (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).	78
4.12. Características técnicas del equipamiento utilizado.	82
4.13. Interruptor termomagnético elegido.	84
4.14. Datos del interruptor termomagnético elegido.	84
4.15. Datos del interruptor termomagnético elegido.	84
4.16. Datos del interruptor diferencial elegido (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).	85
4.17. Datos del descargador elegido (extraído del catálogo correspondiente, ver apéndice C).	85
4.18. Ejemplo de conexión de electrodo [71].	86
4.19. Características del medidor de energía generada.	88
4.20. Representación gráfica de la instalación de microgeneración en <i>PVyst</i> 90	

4.21. Energía generada mensualmente por la instalación de 10 kW, resultado del informe de <i>PVyst</i>	90
5.1. Red de distribución en baja tensión de tipo rural (obtenida a través de UTE).	96
5.2. Unifilar de la red rural en el programa <i>Power Factory</i> de DIGSILENT GmbH.	97
5.3. Red de distribución en baja tensión de tipo urbano (obtenida a través de UTE).	98
5.4. Unifilar de la red urbana en el programa <i>Power Factory</i> de DIGSILENT GmbH.	99
5.5. Red de distribución en baja tensión de tipo industrial (obtenida a través de UTE).	100
5.6. Unifilar de la red industrial en el programa <i>Power Factory</i> de DIGSILENT GmbH.	100
5.7. Perfil de tensión en un radial [81, 82].	103
5.8. Esquema de una línea de alimentación a una carga que puede contar con una instalación fotovoltaica, se especifican la resistencia e inductancia de la línea.	104
5.9. Perfil de tensión de las barras BC15 y BC9 en presencia de un despliegue uniforme del 50 % de capacidad fotovoltaica entre la totalidad de las cargas.	106
5.10. Perfil de tensión de las barras BC15 y BC9 en presencia de un despliegue uniforme del 60 % de capacidad fotovoltaica entre la totalidad de las cargas.	107
5.11. Efecto causado por el ajuste del tap del transformador en el caso del 80 % de despliegue de FV.	108
5.12. Perfil de tensión en la red rural para distintas ubicaciones del despliegue en microgeneración (Caso de generación máxima).	111
5.13. Perfil de tensión en la red rural para distintas ubicaciones del despliegue en microgeneración (Caso de demanda mínima).	112
5.14. Perfil de tensión de la barra BC5.	115
5.15. Perfil de tensión de la barra BC6.	116
5.16. Tensión en las barras BC5 y BC6 con 100 % y 90 % de despliegue de microgeneración, el día de máxima generación.	117
5.17. Tensión en las barras de la salida SS02 según la posición donde se instale la microgeneración.	118
5.18. Unifilar de <i>Power Factory</i> de la salida 2.	119
5.19. Perfil de tensión de las barras BC2 y BC3 para un despliegue del 100 % en microgeneración.	120
5.20.	122
5.21. Red de distribución simple con microgeneración.	123
5.22. Evolución de pérdidas en las líneas a medida que aumenta el despliegue de microgeneración fotovoltaica en la red rural.	124
5.23. Pérdidas anuales según la posición de la microgeneración fotovoltaica, red rural.	125

Índice de figuras

5.24. Evolución de pérdidas en las líneas a medida que aumenta el despliegue de microgeneración fotovoltaica en la red urbana.	126
5.25. Comparación entre demanda de la salida SS02 y generación total para los distintos niveles de despliegue, día de mayor demanda. . .	127
5.26. Pérdidas anuales según la posición de la microgeneración fotovoltaica, red urbana.	128
5.27. Unifilar de <i>Power Factory</i> de la salida 6.	129
5.28. Evolución de pérdidas en las líneas a medida que aumenta el despliegue de microgeneración fotovoltaica en la red industrial.	131
5.29. Evolución de pérdidas en la salida de BC3 a medida que aumenta el despliegue de microgeneración fotovoltaica en la red industrial. .	131
5.30. Demanda y generación de red rural e industrial en días con demanda máxima.	132
5.31. Pérdidas anuales según la posición de la microgeneración fotovoltaica, red industrial.	133
5.32. Resultados para la línea con mayor carga de la red rural en el período de un año.	134
5.33. Carga del transformador para distintos despliegues de microgeneración en un año.	135
5.34. Resultados para la línea con mayor carga de la red industrial en el período de un año.	136
5.35. Resultados principales del estudio de la universidad de Chipre. [85]	138
5.36. Comportamiento de las curvas de desbalance para la red rural. . .	142
5.37. Reducción de alcance de protección [81].	144
5.38. Caso de pérdida de coordinación.	144
6.1. Modelado de la red para la sala de gran escala en Simsee.	149
6.2. Esquema de distribución de las redes brindadas según el tipo de tarifa de los clientes asociados.	150
6.3. Esquema de autoconsumo y venta de energía microgenerada a la red.	154
6.4. Energía generada por microgeneración fotovoltaica en 2017 (GWh). .	155
6.5. Matriz energética 2017 sin microgeneración, y con penetración de 10 % de la potencia contratada por grandes consumidores, medianos consumidores y residenciales básicos.	156
6.6. Matriz energética 2017 sin microgeneración, y con penetraciones del 30 % y 50 % de la potencia contratada por grandes consumidores, medianos consumidores y residenciales básicos.	157
6.7. Matriz energética 2017 con penetraciones del 70 % y 100 % de la potencia contratada por grandes consumidores, medianos consumidores y residenciales básicos.	158
6.8. Energía generada por fuente térmica en 2017 con distintos grados de penetración de microgeneración(GWh).	159
6.9. Comportamiento de los excedentes de energía al incluir microgeneración.	160
6.10. Comparación entre la energía de microgeneración volcada a la red y el aumento de los excedentes.	161

6.11. Energía generada en 2017 en función según la fuente y el nivel de penetración de microgeneración fotovoltaica.	162
6.12. Energía en GWh en el día de mayor consumo térmico.	163
6.13. Comportamiento del costo marginal promedio anual respecto a la incorporación de microgeneración fotovoltaica	164
6.14. Evolución del costo marginal el día de costo más alto (18/5/2017) con distintos grados de penetración fotovoltaica.	166
6.15. Costo total del sistema de generación considerando y sin considerar los costos fijos de la microgeneración.	168
6.16. Costo total del sistema de generación sin considerar los costos fijos de la microgeneración.	169
6.17. Comportamiento del gradiente de inversión acumulado anual.	170
6.18. Matriz energética 2022 con microgeneración equivalente al 100 % de la potencia contratada (1478.59MW).	172
6.19. Comparación entre la suba en los excedentes exportables y la microgeneración instalada.	173
6.20. Costo total del sistema de generación considerando y sin considerar los costos fijos de la microgeneración para el 2022.	174
B.1. Modelado de la red para sala SimSEE de pequeña escala.	184
B.2. Estado del arco que modela la línea MVDInd - Ind S02 en función de la microgeneración fotovoltaica instalada el día de mayor generación.	187
B.3. Comportamiento horario de generación y potencia del arco para el día de mayor generación del 2017 para Mvd Ind S02.	188
B.4. Estado del arco que modela la línea MVDRur - Rur S01 en función de la microgeneración fotovoltaica instalada el día de mayor generación.	190
B.5. Comportamiento horario de generación y potencia del arco para el día de mayor generación del 2017 para Mvd Rur S01.	191
B.6. Estado del arco que modela la línea MVDUrb - Urb S02 en función de la microgeneración fotovoltaica instalada el día de mayor generación.	192
B.7. Comportamiento horario de generación y potencia del arco para el día de mayor generación del 2017 para Mvd Rur S01.	193

Esta es la última página.
Compilado el martes 5 diciembre, 2017.
<http://iie.fing.edu.uy/>

Microgeneración Fotovoltaica en Uruguay: Análisis y Perspectivas Futuras

Florencia Bagnulo¹, Isabel Briozzo², Santiago Varela³

Resumen—En los últimos años, la incorporación de la energía solar fotovoltaica a la matriz energética uruguaya viene en constante crecimiento. El presente trabajo hace foco en los microgeneradores fotovoltaicos que son conectados a la red de baja tensión. El objetivo último de este trabajo es evaluar el potencial de instalar microgeneradores fotovoltaicos en Uruguay; para ello se realizan simulaciones en los *softwares PowerFactory* y *SimSEE*, los cuales permiten sacar conclusiones respecto a posibles repercusiones a nivel técnico y económico. Aunque el estudio no derivó en un resultado concreto y global referente a la potencialidad de la microgeneración fotovoltaica, sí se alcanzaron valores límites para redes particulares cuidando aspectos técnicos de la red, como ser el perfil de tensión, las pérdidas y la carga de las líneas. Al mismo tiempo, en un escenario más abarcador de la red uruguaya, se alcanzaron límites que preservan la consistencia económica, a partir de los cuales, la incorporación de generadores deja de ser beneficiosa.

I. INTRODUCCIÓN

El ímpetu para el desarrollo de este proyecto de investigación tiene su origen en la consideración del ingeniero como un actor social. En la actualidad, la sociedad está tendiendo a tomar cierta conciencia sobre el impacto ambiental y económico que pueda tener la utilización de cierto tipo de fuentes de generación de energía, y es por ello que las energías renovables están teniendo un lugar más protagónico en la matriz energética a nivel mundial.

La matriz energética en Uruguay ha mutado en los últimos años, de forma tal, que la energía eólica ha desplazado en gran medida a la energía generada en centrales térmicas. Para dar un paso más allá, se crearon políticas que promueven la instalación de generadores fotovoltaicos a ser conectados a la red de transmisión, y políticas, aún más atractivas, para la instalación de microgeneración fotovoltaica (MGFV) conectada a la red de baja tensión. Asimismo, los precios de los módulos han ido bajando significativamente en los últimos años, haciendo posible que se tenga mayor acceso a la energía fotovoltaica [1].

El proceso de inclusión de estos últimos propone una movilización desde varios aspectos. En primer lugar acarrea

¹Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Montevideo, Uruguay flor.bagnulo@gmail.com

²Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Montevideo, Uruguay isabrio@gmail.com

³Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Montevideo, Uruguay sant.var89@gmail.com

un posible cambio de roles, a través del cual los propios clientes de energía eléctrica comienzan a autoabastecerse en ciertos momentos del día, y hasta pueden llegar a convertirse en proveedores de energía para la red a determinadas horas. Por otro lado, en cuanto a aspectos técnicos, se debe considerar que, sin cambios significativos en la red actual, se incluirán generadores distribuidos, y estos alterarán algunos parámetros que deberán ser tenidos en cuenta a la hora de proponer políticas de incentivo sostenibles.

La economía del sistema se ve perturbada por la inclusión de esta nueva forma de generación; se sustituyen formas costosas de generar energía por una fuente renovable sin costos de combustible. Pero al mismo tiempo, la política vigente propone un incentivo económico que deberá ser afrontado por el país, y el crecimiento en la incorporación de este tipo de generadores puede llegar a modificar en gran medida los costos de generación de energía.

Por último, se considera importante destacar que existen varios efectos colaterales debidos a esta promoción, como pueden ser la creación de nuevos puestos de trabajo y la concientización social respecto a la inclusión de energías renovables como fuentes de generación eléctrica, entre otros.

En función de los fenómenos explicados anteriormente surge el proyecto de investigación “Microgeneración Fotovoltaica en Uruguay: beneficios, marco normativo y producción de capacidades locales”, impulsado por la Agencia Nacional de Investigación e Innovación, el cual enmarca el presente trabajo.

En este proyecto se busca contextualizar la realidad actual de Uruguay respecto a la inclusión de la MGFV como forma de generación de energía, materializar impactos directos tanto en las redes eléctricas como en la economía del país, y proyectar, a través de distintos escenarios, una posible potencialidad de la MGFV en Uruguay, para considerar el alcance de esta nueva política.

II. METODOLOGÍA DE ESTUDIO

En una primera instancia se definió la metodología a seguir para poder determinar la potencialidad de la MGFV. Se encontró que era 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 y de pérdidas; 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. Todos estos factores limitan en mayor o menor medida el nivel de penetración de la MGFV en la red de distribución de baja tensión. Por consiguiente, uno de los objetivos del trabajo es poder visualizar estos efectos y determinar así límites a partir de los cuales sería necesario una inversión en la red. 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.

Resumiendo, para estimar la potencialidad de la MGFV 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.

II-A. Impacto técnico en las redes 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 UTE¹. 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 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, tienen una gran dependencia horaria y estacional, se ejecutaron simulaciones cuasi-dinámicas 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 salida³ 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 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 *PVsys*⁴. 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.

La metodología aplicada consistió, primeramente, en evaluar las magnitudes mencionadas (pérdidas, tensión y carga) variando el nivel de despliegue de MGFV de forma pareja para todos los clientes. Es decir, se simuló las redes asignándole a cada carga un generador con potencia pico igual a un porcentaje de su potencia contratada⁵ (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 $0,1 \times PC$.

II-B. Estudio económico

Paralelamente al estudio de los efectos técnicos de la inyección de la energía proveniente de MGFV en la red de distribución, se realizó un estudio del impacto económico resultante de incluir generación proveniente de esta fuente en la red uruguaya. Se estudió el efecto en el costo marginal de la energía, el costo total de generación en un año y el posible ahorro en energía térmica. Para efectuar el estudio

³ Se obtuvieron los valores anuales en intervalos de 15 minutos.

⁴ <http://www.pvsys.com/>

⁵ No se consideran aspectos vinculados al área disponible que podrían limitar la potencia de MGFV a instalar.

¹ Distribuidora estatal de energía eléctrica en Uruguay.

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

antedicho, se utilizó el *software SimSEE* (Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica)⁶.

Para modelar la red, y así estudiar los efectos deseados, se obtuvo una sala base de SimSEE estacional de paso semanal (que fue convertida a paso horario)⁷.

El modelo de generador solar utilizado es el que tiene el SimSEE incorporado, que consta de una fuente *CEGH* (Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma), que permite capturar la información estadística contenida en la realización histórica de los índices de claridad a partir de la cual se generara el modelo. El actor solar ingresado en SimSEE pide como entrada información de latitud y longitud, inclinación de paneles, y parámetros de potencia de los módulos e inversor que permiten así estimar el índice de claridad en cada instante y determinar el comportamiento de cada generador solar [2].

Para incorporar los generadores fotovoltaicos se consideró el hecho de que la máxima potencia a instalar permitida por el Decreto 173/010 es la potencia contratada por el cliente, por tanto, en las salas se incluirán microgeneradores que van desde el 10 % hasta el 100 % de la potencia contratada. Este estudio abarca el caso propuesto por la nueva normativa en la cual el máximo de potencia a instalar se ajusta a la demanda anual, y no a la potencia contratada.

La sala de trabajo fue modelada pensando en una penetración de microgeneración a gran escala, por lo tanto, se consideraron cuatro nodos. Un nodo representando las redes industriales, otro representando las redes urbanas, un tercero que representa las redes rurales, y por último un cuarto nodo denominado “Uruguay” que representa el resto de las redes no consideradas. Se aprecia la configuración en la figura 1.

Para distribuir la demanda total en los nodos creados se extrajeron datos de *UTE en cifras* [3], y se asoció según la potencia contratada de los clientes de las redes, la tarifa más conveniente para cada tipo de red. Para determinar el tipo de tarifa se consultó el pliego tarifario vigente de UTE [4].

El nodo denominado *Red Rural* incluye todos los clientes de la tarifa Residencial Básica, y su curva de carga es proporcional a la curva de carga de la red rural provista por UTE; el nodo *Red Urbana* incluye a los Medianos Consumidores y su curva de carga es proporcional a la curva de la red urbana; y el nodo *Red Industrial* comprende a los Grandes Consumidores con curva proporcional a la de la red industrial. Los factores de proporcionalidad fueron calculados como la relación entre la cantidad total de clientes y la cantidad de clientes en las redes individuales. Por último, la diferencia entre la suma de las demandas

obtenidas de los nodos de distribución y la demanda total del país, se le atribuyó al nodo “Uruguay”.

Según el criterio explicado anteriormente, la MGFV a incluir en esta sala responde a la Tabla I donde las últimas columnas representan la potencia de MGFV que se incorporará en los diferentes escenarios de simulación, correspondientes al (10-30-50-70-100) % de la potencia contratada asociada al nodo.

Se orientó al estudio de las siguientes variables:

- Costo marginal (*cmg*): es el costo de abastecer el último *MWh* de demanda; éste resulta ser el costo variable de la máquina más cara. Al incrementar la penetración de la energía fotovoltaica, cuyo costo variable es cero, se espera que el costo marginal del sistema disminuya.
- Costo total: es la suma de los costos de generación de las distintas fuentes por la cantidad de energía generada. En la sala que se tomó como punto de partida ya existía esta variable, por lo que el único cambio realizado es la suma del costo de la MGFV instalada.

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 total⁸; si existe un excedente de MGFV, éste será utilizado para abastecer al resto de la demanda, comportándose como cualquier otro generador. Es ésta energía excedente la que aportará positivamente al costo total.

III. RESULTADOS DEL ESTUDIO TÉCNICO

III-A. Perfil de tensión

Los niveles de tensión que se considerarán aceptables (dependiendo del ADT⁹) de acuerdo a las normativas vigentes son los siguientes [5]:

RED RURAL:

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

RED URBANA E INDUSTRIAL:

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

En principio, el peor caso en cuanto a mayor caída de tensión (sin presencia de generadores) es para la carga que se encuentra en la ubicación más lejana a la subestación mientras que la red se encuentre en condiciones de demanda máxima.

⁶Software desarrollado en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la República <https://simsee.org/simsee/>.

⁷<http://adme.com.uy/informes/progest.php>

⁸Aporta negativamente, pues el resto del parque generador “ve” una demanda menor.

⁹ “Área de distribución tipo ”

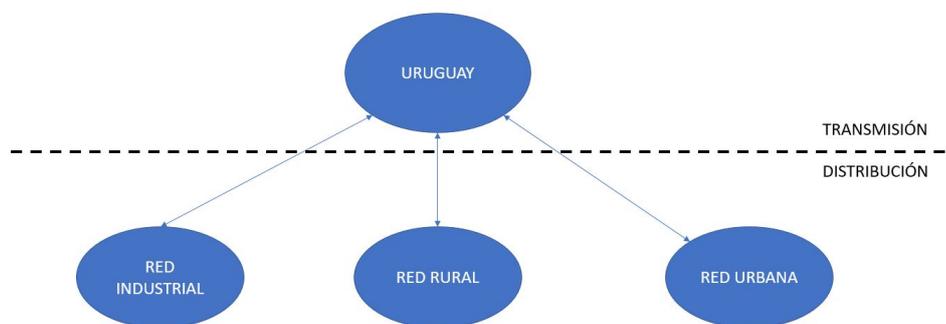


Fig. 1: Modelado de la red en SimSEE.

Nodo	PC (MW)	Microgeneración instalada (MW)				
		10 %	30 %	50 %	70 %	100 %
Red Industrial	47.19	4.72	14.16	23.60	33.04	47.19
Red Rural	1197.40	119.74	359.22	598.70	838.18	1197.40
Red Urbana	234.00	23.40	70.20	117.00	163.80	234.00
Total	1478.59	147.86	443.58	739.3	1035.0	1478.59

TABLA I: Microgeneración asociada a los nodos de distribución.

En el caso de que se instale un generador en el extremo de la línea, el perfil de tensión se elevará debido al cambio en la dirección del flujo de carga, efecto que es causado cuando la generación supera a la demanda de las cargas. Adicionalmente se considerará como peor caso los instantes donde la generación es máxima y la demanda es mínima.

III-A.1. Red rural:

A continuación se presentan los resultados para la red rural donde se considerará un aumento progresivo de la capacidad fotovoltaica en todos los clientes respecto de sus potencias contratadas. Se analizan el caso base (0 % de despliegue en MGFV), el 50 %, 60 % y 80 % siendo este último con ajuste del *tap* (5 %) en el transformador de la subestación.

En el caso de 60 % se excede el límite de tensión en una cantidad de instantes en el año significativamente mayor que en el caso de 50 % de despliegue en MGFV (ver figura 2). En la tabla II se muestran los valores de tensión en el instante del año donde se supera el límite en mayor magnitud. De acuerdo a lo anterior, se puede considerar al caso de 50 % como un límite de despliegue en MGFV, despreciando el hecho de que rebasa el límite en 0,1 %. Sin embargo, ajustando el *tap* del transformador se puede mejorar dicho límite hasta el 80 % despreciando en este caso el exceso de 0,5 %.

III-A.2. Red urbana densidad media:

En el caso de la red urbana analizada, en la tabla III se presentan las tensiones máximas por cada salida de la red en el caso base (0 % de penetración en MGFV) y en el caso de máximo despliegue (100 %).

Barra	Tensión (p.u.)			
	Caso base 0 %	Despliegue de 50 %	Despliegue de 60 %	Despliegue de 80 % (C/ajuste de TAP)
BC15	0.9650	1.0610	1.0785	1.0653
BC9	0.9824	1.0228	1.0301	0.9945

TABLA II: Tensiones (p.u.) del día 19/11 a las 12hrs.

Salida	Caso base 0 %			Despliegue de 100 %		
	Tensión (p.u.)	Barra	Fecha	Tensión (p.u.)	Barra	Fecha
SS01	1,000	BC3	31/12 00:00	1,016	BC2	19/11 12:00
SS02	1,000	BC4	31/12 00:00	1,067	BC5	19/11 12:00
SS03	0,999	BC9	31/12 00:00	1,011	BC9	19/11 12:00
SS04	0,999	BC10	31/12 00:00	1,011	BC10	19/11 12:00
SS05	1,000	BC15	31/12 00:00	1,050	BC14	19/11 12:00
SS06	1,000	BC25	31/12 00:00	1,032	BC24	23/01 13:00
SS08	0,998	BC20	30/03 04:00	1,056	BC19	19/11 12:00

TABLA III: Tensiones máximas (p.u.) por salida.

Una primera observación es que, mientras que en el caso base la tensión máxima se produce en los momentos en que la demanda es mínima, en el caso de máximo despliegue de MGFV, la tensión máxima se da cuando la diferencia entre generación y consumo es importante coincidiendo con los instantes de máxima generación y de muy bajo consumo.

Por otro lado, se puede apreciar que, contrariamente a lo que sucede en el caso base, la máxima tensión se da en la barra más alejada a la subestación. Esto se explica por el hecho de que la dirección del flujo de potencia activa se invierte, tal como se mencionó anteriormente.

En la salida SS02, las simulaciones indican que las tensiones de las barras BC5 y BC6 rebasan el límite superior¹⁰ impuesto por la normativa. Dichas barras resultan ser las más alejadas de la subestación y con alta potencia contratada (25 kW y 20 kW respectivamente).

¹⁰ Varios días en el año en donde la generación es alta.

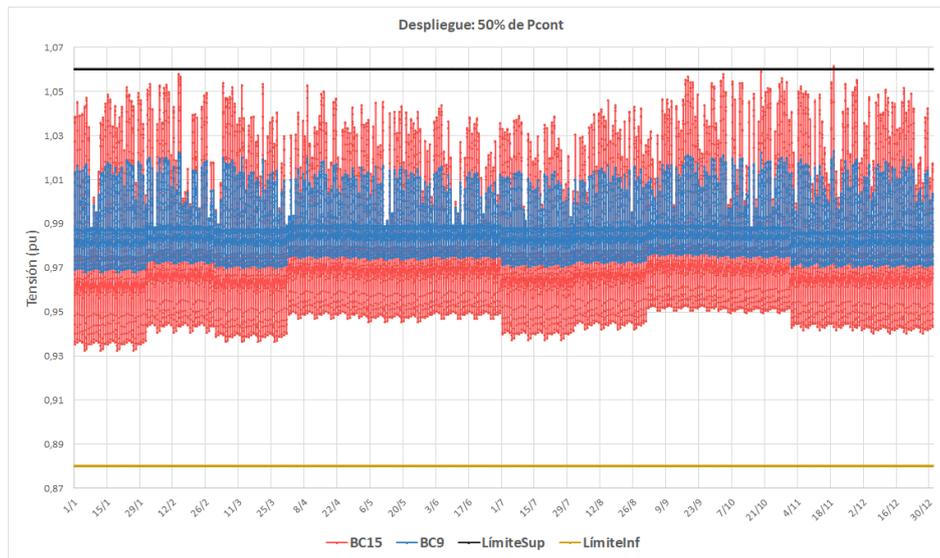


Fig. 2: Perfil de tensión para un despliegue del 50 % de MGFV en la red rural.

Como en el caso de la red rural, se aumenta de manera uniforme la penetración de MGFV de todos los clientes. En primer lugar, con un despliegue del 100 %, se supera el límite de tensión considerado. Luego, cuando el despliegue es del 90 % no se observan sobretensiones respecto del límite establecido, por lo tanto se puede considerar el 90 % como un límite de penetración de MGFV. Sin embargo, realizando un ajuste al *tap* del transformador se puede mejorar el límite encontrado hasta el 100 %.

Es interesante notar que la red urbana de densidad media, no se ve tan afectada en cuanto a tensión como la red rural analizada anteriormente. Esto se debe a que las longitudes de las líneas de la red urbana son bastante menores a las de la rural, disminuyendo así su resistencia y por tanto su caída (o incremento) de tensión.

III-B. Pérdidas

La generación distribuida en general y la microgeneración en particular tienen un impacto importante en las pérdidas del sistema. Por un lado, se podría pensar que cuando un cliente posee un generador, requerirá menos energía de la red debido al efecto del auto-consumo y entonces las pérdidas en la red serían menores. Sin embargo, lo anterior dependerá de qué tan sincronizados estén el generador y la demanda en horarios. Para el caso en particular de la generación fotovoltaica, ésta ocurre en un rango acotado de horas en el día que puede no coincidir con el horario de mayor consumo de su carga. Por lo tanto, si el mayor consumo se da en la noche, la energía generada probablemente será inyectada a la red provocando así un aumento de las pérdidas.

III-B.1. Red rural:

Los resultados de las simulaciones¹¹ para el caso de la red rural indican que existe un nivel de penetración en MGFV (30 %) donde las pérdidas son mínimas, y otro nivel (50 %) donde se igualan las pérdidas del caso base y a partir del cual continúan en aumento. Este último nivel comentado, será considerado en este caso como un posible límite de penetración en MGFV.

III-B.2. Red urbana densidad media:

En la figura 3 se observa el comportamiento de las pérdidas en las líneas para el caso de la red urbana.

El porcentaje de MGFV para el cual las pérdidas se minimizan es de 30 %, asimismo, el máximo de MGFV tal que las pérdidas no aumentan respecto al caso base, es de 50 %. Se puede observar que el comportamiento de las pérdidas coincide con el de la red rural ya que, si bien tienen potencias contratadas distintas, las curvas de demanda corresponden a tipos de consumidores residenciales para los cuales el mayor consumo se da en la noche.

III-C. Carga en las líneas

A continuación se presentan algunos resultados respecto de la carga en las líneas para las distintas redes. La carga en las líneas se representa de acuerdo al porcentaje de carga máximo, que a su vez está directamente relacionado con la corriente admisible.

III-C.1. Red rural:

La carga en las líneas de la red rural no presenta inconvenientes incluso considerando el mayor despliegue de

¹¹ Aumentando progresiva y uniformemente la MGFV en cada uno de los clientes.

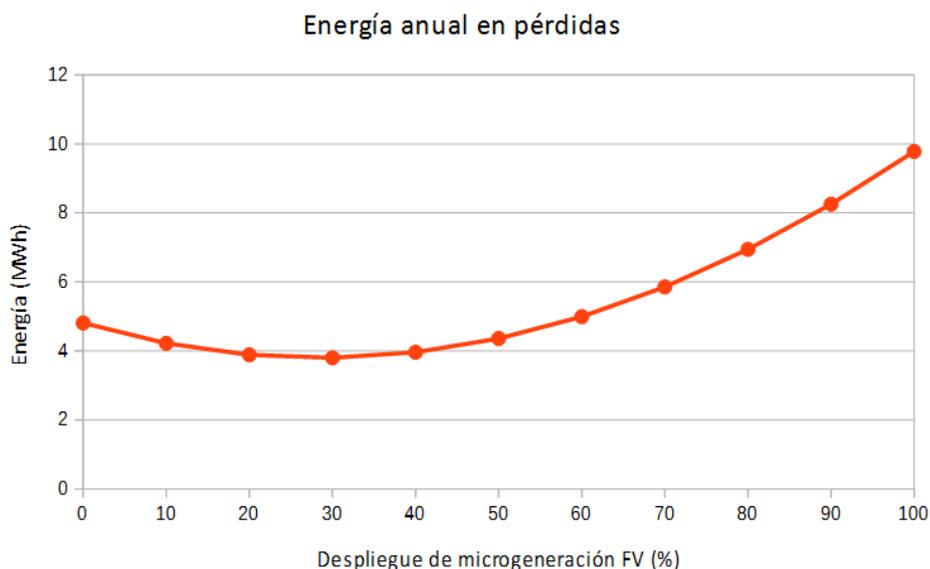


Fig. 3: Evolución de pérdidas en las líneas a medida que aumenta el despliegue de MGFV en la red urbana.

Carga del transformador (%)	Despliegue de Mgen.		
	100 %	80 %	50 %
	154,0	120,6	68,0

TABLA IV: Carga máxima del transformador para distintos despliegues de MGFV.

MGFV (100 %) donde la carga máxima llega hasta 88,4 %. Sin embargo, la MGFV tampoco aporta a una disminución considerable del uso de la red como se podría suponer en primera instancia, debido a que la generación ocurre en un rango horario acotado donde en general no coincide con la demanda máxima diaria.

Por otro lado, al momento de recibir los datos de la red rural por parte de la distribuidora de energía, se notó que el transformador se encuentra subdimensionado¹². Lo anterior implica que debido al aumento de la penetración en MGFV el transformador podría verse sobrecargado. Finalmente, de acuerdo a los resultados de las simulaciones, el transformador no presenta inconvenientes de sobrecarga si la penetración en MGFV se encuentra entre el 50 % y el 80 %.

III-C.2. Red urbana densidad media:

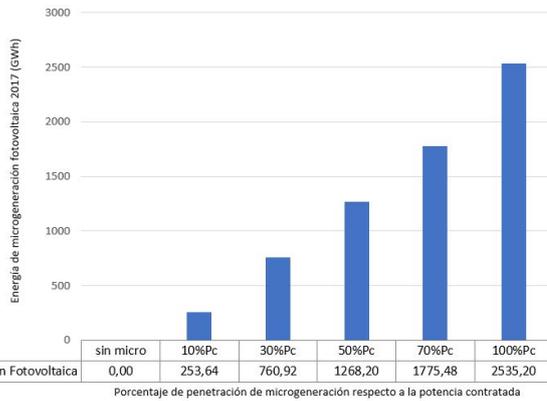
La red urbana, en condiciones iniciales, sin MGFV, presenta durante el año una carga máxima de 40 % en las líneas; es decir, tiene un margen de carga amplio, por lo que, si bien la carga en las líneas aumenta debido a una fuerte inserción de MGFV, la red puede estar apta para soportarla. Efectivamente, la carga máxima en el año, con máximo despliegue de MGFV, es de 72,5 %, no siendo un problema para los conductores existentes en la red.

Con respecto al transformador, su potencia nominal es de 400 *kVA* mientras que la potencia contratada total es de 426,3 *kW*. En el caso de máximo despliegue de microgeneración, la carga máxima se incrementa a 90 %, sin ser un problema para el transformador.

Finalmente, con respecto al estudio realizado, cabe aclarar que no se tuvieron en cuenta los resultados para la red industrial, ya que el comportamiento de la demanda de dicha red no fue el esperado¹³.

¹² Posiblemente por el efecto del aumento de demanda.

¹³ Por más información, ver el capítulo 5 del documento citado [6].



4

Fig. 4: Energía generada por MGFV en 2017 (GWh).

IV. RESULTADOS DEL ESTUDIO ECONÓMICO

IV-A. Matriz energética

Tal como se explicó anteriormente, la MGFV fue añadida en valores discretos de 10, 30, 50, 70 y 100 % de la potencia contratada de clientes con tarifa de grandes consumidores, medianos consumidores y clientes con tarifa básica residencial. La energía generada en cada caso durante el año estudiado (2017), puede observarse en la figura 4. Añadir una nueva fuente de generación altera la matriz energética. Esto puede notarse en la figura 5.

Se observa que el cambio más notorio se da en la generación térmica. Al contar con MGFV, y ésta ser autodespachable, baja la generación requerida de máquinas térmicas. Al ser la fuente de generación que implica mayor gasto, es la primera en reducirse. Esta reducción incrementa a medida que va aumentando la penetración de MGFV, tal como se observa en la figura 6.

Suponiendo una instalación de microgeneración fotovoltaica de 1478,59 MW, es decir el 100 % de PC, (ver tabla I), correspondiente a una energía anual de 2535,20 GWh, se reduce la producción de energía térmica un 24 %, es decir, se reducen 264,1 GWh anuales.

IV-B. Costo marginal

Resulta interesante observar el comportamiento del costo marginal (cmg) de generación al ir incorporando MGFV. El costo marginal asociado a las fuentes renovables es nulo. Por tanto, es esperable que al introducir nuevos generadores que no aporten al costo marginal, el mismo se vea reducido.

Para probar la suposición, se obtuvo el vector del costo marginal del sistema en un año para cada penetración de microgeneración estudiada, y se realizó el valor promedio. Los resultados se muestran en la figura 7.

Otro resultado interesante a analizar respecto al costo marginal, es su evolución en el tiempo. Se eligió el día con cmg más alto del 2017, que resultó ser el 18 de mayo. En la gráfica de la figura 8 se muestra el resultado.

Como era esperable, se puede ver que en las horas de sol, el costo marginal baja a medida que se incorpora

Tipo de Red	Tipo de tarifa	Valor de la tarifa (USD/MWh)
Red Industrial	Grandes consumidores	102.28
Red Rural	Residencial Básico	163.10
Red Urbana	Medianos Consumidores	128.93

TABLA V: Valor de la tarifa asociada a cada red.

microgeneración en la red. Por otro lado, se ve que, aunque en un grado menor, el cmg baja también en horas sin sol. Esto puede deberse al hecho de que la fuente hidráulica acumula agua durante el día que utiliza para abastecer la demanda en la noche, y bajar el costo marginal que pueda generarse por prender alguna máquina térmica.

IV-C. Costo total

El costo total fue considerado como la composición de dos importes, los costos que se deben asumir para poder generar la energía y los costos fijos que deben pagarse a los generadores privados por energía inyectada a la red. También es tenido en cuenta el flujo de costos que se da gracias a la exportación e importación de energía con los países vecinos.

En el caso de la MGFV, el costo variable, que depende de la generación, es nulo, esto se debe a que la fuente de generación es la radiación solar, y no está sujeto a la compra de recursos como sí pasa en el caso de las máquinas térmicas, que necesitan combustible para generar energía.

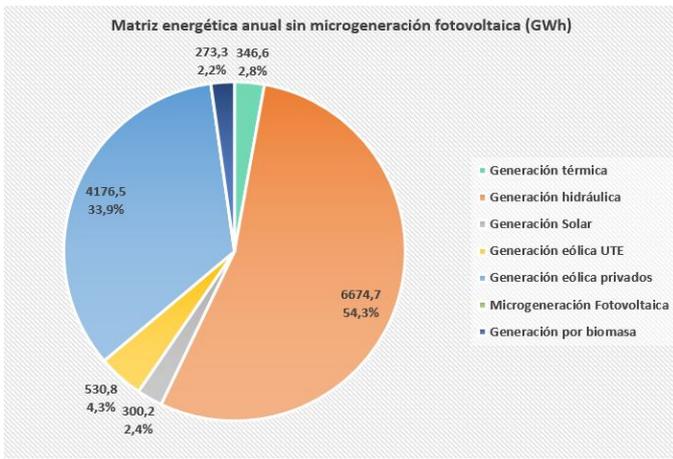
Por otro lado, el costo fijo de la microgeneración fotovoltaica sí debe ser asumido por el sistema, ya que por la política vigente referida en el Decreto 173/010, el estado se compromete a comprar la energía inyectada a la red, al precio de la tarifa asociada. Lo mismo pasa con la generación eólica, en la cual el estado debe asumir el gasto implícito de comprar la energía disponible en la red.

Como se vio anteriormente en la sección IV-A, al incorporar MGFV a la red, baja la energía térmica necesaria para abastecer la demanda anual. Por esta razón, a priori, podría ser esperable que baje el costo total del sistema, pero lo cierto es que el costo que se debe asumir por la energía inyectada a la red, supera ampliamente el ahorro por usar menor energía proveniente de fuentes térmicas.

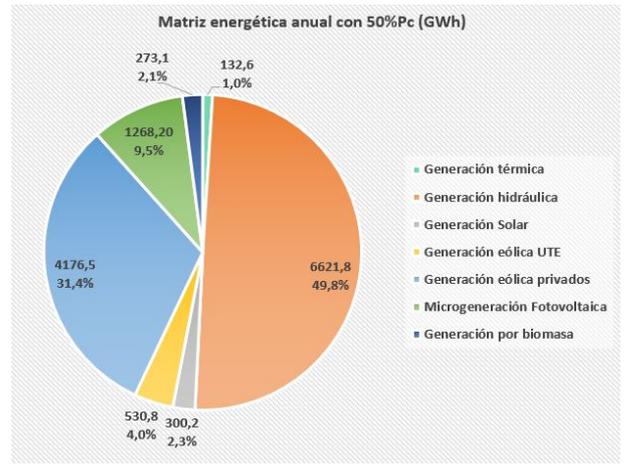
El costo de la MGFV fue sumado al costo total del resto de las fuentes, como la energía inyectada, calculada como la diferencia entre la energía generada y la demandada, multiplicada por la tarifa asociada. Como se mencionó en la sección II-B, se modelaron clientes con tarifas de grandes consumidores, medianos consumidores, y residenciales básicos.

Las tarifas consideradas coinciden con las referidas en el pliego tarifario vigente [4] como se ve en la tabla V.

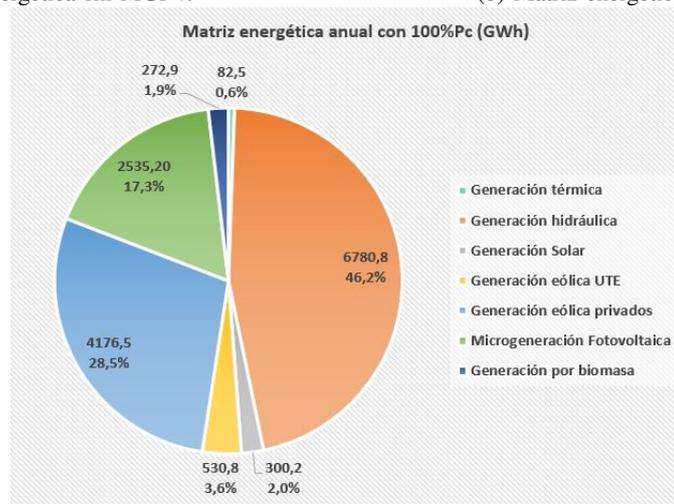
En la figura 9 puede visualizarse el efecto sobre el costo total considerando que a los microgeneradores se les



(a) Matriz energética sin MGFV.



(b) Matriz energética con MGFV de 50 % P_C .



(c) Matriz energética con MGFV de 100 % P_C .

Fig. 5: Matriz energética 2017 sin MGFV, y con penetración de 30 % y 100 % de la potencia contratada por grandes consumidores, medianos consumidores y residenciales básicos.

Inserción (%)	COSTO TOTAL SIN CF MGFV (MUSD)	COSTO TOTAL CON CF MGFV (MUSD)
0% P_C	475,30	475,30
10% P_C	466,04	466,04
30% P_C	453,99	463,52
50% P_C	447,91	516,80
70% P_C	444,40	584,86
100% P_C	441,30	695,44

TABLA VI: Evolución del costo total.

paga por energía inyectada el valor del MWh establecido por la tarifa, tal y como lo exige el decreto, y por otro lado se plantea la hipótesis de que no existen esos costos fijos a asumir, y se puede apreciar como el costo total bajaría.

Los resultados numéricos de los costos según la cantidad de microgeneración instalada se encuentran en la tabla VI. Se puede apreciar que incluir MGFV hasta un valor correspondiente al 30 % de la potencia contratada por los clientes (443.58 MW) resulta beneficioso ya que reduce el costo total hasta un valor de 11.8 MUSD.

Este resultado invita a cuestionar la política vigente, y considerar nuevas posibilidades de incentivos que puedan ser más rentables a largo plazo para la expansión de la microgeneración en el país.

V. CONCLUSIONES

En cuanto a la posible estimación de una potencialidad de la MGFV, se pueden hacer varios comentarios. Desde el punto de vista técnico, el estudio llevado a cabo pone de manifiesto algunas restricciones para el grado de despliegue de la MGFV. Estas restricciones son, en general, aplicables a los tres tipos de red estudiadas: red rural, red urbana y red industrial. El incremento de despliegue de MGFV provoca un aumento en el perfil de tensión de las barras de la red considerada. Teniendo en cuenta que existen límites en la tensión, fijados por el Reglamento de Calidad de Energía de la URSEA, se encuentra que para determinada potencia instalada total, los límites mencionados se infringen. Para qué grado de penetración sucede esto depende del tipo de red. Para la rural, en la que las distancias de las líneas son largas (en comparación con las otras redes), este límite se

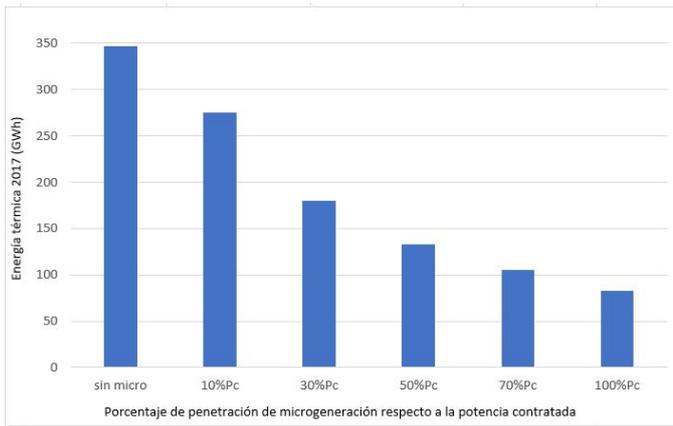


Fig. 6: Energía generada por fuente térmica en 2017 con distintos grados de penetración de microgeneración (GWh).

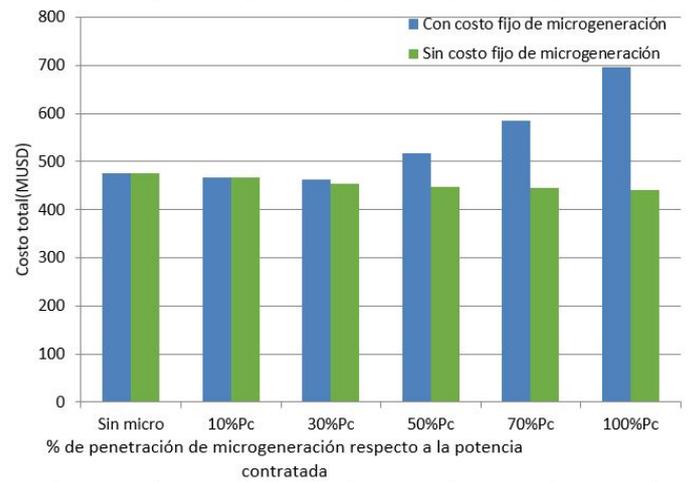


Fig. 9: Costo total del sistema de generación considerando y sin considerar los costos fijos de la microgeneración.

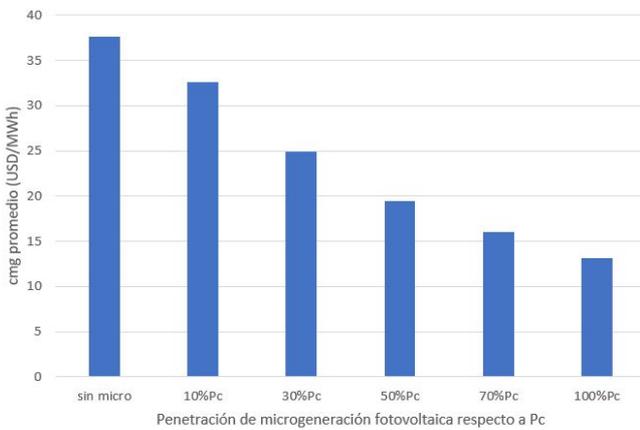


Fig. 7: Costo marginal promedio según el grado de penetración de microgeneración fotovoltaica en 2017.

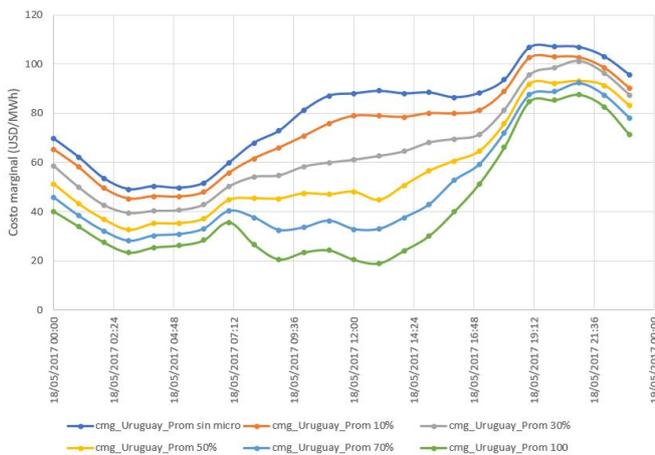


Fig. 8: Evolución del costo marginal el día de costo más alto (18/5/2017) con distintos grados de penetración fotovoltaica.

encuentra en el 50%, mientras que para la urbana el límite se da en 90%.

No obstante, esta situación es mejorable mediante el cambio en el *tap* del transformador de la subestación, llegando a grados máximos de penetración para las redes rural y urbana de 80% y 100% respectivamente. La red industrial no presenta problemas de tensión en su máxima penetración de MGFV.

El estudio referido a las pérdidas en las líneas demuestra que, a medida que se incrementa el despliegue de MGFV, las pérdidas en las líneas disminuyen hasta cierto punto. Es decir, existe un nivel de penetración de MGFV tal que las pérdidas se minimizan. Este mínimo se dio en el 30% de la potencia total instalable. A partir de este valor, las pérdidas crecen. Se destaca que en el 50% las pérdidas vuelven a su valor original. De estas observaciones se concluye que, si se quiere minimizar las pérdidas de la red, debería instalarse un 30%, pero, si se quiere incrementar la cantidad de MGFV sin perjudicar la eficiencia del sistema, el límite sería de 50% de la capacidad de MGFV instalable.

Asimismo, se pudo apreciar que con el aumento de microgeneración se corre riesgo de sobrecargar las líneas o el transformador. Éste fue el caso de la red rural, para la cual, a partir de la inclusión de entre el 50% y 80% de despliegue, el transformador se sobrecarga. Por tanto, si se quiere aumentar dicho límite, sería necesario un recambio de transformador, con la inversión que esto conlleva.

En conclusión, para no transgredir los límites de tensión estipulados y además conservar la eficiencia del sistema, el límite de porcentaje en MGFV a instalar respecto de la potencia contratada, sería de 50%. Se puede aumentar este valor, con la contrapartida de un aumento en las pérdidas, a 80% para redes rurales y 100% para redes urbanas e industriales (teniendo la posibilidad del cambio de *tap* del

transformador y el recambio del transformador de la red rural).

Desde la óptica económica, se analizaron ciertas variables que indican los posibles beneficios o perjuicios que puede causar una gran inserción de MGFV.

Era esperable que, frente a un aumento de generación renovable con costo variable nulo, el uso de la generación térmica disminuya. Esto fue confirmado mediante las simulaciones. Por tanto, se encuentra un primer beneficio que es la sustitución de una fuente de energía costosa y perjudicial para el medio ambiente. Adicionalmente, debido al reemplazo de la generación térmica, el costo marginal del sistema disminuye. Esta disminución es creciente con una incorporación de hasta el 30 % del total de potencia autorizada a instalar.

Finalmente, se visualizó la evolución del costo total de generación. Se encontró que existe una disminución hasta un porcentaje de penetración del 30 %, valor candidato para un posible límite de penetración de microgeneración.

Como reflexión final, se observa que la cantidad de microgeneración a instalar en el sistema eléctrico uruguayo está limitada desde el punto de vista técnico y desde la perspectiva económica. Existen límites particulares a partir de los cuales el sistema pierde eficiencia, y deja de ser rentable para el país. El valor más conservador hallado para concluir ese límite es el 30 %, asegurando así que no se vea afectado el costo total y al mismo tiempo, se encuentren beneficios en cuanto a la eficiencia de las redes.

REFERENCIAS

- [1] IRENA. "Renewable Power Generation Costs in 2014", 2014.
- [2] Milena Gurin, Eliana Cornalino, Alejandra De Vera, Martín Draper, Rafael Terra, Gonzalo Abal, Rodrigo Alonso Suárez, Pablo Modernell, Daniel Aicardi, Agustín Laguarda, Ruben Chaer. "Análisis de complementariedad de los recursos eólico y solar para su utilización en la generación eléctrica en gran escala en Uruguay", 2016.
- [3] UTE, Gerencia Planificación. "UTE en Cifras 2016". https://portal.ute.com.uy/sites/default/files/documents/files/UTE%20en%20Cifras%202016_0.pdf.
- [4] UTE, Sub-Gerencia Análisis Tarifario. "Pliego Tarifario - Enero 2017". <https://portal.ute.com.uy/sites/default/files/documents/files/Pliego%20Tarifario%20enero%202017.pdf>.
- [5] URSEA. "Energía Eléctrica", 2017.
- [6] Florencia Bagnulo, Isabel Briozzo y Santiago Varela (Universidad de la República, Facultad de Ingeniería). "Microgeneración Fotovoltaica en Uruguay: Análisis y Perspectivas Futuras". <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2017/BBV17/>