

Universidad Católica de Santa María

Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y Formales

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica,

Mecánica Eléctrica y Mecatrónica



IMPACTOS ELÉCTRICOS DE LA MICRO Y MINI GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN LA REGIÓN SUR

Tesis presentada por el Bachiller:

Flores Pinto, Mijail Jefferson

para optar el Título Profesional de:

Ingeniero Mecánico Electricista

Asesor:

Mg. Castillo Cáceres Cesar Pio

Arequipa – Perú

2020

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA
INGENIERIA MECANICA ELECTRICA Y MECATRONICA
DICTAMEN APROBACIÓN DE BORRADOR DE TESIS

Arequipa, 12 de Octubre del 2020

Dictamen: 000783-C-EPIMMEM-2020

Visto el borrador de tesis del expediente 000783, presentado por:

2005245301 - FLORES PINTO MIJAIL JEFFERSON

Titulado:

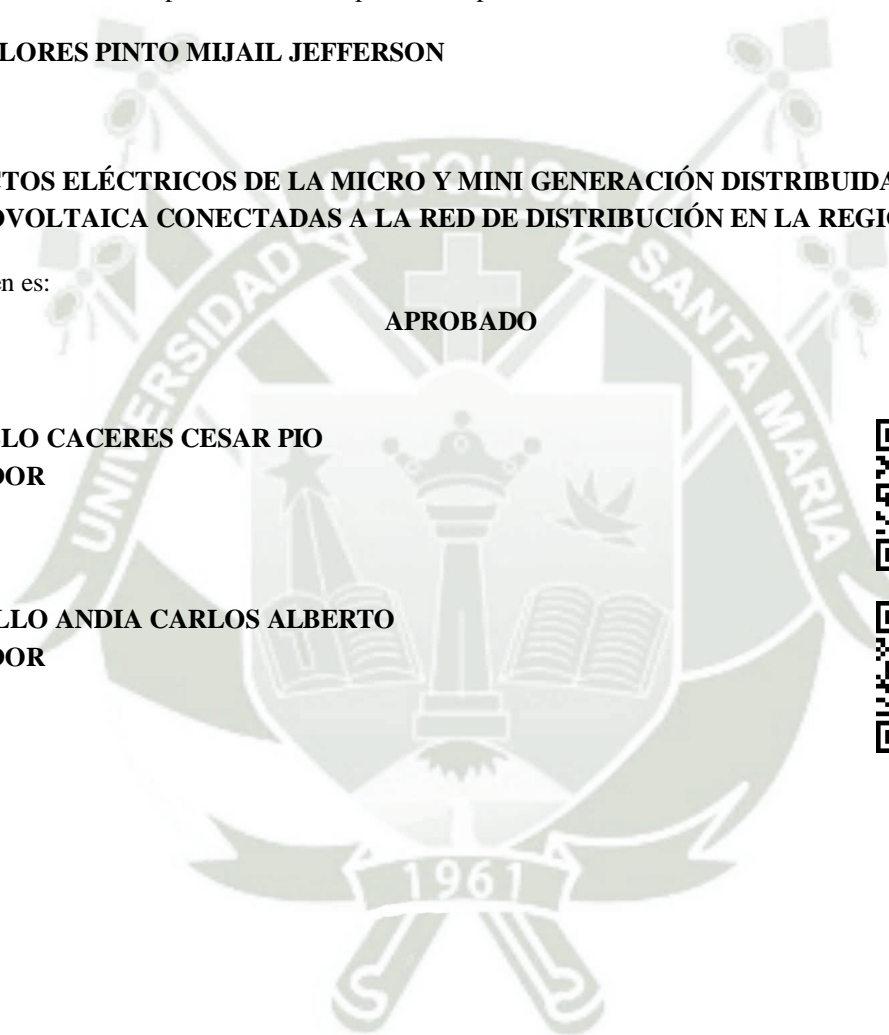
**IMPACTOS ELÉCTRICOS DE LA MICRO Y MINI GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOLAR
FOTOVOLTAICA CONECTADAS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN LA REGIÓN SUR**

Nuestro dictamen es:

APROBADO

**1470 - CASTILLO CACERES CESAR PIO
DICTAMINADOR**

**1828 - GORDILLO ANDIA CARLOS ALBERTO
DICTAMINADOR**



DEDICATORIA

Quiero dedicar esta tesis a mi mamá Doris (†) y a mi papá Mario por todo el esfuerzo y apoyo brindado, por sus sabios consejos ofrecidos para poder concluir una de mis metas propuestas.

A mi esposa Magaly por su apoyo moral, motivación y compañía desde que era estudiante universitario y para seguir compartiendo muchos logros más juntos.

A mi hija Ariana por ser un motor en nuestras vidas y al fruto de nuestro amor que está en camino y que nos impulsa a seguir saliendo adelante como siempre lo hemos hecho. Los amo

A mis hermanos Doris, Ronald y Mario por ser parte de esta familia tan bonita, de buenas personas y profesionales, de buenos sentimientos y por brindarnos un apoyo mutuo como nos enseñaron nuestros padres.

A nuestro divino creador por su inmensa bondad y bendiciones
Para todos ellos es esta dedicatoria de proyecto de Tesis.

Mijail Jefferson Flores

AGRADECIMIENTOS

A nuestro Dios padre todopoderoso por darme salud y sabiduría, por permitirme tener fe y por cuidar siempre de mi familia y así lograr una meta mas

A mis padres por su invaluable e incondicional apoyo que siempre me brindaron

A mi esposa por ese amor tan puro que nos impulsa a seguir obteniendo logros juntos

A mis hijos porque ellos son nuestra inspiración para seguir saliendo adelante A mis profesores de la Universidad, por sus enseñanzas

A mis compañeros de trabajo por sus aportes y críticas constructivas

A todos mis ex compañeros de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica Eléctrica y Mecatrónica de la UCSM, con quienes compartí los mejores momentos de estudiante.

Mijail Jefferson Flores.

RESUMEN

Con el presente trabajo de investigación, se pretende conocer los principales impactos eléctricos que se generan con la inserción paulatina de la micro generación distribuida solar fotovoltaicos conectados a la red de distribución en baja tensión; a fin de identificar la influencia y demostrar que éstos pueden ser controlados y gestionados para un funcionamiento dentro de los parámetros establecidos.

El estudio consiste en una evaluación teórica y de un estudio de inserción de micro generación fotovoltaica considerando aspectos de la calidad de energía de la red, modificación de la curva de carga resultante y la gestión de la demanda de potencia activa. Los resultados del análisis, permitirán demostrar que la inserción de la micro generación fotovoltaica en la red de baja tensión cambia las características de carga del consumidor; pero en esta modificación puede ser controlada por una gestión activa de la demanda utilizando el almacenamiento de energía. El estudio pretende demostrar que la micro generación solar fotovoltaica también afecta a la tensión y el factor de potencia de la carga de consumo; pero que estos cambios pueden ser gestionadas eficazmente por la producción de potencia reactiva a través de los inversores estáticos. Además, se demuestra que la micro generación fotovoltaica afecta mínimamente la distorsión armónica de tensión en la red.

Palabras Clave: micro generación distribuida, Sistema solar fotovoltaico, perfil de carga, armónicos, caída de voltaje.

ABSTRACT

Through this work we want to achieve the main electrical impacts that are generated with the gradual insertion of distributed micro-generation of solar photovoltaics system connected to the low voltage distribution network; in order to identify influence and demonstrate that they can be controlled and managed to operation within established parameters.

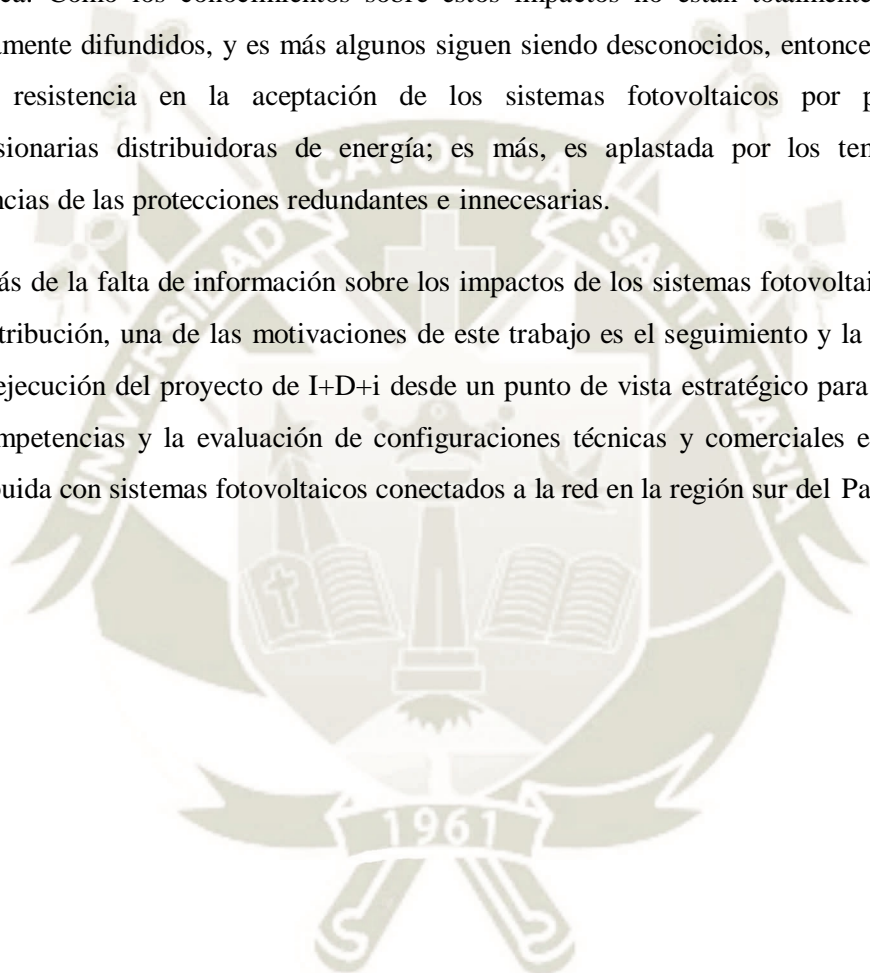
The study consists of a theoretical evaluation and a study of insertion of the photovoltaic microgeneration considering aspects of the power quality of the network, modification of the resulting load curve and the management of the active power demand. The results of the analysis will allow to demonstrate that the insertion of the micro photovoltaic generation in the low voltage network changes the load characteristics of the consumer; but this modification can be controlled by an active management of demand using energy storage. The study aims to show that photovoltaic solar micro-generation also affects the voltage and power factor of the consumer load; but that these changes can be managed effectively by the production of reactive power through static inverters. In addition, it is shown that photovoltaic microgeneration minimally affects the harmonic distortion of the grid voltage.

Key Words: distributed microgeneration, photovoltaic solar system, load profile, harmonics, voltage drop.

INTRODUCCIÓN

Una de las interrogantes técnicas son los impactos de los sistemas fotovoltaicos en la red eléctrica. Como los conocimientos sobre estos impactos no están totalmente definidos ni debidamente difundidos, y es más algunos siguen siendo desconocidos, entonces se crea una cierta resistencia en la aceptación de los sistemas fotovoltaicos por parte de las concesionarias distribuidoras de energía; es más, es aplastada por los temores de las exigencias de las protecciones redundantes e innecesarias.

Además de la falta de información sobre los impactos de los sistemas fotovoltaicos en la red de distribución, una de las motivaciones de este trabajo es el seguimiento y la participación en la ejecución del proyecto de I+D+i desde un punto de vista estratégico para el desarrollo de competencias y la evaluación de configuraciones técnicas y comerciales en generación distribuida con sistemas fotovoltaicos conectados a la red en la región sur del País.



ÍNDICE

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN.....	iv
ABSTRACT.....	v
INTRODUCCIÓN	vi
ÍNDICE	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABLAS.....	xii
LISTA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS.....	xiii
CAPITULO I: PLANTEAMIENTO METODOLÓGICO.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. CONTEXTO DEL PROBLEMA.....	1
1.3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	2
1.3.1. Planteamiento del problema.....	2
1.3.2. Formulación del problema	3
1.4. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.5. OBJETIVOS.....	3
1.5.1. Objetivo general.....	3
1.5.2. Objetivos específicos	3
1.6. HIPÓTESIS.....	4
1.7. METODOLOGÍA.....	4
CAPITULO II: ESTADO DEL ARTE DE LOS IMPACTOS E INFLUENCIAS DE LOS SISTEMAS SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADOS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN	5
2.1. PRINCIPIOS DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA	5
2.2. TRANSITORIOS	5

2.3. VARIACIONES DE FRECUENCIA.....	7
2.4. VARIACIONES DEL VALOR EFICAZ O RMS DE CORTA DURACIÓN.....	7
2.5. VARIACIONES DE TENSIÓN EFICAZ O RMS DE LARGA DURACIÓN.....	9
2.6. DISTORSIÓN DE LA FORMA DE ONDA.....	9
2.7. ARMÓNICA DE TENSIÓN Y CORRIENTE.....	10
2.8. INTERARMÓNICOS.....	11
2.9. RECORTE DE ONDA DE TENSIÓN.....	11
2.10. RUIDO.....	12
2.11. COMPONENTE CONTINUA.....	13
2.12. FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN.....	13
2.13. FACTOR DE POTENCIA.....	14
2.14. CONCEPTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	15
CAPÍTULO III: IMPACTO EN LOS GRÁFICOS DE LAS CURVAS DE CARGA	18
3.1. GRÁFICO NORMAL DE LA CURVA DE CARGA.....	18
3.2. GESTIÓN ACTIVA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA.....	22
3.2.1. Reducción de la demanda en horario punta con la generación excedente	23
3.2.2. Eliminación de la demanda de potencia en horario punta.....	28
CAPITULO IV: IMPACTOS EN LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA	32
4.1. NIVELES DE TENSIÓN.....	32
4.2. FACTOR DE POTENCIA DEL CONSUMIDOR	42
4.2.1. Generación fotovoltaica produciendo solo potencia activa (FP=1).....	44
4.2.2. Generador fotovoltaico produciendo potencia activa y reactiva inductiva (FP=0.92i).....	47
4.2.3. Generador fotovoltaico produciendo potencia activa y reactiva capacitiva (FP=0.92c)	49
4.3. DISTORSIÓN ARMÓNICA	52
CONCLUSIONES	56
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	57
A N E X O S.....	59

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1.	Transitorio Impulsivo	6
Figura 2-2.	Transitorio oscilatorio	6
Figura 2-3.	Caída de tensión profunda	8
Figura 2-4.	Elevación de tensión.....	8
Figura 2-5.	Interrupción de tensión.....	9
Figura 2-6.	Onda distorsionada con sus componentes armónicos y la fundamental	10
Figura 2-7	Espectro de frecuencias de la corriente de un controlador de lámpara LED.	10
Figura 2-8.	Ejemplo de forma de onda con recorte de tensión	12
Figura 2-9.	Ejemplo de señal con ruido	12
Figura 2-10.	Onda senoidal con componente continua.....	13
Figura 2-11.	Señal con fluctuación de tensión	14
Figura 2-12.	Sistema de 5 kWp, integrado a un edificio residencial (Soto del Real, Madrid, España).....	16
Figura 2-13.	Sistema fotovoltaico integrado a un estacionamiento (generación de electricidad al mismo tiempo que proporciona la sombra a los coches).....	16
Figura 3-1.	Curva de carga residencial típica	18
Figura 3-2.	Curva de carga comercial e entidad educativa típica	19
Figura 3-3.	Curva de carga industrial típica	19
Figura 3-4.	Curva típica de generación solar fotovoltaica	20
Figura 3-5.	Curva de carga residencial resultante del uso de la generación fotovoltaica	20
Figura 3-6.	Curva de carga comercial resultante del uso de la generación fotovoltaica	21
Figura 3-7.	Curva de carga industrial resultante de la utilización de la generación fotovoltaica	22
Figura 3-8.	Reducción de la demanda del horario de punta con la generación excedente	23
Figura 3-9.	Demanda horaria para los días típicos de los meses de enero, abril, julio y octubre	25
Figura 3-10.	Generación fotovoltaica para los días típicos de los meses del año.....	25
Figura 3-11.	Eficacia de la batería en función del estado de carga (Stevens & Corey, 1996).....	26
Figura 3-12.	Curvas de carga resultantes de la gestión activa de la demanda utilizando el almacenamiento de la energía generada excedente	27

Figura 3-13. Curvas de carga y descarga de la batería, siendo E_BAT_IN la potencia entrando en la batería, E_BAT_OUT la potencia saliendo de la batería a la hora punta y SOC el estado de carga de la batería a lo largo de los días	27
Figura 3-14. Eliminación de la demanda del horario de punta	28
Figura 3-15. Curvas de carga resultantes de la gestión activa de la demanda utilizando el almacenamiento de la energía generada excedente	30
Figura 3-16. Curvas de carga y descarga de la batería, siendo E_BAT_IN la potencia entrando en la batería, E_BAT_OUT la potencia saliendo de la batería a la hora punta y SOC el estado de carga de la batería a lo largo de los días	31
Figura 4-1. Comportamiento de la tensión en función de la distancia para momentos de carga baja y alta.....	33
Figura 4-2. Comportamiento de la tensión en función de la distancia para momentos de carga baja y alta con elevada generación	34
Figura 4-3. Circuito para el cálculo del aumento de tensión debido a la generación distribuida	35
Figura 4-4. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con factor de potencia unitario y los conductores que tienen un calibre de 16 mm ²	36
Figura 4-5. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con factor de potencia inductivo igual a 0,9 y los conductores que tienen un calibre de 16 mm ²	37
Figura 4-6. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con factor de potencia capacitivo igual a 0,9 y los conductores tienen un calibre de 16 mm ²	37
Figura 4-7. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con factor de potencia unitario y los conductores que tienen una sección de 35 mm ²	38
Figura 4-8. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con factor de potencia inductivo igual a 0,9 y los conductores que tienen una sección de 35 mm ²	38
Figura 4-9. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con un factor de potencia capacitivo igual a 0,9 y los conductores tienen una sección de 35 mm ²	39
Figura 4-10. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con factor de potencia unitario y los conductores tienen un tamaño de 70 mm ²	39
Figura 4-11. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con un factor de potencia inductivo igual a 0,9 y los conductores tienen un tamaño de 70 mm ²	40
Figura 4-12. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con factor de potencia capacitivo igual a 0,9 y los conductores tienen un tamaño de 70 mm ²	40

Figura 4-13. Curva de carga comercial con demanda de reactivos (FP de la carga fija igual a 0,92) y curva de generación fotovoltaica	43
Figura 4-14. Curva de carga industrial con demanda de reactivos (FP de la carga fija igual a 0,92) y curva de generación fotovoltaica	43
Figura 4-15. Curva de carga residencial con demanda de reactivos (FP de la carga fija igual a 0,92) y curva de generación fotovoltaica	44
Figura 4-16. Comportamiento del FP de una unidad consumidora comercial con generación fotovoltaica produciendo sólo potencia activa	45
Figura 4-17. Comportamiento del FP de una unidad consumidora industrial con generación fotovoltaica produciendo sólo potencia activa	45
Figura 4-18. Comportamiento del FP de una unidad consumidora residencial con generación fotovoltaica produciendo sólo potencia activa	46
Figura 4-19. Comportamiento del FP de una unidad consumidora comercial con generación fotovoltaica produciendo potencia activa y reactiva con FP inductivo igual a 0,92	48
Figura 4-20. Comportamiento del FP de una unidad consumidora industrial con generación fotovoltaica produciendo potencia activa y reactiva con FP inductivo igual a 0,92	48
Figura 4-21. Comportamiento del FP de una unidad consumidora residencial con generación fotovoltaica produciendo potencia activa y reactiva con FP inductivo igual a 0,92	49
Figura 4-22. Comportamiento del FP de una unidad consumidora comercial con generación fotovoltaica produciendo potencia activa y reactiva con FP capacitivo igual a 0,92	50
Figura 4-23. Comportamiento del FP de una unidad consumidora industrial con generación fotovoltaica produciendo potencia activa y reactiva con FP capacitivo igual a 0,92	50
Figura 4-24. Comportamiento del FP de una unidad consumidora residencial con generación fotovoltaica produciendo potencia activa y reactiva con FP capacitivo igual a 0,92	51
Figura 4-25. DHTV en el punto de conexión a la red con conductor de conexión de cobre de 16 mm ² y sistemas fotovoltaicos de 15, 45 y 90 kW	54
Figura 4-26. DHTV en el punto de conexión a la red con conductor de conexión de cobre de 35 mm ² y sistemas fotovoltaicos de 15, 45 y 90 kW	54
Figura 4-27. DHTV en el punto de conexión a la red con conductor de conexión de cobre de 70 mm ² y sistemas fotovoltaicos de 15, 45 y 90 kW	54

LISTA DE TABLAS

Tabla 4-1.	Niveles de tensión adecuados en NTCSE.....	32
Tabla 4-2.	Corriente en p.u. producida por un sistema fotovoltaico genérico para cada orden armónico y frecuencia fundamental (valores medidos experimentalmente de un inversor de 15 kW trifásico).....	53



LISTA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

CEE:	Calidad de la Energía Eléctrica
NTCSE:	Norma Técnica de calidad de los Servicios Eléctricos
MEM:	Ministerio de Energía y Minas
IEEE:	Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos
KWh:	Kilovatio hora
KW.:	Kilovatio
SFCR:	Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red



CAPITULO I: PLANTEAMIENTO METODOLÓGICO

1.1. INTRODUCCIÓN

El uso de energía limpia solar fotovoltaico se está popularizando cada vez más y se debe al hecho de ser una fuente de energía renovable y gratis; la región de sur del país tiene un gran potencial no muy bien utilizado. En los mapas solares de estas regiones se puede notar que la energía solar frente a las otras fuentes de energía, es la que presenta el mayor potencial para la producción de energía.

Este trabajo presenta una evaluación de los impactos eléctricos que se genera con la inserción paulatina de la generación distribuida de sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red de distribución en baja tensión, con la finalidad de identificar los impactos y demostrar que éstos pueden ser controlados. El estudio consiste en una evaluación teórica y de un estudio de caso de la inserción de la generación fotovoltaica considerando aspectos de la calidad de energía de la red, curva de carga resultante y la gestión activa de la demanda. Los resultados del estudio permitirán demostrar que la inserción de la generación fotovoltaica en la red de baja tensión cambia las características de carga de consumo, pero que estos cambios pueden ser controlados por la gestión activa de la demanda utilizando el almacenamiento de energía. El estudio pretende demostrar que la generación fotovoltaica también afecta la tensión y el factor de potencia de la carga de consumo, pero que estos cambios pueden compensarse por la producción de potencia reactiva mediante inversores estáticos. Además, se quiere demostrar que la generación fotovoltaica afecta en lo mínimo la distorsión armónica de tensión de la red y la vida útil del sistema eléctrico (Abdel-Ghany, H. A. Et al, 2015).

1.2. CONTEXTO DEL PROBLEMA

A pesar de la creciente demanda mundial y nacional por sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en países desarrollados y emergentes especialmente por Estados Unidos, Alemania, China y Japón. En nuestro país surgen algunas interrogantes técnicas sobre la conexión a la red de la generación distribuida por sistemas

fotovoltaicos que aún no están completamente definidas (Abu-Elanien & Salama, Asset management techniques for, 2010).

Una de estas cuestiones técnicas son los impactos de los sistemas fotovoltaicos en la red eléctrica. Como los conocimientos sobre estos impactos no están ampliamente definidos y difundidos, y algunos aún son desconocidos, se crea una cierta reticencia en la aceptación de los sistemas fotovoltaicos por parte de las concesionarias distribuidoras de energía; es más, es aplastada por los temores de las exigencias de las protecciones redundantes e innecesarias.

Además de la falta de información sobre los impactos de los sistemas fotovoltaicos en la red de distribución, una de las motivaciones de este trabajo es el seguimiento y la participación en la ejecución del proyecto de I+D+i desde un punto de vista estratégico para el desarrollo de competencias y la evaluación de configuraciones técnicas y comerciales en generación distribuida con sistemas fotovoltaicos conectados a la red en la región sur del País.

1.3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

1.3.1. Planteamiento del problema

A pesar del aumento de la demanda mundial por sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, algunas cuestiones técnicas acerca de la conexión a la red a través de generación distribuida por sistemas fotovoltaicos aún no están completamente claras y solucionadas; para promover la utilización y desarrollo de la mini y micro-generación distribuida fotovoltaica nacional. Una de estas cuestiones técnicas son los impactos de los sistemas fotovoltaicos en la red eléctrica. Porque los conocimientos sobre los impactos no son ampliamente difundidos, y en algunos casos aún son desconocidos, por parte de las concesionarias de distribución y en las autoridades que elaboran la normatividad se crea una resistencia en la aceptación de los sistemas fotovoltaicos y que se justifican por la exigencia de protecciones redundantes o innecesarias (Abu-Elanien, Salama, & Bartnikas, 2015). Además de la falta de información sobre los impactos de los sistemas fotovoltaicos en la red de distribución nacional, en generación distribuida con sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

1.3.2. Formulación del problema

Una de las interrogantes técnicas son los impactos de los sistemas fotovoltaicos en la red eléctrica. Porque los conocimientos sobre los impactos no son ampliamente difundidos, y en algunos aún son desconocidos, por parte de las concesionarias de electricidad de distribución y las normas crean una resistencia en la aceptación de los sistemas fotovoltaicos.

1.4. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

A pesar que hay muchas publicaciones que se han realizado, aún no hay conclusiones concretas sobre los reales impactos de la generación distribuida por sistemas fotovoltaicos a la red de distribución local, y también hay pocos trabajos que toman en consideración las particularidades de la red de distribución peruana y de la región Sur. En este sentido, el presente trabajo busca analizar los impactos de la generación distribuida (a través de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución) en lo que se refiere a la calidad de energía eléctrica, curva de carga y vida útil de los transformadores de distribución considerando las redes eléctricas de baja tensión de la región Sur del País a fin de masificar la generación de energía fotovoltaica.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo general

Identificar los impactos eléctricos que llevarían a pérdidas y ganancias la inserción de la mini y micro generación distribuida de sistemas solar fotovoltaicos conectados a la red de distribución de la concesionaría de electricidad

1.5.2. Objetivos específicos

- Evaluar teóricamente los casos de la inserción de la generación eléctrica a sistemas solar fotovoltaica considerando aspectos de la calidad de energía de la red de distribución.
- Estudiar los cambios que experimentan la curva de máxima demanda de carga en el sistema de distribución local.
- Determinar las variables eléctricas de impacto en los indicadores de calidad

de energía eléctrica en los puntos de conexión a nivel de tensión, factor de potencia y distorsión armónica.

- Plantear lineamientos de gestión de la demanda considerando las mini y micro generación distribuida solar fotovoltaico.

1.6. HIPÓTESIS

La mini y micro generación distribuida con energía solar fotovoltaica genera impactos en la red eléctrica de distribución de baja tensión considerando parámetros relacionados a la calidad de energía, y estos impactos pueden ser mitigados y controlados.

1.7. METODOLOGÍA

Conceptos fundamentales de Calidad de Energía Eléctrica en los sistemas de distribución.

Análisis de la influencia del cambio de los gráficos de carga de los consumidores con la presencia de sistemas fotovoltaicos conectados a la red con y sin gestión de la demanda.

Evaluación de los impactos eléctricos de los sistemas solar fotovoltaicos ligados a la red de distribución en relación a la Calidad de Energía Eléctrica, más específicamente en cuanto a los niveles de tensión, factor de potencia y distorsión armónica.

Desarrollo de caso de estudio de los impactos de micro generación distribuida de solar fotovoltaico conectado a la red de distribución.

CAPITULO II:

ESTADO DEL ARTE DE LOS IMPACTOS E INFLUENCIAS DE LOS SISTEMAS SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADOS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

2.1. PRINCIPIOS DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La mini y micro generación distribuida a través de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (SFCR) ha crecido exponencialmente en el mundo especialmente por los países desarrollados y emergentes que son dependientes de las fuentes de energía de combustibles fósiles como por ejemplo China, La Unión Europea y Japón. En latino américa tenemos a Brasil, Colombia, Perú en las cuales el uso de estos sistemas también está creciendo, pero en menor escala. Para mantener las condiciones de calidad eléctrica de la red, los sistemas fotovoltaicos conectados a la red deben entregar la energía con estándares mínimos de Calidad de Energía Eléctrica (CEE), cuyos conceptos deben ser muy bien comprendidos para el análisis de los impactos de los sistemas fotovoltaicos en la red eléctrica (Agah & Abyaneh, 2015).

El concepto de Calidad de Energía Eléctrica está relacionado con una variedad de fenómenos electromagnéticos que se producen en las redes y se caracterizan por la corriente y la tensión en un instante de tiempo dado y posición en fase en el sistema eléctrico. Estos fenómenos se pueden clasificar en transitorios, variaciones los valores eficaces (o RMS) de corta duración y de larga duración, variaciones de la frecuencia y distorsiones de la forma de onda. Además de todos estos fenómenos, hay un concepto de indicador de calidad CEE muy importante que es el factor de potencia (Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE, 2009).

2.2. TRANSITORIOS

Transitorios en general son respuestas de origen eléctrico, electromagnético y electromecánico provenientes de cambios súbitos en las condiciones normales del sistema eléctrico. Generalmente el tiempo de la duración de un transitorio es muy pequeño, pero durante ese corto período de tiempo el sistema eléctrico podrá ser sometido a grandes variaciones de tensión y/o corriente. Los transitorios suelen

subdividirse en transitorios de impulso u oscilatorios.

Un transitorio de impulso generalmente es causado por descargas atmosféricas que puede ser definido como una alteración repentina en las condiciones del régimen permanente o estable de la tensión y/o corriente, se caracteriza por presentar impulsos unidireccionales en polaridad (positivo o negativo) y con valores de la frecuencia muy diferente de la red eléctrica. La Figura 2.1 ilustra la forma de onda de un transitorio impulsivo.

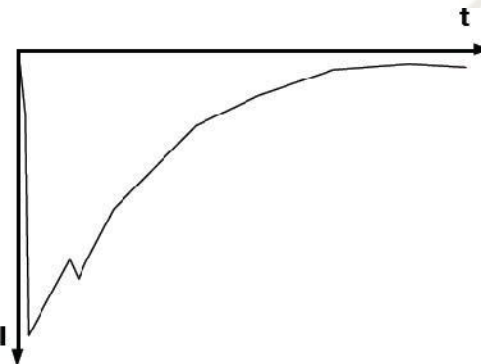


Figura 2-1. Transitorio Impulsivo

Un transitorio oscilatorio se caracteriza por una alteración repentina en las condiciones de régimen permanente de la tensión y/o corriente teniendo valores de polaridad positiva y negativa. Estos transitorios normalmente se derivan de la energización de líneas, la eliminación de fallas, la conmutación de bancos de condensadores y conexión de transformadores, etc. La Figura 2.2 ilustra un transitorio oscilatorio.

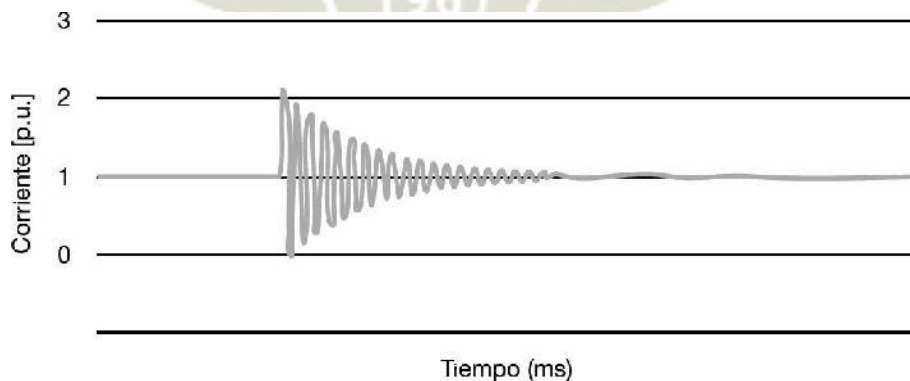


Figura 2-2. Transitorio oscilatorio

2.3. VARIACIONES DE FRECUENCIA

Las principales causas de variaciones de frecuencia en la red son la salida y/o entradas de grandes cargas al sistema. La frecuencia de un sistema de suministro de energía está determinada por la rotación del generador síncrono que proporciona energía eléctrica. Por lo tanto, cuando las cargas grandes se conectan a la red eléctrica, el generador debe proporcionar suficiente potencia para satisfacer esta demanda de cargas. Si, el gobernador de velocidad del generador no actúa a tiempo para suministrar más energía primaria al sistema, la energía cinética del generador hace que se reduzca la velocidad de sincronismo y por lo tanto reduciendo o alterando la frecuencia de la red.

Por otro lado; cuando una carga significativa se retira de la red la potencia excedente almacenada en el rotor se transforma en energía cinética acelerando el generador síncrono y aumentando la frecuencia de la red hasta que el gobernador de velocidad actúe y disminuya el suministro de energía primaria con el fin de conservar la velocidad sincrónica.

2.4. VARIACIONES DEL VALOR EFICAZ O RMS DE CORTA DURACIÓN

Las variaciones del valor eficaz de corta duración se caracterizan por hundimientos y elevaciones por la ausencia de tensión (interrupción) por un período de tiempo inferior a 1 minuto según (Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE, 2009).

La caída profunda de tensión es un fenómeno caracterizado por la reducción de la tensión de 10% hasta el 90% de la tensión nominal o de base del sistema con una duración de 0,5 ciclos por segundo hasta 1 minuto. Normalmente las caídas profundas de tensión son provocadas por fallas en la red, por la conexión de cargas significativas y por el arranque de grandes potencias de motores, operación de hornos eléctricos, máquinas de soldar, etc. La Figura 2-3 ilustra la caída profunda de tensión en la red.

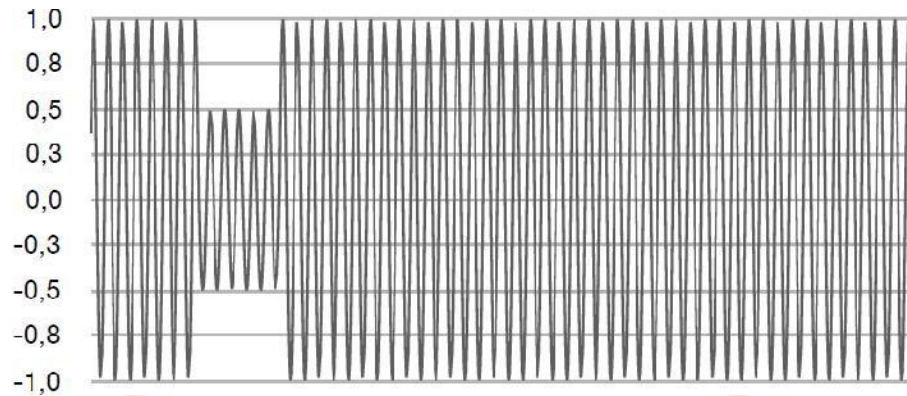


Figura 2-3. Caída de tensión profunda.

La elevación de tensión es un fenómeno caracterizado por el aumento superior al 10% de la tensión nominal o de base del sistema con una duración de 0,5 ciclos por segundo hasta 1 minuto. Normalmente las elevaciones de tensión son provocadas por fallas en la red (ejemplo aumento de tensión en la fase no afectada por una falla en la línea), por la desconexión de grandes cargas y conexión de banco de condensadores. La Figura 2-4 ilustra una elevación de tensión.

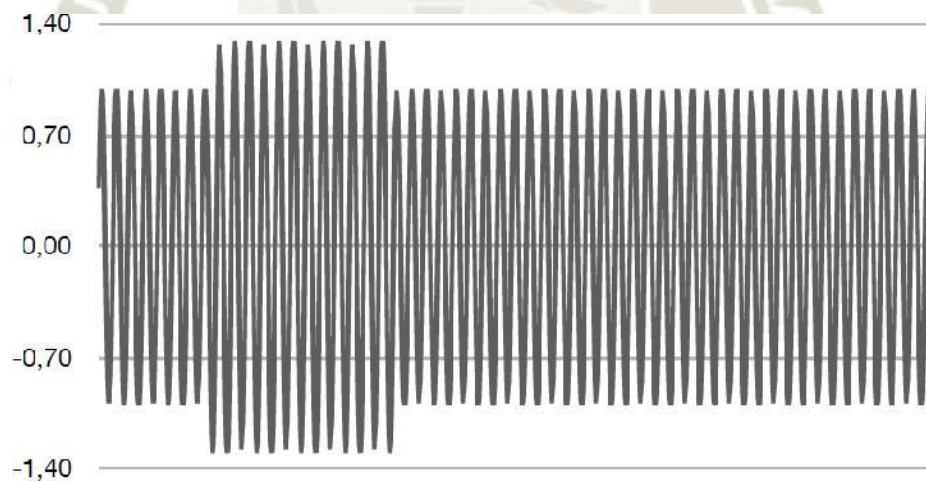


Figura 2-4. Elevación de tensión.

La interrupción de tensión es un fenómeno caracterizado por la reducción a valores menores al 10% de la tensión nominal o de base del sistema con una duración de hasta 1 minuto. Normalmente las interrupciones son provocadas por fallas en la red y fallas de equipos. La Figura 2-5 ilustra una interrupción (Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE, 2009).

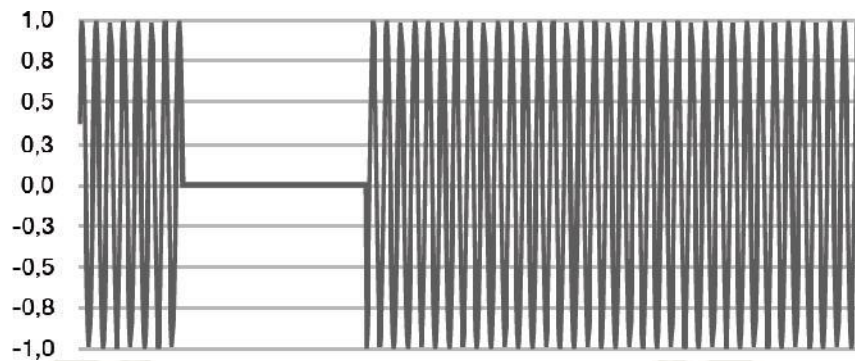


Figura 2-5. Interrupción de tensión

2.5. VARIACIONES DE TENSIÓN EFICAZ O RMS DE LARGA DURACIÓN

Las variaciones RMS de larga duración se caracterizan por sobre/sub tensiones o incluso por la total ausencia de tensión (interrupción permanente) por un período de tiempo superior a 1 minuto (Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE, 2009).

La sobretensión es un fenómeno caracterizado por el aumento superior al 10% de la tensión base del sistema con una duración superior a 1 minuto. Normalmente, las causas de la sobretensión son las mismas la elevación de tensión. La subtensión es un fenómeno caracterizado por la reducción del 10% al 90% de la tensión base del sistema con una duración superior a 1 minuto. Normalmente, las causas de la subtensión son las mismas del hundimiento de tensión.

La interrupción permanente es un fenómeno caracterizado por la reducción a valores inferiores al 10% de la tensión base del sistema con una duración superior a 1 minuto. Normalmente, las causas de la interrupción permanente son las mismas de la interrupción, con la diferencia que las interrupciones permanentes también son provocadas por desconexiones programadas (Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE, 2009).

2.6. DISTORSIÓN DE LA FORMA DE ONDA

La distorsión de la forma de onda se define como la desviación (en régimen permanente) en relación a una forma de onda puramente senoidal, siendo esta desviación principalmente caracterizada por su contenido espectral. Hay fundamentalmente 5 tipos de distorsión de la forma de onda: armónicos, inter- armónicos, recortes de tensión, ruido y componente continúa.

2.7. ARMÓNICA DE TENSIÓN Y CORRIENTE

Los armónicos son componentes de frecuencia, en tensión o corriente, que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la red, combinados con el componente fundamental (60 Hz), producen una forma de onda distorsionada. La distorsión armónica procede principalmente de la operación de dispositivos y cargas no lineales en la red eléctrica. La Figura 2-6 ilustra una forma de onda distorsionada, mostrando los componentes armónicos y la fundamental que la formó.

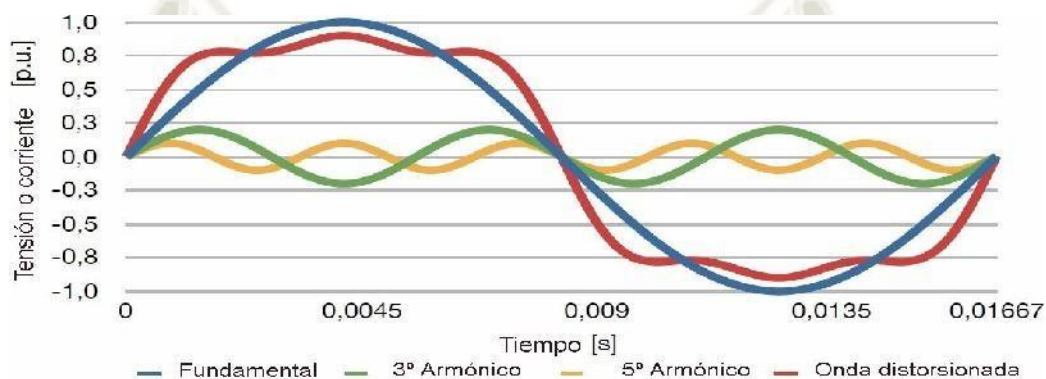


Figura 2-6. Onda distorsionada con sus componentes armónicos y la fundamental.

El nivel de la distorsión armónica puede ser caracterizado por su distribución espectral, con la magnitud y/o fase de cada componente armónico. La Figura 2-7 muestra como ejemplo el espectro armónico de frecuencia de la corriente de un controlador de una lámpara LED, que contiene varios armónicos con amplitudes considerables, lo que se traduce en un alto contenido armónico, o sea, la forma de onda de la corriente de esa lámpara se distancia de una onda senoidal pura o ideal.

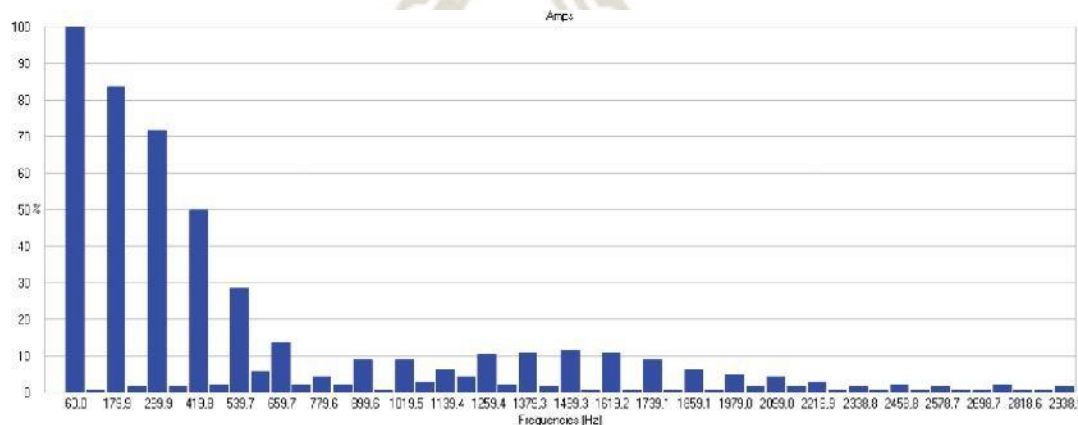


Figura 2-7 Espectro de frecuencias de la corriente de un controlador de lámpara LED.

El nivel de la distorsión armónica también puede ser representado a través de un número o relación, la Tasa de Distorsión Armónica Total (DHT), la cual representa porcentualmente la desviación de la forma de onda distorsionada en relación a una onda puramente senoidal. La DHT puede calcularse tanto para la corriente como para la tensión a través de la ecuación 2.1.

$$DHT = \frac{\sqrt{x_2^2 + x_3^2 + x_4^2 + \dots + x_n^2}}{x_1} \quad (2.1)$$

donde x_1 es el componente fundamental de tensión o corriente y x_n los componentes armónicos.

2.8. INTERARMÓNICOS

Los inter-armónicos son componentes de frecuencia, en tensión o corriente, que no son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la red, ellas pueden aparecer como frecuencias discretas o como un amplio rango espectral. Los interarmónicos se pueden encontrar en redes de diferentes niveles de tensión. Sus principales fuentes son: convertidores estáticos de potencia, ciclo-conversores, hornos de inducción, y equipos a arco, etc.

Los efectos de este fenómeno no son muy conocidos, pero se admite que los mismos pueden afectar la transmisión de señales vía red eléctrica e inducir parpadeo en los monitores o *display* de los equipos con tubos de rayos catódicos (Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE, 2009).

2.9. RECORTE DE ONDA DE TENSIÓN

Los recortes de tensión son disturbios de tensión causados por la operación normal de equipos de electrónica de potencia, cuando la corriente es conmutada de una fase a otra. Este fenómeno puede ser caracterizado a través del contenido armónico de la tensión afectada. Sin embargo, los componentes de frecuencia asociados con los recortes de tensión son de altísima frecuencia y pueden no ser medidas por los equipos normalmente utilizados para el análisis armónico. Figura 2-8 ilustra los recortes de tensión en una forma de onda senoidal (Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE, 2009).

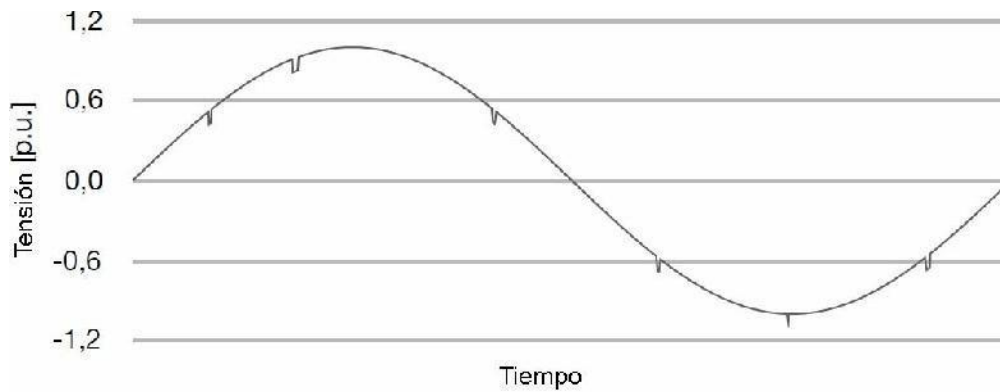


Figura 2-8. Ejemplo de forma de onda con recorte de tensión.

2.10. RUIDO

El Ruido se define como una señal eléctrica no deseada que contiene una amplia banda espectral con frecuencias típicamente menores que 200 kHz, las cuales se superponen a las tensiones y/o corrientes de fase, o se encuentran en conductores del neutro. Básicamente, los ruidos pueden ser definidos como cualquier señal no deseada, que no pueden ser clasificados como transitorios o distorsión armónica.

Los ruidos pueden ser causados por equipos electrónicos de potencia, circuitos de control, equipos a arco, rectificadores a semiconductores y fuentes conmutadas y, normalmente, están relacionados con aterramientos inapropiados (Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE, 2009). La Figura 2-9 presenta una señal de corriente con ruido, a fin de ejemplificar este concepto.

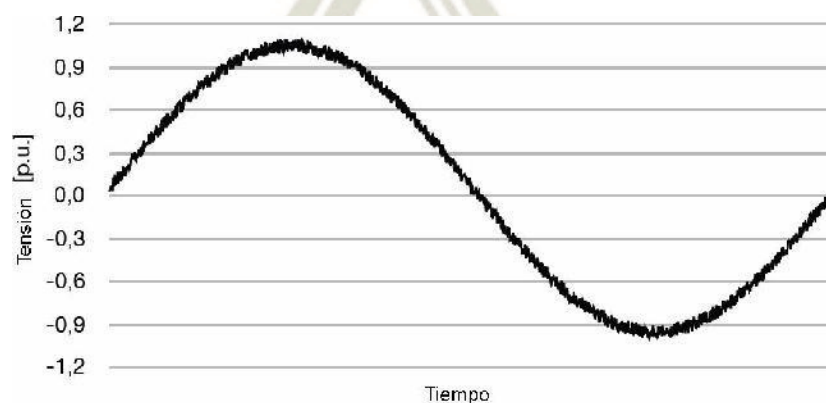


Figura 2-9. Ejemplo de señal con ruido.

2.11. COMPONENTE CONTINUA

Una señal en corriente continua junto con una forma de onda en corriente alterna se denomina componente continuo. Este fenómeno puede ocurrir como resultado de una perturbación geomagnética o debido a la rectificación de media onda. Los componentes continuos en las redes de corriente alterna pueden ser perjudiciales debido a un aumento en la saturación de los transformadores, llevándolos al calentamiento, aumento de pérdidas, deterioro del aislamiento y otros efectos adversos (Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE, 2009).

El componente continuo provoca un desplazamiento en la forma de onda, como se puede percibir en el ejemplo de la Figura 2-10, la cual presenta una forma de onda con este tipo de fenómeno.

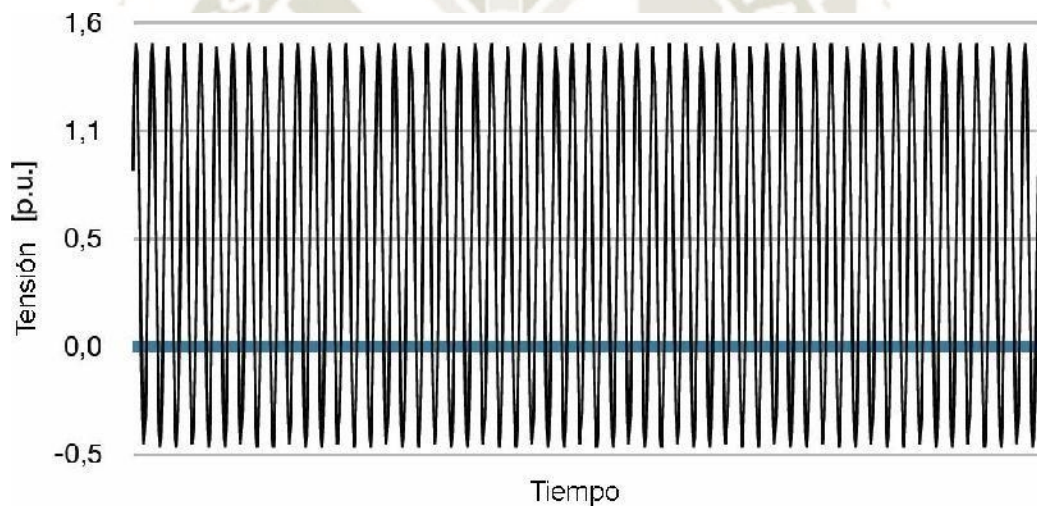


Figura 2-10. Onda senoidal con componente continua.

2.12. FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN

Las fluctuaciones de tensión o comúnmente llamada *flicker* corresponden a las variaciones sistemáticas en el entorno de la señal de tensión o las variaciones aleatorias de tensión. Normalmente la amplitud de estas variaciones no excede el 5% de la tensión base del sistema. Tales fluctuaciones son generalmente causadas por cargas industriales y se manifiestan de diferentes formas. Los hornos a arco son los mayores causantes de fluctuación de tensión.

La principal consecuencia de las variaciones de tensión es el cambio de la intensidad

luminosa en lámparas, conocida como centelleo, la cual causa gran incomodidad visual. La Figura 2-11 ilustra una señal con fluctuación de tensión.

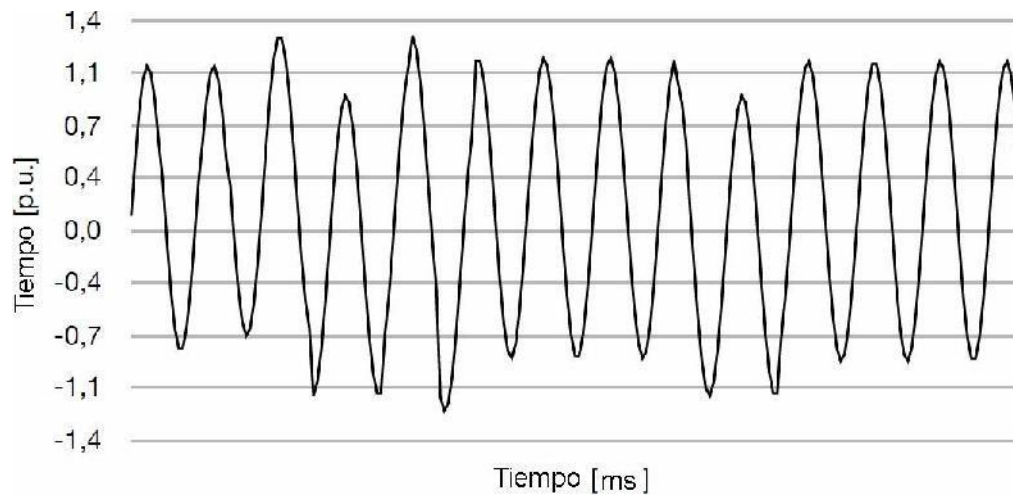


Figura 2-11. Señal con fluctuación de tensión.

2.13. FACTOR DE POTENCIA

En circuitos de corriente alterna (puramente resistivos, las ondas de tensión y de corriente eléctrica están en fase es decir están sincronizadas. Cuando las cargas no resistivas están presentes, tales como condensadores e inductores hay un almacenamiento de energía en forma de campo eléctrico y/o magnético, lo que lleva a un desfase en la tensión o en la corriente, dependiendo del tipo de carga.

Este desfase está relacionado con la diferencia entre la energía que se ha transformado en el trabajo (potencia activa) y la que se ha almacenado en los campos eléctricos y magnéticos (potencia reactiva).

El factor de potencia en condiciones ideales representa la parte de la potencia aparente (potencia activa más reactiva), que se ha transformado en trabajo, en función del ángulo de desfase entre las ondas de tensión y corriente. La ecuación 2.2 muestra esta relación para circuitos monofásicos.

$$FP = \cos(\theta) = \frac{P}{S} \quad (2.2)$$

Siendo FP el Factor de Potencia, θ el ángulo de desfase entre la tensión y la corriente, P la potencia activa y S la potencia aparente.

2.14. CONCEPTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El término generación distribuida es la idea opuesta a la generación centralizada de energía, que ha sido adoptado prácticamente en todo el mundo para sus sectores energéticos. Aquí, la oferta de energía está formada por grandes unidades de generación, distantes de los grandes centros consumidores. Toda esa energía se lleva a los consumidores a través de extensas líneas de transmisión y compleja red de distribución.

Por tratarse de una forma de generación poco utilizada, en los últimos años todavía no hay una definición precisa y única que caracteriza a la generación distribuida. Es posible encontrar definiciones que varían según factores como: forma de conexión a la red, capacidad instalada, localización, tecnologías y recursos primarios utilizados. A continuación, se recogen algunas de las definiciones de generación distribuida adoptadas por instituciones involucradas en el sector energético

En Brasil, la generación distribuida se consolida para su desarrollo cuando se crea la Ley N° 10.848 / 04, como fuentes de generación y energía. En su reglamento se proporciona características que ayudan a las empresas distribuidoras, que hasta entonces se opusieron a esta forma de generación, a ver en la generación distribuida una forma de mitigar riesgos de la planificación. Este reglamento es explícito sobre la generación distribuida como una forma de producción de energía eléctrica proveniente de emprendimientos y concesionarios autorizados, conectados directamente al sistema eléctrico de distribución del comprador. La excepción se hace a las centrales hidroeléctricas con capacidad instalada superior a 30 MW y las termoeléctricas, incluso de cogeneración, con una eficiencia energética inferior al 75%. Solamente las termoeléctricas movidas con biomasa o residuos de procesos no están limitadas por porcentaje. Esta restricción mencionada a las termoeléctricas fue revisada ya que las termoeléctricas actuales con generación pura (sin cogeneración) no alcanzan una eficiencia energética superior al 75%. Por lo tanto, esta resolución normativa pretende establecer requisitos mejor elaborados y más coherentes a la atención a criterios de racionalidad energética, para entonces certificar esas termoeléctricas como generadoras distribuidas (Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE, 2009).

Las figuras 2-12. se muestran dos ejemplos de Sistemas Fotovoltaicos Conectado a la Red (SFCCR) instalados en dos tipos de construcción una residencial y otro de

estacionamientos: Los dos ejemplos de SFCR son ocupadas por áreas ya usadas para otras finalidades.



Figura 2-12. Sistema de 5 kWp, integrado a un edificio residencial (Soto del Real, Madrid, España)



Figura 2-13. Sistema fotovoltaico integrado a un estacionamiento (generación de energía al mismo tiempo que proporciona la sombra a los vehículos)

La característica modular de los sistemas fotovoltaicos transforma esta tecnología en una opción interesante para ser usadas como generación distribuida, ya que permite la instalación de sistemas de pequeñas capacidades y puede ser expandido conforme lo permita la disponibilidad de recursos financieros.

La generación eléctrica fotovoltaica carece de personal técnico especializado y no produce emisiones contaminantes al medio ambiente, lo que permite la instalación en residencias y/o comercios por donde hay circulación de personas, sin tener riesgos de intoxicación o accidentes.

Los sistemas fotovoltaicos en comparación con otras tecnologías de generación, son instalaciones relativamente rápidas y simples, prácticamente se elimina el riesgo de atrasos y reprogramaciones. Esto permite, que apenas instalado puede iniciar sus operaciones de producción y reducen los costos de capital. Además, las instalaciones próximas a los locales de consumo ayudan a postergar inversiones de aumento de las capacidades de las líneas de transmisión y evitan pérdidas técnicas por transmisión de potencia. Finalmente, la tecnología fotovoltaica utiliza la radiación solar como insumo un recurso de energía gratis y renovable manteniendo el carácter renovable y sustentable de la matriz energética del país.



CAPÍTULO III: IMPACTO EN LOS GRÁFICOS DE LAS CURVAS DE CARGA

3.1. GRÁFICO NORMAL DE LA CURVA DE CARGA

La curva de carga de consumidores residenciales, comerciales e industriales que no presentan generación propia es conocida por los concesionarios de las redes de distribución y transmisión. Este conocimiento llevó a las tasas diferenciadas en los picos de demanda del sistema eléctrico a fin de evitar sobrecargas en los sistemas de distribución y transmisión de energía y reducir el consumo en las horas en que el costo de la energía es más alto.

consumo en las horas de demanda de punta (demanda máxima) para clientes residenciales, en el Perú, normalmente se da en horas al inicio de la noche, hacia las 20:00 h, donde la utilización de artefactos eléctricos se vuelve demasiado alta en varias residencias al mismo tiempo. En el resto del día la demanda permanece baja en relación a las horas punta, como se puede observar en la Figura 3-1, donde P representa la demanda de potencia activa.

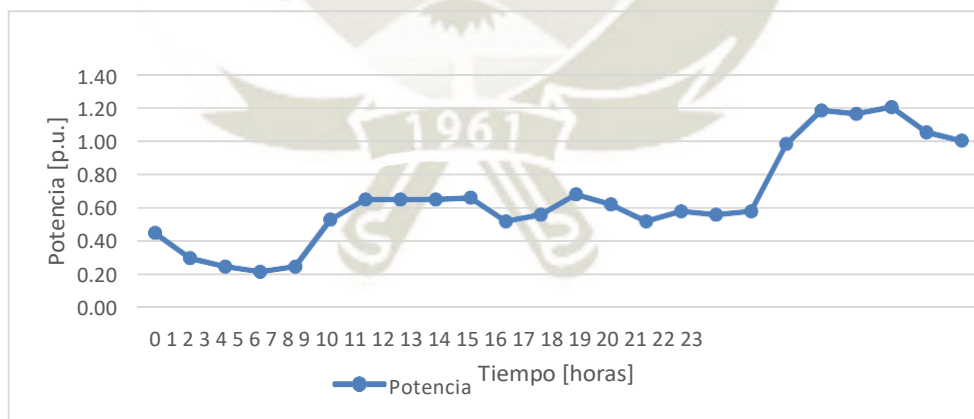


Figura 3-1. Curva de carga residencial típica.

Los datos de las Figuras 3-1, 3-2 y 3-3 fueron obtenidos de los proyectos de expansión de la red de distribución de la concesionaria regional de energía, además, se consideró la información para unidades consumidoras residenciales con consumo entre 220 y 500 kWh, para unidades consumidoras comerciales con consumos entre 1.000 - 5.000 kWh

y para unidades consumidoras industriales con consumo superior a 10.000 kWh.

Para los consumidores comerciales, entidades gubernamentales, instituciones educativas e industriales, el perfil de la curva de carga es diferente del residencial. Las horas de mayor demanda se dan en el horario comercial o de atención al público (08:00 - 18:00), teniendo una breve reducción en el horario del almuerzo (12:00), y en los períodos restantes la demanda es relativamente reducida en relación a los otros períodos, como se puede observar en las Figuras 3-2 y 3-3.

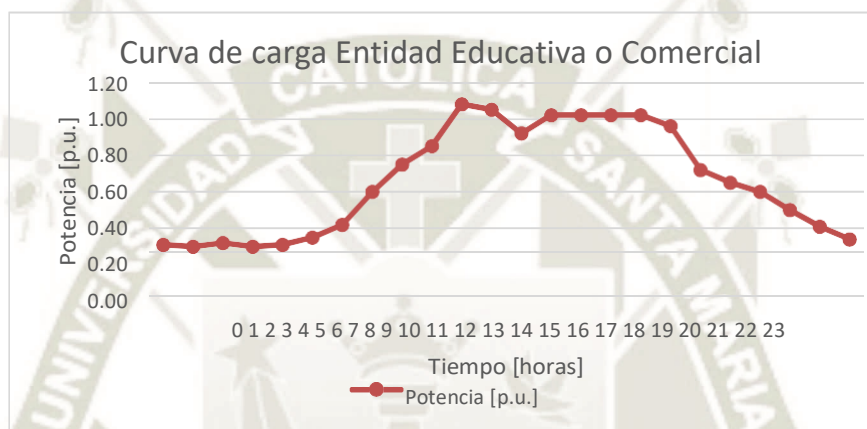


Figura 3-2. Curva de carga comercial e entidad educativa típica.



Figura 3-3. Curva de carga industrial típica.

Se considera que las unidades consumidoras con curvas de carga igual a las de las Figuras 3-1, 3-2 y 3-3 deberían instalar sistemas de generación distribuida a través de fuente fotovoltaica, para lo cual deberíamos considerar una curva de generación típica

hipotética igual o semejante a la de la Figura 3-4 que durante el diseño del Sistema FV se deberá estimar los cambios en las curvas de carga de las unidades consumidoras.

Las Figuras 3-5, 3-6 y 3-7 muestran los cambios que sufren las curvas de carga de esas unidades consumidoras aplicando la instalación del sistema FV, siendo P la curva de carga original, FV la curva de generación fotovoltaica y P+FV la curva de carga resultante para las curvas de carga residencial, comercial e industrial, respectivamente; donde las barras o curvas negativas significan que hubo inyección de potencia en la red; es decir que no hay demanda de potencia de la red del concesionario.

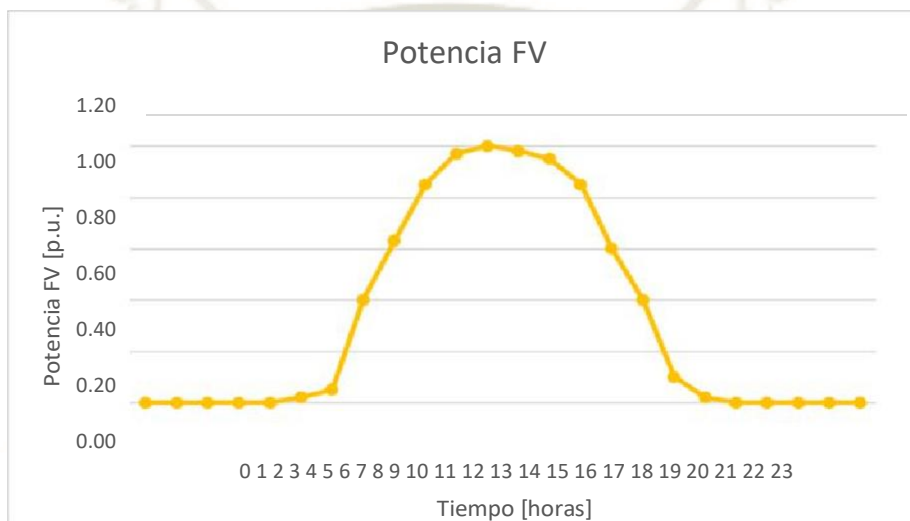


Figura 3-4. Curva típica de generación solar fotovoltaica.

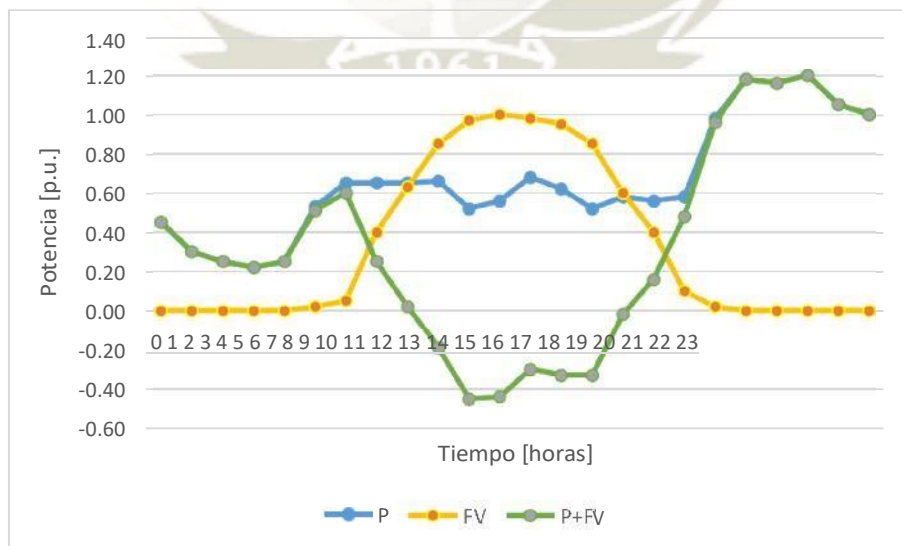


Figura 3-5. Curva de carga residencial resultante del uso de la generación fotovoltaica.

Se observa que la generación fotovoltaica máxima fue considerada siempre por debajo de la demanda máxima, esto se debe al hecho de que la mayoría de las instalaciones optan por esta opción; a fin de evitar el aumento de costos con la recontractación de demanda, lo que dificultaría la viabilidad de este tipo de generación localizada.

Al analizar la Figura 3-5 se puede percibir que en el horario diurno donde la demanda de carga comercial es reducida la generación fotovoltaica compensa buena parte de la carga del consumidor; y, además inyecta potencia en la red. En el horario de la tarde de mayor demanda, como no hay generación fotovoltaica, el sistema fotovoltaico no participa reduciendo la demanda de carga residencial. El resultado de la demanda y la generación FV modifica la curva de carga residencial, que antes en el período diurno presentaba demanda prácticamente constante, ahora los valores son reducidos y/o pueden ser negativos, lo que permite aliviar al sistema de distribución de energía en este período diurno.

Analizando las Figuras 3-6 y 3-7 se puede percibir que en el horario en que la demanda es elevada o máxima la generación fotovoltaica compensa buena parte de la carga del consumidor. En el horario nocturno, como no hay generación, el sistema fotovoltaico no reduce la carga comercial. El resultado de la demanda de carga y la generación FV cambia la curva de carga comercial e industrial, que antes en el período diurno presentaba demanda elevada; sin embargo, con la generación solar fotovoltaica presenta valores muy reducidos y hasta negativos, lo que también alivia al sistema de distribución de energía eléctrica. A pesar de la reducción, la curva de carga todavía presenta un pico de demanda de potencia cuando se aproxima al período nocturno; debido a la reducción de la generación fotovoltaica, pero que es un poco menor que el pico de la curva de carga original (sin generación fotovoltaica).

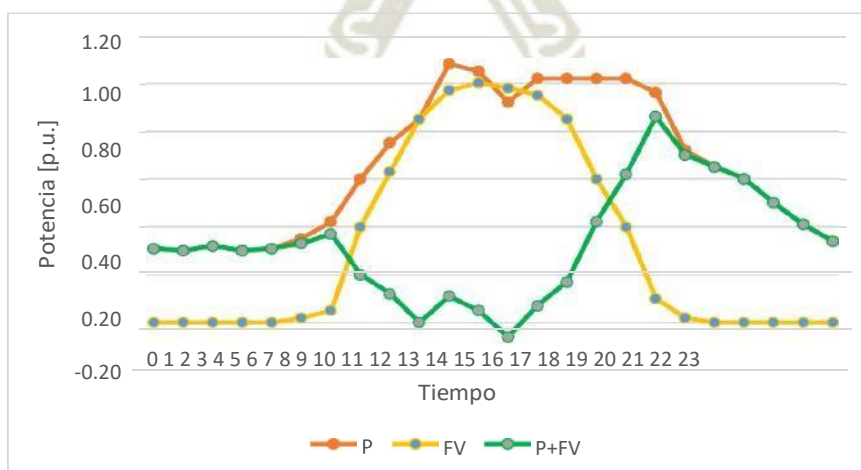


Figura 3-6. Curva de carga comercial resultante del uso de la generación fotovoltaica.

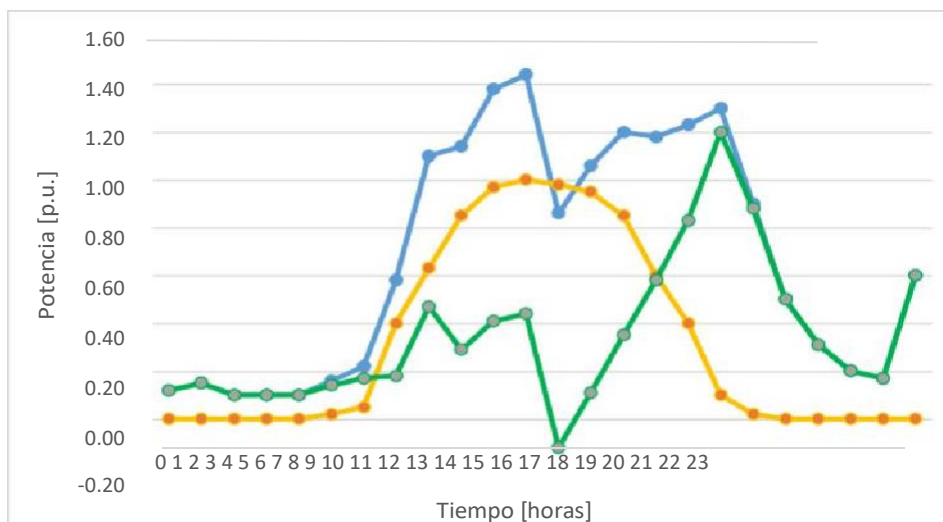


Figura 3-7. Curva de carga industrial resultante de la utilización de la generación fotovoltaica.

Es importante resaltar que las curvas resultantes de las Figuras 3-5, 3-6 y 3-7 son ejemplos y que dependen directamente de la potencia fotovoltaica instalada; Sin embargo, el perfil general de la curva de carga resultante puede considerarse similar para una gran gama de potencias fotovoltaicas instaladas.

3.2. GESTIÓN ACTIVA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

Con la utilización de un sistema fotovoltaico mixto con almacenamiento de energía, se puede cambiar la curva de carga; gestionando activamente los horarios y la cantidad de potencia demandada desde la red. Tal gestión activa de la demanda es muy útil en unidades consumidoras que presentan opciones tarifarias diferenciadas por costos de horarios o las limitaciones de inyección de potencia en la red; es así, que se puede reducir el consumo en horarios de mayor costo y en consecuencia, reducir los gastos en la facturación de la energía (Castillo-Cagigal, 2011).

La forma de la alteración de la curva de carga depende directamente del objetivo de la gestión activa de la demanda y para el presente estudio, los siguientes casos han sido considerados: reducción de la demanda de energía en el horario de punta con la generación excedente y/o eliminación de la demanda en horario de punta.

3.2.1. Reducción de la demanda en horario punta con la generación excedente

Para la reducción de la demanda en horario de punta con la generación excedente, es necesario que la unidad consumidora en la cual se realiza este tipo de control, cuente con un sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía (banco de baterías), donde la generación excedente no se inyecta en la red, sino se almacena para posteriormente utilizar en los horarios de punta.

La Figura 3-8 ilustra el funcionamiento de la gestión activa de la demanda utilizando sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía. En este ejemplo, la unidad consumidora de carga residencial presenta capacidad de generación fotovoltaica igual al perfil de demanda de potencia o carga residencial, la cual proporciona una mayor cantidad de energía generada excedente en periodo diurno.

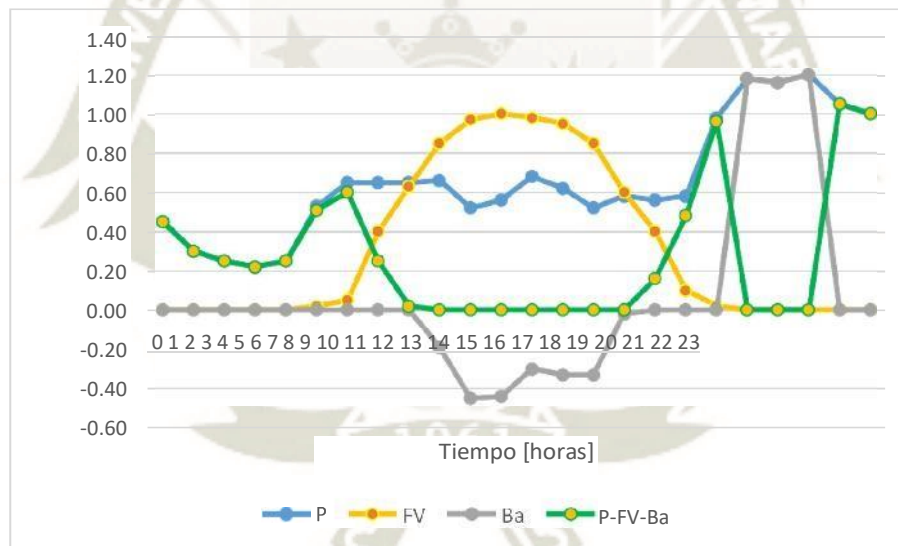


Figura 3-8. Reducción de la demanda del horario de punta con la generación excedente.

En la Figura 3-8 se observa que hay una gran cantidad de energía generada excedente, la cual se almacena en los bancos de baterías y se libera en el horario de punta considerado (19 - 21 hrs.). La energía acumulada equivale al 35% de la energía generada, es decir para realizar la gestión activa de la demanda por reducción de la demanda en horario de punta con la generación excedente se necesita de un acumulador con capacidad de almacenamiento igual al 35% de la generación de energía FV diaria.

Además, como la potencia liberada por las baterías es menor que la potencia máxima de generación, se puede utilizar los inversores electrónicos de potencia de la generación fotovoltaica para inyectar potencia a la red en los horarios de punta.

Es preciso resaltar que la Figura 3-8 es sólo un ejemplo. Este es un caso muy genérico y difícil de establecer, pues este tipo de control depende directamente de la cantidad de energía excedente, la cual depende de la capacidad de generación fotovoltaica, del perfil de la curva de carga, de la capacidad de acumulación de baterías, etc.

Para calcular la capacidad de los acumuladores de energía de un sistema específico, se puede utilizar la ecuación (3.1).

$$C_B = \int_0^T P(t) - P_{FV}(t) dt \quad (3.1)$$

Donde

C_B - es la capacidad del acumulador de energía; P_{FV} - la potencia fotovoltaica generada;

P - la demanda de potencia;

P_D - la profundidad de descarga del acumulador; y,

t - el período en que la potencia de generación es mayor que la demanda.

Como hay una variación de la demanda de potencia y de la generación fotovoltaica a lo largo de todo el año; es de gran importancia la simulación numérica de la curva de carga resultante de una unidad consumidora con gestión activa de la demanda que utiliza la generación excedente para reducir el consumo en el horario de punta.

Para tal simulación, se utiliza datos e información real de demanda de una residencia de la ciudad de Arequipa (por ejemplo, un año) y los datos típicos de generación fotovoltaica para el local de una residencia producido con software de simulación de sistemas fotovoltaicos. Los datos de demanda para los días típicos de los meses de enero, abril, julio y octubre se presentan en la Figura 3.9 para ilustrar la variación de la demanda a lo largo del año y los datos de generación fotovoltaica de los días típicos de todos los meses se presentan en la Figura 3-10.



Figura 3-9. Demanda horaria para los días típicos de los meses de enero, abril, julio y octubre.

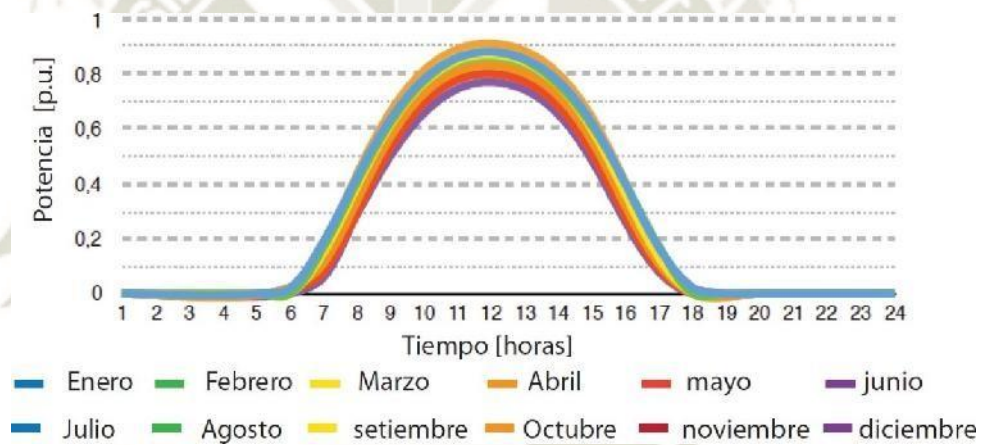


Figura 3-10. Generación fotovoltaica para los días típicos de los meses del año.

Para el dimensionamiento del banco de acumuladores, se pueden realizar principalmente de dos maneras: utilizar los datos del día medio del año o utilizar los datos del día en que la cantidad de energía excedente fue máxima. En el primero caso, probablemente habrá momentos en que la batería estará totalmente cargada y la energía excedente será inyectada en la red. En el segundo, será más difícil que la batería esté totalmente cargada, pero el sistema de acumulación puede volverse demasiado grande y los costos resultantes de implementación serán muy elevados.

Considerando una potencia base de 1 kW y que el sistema fotovoltaico de la simulación tiene capacidad de 1 p.u. (1 kWp de potencia de generador fotovoltaico), se utilizó la ecuación (3.1) para calcular el tamaño del banco de acumuladores para la simulación

tomando como referencia los datos al día medio del año y el 50% de profundidad de descarga máxima de las baterías. Siendo la integral del numerador de la ecuación (3.1) igual a la energía excedente del día considerado y con esta igual a 3,4 kWh para el día medio del año, se obtiene como resultado un banco de baterías con capacidad de aproximadamente 7 kWh.

La simulación fue realizada con pasos de hora en hora, considerando que la energía excedente en el horario fuera de punta sería entregada a la batería hasta alcanzar su carga máxima y, después de eso, la energía excedente sería entregada a la red. En el horario de punta (17-19 h), se consideró que la batería entregaría toda la energía excedente producida en el horario fuera de punta hasta alcanzar la profundidad de descarga máxima deseada (50%). Además, se consideró que la batería presenta una curva de eficiencia en función a la condición o estado de carga igual a la curva de la Figura 3.11, la cual fue tomada de (Steven & Corey, 1996).



Figura 3-11. Eficacia de la batería en función del estado de carga (Stevens & Corey, 1996).

El cambio en la curva de carga resultante de la gestión activa de la demanda utilizando el almacenamiento de la energía generada excedente se muestra en la Figura 3.12 a través de las curvas de carga de los días típicos de cada mes. Además, se presentan las curvas de carga, descarga y estado de carga de las baterías en el período de simulación (día típico de cada mes) en la Figura 2.13.

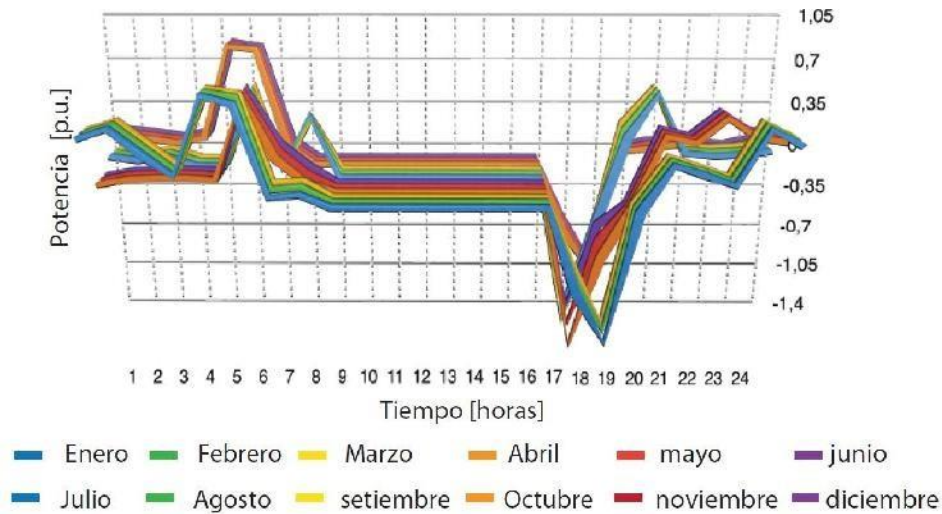


Figura 3-12. Curvas de carga resultantes de la gestión activa de la demanda utilizando el almacenamiento de la energía generada excedente.

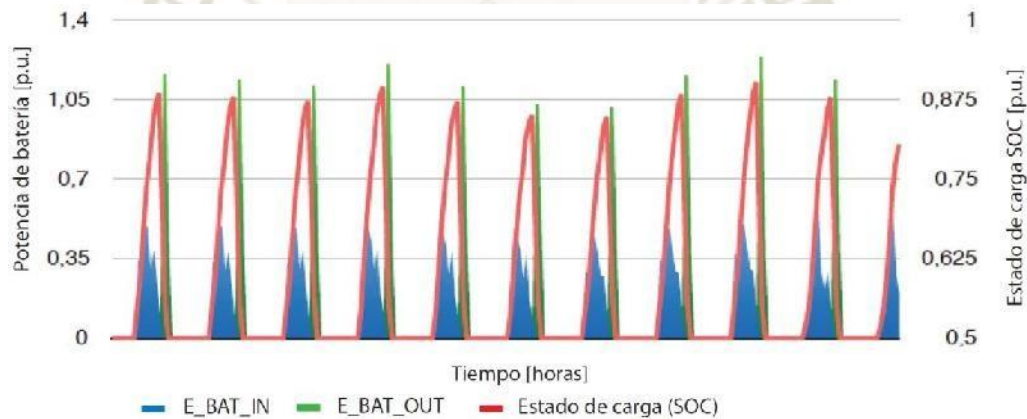


Figura 3-13. Curvas de carga y descarga de la batería, siendo E_BAT_IN la potencia entrando en la batería, E_BAT_OUT la potencia saliendo de la batería a la hora punta y SOC el estado de carga de la batería a lo largo de los días.

Al analizar los gráficos de las Figuras 3-12 y 3-13 se observar que la energía excedente fue mayor que la energía consumida en el horario de punta, haciendo que en este período el consumo fuera todo compensado y aún se ha inyectado potencia en la red. Esto ha hecho que la curva de carga haya sido modificada, volviéndose nula en la parte del día donde había generación fotovoltaica y negativa en el horario de punta, o sea, hubo un alivio de carga a la hora punta de la distribuidora. Además, se nota que el estado de carga de la batería permaneció

dentro de los límites establecidos o sea el dimensionamiento de la batería fue el correcto.

3.2.2. Eliminación de la demanda de potencia en horario punta

Para la eliminación de la demanda en horario punta con la generación fotovoltaica, es necesario que una unidad consumidora la cual realiza este tipo de control presente un sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía, donde la generación es almacenada para posterior utilización en los horarios de punta.

La Figura 3-14 ilustra el funcionamiento de la gestión activa de la demanda utilizando sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía. En este ejemplo, la unidad consumidora presenta una capacidad de generación fotovoltaica muy inferior a la demanda máxima.

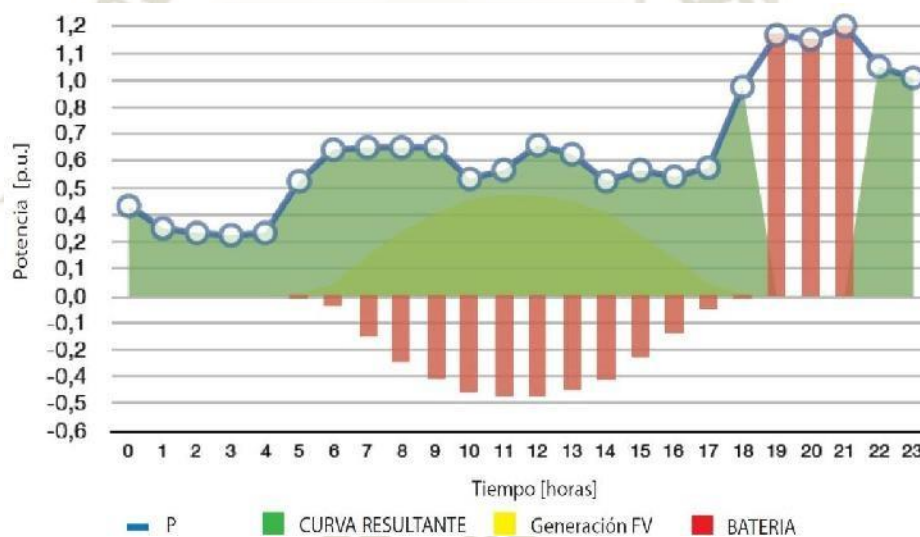


Figura 3-14. Eliminación de la demanda del horario de punta.

Al analizar la Figura 3-14, se percibe que hay una pequeña cantidad de energía generada, la cual es almacenada en los acumuladores y liberada en el horario de punta considerado (19 - 21 h). La energía acumulada es igual a la energía consumida en el período de punta; es decir, la capacidad del acumulador no depende del formato de la curva de carga, sino del consumo en horas punta. Además, como la potencia liberada por la batería es mayor que la potencia máxima de generación, se deben utilizar convertidores

de mayor potencia que los utilizados en la generación fotovoltaica para la inyección de potencia en la red en los horarios de punta.

Es importante resaltar que la Figura 3-14 es sólo un ejemplo. Un caso genérico es muy difícil de establecer, pues este tipo de control depende directamente de la capacidad de generación, del consumo en la hora punta, de la capacidad de acumulación, etc.

Para calcular la capacidad de los acumuladores de energía y de la generación fotovoltaica de un sistema específico, se emplean las ecuaciones 3.2 y 3.3

$$C_B = \frac{C_P}{P_D} \quad (3.2)$$

$$E_{FV} = \frac{C_P}{\eta_B} \quad (3.3)$$

Donde:

C_B - Capacidad del acumulador de energía;

C_P - Consumo en el horario de punta;

P_D - Profundidad de descarga del acumulador;

E_{FV} - Energía fotovoltaica producida;

η_B - Eficiencia del acumulador de energía.

Como hay una gran variación entre la demanda y la generación fotovoltaica a lo largo del año, es de gran importancia la simulación de la curva de carga resultante de una unidad consumidora con gestión activa de la demanda para eliminación del consumo en el horario de punta. Para tal simulación numérica, se utilizaron datos reales de demanda de una residencia de la ciudad de Arequipa y datos de generación fotovoltaica simulados, se efectuó utilizando el software SOLARWEB, con aplicación FRONIUS SYMO V 7.0-3-M (Figura 3-9 y 3-10).

Así como en el caso anterior, para el dimensionamiento del banco de acumuladores, se pueden tomar principalmente dos caminos: utilizar los datos promedio de medio día del año o utilizar los datos del día en que la cantidad de energía generada fue máxima.

Considerando una potencia base de 1 kW, se utilizaron las ecuaciones 3.2 y 3.3 para calcular el tamaño del banco de acumuladores y generador fotovoltaico para la simulación tomando como referencia los datos del medio día del año, el 50% de

profundidad de descarga máxima y 80 % de eficiencia de los acumuladores. Siendo el consumo a la hora punta, para promedio del día de un año, de aproximadamente 1,5 kWh, se obtiene como resultado un banco de baterías con capacidad de 3 kWh y un generador con capacidad para generar en promedio anual 1,9 kWh / día que se traduce en una potencia de 0,32 kWp (0,32 pu de potencia cc).

La simulación fue realizada con pasos de cada hora, considerando que la energía generada en el horario fuera de punta sería entregada a la batería hasta alcanzar su carga máxima y después de eso la energía excedente sería entregada a la red. En el horario de punta (17-19 h), se consideró que la batería entregaría toda la energía almacenada en el horario de punta hasta que su estado de carga alcanzase el valor mínimo. Además, se consideró que la batería presenta una curva de eficiencia en función del estado de carga igual a la curva de la Figura 3-11.

El cambio en la curva de carga resultante de la gestión activa de la demanda utilizando el almacenamiento de la energía para la eliminación del consumo en el horario de punta se presenta en la Figura 3-15 a través de las curvas de carga de los días típicos de cada mes. Además, se presentan las curvas de carga, descarga y estado de carga de la batería en el período de simulación (Figura 3-16).

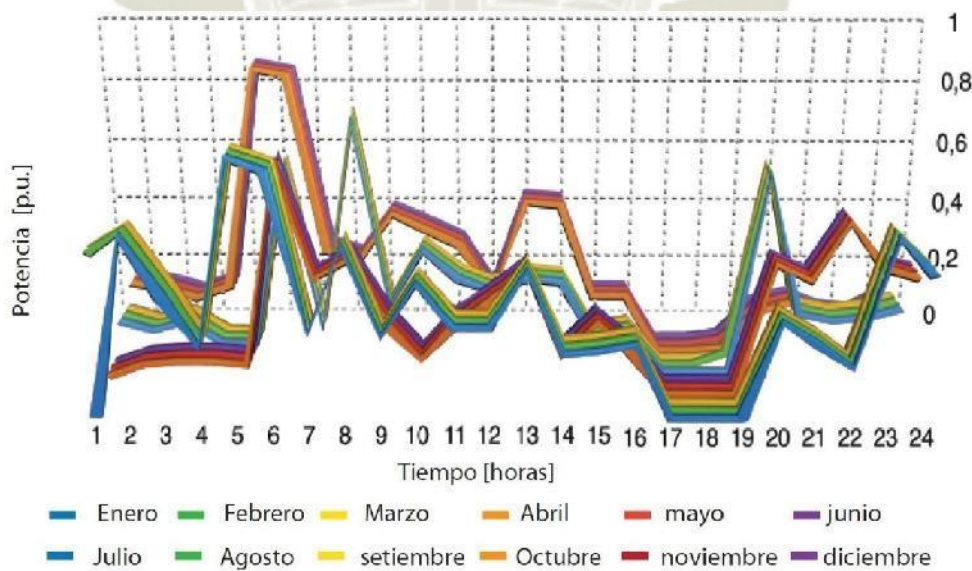


Figura 3-15. Curvas de carga resultantes de la gestión activa de la demanda utilizando el almacenamiento de la energía generada excedente.

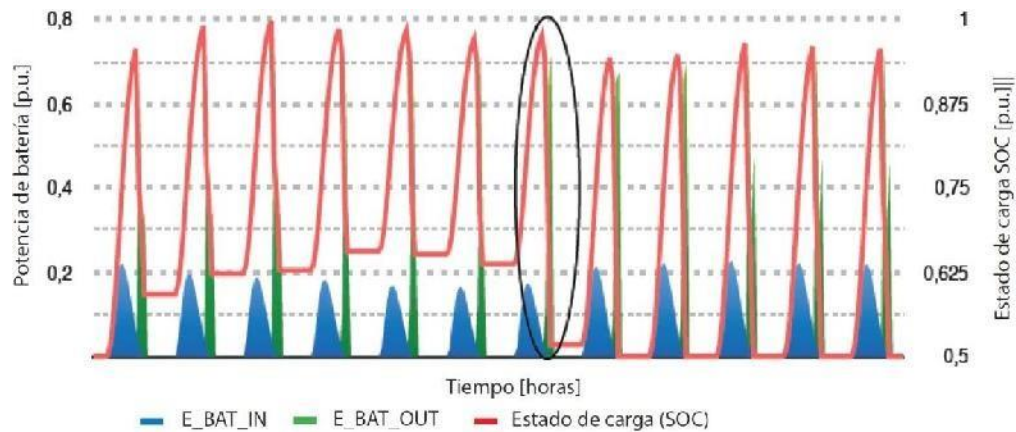


Figura 3-16. Curvas de carga y descarga de la batería, siendo E_BAT_IN la potencia entrando en la batería, E_BAT_OUT la potencia saliendo de la batería a la hora punta y SOC el estado de carga de la batería a lo largo de los días.

Analizando las Figuras 3-15 y 3-16 se percibe que la gestión activa de la demanda ejerció su papel eliminando la demanda de punta la mayor parte del tiempo; sin embargo, hubo un día (elipse negra) en que el consumo de punta fue mucho mayor que el consumo medio utilizado en el dimensionamiento del sistema, haciendo que no hubiera energía almacenada suficiente para eliminar el consumo total. Este hecho también se relaciona con el estado de carga de la batería que bajó al nivel mínimo el día en que el consumo a la hora punta fue muy grande.

Con este tipo de gestión activa de la demanda la curva de carga de una unidad consumidora puede ser modificada, haciendo nula la demanda en el horario de punta ayudando a aliviar el sistema de distribución y generación en este período.

CAPITULO IV: IMPACTOS EN LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4.1. NIVELES DE TENSIÓN

Los niveles de tensión en la red eléctrica están en constante monitoreo por parte de las empresas concesionarias de distribución, debido al hecho de que las mismas son responsables del mantenimiento de la calidad del producto y servicios ofrecidos, además del hecho de ser constantemente fiscalizadas por entidades reguladoras como OSIRNERMING.

De acuerdo con la Norma Técnica de calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) del Ministerio de Energía y Minas (MEM) y la Dirección General de Electricidad en 1997 y sus modificaciones, el voltaje de la red (promedio en 10 minutos) debe mantenerse dentro del nivel de voltaje apropiado, que se muestra en la Tabla 4.1 para los diversos voltajes en la red de distribución (Organismo supervisor de la inversión en energía y minería, 2010)

Tabla 4-1. Niveles de tensión adecuados en NTCSE.

Nivel de Tensión	Tensión mínima	Tensión máxima
220/127	201/116	231/133
380/220	348/201	396/231
440/220	402/201	458/229
220/110	201/101	229/115
254/127	232/116	264/132
208/120	196/113	229/132
230/115	216/108	241/127
240/120	216/108	254/127

En sistemas radiales sin generación distribuida, el flujo de potencia se da en el sentido subestación-carga; luego la caída de tensión también se da en el sentido subestación-carga. Pero en sistemas radiales con generación distribuida, el flujo de potencia puede ser tanto en el sentido subestación-carga como en el sentido carga-subestación; por lo

tanto, la caída de tensión también puede ser en los dos sentidos (Rojas-Moncayo, M. V., & Barreto-Calle, C. R, 2018).

En países como el Brasil existen normas desarrolladas para la generación distribuida, como es el caso del PRODIST (Procedimientos de Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional). Estas normas establecen y definen en forma muy clara los conceptos de generación distribuida.

Debido al sentido del flujo de potencia, en sistemas radiales sin generación distribuida, el comportamiento de la tensión de la red será función principalmente de la carga, que en momentos de carga baja la tensión de la red en el punto de conexión de la carga será relativamente alta y en momentos de carga alta será relativamente baja. La Figura 4-1 ilustra el comportamiento de la tensión en función de la distancia para momentos de carga baja y alta.

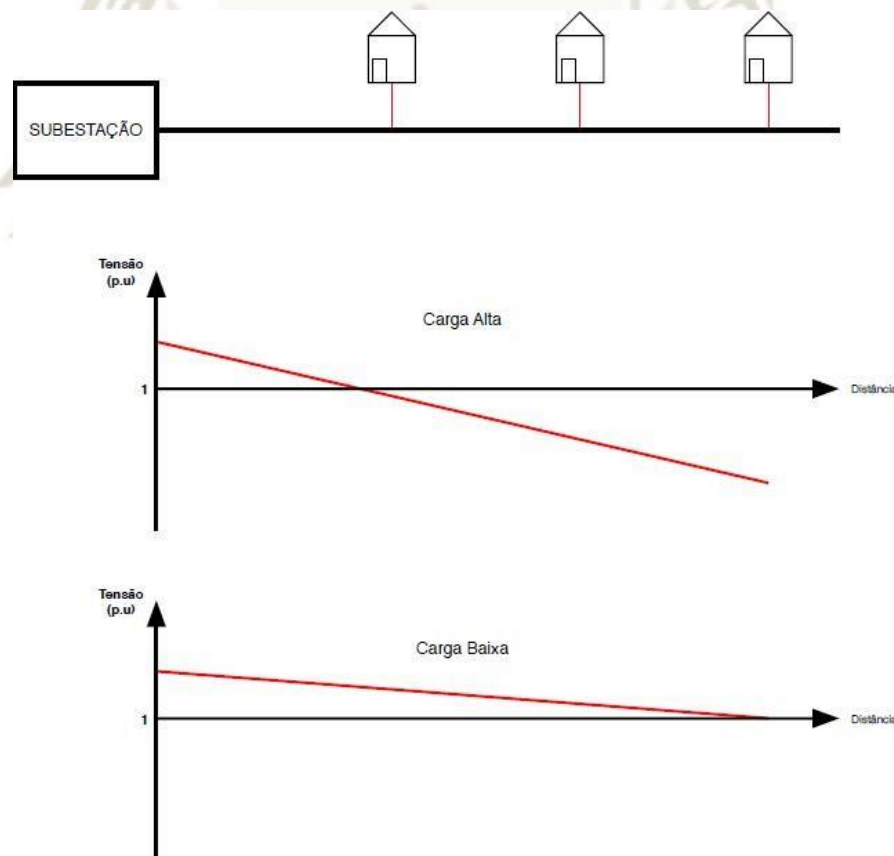


Figura 4-1. Comportamiento de la tensión en función de la distancia para momentos de carga baja y alta.

En sistemas radiales con generación distribuida, el comportamiento de la tensión de la red no solo está en función la carga, sino de la carga y de la generación, que en momentos de carga baja y elevada generación la tensión de la red en el punto de conexión de la carga estará relativamente alta y en momentos de carga alta y alta generación no será más baja. La Figura 4-2 ilustra el comportamiento de la tensión en función de la distancia para momentos de carga baja y alta generación, en la cual la generación supera la demanda, y carga alta con elevada generación, donde la generación no supera la demanda.

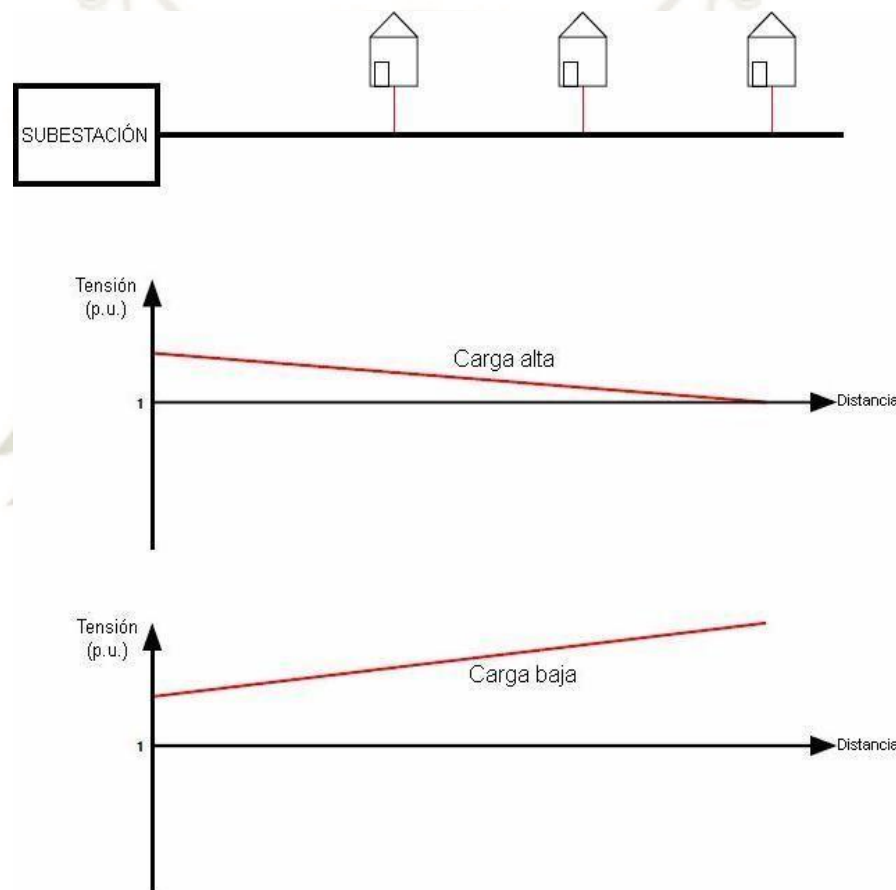


Figura 4-2. Comportamiento de la tensión en función de la distancia para momentos de carga baja y alta con elevada generación.

Al analizar las Figuras 4-1 y 4-2, se puede percibir que la generación distribuida puede llevar la tensión de la red a exceder los límites establecidos por la norma (ejemplo Brasil PRODIST); pero esto dependerá de varios factores como: la impedancia de los conductores, localización de las cargas y de la generación, curva de carga y de generación, ajuste del TAP de los transformadores, nivel de tensión de la red sin la

generación distribuida, etc. En el supuesto de que se conoce la impedancia de los conductores, es decir, la frecuencia de los conductores utilizados es conocida, se puede calcular el aumento máximo de tensión (cuando la generación es máxima) que una generación distribuida puede causar en una red de distribución. Si el nivel de tensión máximo en un determinado tramo es conocido, a través del principio eléctrico de la superposición, la tensión máxima con generación distribuida podrá ser calculada y se puede averiguar si ella pasará de los límites adecuados o no.

Para calcular el aumento de tensión debido a la generación distribuida, el circuito de la Figura 4.3 fue considerado como representativo.

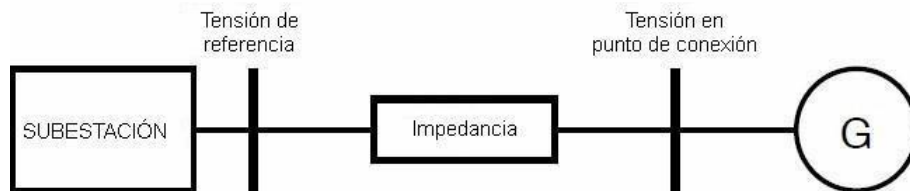


Figura 4-3. Circuito para el cálculo del aumento de tensión debido a la generación distribuida.

Con el circuito de la Figura 4.3 y considerando que la tensión en la subestación es la tensión de referencia (V_R), o sea, es igual a 1 pu, el aumento de tensión debido a la generación distribuida será igual a la tensión en el punto de conexión (V_G) menos la tensión de referencia, es decir, será la caída de tensión en la impedancia (Z) de los conductores debido a la corriente del generador.

A partir de estas proposiciones, la ecuación (6) se utiliza para el cálculo del aumento de la tensión debido a la generación distribuida, a partir de las ecuaciones (3.1 a 3.5).

$$\dot{V}_R = \dot{Z} \times \dot{I} + \dot{V}_G \quad (3.1)$$

$$\dot{V}_R = \dot{Z} \times \left| \frac{\dot{S}}{V_G} \right|^* \quad (3.2)$$

$$\dot{V}_R = \dot{Z} \times \frac{\dot{S}^*}{V_G^*} + \dot{V}_G \quad (3.3)$$

$$\frac{\dot{V}_R - \dot{V}_G}{\dot{Z}} = \frac{\dot{S}^*}{V_G^*} \quad (3.4)$$

$$\dot{V}_R = \frac{\dot{Z} \times \dot{S}^* + \dot{V}_G^*}{V_G^*} \quad (3.5)$$

$$|\dot{V}_G^*|^2 - \dot{V}_R \times \dot{V}_R + \dot{Z} \times \dot{S}^* = 0 \quad (3.6)$$

Para la evaluación del impacto de la generación distribuida en relación a la tensión de la red, la ecuación (3-6) fue utilizada en cinco sistemas fotovoltaicos

ficticios de 1, 5, 10, 50 y 100 kW c.a., en los que los sistemas de 50 y 100 kW son trifásicos. Además, se consideraron conductores de cobre y sus longitudes varían de 0 a 100 m, la sección transversal o el calibre de estos conductores se ha alternado entre 16, 35 y 70 mm² y la potencia inyectada en la red (S) es igual a la potencia aparente nominal c.a. de los sistemas. También se consideró que los sistemas fotovoltaicos podrían trabajar con factor de potencia unitaria, capacitiva igual a 0,9 e inductiva igual a 0,9.

Esta evaluación fue efectuada realizando cálculos en la hoja de cálculo Excel, junto al software especializado SOLARWEB, FRONIUS SYMO V 7.0, de los cuales se obtuvieron los gráficos 4-4 a 4-12, en que se añadió una línea límite igual a 1,1 pu que corresponde a una sobretensión del 10%, que es el límite del rango de funcionamiento normal para sistemas fotovoltaicos establecido en la norma brasileña ABNT NBR 16149.

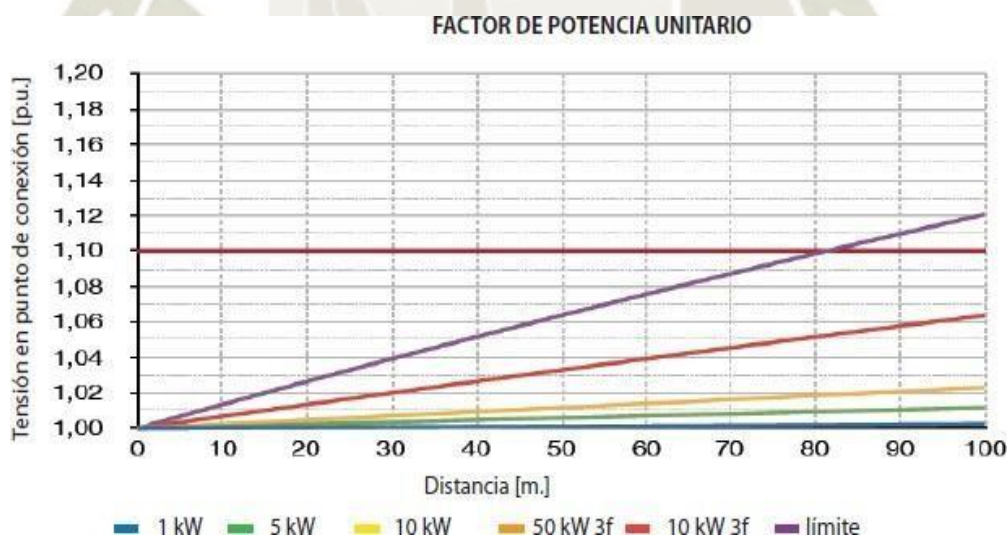


Figura 4-4. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con factor de potencia unitario y los conductores tienen un calibre de 16 mm².

FACTOR DE POTENCIA INDUCTIVO (L)

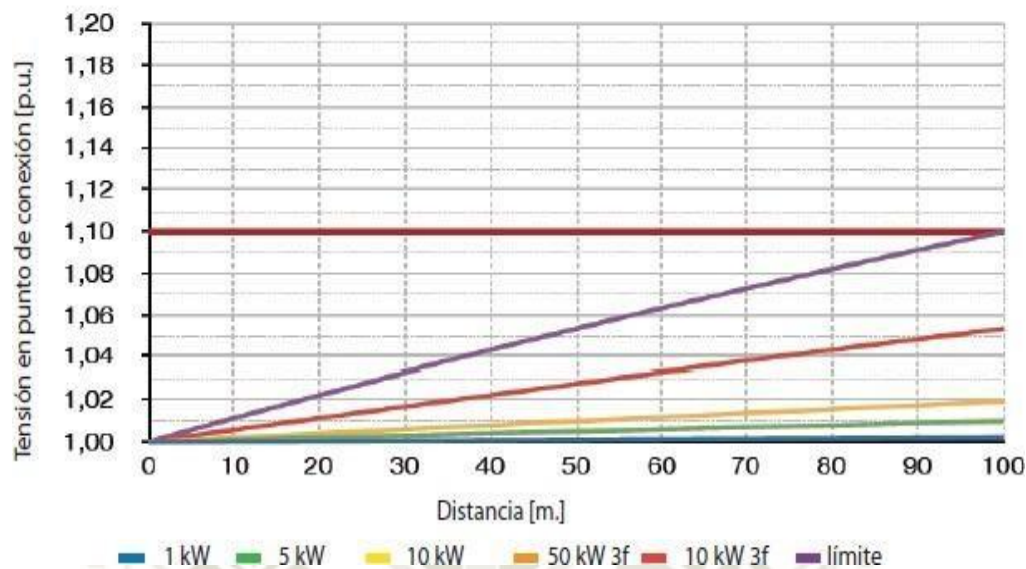


Figura 4-5. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con factor de potencia inductivo igual a 0,9 y los conductores tienen un calibre de 16 mm²

FACTOR DE POTENCIA CAPACITIVO (C)

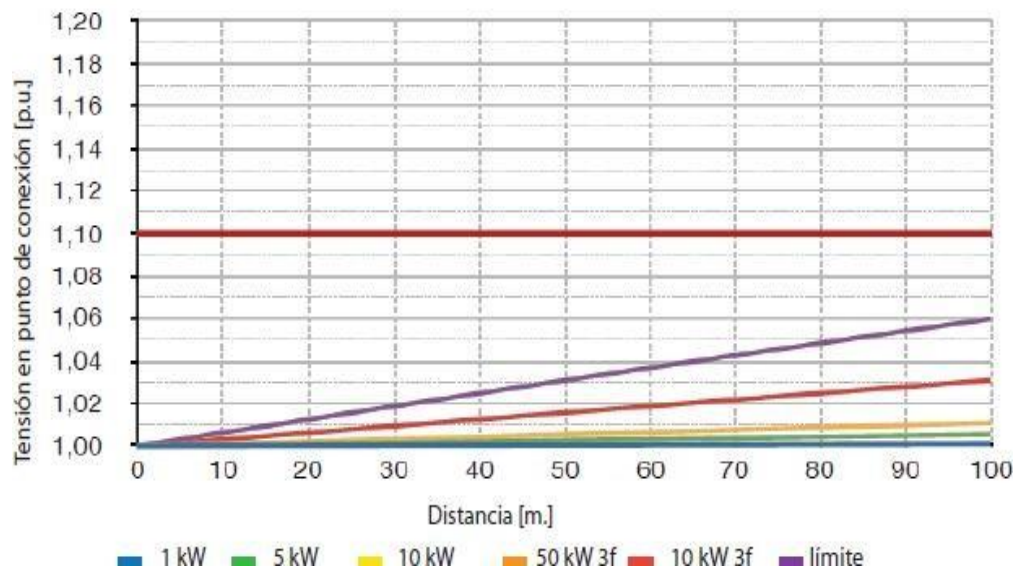


Figura 4-6. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con factor de potencia capacitivo igual a 0,9 y los conductores tienen un calibre de 16 mm².

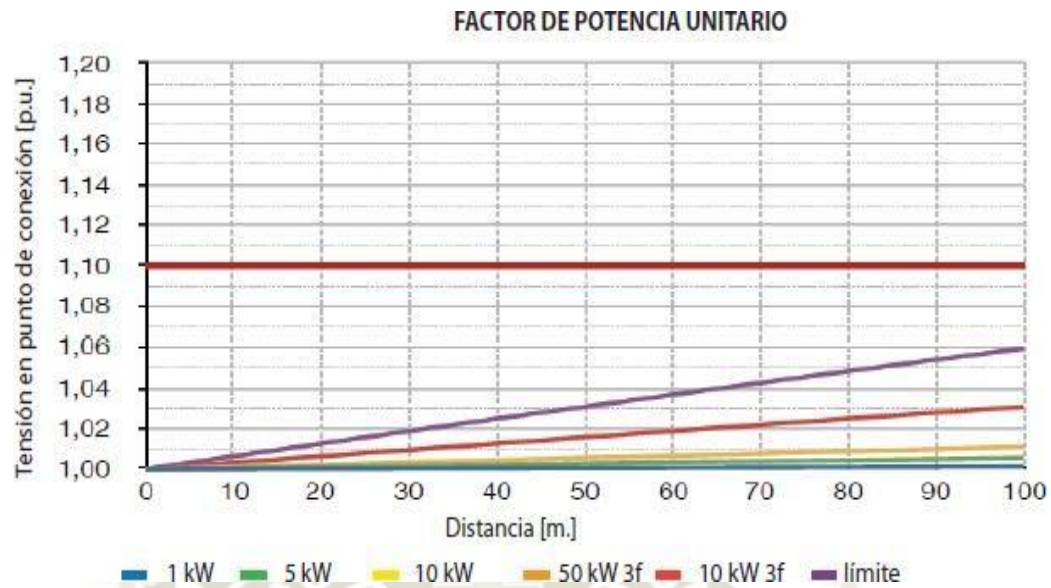


Figura 4-7. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con factor de potencia unitario y los conductores que tienen una sección de 35 mm².

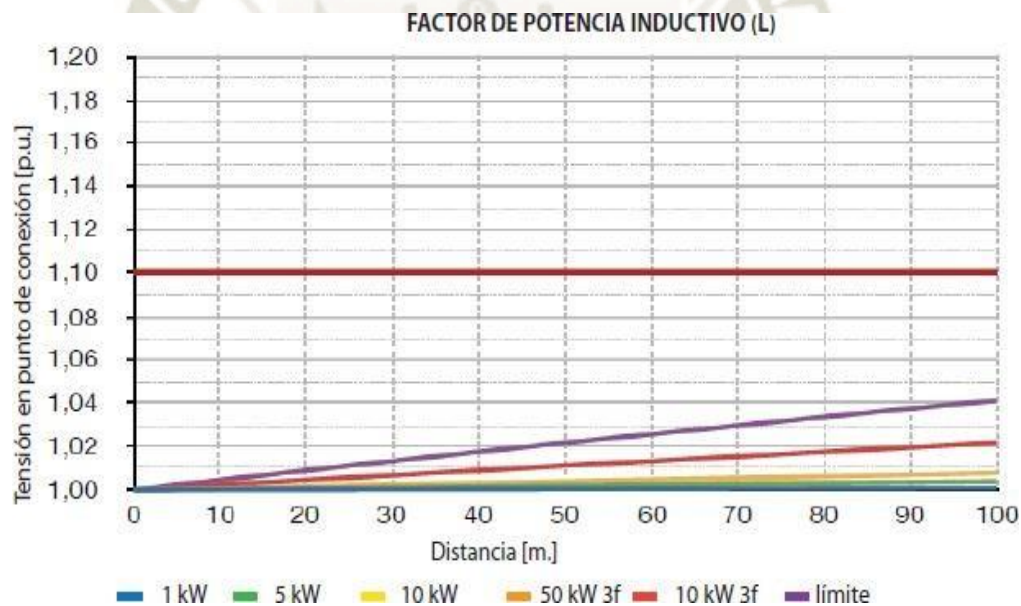


Figura 4-8. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con factor de potencia inductivo igual a 0,9 y los conductores que tienen una sección de 35 mm².

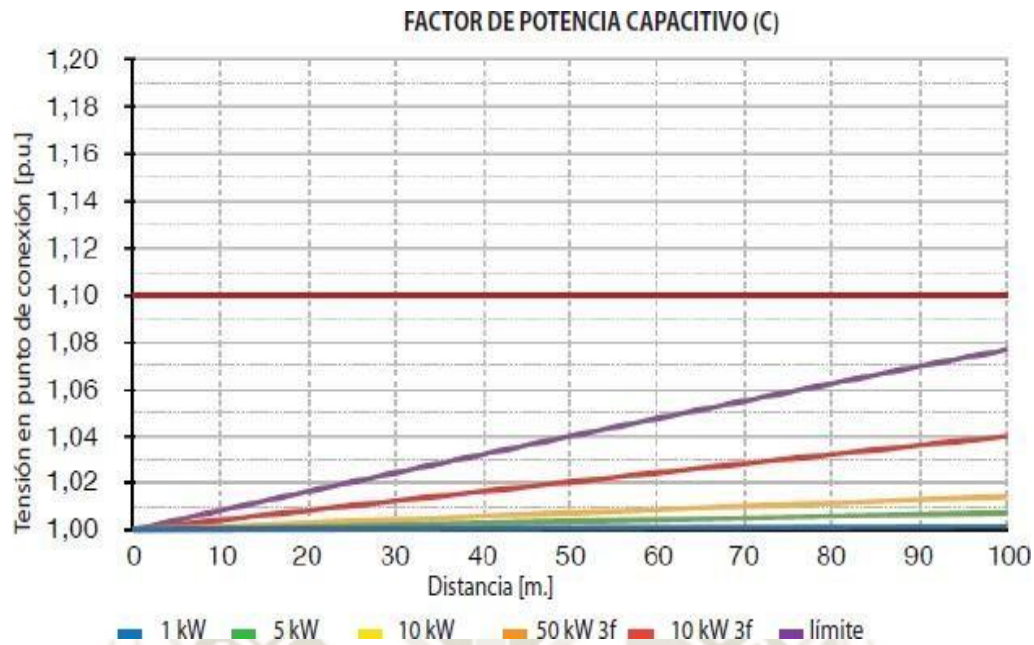


Figura 4-9. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con un factor de potencia capacitivo igual a 0,9 y los conductores tienen una sección de 35 mm².

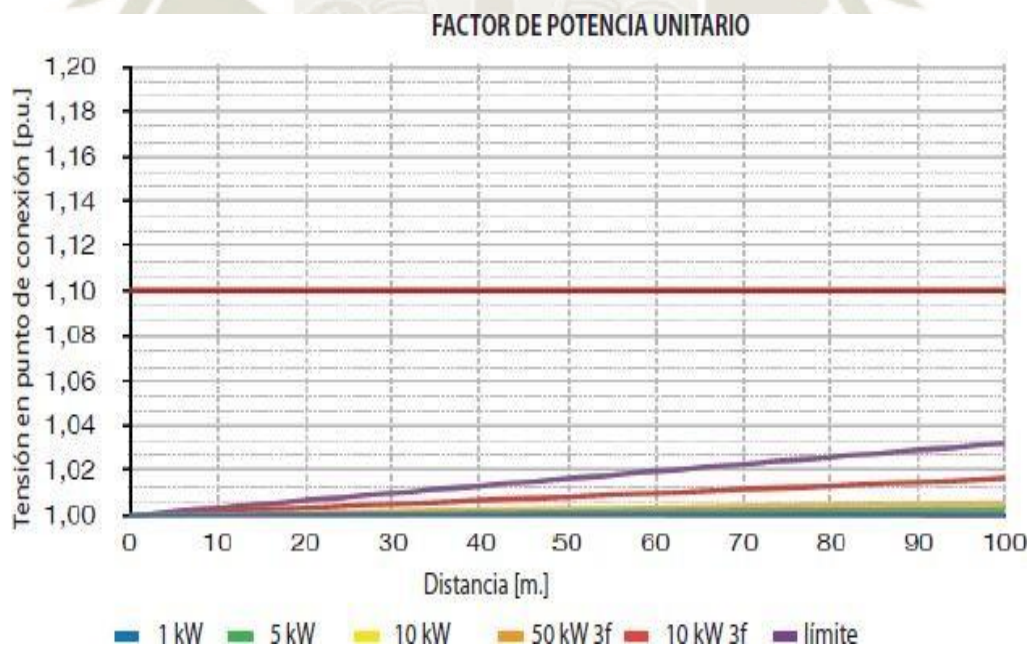


Figura 4-10. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con factor de potencia unitario y los conductores tienen un tamaño de 70 mm².

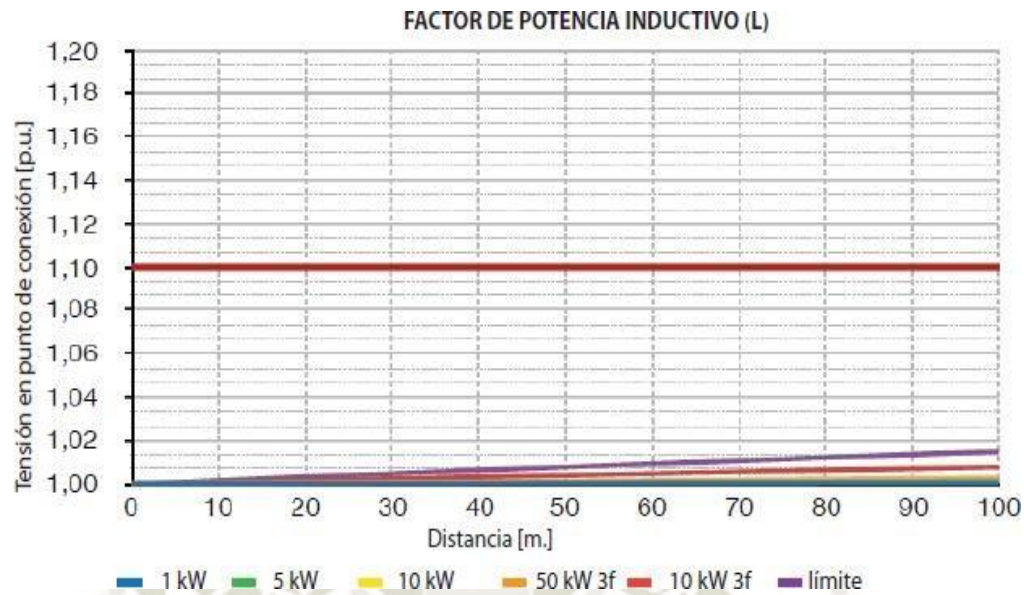


Figura 4-11. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con un factor de potencia inductivo igual a 0,9 y los conductores tienen un tamaño de 70 mm².

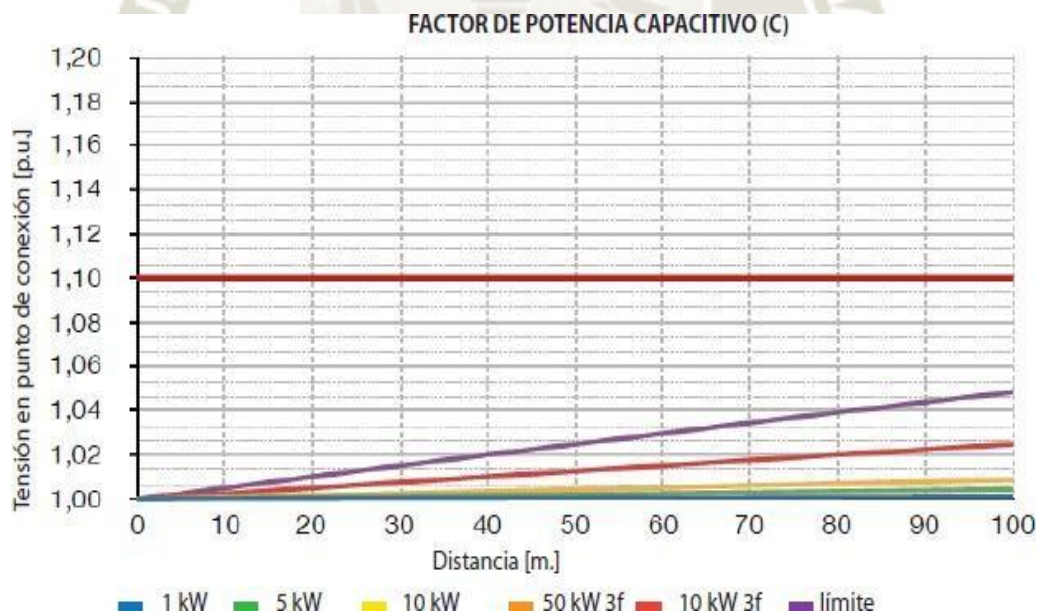


Figura 4-12. Crecimiento de tensión debido a la generación fotovoltaica considerando que el generador trabaja con factor de potencia capacitivo igual a 0,9 y los conductores tienen un tamaño de 70 mm².

Al analizar las Figuras 4-4 a 4-12 se puede percibir que sistemas fotovoltaicos conectados a través de conductores de 70 y 35 mm² no causan problemas de

sobretensión en la red, para una distancia de hasta 100 m, independientemente del factor de potencia adoptado. Pero para conductores de 16 mm² dependiendo de la distancia, factor de potencia adoptado y potencia instalada, la tensión del punto de conexión puede sobrepasar los límites del rango de operación normal para sistemas fotovoltaicos.

En vista de un sistema conectado en red de baja tensión de 220 V, la tensión máxima de la banda adecuada de la norma (PRODIST) sería de 1,05 p.u. Con tal límite, la utilización de conductores de 16 mm² para sistemas de 50 y 100 kW. podría sobrepasar el límite adecuado por algunos períodos del día ya partir de ciertas distancias entre la generación y el punto de referencia. Es importante resaltar que los conductores de 16 mm² no son recomendados para las potencias de 50 y 100 kW según las normativas de instalaciones eléctricas en baja tensión, pero esta consideración fue realizada a fin de investigar casos extremos.

Para la utilización de conductores de 35 mm², la superación del límite adecuado sólo debe ocurrir para sistemas fotovoltaicos de 100 kW, trabajando con factor de potencia unitario o capacitivo, por algunos momentos del día ya a partir de ciertas distancias entre la generación y el punto de referencia.

Para la utilización de conductores de 70 mm², la superación del límite adecuado no ocurre para sistemas fotovoltaicos de hasta 100 kW, independientemente del factor de potencia para distancias entre la generación y el punto de referencia de hasta 100 m.

Para un análisis más profundo, se debe utilizar la previsión de generación del sistema fotovoltaico a intervalos pequeños (los menores a que se tenga acceso) y el nivel de tensión de la red y calcular el promedio cada 10 minutos y averiguar si los límites semanales sobrepasan la banda adecuada de la norma (PRODIST).

Los valores presentados en las Figuras 4-4 a 4-12 representan el aumento de tensión derivado de sólo un sistema fotovoltaico; si se quiere saber el aumento de más de un sistema que opere en paralelo, partiendo del principio de la superposición, los resultados deben ser sumados.

4.2. FACTOR DE POTENCIA DEL CONSUMIDOR

Además de los niveles de tensión, el factor de potencia de la red eléctrica de distribución está también en constante monitoreo por parte de las distribuidoras debido al hecho de que las mismas son responsables por el mantenimiento de la calidad del producto y servicios ofrecidos.

La normativa internacional brasileña que puede ser adoptada como referencia (resolución ANEEL N° 456/2000) define el factor de potencia como un índice que muestra el grado de eficiencia en que un determinado sistema eléctrico está siendo utilizado. Este índice puede asumir valores de 0 (cero) a 1 (uno). Los valores altos de FP, por encima de 0,92, indican el uso eficiente del sistema eléctrico y valores bajos evidencian un mal aprovechamiento (Normativa internacional brasileña, 2013).

A pesar de que la resolución normativa define que un FP por encima de 0,92 indica el uso eficiente del sistema eléctrico, se verá que, dependiendo del punto de medición, el factor de potencia de una unidad consumidora puede reducir a valores por debajo de 0,92. Con el FP de la carga permaneciendo por encima de 0,92, lo que no indica un mal uso del sistema y puede incluso significar el uso eficiente del mismo.

Las unidades consumidoras normalmente presentan factor de potencia no unitario inductivo y demanda máxima durante el día para unidades comerciales e industriales, y por la noche para unidades residenciales, mientras que la generación fotovoltaica está presente sólo durante el día.

Para evaluar las alteraciones en el FP de unidades consumidoras con generación fotovoltaica, se utilizaron las curvas de carga de las Figuras 3.1, 3.2 y 3.3 como representativas de unidades consumidoras residencial, comercial e industrial, respectivamente, y una demanda de reactivos inductivos fue agregada de forma que el FP estuviera siempre en el límite mínimo, es decir, un FP fijo en 0,92. Además, se añadió una curva de generación fotovoltaica con capacidad de compensar la mitad del consumo del consumidor.

Las figuras 4-13, 4-14 y 4.15 representan las curvas utilizadas para la evaluación de la alteración del FP de unidades consumidoras comercial, industrial y residencial, respectivamente, en que FV representa la potencia fotovoltaica generada, P la potencia

activa demandada por la carga de la unidad consumidora y Q la potencia reactiva demandada por la carga de la unidad consumidora.

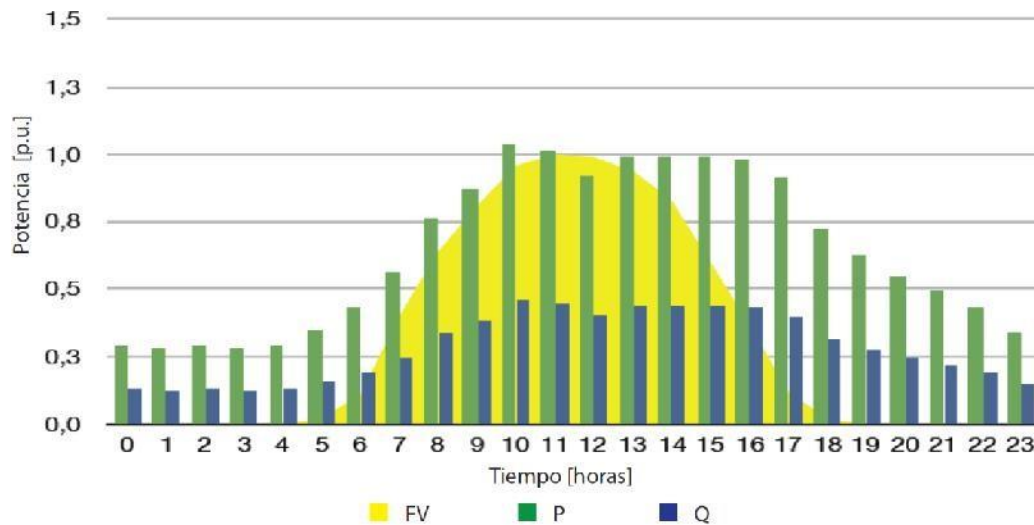


Figura 4-13. Curva de carga comercial con demanda de reactivos (FP de la carga fija igual a 0,92) y curva de generación fotovoltaica.

Esta curva de generación fue elegida a modo de ejemplo y otras podrían haber sido adoptadas, siendo que las 5 conclusiones (análisis cualitativo) sobre los cambios en el factor de potencia permanecerían las mismas para el ejemplo adoptado.

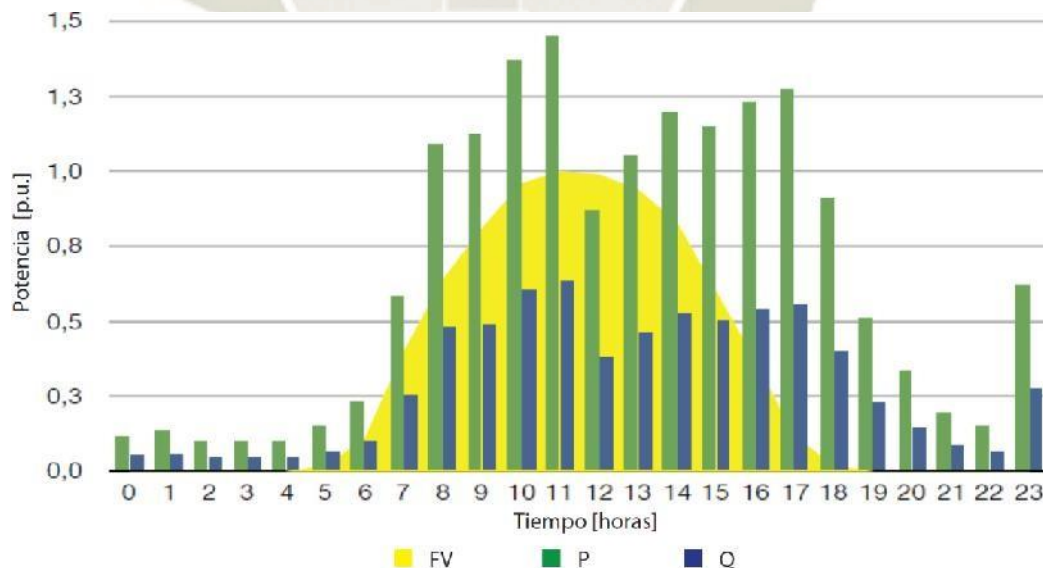


Figura 4-14. Curva de carga industrial con demanda de reactivos (FP de la carga fija igual a 0,92) y curva de generación fotovoltaica.

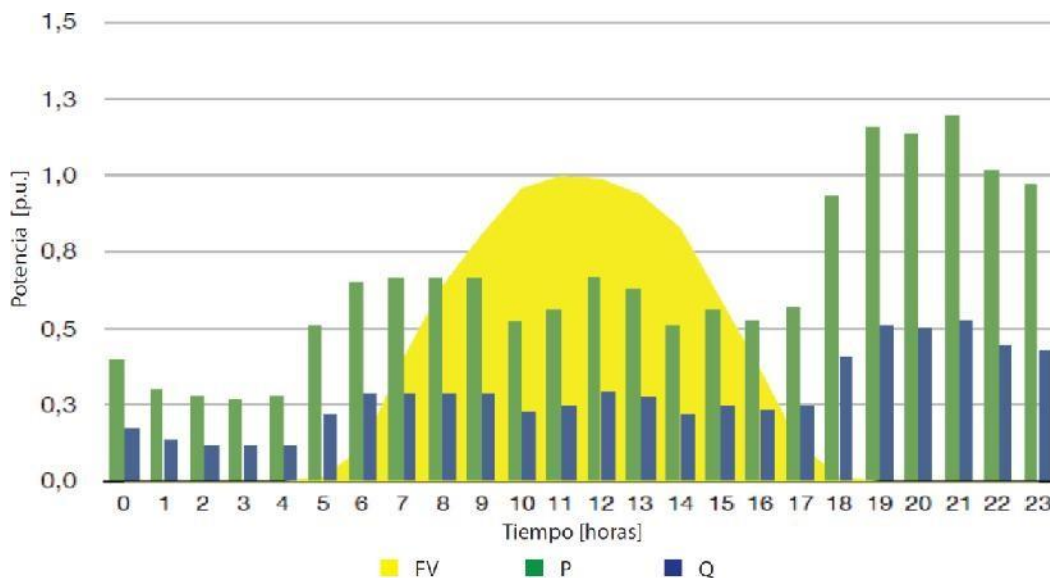


Figura 4-15. Curva de carga residencial con demanda de reactivos (FP de la carga fija igual a 0,92) y curva de generación fotovoltaica.

Inicialmente los sistemas fotovoltaicos estaban diseñados para inyectar potencia en la red con FP unitario; pero con la gran cantidad de sistemas fotovoltaicos que se instalaron en países con programas de incentivo, algunos problemas de sobretensión de la red se verificaron y se consideró la posibilidad de que los inversores al trabajar con FP diferente de la unidad, a fin de utilizar la potencia reactiva para el control de la tensión de la red (Lo, Lee, & Wu, 2008).

En este sentido, la evaluación de la alteración del FP de unidades consumidoras con generación fotovoltaica fue dividida en tres partes: generadores inyectando sólo potencia activa, generadores fotovoltaicos inyectando potencia activa y reactiva inductiva y generadores fotovoltaicos inyectando potencia activa y reactiva capacitiva.

4.2.1. Generación fotovoltaica produciendo solo potencia activa (FP=1)

En el caso de los sistemas fotovoltaicos inyectan sólo potencia activa y están conectados directamente a la red de la distribuidora, es decir, están conectados a través de la unidad consumidora, los cambios en el FP de estas unidades consumidoras registradas por un medidor posicionado para medir el balance de energía entre la generación y la carga están ilustradas en las Figuras 4-16, 4-17 y 4-18, en las que los valores positivos de P-FV y Q representan el flujo neto de

potencia en el sentido de red a la unidad consumidora y valores negativos es lo contrario.

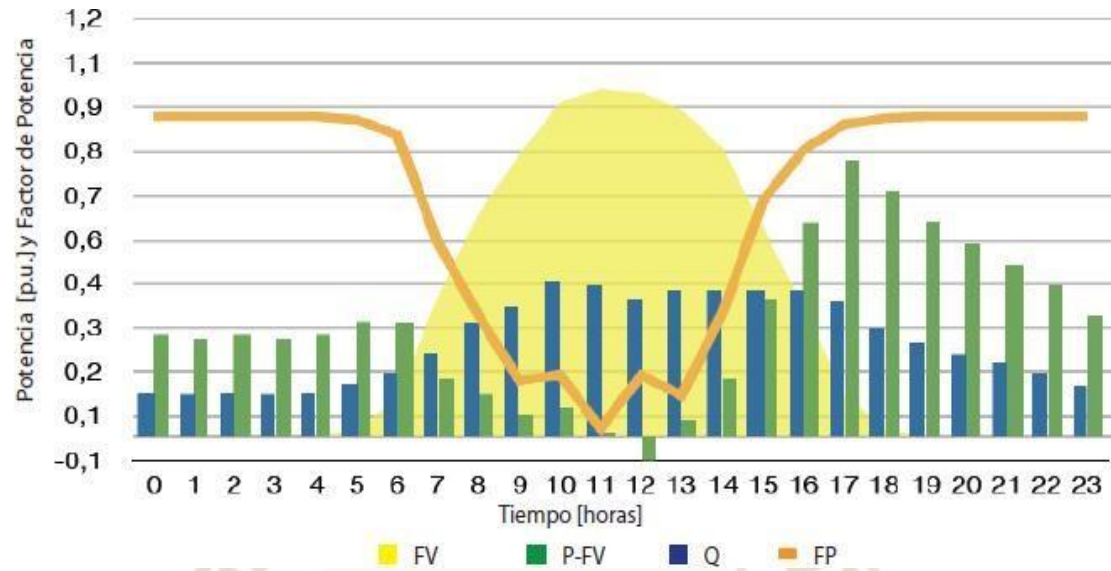


Figura 4-16. Comportamiento del FP de una unidad consumidora comercial con generación fotovoltaica produciendo sólo potencia activa.

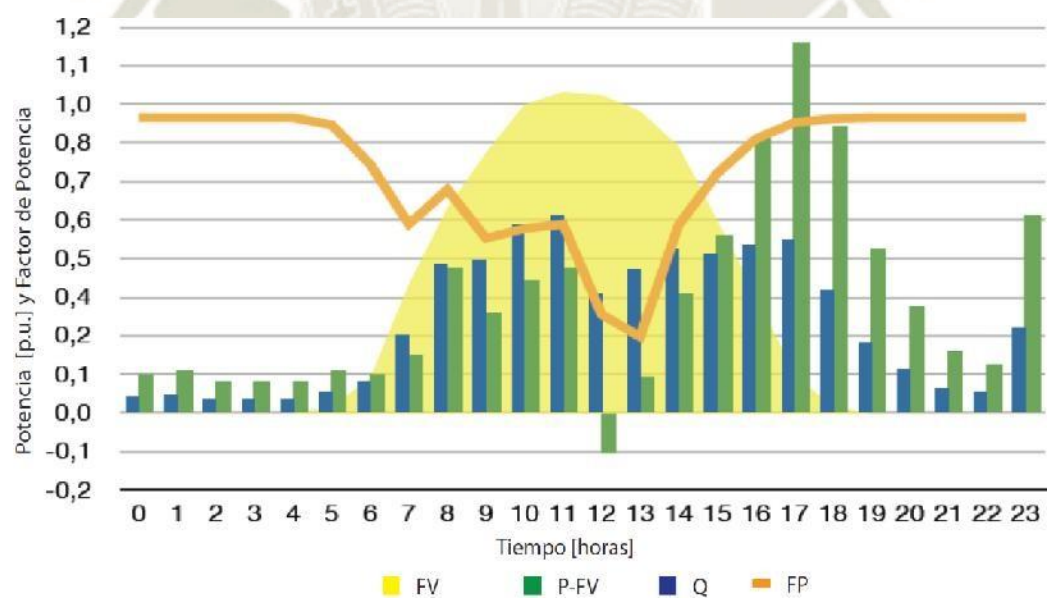


Figura 4-17. Comportamiento del FP de una unidad consumidora industrial con generación fotovoltaica produciendo sólo potencia activa.

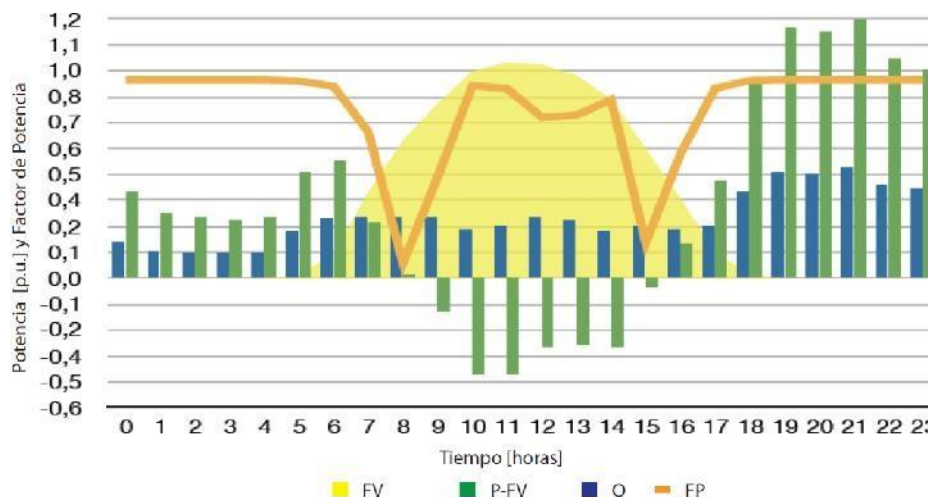


Figura 4-18. Comportamiento del FP de una unidad consumidora residencial con generación fotovoltaica produciendo sólo potencia activa.

En las Figuras 4-16, 4-17 y 4-18 se puede observar que el FP empieza a reducir y alcanza valores por debajo de 0,92 cuando la generación fotovoltaica inyecta potencia activa.

En la unidad consumidora comercial (Figura 4-16, durante las horas de mayor generación fotovoltaica, la demanda de potencia activa es prácticamente igual a la generación fotovoltaica, haciendo que sólo haya la demanda de potencia reactiva (Q) sea proveniente de la red. Con la unidad consumidora demandando sólo reactivos el FP se reduce a valores muy bajos.

En la unidad consumidora industrial (Figura 4-17), durante las horas de mayor generación fotovoltaica (FV), la demanda de potencia activa (P) es superior a la generación fotovoltaica de forma que una parte de flujo de potencia activa entra a la unidad consumidora con una magnitud muy cercana a la magnitud del flujo de reactivos (Q), haciendo también que el FP sea reducido a valores bajos.

En la unidad consumidora residencial (Figura 4-18), durante las horas de mayor generación fotovoltaica (FV), la demanda de potencia activa (P) es inferior a la generación fotovoltaica, de forma que hay flujo de potencia activa saliendo en la unidad consumidora, y como en ese caso la magnitud de ese flujo es relativamente superior a la magnitud del flujo de reactivos (Q), la reducción del FP no es tan grande como en los demás casos. Además, en la unidad consumidora

residencial se observa dos momentos en que el FP se reduce a valores muy bajos. Esto ocurre en los momentos en que la generación se iguala a la demanda haciendo que haya sólo un flujo de potencia reactiva.

En estos tres casos, como el generador fotovoltaico produjo sólo potencia activa, la demanda de reactivos permaneció igual de la carga de la unidad consumidora; y la demanda de potencia activa sufrió reducción, pues parte fue atendida por el generador fotovoltaico. En el caso de la demanda de potencia activa, el FP también sufrió reducciones, que superaron el límite de 0,92 en algunos momentos del día. A pesar de la reducción del FP, no hubo un mal uso del sistema eléctrico, ya que la demanda de reactivos permaneció constante, pero hubo una gran eficiencia en el sistema, cuando parte de la demanda fue cubierta o producida localmente reduciendo pérdidas de transmisión y de distribución.

Al analizar los tres casos se puede concluir que cuando la generación FV sea más próxima o igual a la demanda de potencia activa, menor será el factor de potencia visto o medido por un analizador de redes para medir el flujo neto de potencia entre carga y generación. En otras palabras, la reducción del FP está directamente ligada al perfil de las curvas de carga y generación y no a la magnitud de la demanda y del consumo.

4.2.2. Generador fotovoltaico produciendo potencia activa y reactiva inductiva (FP=0.92i)

Normalmente los sistemas fotovoltaicos se configuran para trabajar generando sólo potencia activa, es decir, con FP igual a 1; pero hay la posibilidad de trabajar con otras configuraciones, dependiendo de la necesidad de la unidad consumidora o de la red de distribución.

La utilización de la generación fotovoltaica con FP inductivo surgió de la necesidad de reducir las sobretensiones causadas por el flujo de potencia activo inyectado en la red eléctrica a través de la reducción del flujo neto de potencia aparente a través de la demanda de potencia reactiva (Q). Además, la utilización de la generación con factor de potencia inductivo puede servir para la reducción de la tensión en los puntos de sobre tensión, sin necesidad de cambiar la posición del TAP del transformador.

Considerando que las unidades consumidoras de las Figuras 4.13, 4.14 y 4.15 y que los sistemas fotovoltaicos inyectan potencia activa y reactiva inductiva con factor de potencia igual a 0,92 y están conectados directamente a la red de la distribuidora a través de la unidad consumidora; las alteraciones en el FP de estas unidades consumidoras registradas por un analizador de redes para medir el balance de energía entre la generación y la carga se ilustran en las Figuras 4-19, 4-20 y 4.-1, en las que los valores positivos de P-FV y Q representan el valor del flujo de potencia resultante en el sentido de la red a la unidad consumidora y valores negativos es lo contrario.

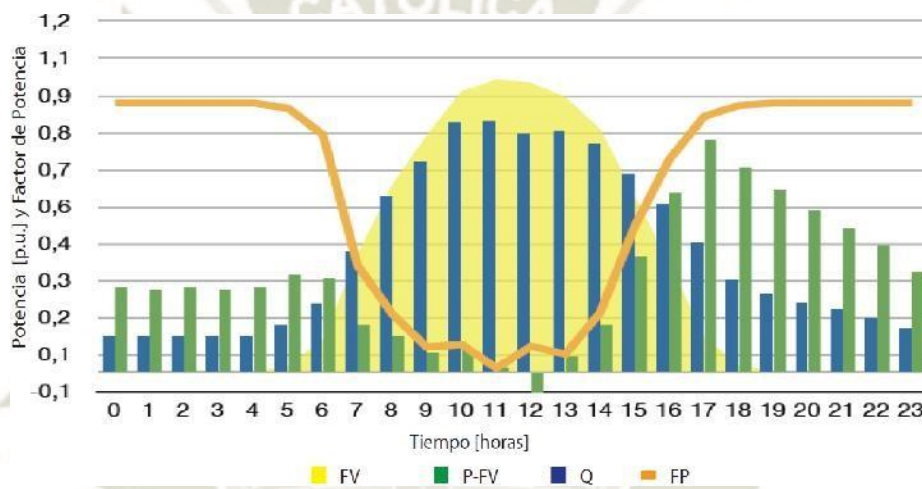


Figura 4-19. Comportamiento del FP de una unidad consumidora comercial con generación fotovoltaica produciendo potencia activa y reactiva con FP inductivo igual a 0,92.

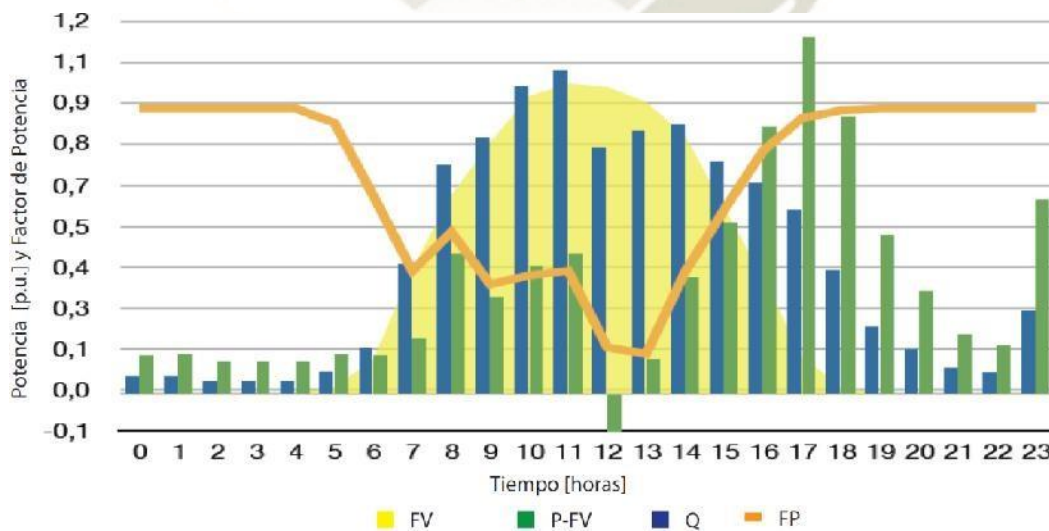


Figura 4-20. Comportamiento del FP de una unidad consumidora industrial con generación fotovoltaica produciendo potencia activa y reactiva con FP inductivo igual a 0,92.

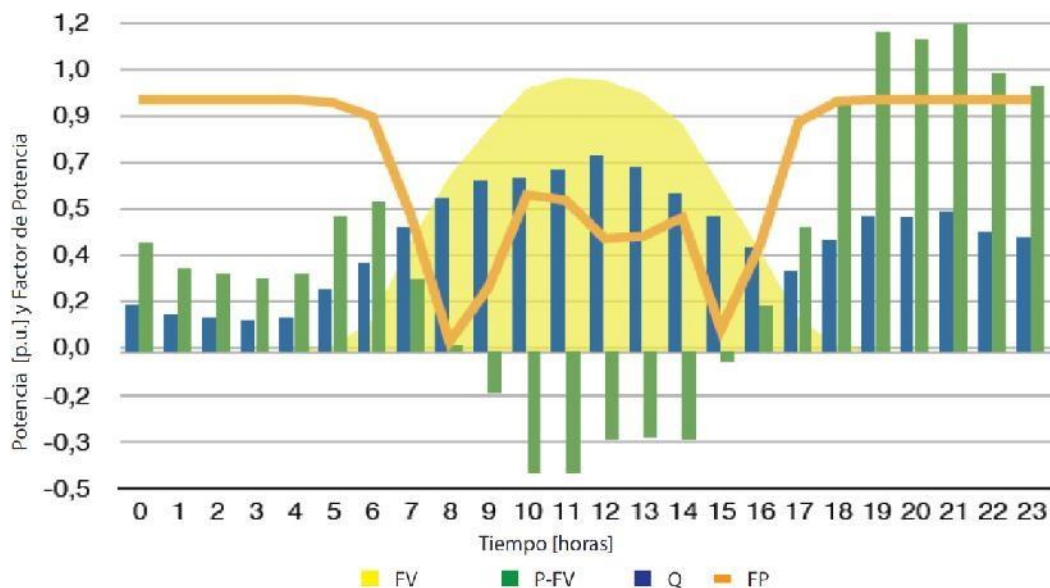


Figura 4-21. Comportamiento del FP de una unidad consumidora residencial con generación fotovoltaica produciendo potencia activa y reactiva con FP inductivo igual a 0,92.

Así como en el caso anterior, también en las Figuras 4-19, 4-20 y 4-21 se puede observar que el FP empieza a reducir y alcanza valores por debajo de 0,92 así que la generación fotovoltaica empieza a inyectar potencia. Además, se percibe el mismo comportamiento del FP presentado en los tres casos de la generación con FP unitario, pero la reducción del FP fue mayor por el aumento de la demanda de reactivos ya que ahora el generador fotovoltaico trabaja también entregando potencia reactiva.

4.2.3. Generador fotovoltaico produciendo potencia activa y reactiva capacitiva (FP=0.92c)

Además de la utilización de la generación con FP inductivo, también hay la configuración en que el sistema fotovoltaico trabaja con FP capacitivo, que surgió de la necesidad de aumentar la tensión de la red en lugares en que el nivel de tensión es muy bajo sin la necesidad de alterar el TAP de los transformadores. Además, la utilización de la generación con factor de potencia capacitivo puede ser utilizada para la compensación de reactivos de cargas inductivas.

Considerando que las unidades consumidoras de las Figuras 4-13, 4-14 y 4-15 y que los sistemas fotovoltaicos inyectan potencia activa y reactiva capacitiva con

factor de potencia igual a 0,92 y están conectados directamente a la red de la distribuidora, es decir, conectados a través de la unidad consumidora. Las alteraciones en el FP de estas unidades consumidoras registradas por un analizador de redes para medir el balance de energía entre la generación y la carga se ilustran en las Figuras 4-22, 4-23 y 4-24, en las que los valores positivos de P-FV y Q representan el valor del flujo de potencia resultante en el sentido de la red a la unidad consumidora y valores negativos es lo contrario.

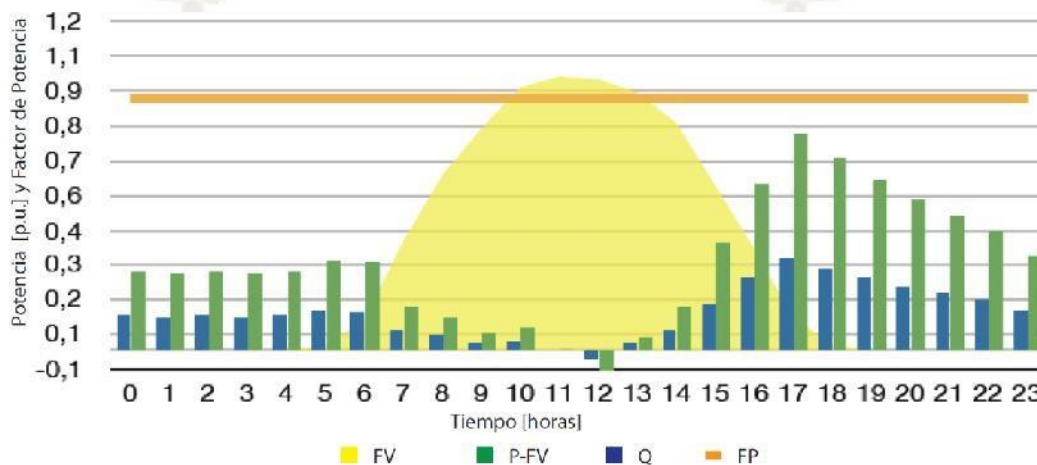


Figura 4-22. Comportamiento del FP de una unidad consumidora comercial con generación fotovoltaica produciendo potencia activa y reactiva con FP capacitivo igual a 0,92.

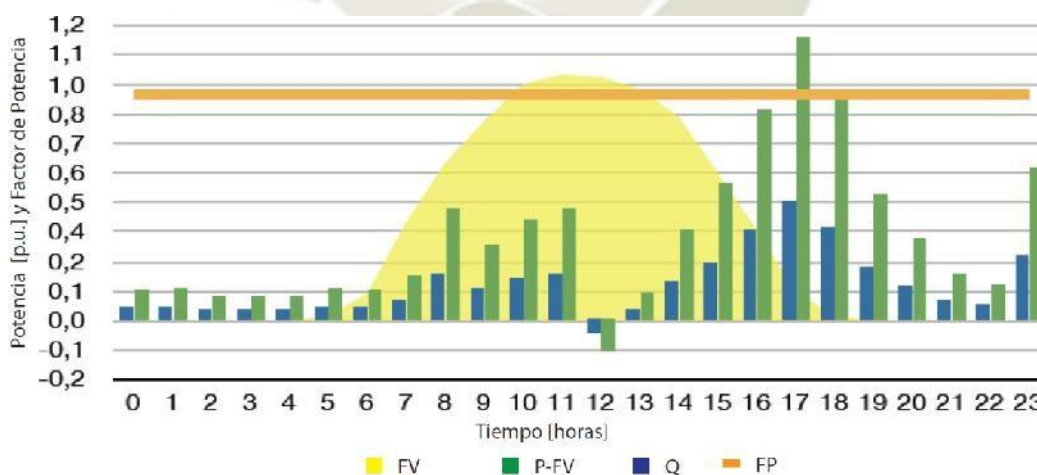


Figura 4-23. Comportamiento del FP de una unidad consumidora industrial con generación fotovoltaica produciendo potencia activa y reactiva con FP capacitivo igual a 0,92.

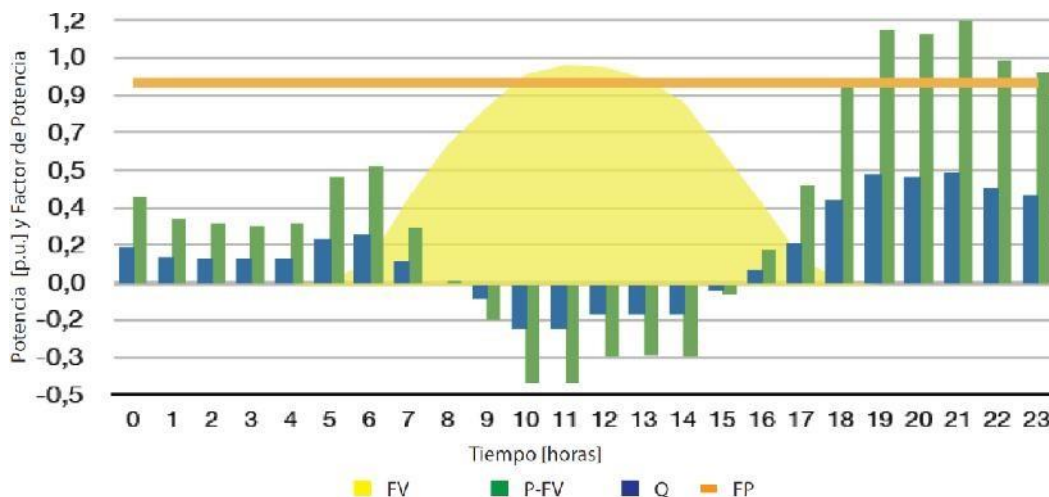


Figura 4-24. Comportamiento del FP de una unidad consumidora residencial con generación fotovoltaica produciendo potencia activa y reactiva con FP capacitivo igual a 0,92.

A diferencia de los dos casos anteriores no hubo reducción del FP en ninguno de los casos de las Figuras (4-22, 4-23 y 4-24); en realidad hubo compensación de los reactivos demandados por las cargas de las unidades consumidoras, además de la reducción del consumo de energía.

El mantenimiento del FP por encima de 0,92, a pesar de la variación de la potencia reactiva; el FP también está ligada directamente al perfil de las curvas de carga y generación, como en los demás casos. Esto puede ser más fácilmente percibido en la Figura 4.24, donde debido a la baja demanda de potencia activa y reactiva inductiva por parte de la carga en relación a la generación, la demanda de reactivos inductivos fue totalmente compensada y la potencia reactiva excedente fue inyectada en la red. Esto no ocurrió de forma expresiva en las unidades comercial e industrial, justamente a causa del enlace entre las curvas de carga y generación FV.

Es importante resaltar que tanto la carga como la generación fotovoltaica poseen comportamiento dinámico haciendo que no siempre sea posible el enlace entre las curvas de carga y generación FV dificultando el mantenimiento del FP por encima de 0,92.

4.3. DISTORSIÓN ARMÓNICA

La distorsión armónica es el principal factor degradante de la calidad de la señal de tensión de la red, pues deforma la onda de tensión, perjudicando las cargas, mediciones, la eficiencia del sistema; y, dependiendo de la frecuencia de los armónicos, las señales de datos que se transmiten cerca o en el propio conductor con armónicos.

La tasa de distorsiones armónicas (DHT) de tensión introducidas en la red por la generación fotovoltaica son consecuencia de la caída de tensión proveniente de la corriente armónica producida por el inversor pasando por las impedancias de la red. Para su evaluación en el punto de conexión de la unidad consumidora con generación distribuida, se consideró un caso básico, donde sus características fueron alteradas para intentar evaluar una gama mayor de posibilidades (Rojas- Moncayo, M. V., & Barreto-Calle, C. R., 2018).

Este caso básico consistió en unidad consumidora con un sistema fotovoltaico de 15 kW, en el que la conexión a la red se realiza con conductores de cobre de 16 mm² entre la salida de la unidad y el transformador de la distribuidora. Para evaluar otras posibilidades se ha variado la potencia del sistema fotovoltaico de 15 kW. a 45 y 90 kW; el conductor entre la salida de la unidad y el transformador de 16 mm². a 35 y 70 mm² y su longitud de 0 hasta 100 m (de 10 en 10 metros).

Para calcular el DHT_v debido a la generación distribuida, se consideró el circuito de la Figura 4-3.

Con el circuito de la Figura 4-3 y considerando que la tensión en el transformador de distribución (subestación) es la tensión de referencia (VR), la cual fue considerada 1 p.u. para 60 Hz y 0 para las demás frecuencias, es decir, no hay componentes armónicos de la red y todo el contenido armónico calculado procederá del sistema fotovoltaico.

Al tomar esto como premisa y teniendo en cuenta el principio de la superposición, se puede calcular la tensión en el punto de conexión (VG) para la frecuencia fundamental y para cada frecuencia armónica utilizando las leyes básicas de los circuitos eléctricos, de las cuales se obtienen las ecuaciones 4.6 y 4.7, y utilizando las corrientes producidas por un inversor de conexión a la red para la frecuencia fundamental y para cada frecuencia armónica.

$$V_R = Z \times I + V_G \quad (4.6)$$

$$Z = R + j(X \times h) \quad (4.7)$$

Donde:

V_R - es la tensión en la referencia (transformador);

I - la corriente del inversor;

V_G - la tensión en el punto de conexión;

Z - la impedancia de los conductores de la red;

R - la resistencia de los conductores de la red;

X - la reactancia de los conductores y el orden armónico.

Utilizando los datos de la Tabla 4.2 como ejemplo y las ecuaciones 4.6 y 4.7, se calcula el valor de la tensión para todas las frecuencias armónicas y utilizando la ecuación (1.1) se calcula el DHT_v en el punto de conexión en función de la distancia (longitud de los conductores) y de la potencia del sistema, teniendo en cuenta sólo las distorsiones provenientes del sistema fotovoltaico, cuyos valores se muestran en las Figuras 4-25, 4-26 y 4-27.

Tabla 4-2. Corriente en p.u. producida por un sistema fotovoltaico genérico para cada orden armónico y frecuencia fundamental (valores medidos experimentalmente de un inversor de 15 kW trifásico).

h	$I_{p.u.} (\%)$	h	$I_{p.u.} (\%)$	h	$I_{p.u.} (\%)$	h	$I_{p.u.} (\%)$	h	$I_{p.u.} (\%)$
1	100	11	0,2357	21	0,0083	31	0,003	41	0,0007
2	0,6883	12	0,019	22	0,0063	32	0,0013	42	0,0003
3	0,2463	13	0,1537	23	0,0157	33	0,003	43	0,0013
4	0,3	14	0,0123	24	0,0033	34	0,001	44	0,0013
5	0,8827	15	0,0193	25	0,013	35	0,0013	45	0,001
6	0,069	16	0,0073	26	0,0033	36	0,001	46	0,001
7	0,5	17	0,0507	27	0,0043	37	0,0017	47	0,001
8	0,0403	18	0,0057	28	0,0033	38	0,001	48	0,0003
9	0,0583	19	0,0417	29	0,0043	39	0,0023	49	0,0007
10	0,019	20	0,0083	30	0,0017	40	0,001	50	0,0003

Es importante resaltar que los inversores utilizados en generación distribuida fotovoltaica se rigen a las normas técnicas de fabricación que establecen estándares en cuanto a la emisión de armónicos de corriente, y del espectro de armónicos de corriente (a plena carga) de los inversores son similares indiferentemente del modelo, fabricante y potencia.

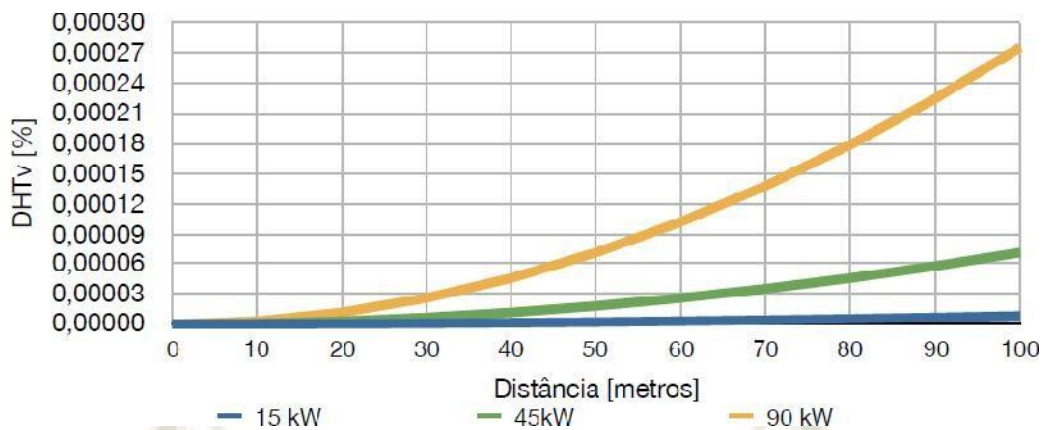


Figura 4-25. DHTV en el punto de conexión a la red con conductor de conexión de cobre de 16 mm² y sistemas fotovoltaicos de 15, 45 y 90 kW

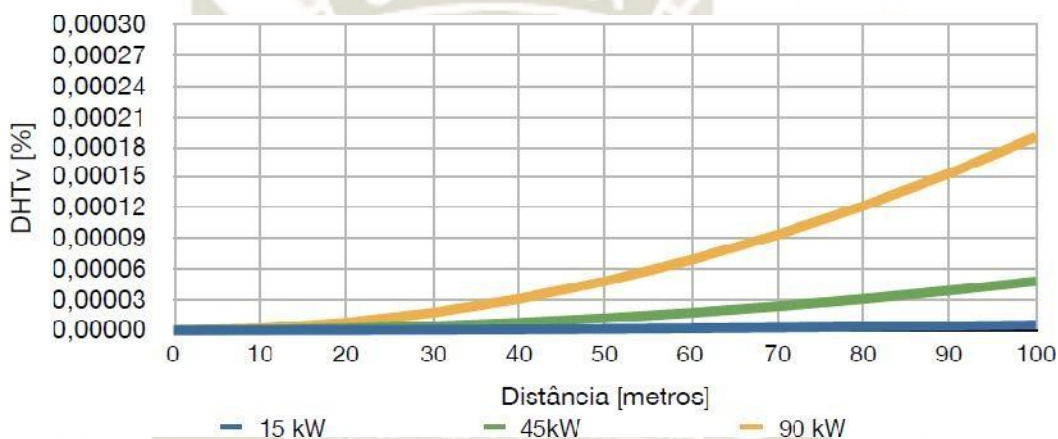


Figura 4-26. DHTV en el punto de conexión a la red con conductor de conexión de cobre de 35 mm² y sistemas fotovoltaicos de 15, 45 y 90 kW.

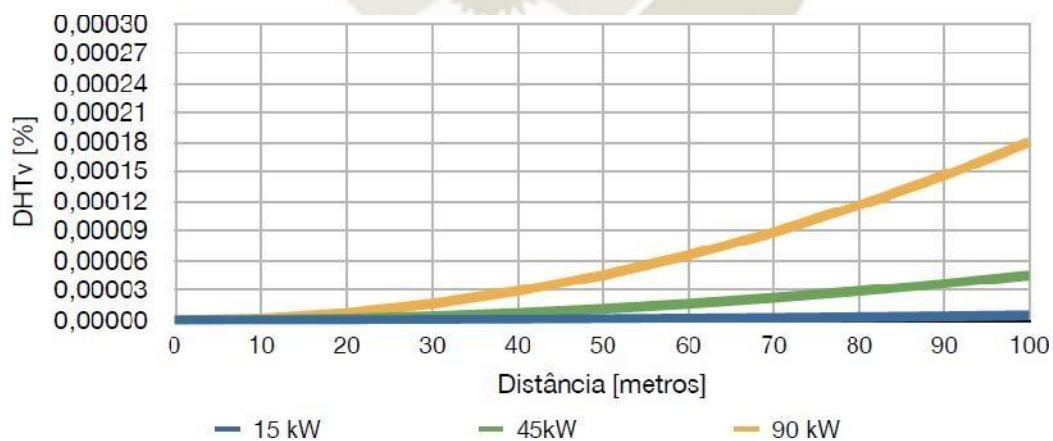


Figura 4-27. DHTV en el punto de conexión a la red con conductor de conexión de cobre de 70 mm² y sistemas fotovoltaicos de 15, 45 y 90 kW.

Al analizar las Figuras 4-25, 4-26 y 4-27 se puede percibir que la DHT_v referente a apenas un sistema fotovoltaico es despreciable; pero muchos sistemas FV en paralelo pueden aumentar el DHT_v de la red en general. Sin embargo, esto debe ser analizado con los datos de cada sistema y de la red como un todo.



CONCLUSIONES

- La curva de carga (análisis de carga) de la unidad consumidora cambia con la generación distribuida Fotovoltaica;
- Los cambios de la curva de demanda de carga pueden controlarse con la gestión activa de la demanda de potencia utilizando el almacenamiento de energía.
- El cambio de la curva de carga provoca cambios en el factor de potencia registrado por el medidor de facturación de la distribuidora de energía
- Los cambios en el factor de potencia de la unidad consumidora pueden ser regulados por el control de potencia reactiva del inversor.
- La configuración del inversor con factor de potencia fijo no alcanza resultados satisfactorios para la compensación de potencia reactiva de la carga (regulación del factor de potencia de la unidad consumidora).
- La configuración del inversor para inyectar determinada potencia reactiva puede ser utilizada para alcanzar resultados satisfactorios para la compensación de potencia reactiva de la carga (regulación del factor de potencia de la unidad consumidora).
- El cambio en la curva de carga reduce la carga de los transformadores de distribución y puede aumentar drásticamente su vida útil.
- La cantidad de armónicos introducidos en la red por la generación fotovoltaica no provoca distorsión armónica de tensión.
- La generación fotovoltaica puede elevar o bajar los niveles de tensión de la red.
- La tensión en la red puede ser controlada por la inyección de reactivos del inversor.

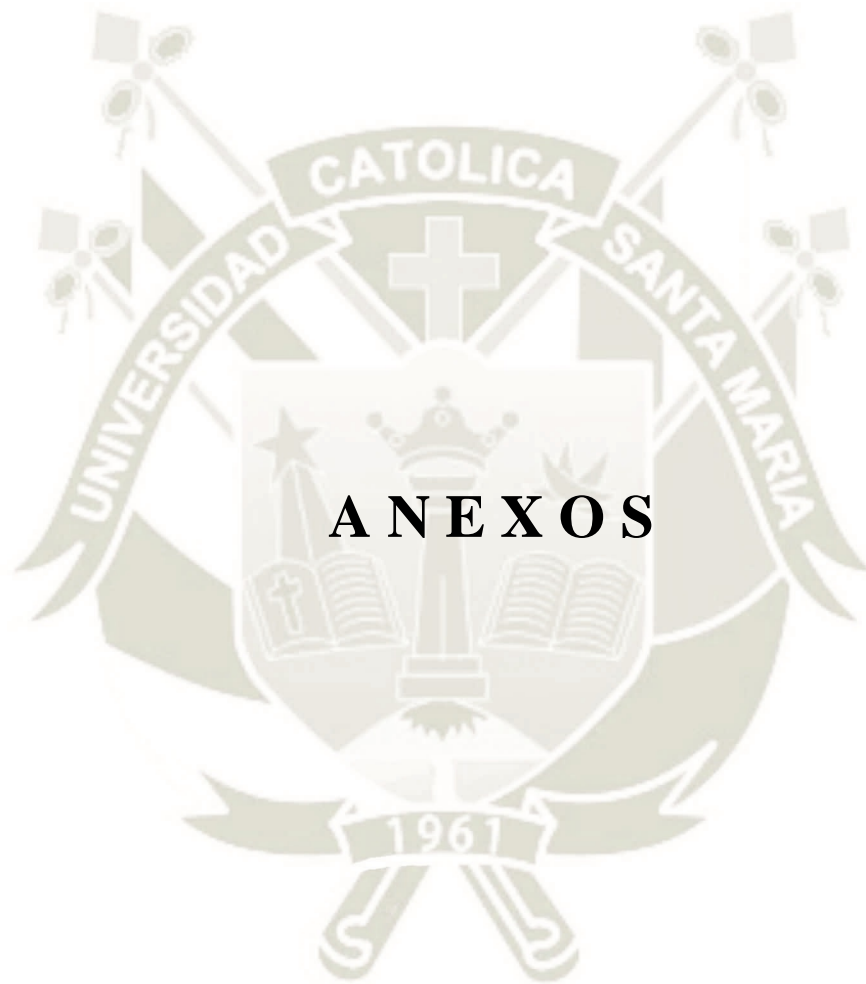
Como sugerencia para futuros trabajos, se destaca la fijación de precios de los servicios auxiliares que puede ocasionar la generación distribuida por una fuente solar fotovoltaica, principalmente con respecto al control del voltaje de la red y la compensación de reactivos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdel-Ghany, H. A. Et al. (2015). Optimizing DG penetration in distribution networks. *128*(113 – 122).
- Abu-Elanien, A. E., & Salama, M. M. (2010). Asset management techniques for. *Electric Power Systems Research*, *80*(4), 456–464.
- Abu-Elanien, A. E., Salama, M. M., & Bartnikas, R. (2015). A technoeconomic method for replacing transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, *26*(2), 817 – 829.
- Aes Eletropaulo. (2007). *Cálculo de demanda da rede para acréscimo de novas cargas na rede de distribuição de baixa tensão*. Sao Paulo: NT 2.018.
- Agah, M. S., & Abyaneh, A. H. (2015). Distribution transformer loss-of-life reduction by increasing penetration of distributed generation. *26*(2), 1128 – 1136.
- Almeida, M., Zilles, R., & Lorenzo, E. (2014). Extreme overirradiance events in. *110*, 168-173.
- Amanulla, B., Chakrabarti, S., & Singh, S. N. (2012). Reconfiguration of power distribution systems considering reliability and power loss. *IEEE Transactions on Power Delivery*, *27*(2), 918-926.
- Barnes, P. R. (2015). The feasibility of replacing or upgrading distribution transformers during routine maintenance. *Tennessee*.
- Battu, N. R., Abhyankar, A. R., & Senroy, N. (2015). DG planning with amalgamation of economic and reliability considerations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *73*, 273-282.
- Benedito, R. (2014). *Análise de um mecanismo de compensação de reativos incorporado aos inversores de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica*. Sao Paulo Brasil: Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de.
- Braun, M. e. (2011). Is the distribution grid ready to accept large-scale photovoltaic development? State of the art, progress and future prospects. *Progress in*

Photovoltaics: Research and Applications, 20(6), 681-697.

- Carlen, M. e. (2011). Life cycle assessment of dry-type and oil-immersed distribution transformers with amorphous metal core. *21th International Conference on Electricity Distribution*.
- Castillo-Cagigal, M. e. (2011). PV self-consumption optimization with storage and active DSM for the residential sector. *Solar Energy*, 85(9), 2338-2348.
- Lo, Y. K., Lee, T., & Wu, K. H. (2008). Grid-connected Photovoltaic system with power factor correction. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 55(5), 2224-2277.
- Macedo, W. N., & Zilles, R. (set 2009). Influence of the power contribution of a gridconnected photovoltaic system and its operational particularities. *Energy for Sustainable Development*, 13(3), 202-211.
- Pinto, A., & Zilles, R. (fev 2014). Reactive power excess charging in grid-connected PV systems in Brazil. *Renewable Energy*, 62, 47-52.
- Steven, J., & Corey, G. (1996). A study of lead-acid battery efficiency near top-of- charge and the impact on PV system design. *Conference Record of the Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1996*.



/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS SYMO

/ Máxima flexibilidad para las aplicaciones del futuro



/ Con un rango de potencia nominal entre 3,0 y 20,0 kW, el Fronius Symo es el inversor trifásico sin transformador para instalaciones de autoconsumo de pequeña potencia. Gracias a su flexible diseño, el Fronius Symo es perfecto para instalaciones en superficies irregulares o para tejados con varias orientaciones. La Interface estándar a Internet a través de WLAN o Ethernet y la facilidad de integración de componentes de otros fabricantes hacen del Fronius Symo uno de los inversores con mayor flexibilidad en comunicaciones en el mercado. Además, la interface Meter permite la gestión dinámica de alimentación y una clara visualización del consumo.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

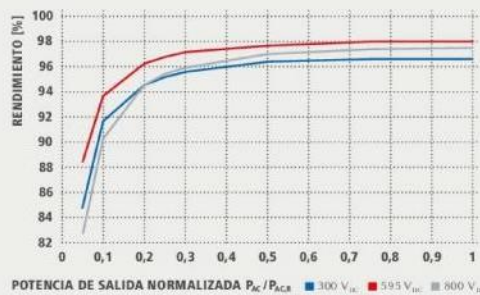
DATOS DE ENTRADA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{L, max} / I_{dc, max}^{2)}$				16 A / 16 A		
Máx. corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₀ /MPP ₂ ³⁾				24 A / 24 A		
Mínima tensión de entrada ($U_{dc, min}$)				150 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc, at startup}$)				200 V		
Tensión de entrada nominal ($U_{dc, nom}$)				595 V		
Máxima tensión de entrada ($U_{dc, max}$)				1.000 V		
Rango de tensión MPP ($U_{MPP, min} - U_{MPP, max}$)	200 - 800 V	250 - 800 V	300 - 800 V		150 - 800 V	
Número de seguidores MPP		1			2	
Número de entradas CC		3			2+2	
DATOS DE SALIDA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Potencia nominal CA (P_{CA})	3.000 W	3.700 W	4.500 W	3.000 W	3.700 W	4.500 W
Máxima potencia de salida	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA
Máxima corriente de salida ($I_{CA, max}$)	4,3 A	5,3 A	6,5 A	4,3 A	5,3 A	6,5 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)		3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frecuencia (rango de frecuencia)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal		< 3 %				
Factor de potencia ($\cos \phi_{gr}$)		0,70 - 1 ind. / cap			0,85 - 1 ind. / cap	
DATOS GENERALES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)			645 x 431 x 204 mm			
Peso		16,0 kg			19,9 kg	
Tipo de protección			IP 65			
Clase de protección			1			
Categoría de sobretensión (CC / CA) ⁴⁾			2 / 3			
Consumo nocturno			< 1 W			
Concepto de inversor			Sin Transformador			
Refrigeración			Refrigeración de aire regulada			
Instalación			Instalación interior y exterior			
Margen de temperatura ambiente			-25 - +60 °C			
Humedad de aire admisible			0 - 100 %			
Máxima altitud		2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)				
Tecnología de conexión CC	3 x CC+ y 3 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm ²		4 x CC+ y 4 x CC bornes roscados 2,5 - 16mm ² ⁵⁾			
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²		5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16mm ² ⁵⁾			
Certificados y cumplimiento de normas	OVE / ONORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777 ¹⁾ , CEI 0-21 ¹⁾ , NRS 097					

⁴⁾ Esto se aplica a Fronius Symo 3.0-3-M, 3.7-3-M y 4.5-3-M.

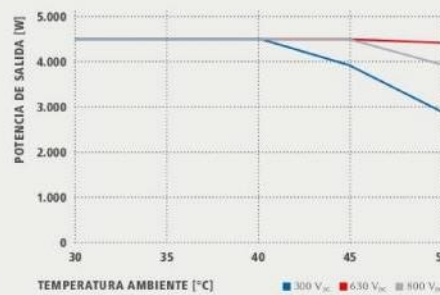
⁵⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

⁶⁾ 16 mm² sin necesidad de terminales de conexión. Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 4.5-3-S



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 4.5-3-S



DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Máximo rendimiento	98,0 %					
Rendimiento europeo (η_{EU})	96,2 %	96,7 %	97,0 %	96,5 %	96,9 %	97,2 %
η con 5 % $P_{ac,r}^{11}$	80,3 / 83,6 / 79,1 %	83,4 / 86,4 / 80,6 %	84,8 / 88,5 / 82,8 %	79,8 / 85,1 / 80,8 %	81,6 / 87,8 / 82,8 %	83,4 / 90,3 / 85,0 %
η con 10 % $P_{ac,r}^{11}$	87,8 / 93,0 / 86,2 %	90,1 / 92,5 / 88,7 %	91,7 / 95,7 / 90,3 %	86,5 / 91,6 / 87,7 %	87,9 / 93,6 / 90,5 %	89,2 / 94,1 / 91,2 %
η con 20 % $P_{ac,r}^{11}$	92,6 / 95,0 / 92,6 %	93,7 / 95,7 / 93,6 %	94,6 / 96,3 / 94,5 %	90,8 / 95,3 / 93,0 %	91,9 / 96,0 / 94,1 %	92,8 / 96,5 / 95,1 %
η con 25 % $P_{ac,r}^{11}$	93,4 / 95,6 / 93,8 %	94,5 / 96,4 / 94,7 %	95,2 / 96,8 / 95,4 %	91,9 / 96,0 / 94,2 %	92,9 / 96,6 / 95,2 %	93,5 / 97,0 / 95,8 %
η con 30 % $P_{ac,r}^{11}$	94,0 / 96,3 / 94,5 %	95,0 / 96,7 / 95,4 %	95,6 / 97,2 / 95,9 %	92,8 / 96,5 / 95,1 %	93,5 / 97,0 / 95,8 %	94,2 / 97,3 / 96,3 %
η con 50 % $P_{ac,r}^{11}$	93,2 / 97,3 / 96,3 %	96,9 / 97,6 / 96,7 %	96,4 / 97,7 / 97,0 %	94,3 / 97,5 / 96,5 %	94,6 / 97,7 / 96,8 %	94,9 / 97,8 / 97,3 %
η con 75 % $P_{ac,r}^{11}$	95,6 / 97,7 / 97,0 %	96,2 / 97,8 / 97,3 %	96,6 / 98,0 / 97,4 %	94,9 / 97,8 / 97,2 %	95,0 / 97,9 / 97,4 %	95,1 / 98,0 / 97,5 %
η con 100 % $P_{ac,r}^{11}$	95,6 / 97,9 / 97,3 %	96,2 / 98,0 / 97,5 %	96,6 / 98,0 / 97,5 %	95,0 / 98,0 / 97,4 %	95,1 / 98,0 / 97,5 %	95,0 / 98,0 / 97,6 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %					
¹¹ Y con $U_{app,min} / U_{MPP} / U_{app,max}$.						
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Medición del aislamiento CC				Sí		
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia					
Seccionador CC	Sí					
Protección contra polaridad inversa	Sí					
INTERFACES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)					
6 inputs digitales y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de tiras					
USB (Conector A) ¹²	Datalogging, actualización de inversores via USB					
2 conectores RJ-45 (RS-422) ¹²	Fronius Solar Net					
Salida de aviso ¹³	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)					
Datalogger y Señal: verb	Incluido					
Input externo ¹³	Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión					
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador					

¹² También disponible en la versión light.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

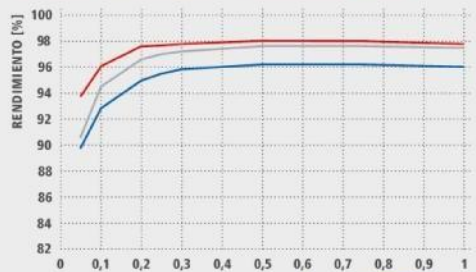
DATOS DE ENTRADA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{L1\text{ máx.}}$ / $I_{L2\text{ máx.}}$)			16 A / 14 A	
Máxima corriente de cortocircuito por serie EV (MPP _{EV} /MPP _{EV})			24 A / 24 A	
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\text{ mín.}}$)			150 V	
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\text{ arranque}}$)			200 V	
Tensión de entrada nominal (U_{dc})			295 V	
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\text{ máx.}}$)			300 V	
Rango de tensión MPP ($U_{app\text{ mín.}} - U_{app\text{ máx.}}$)	163 - 800 V	195 - 800 V	228 - 800 V	267 - 800 V
Número de seguidores MPP			2	
Número de entradas CC			2 + 2	
DATOS DE SALIDA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Potencia nominal CA (P_{ac})	5.000 W	6.000 W	7.000 W	8.200 W
Máxima potencia de salida	5.000 VA	6.000 VA	7.000 VA	8.200 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\text{ máx.}}$)	7,2 A	8,7 A	10,1 A	11,6 A
Adecuamiento a la red (rango de tensión)		3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)		
Frecuencia (rango de frecuencia)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Coefficiente de distorsión no lineal		3 %		
Factor de potencia (cos ϕ_{ac})		0,85 - 1 ind. / cap.		
DATOS GENERALES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)		645 x 431 x 204 mm		
Peso	19,9 kg			21,9 kg
Tipo de protección		IP 65		
Clase de protección		1		
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾		2 / 3		
Consumo nocturno		< 1 W		
Concepto de inversor		Sin Transformador		
Refrigeración		Refrigeración de aire regulada		
Instalación		Instalación interior y exterior		
Margen de temperatura ambiente		-25 - +60 °C		
Humedad de aire admisible		0 - 100 %		
Máxima altitud		2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)		
Tecnología de conexión CC		4 x CC+ y 4 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm ² ²⁾		
Tecnología de conexión principal		5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ² ²⁾		
Certificados y cumplimiento de normas	OVE / ONORM E 8001-4712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G85/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-21, NKS 097			

¹⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

²⁾ 16 mm² sin necesidad de terminales de conexión.

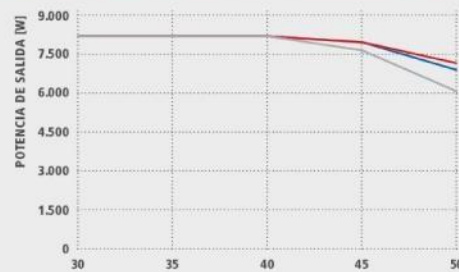
Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 8.2-3-M



POTENCIA DE SALIDA NORMALIZADA P_{out}/P_{DCM} ■ 258 V_{DC} ■ 395 V_{DC} ■ 800 V_{DC}

REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 8.2-3-M



TEMPERATURA AMBIENTE [°C] ■ 258 V_{DC} ■ 395 V_{DC} ■ 800 V_{DC}

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Máximo rendimiento			98,0 %	
Rendimiento europeo (η _{EU})	97,3 %	97,5 %	97,6 %	97,7 %
η con 5 % P _{ac} ¹⁾	84,9 / 91,2 / 85,9 %	87,8 / 92,6 / 87,8 %	88,7 / 93,1 / 89,0 %	89,8 / 93,8 / 90,6 %
η con 10 % P _{ac} ¹⁾	89,9 / 94,6 / 91,7 %	91,3 / 95,6 / 93,0 %	92,0 / 95,9 / 94,7 %	92,8 / 96,1 / 94,5 %
η con 20 % P _{ac} ¹⁾	93,2 / 96,7 / 95,4 %	94,1 / 97,1 / 95,9 %	94,5 / 97,3 / 96,3 %	95,0 / 97,6 / 96,6 %
η con 25 % P _{ac} ¹⁾	93,9 / 97,2 / 96,0 %	94,7 / 97,5 / 96,5 %	95,1 / 97,6 / 96,7 %	95,5 / 97,7 / 97,0 %
η con 30 % P _{ac} ¹⁾	94,5 / 97,4 / 96,5 %	95,1 / 97,7 / 96,8 %	95,4 / 97,7 / 97,0 %	95,8 / 97,8 / 97,2 %
η con 30 % P _{ac} ²⁾	95,2 / 97,9 / 97,3 %	95,7 / 98,0 / 97,5 %	95,9 / 98,0 / 97,5 %	96,2 / 98,0 / 97,6 %
η con 75 % P _{ac} ¹⁾	95,3 / 98,0 / 97,5 %	95,7 / 98,0 / 97,6 %	95,9 / 98,0 / 97,6 %	96,2 / 98,0 / 97,6 %
η con 100 % P _{ac} ¹⁾	95,2 / 98,0 / 97,6 %	95,7 / 97,9 / 97,6 %	95,8 / 97,9 / 97,5 %	96,0 / 97,8 / 97,5 %
Rendimiento de adaptación MPP			99,9 %	
¹⁾ Y con U _{mpp min.} / U _{DC} / U _{mpp max.}				
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Medición del aislamiento CC			Si	
Compartimentado de sobrecarga		Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia		
Seccionador CC			Si	
Protección contra polaridad inversa			Si	
INTERFACES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solar web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)		
6 inputs digitales y 4 inputs/outputs digitales		Interface receptor del control de onda		
USB (Conector A) ³⁾		Datalogging, actualización de inversores via USB		
2 conectores RJ-45 (RS422) ³⁾		Fronius Solar Net		
Salida de aviso ³⁾		Gestión de la energía (salida de rele libre de potencia)		
Datalogger y Servidor web		Incluido		
Input externo ³⁾		Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión		
RS485		Modbus RTU SunSpec o conexión del contador		

³⁾ También disponible en la versión light.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

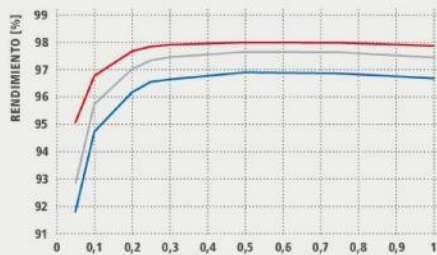
DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{d,max,1} / I_{d,max,2}$)	27 A / 16,5 A ^a				33 A / 27 A
Máxima corriente de entrada total utilizada ($I_{d,max,1} + I_{d,max,2}$)	43,5 A				51,0 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ / MPP ₂)	40,5 A / 24,8 A				49,5 A / 40,5 A
Mínima tensión de entrada ($U_{d,min,1}$)			200 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{d,service}$)			200 V		
Tensión de entrada nominal ($U_{d,n}$)			600 V		
Máxima tensión de entrada ($U_{d,max,1}$)			1.000 V		
Rango de tensión MPP ($U_{mpp,min} - U_{mpp,max}$)	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Número de seguidores MPP			2		
Número de entradas CC			3+3		
Máxima salida del generador FV ($P_{d,max}$)	15,0 kW _{pin}	18,8 kW _{pin}	22,5 kW _{pin}	26,3 kW _{pin}	30,0 kW _{pin}
DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,n}$)	10.000 W	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Máxima potencia de salida	10.000 VA	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac,max}$)	14,4 A	18,0 A	21,7 A	25,3 A	28,9 A
Acomodamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 230 V (+20 % / -30 %)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal	1,8 %	2,0 %	1,5 %	1,5 %	1,3 %
Factor de potencia ($\cos \Phi_{ac,1}$)			0 - 1 ind. / cap.		
DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)			725 x 510 x 225 mm		
Peso	34,8 kg				45,4 kg
Tipo de protección			IP 66		
Clase de protección			1		
Categoría de sobretensión (CC/CA) ^b			2 / 3		
Consumo nocturno			< 1 W		
Concepto de inversor			Sin Transformador		
Refrigeración			Refrigeración de aire regulada		
Instalación			Instalación interior y exterior		
Margen de temperatura ambiente			-40 - +60 °C		
Humedad de aire admisible			0 - 100 %		
Máxima altitud			2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)		
Tecnología de conexión CC			6 x CC+ y 6 x CC- bornes roscados 2,5 - 16 mm ²		
Tecnología de conexión principal			5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²		
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-71 2, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

^a 14,0 A para tensiones < 420 V

^b De acuerdo con IEC 62109-1. Raíl DIN para protección de sobretensión opcional (tipo 2) está incluido.

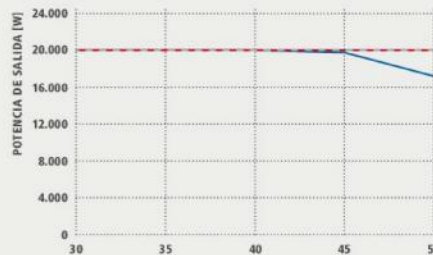
Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 20.0-3-M



POTENCIA DE SALIDA NORMALIZADA P_{ac}/P_{nca} ■ 420 V_{dc} ■ 600 V_{dc} ■ 800 V_{dc}

REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 20.0-3-M



POTENCIA DE SALIDA [W] ■ 420 V_{dc} ■ 600 V_{dc} ■ 800 V_{dc}

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máximo rendimiento					98,1 %
Rendimiento europeo (η ₁₁) ¹	97,4 %	97,6 %	97,8 %	97,8 %	97,9 %
η con 5 % P _{ac,r} ¹⁾	87,9 / 92,5 / 89,2 %	88,7 / 93,1 / 90,1 %	91,2 / 94,8 / 92,3 %	91,6 / 95,0 / 92,7 %	91,9 / 95,2 / 93,0 %
η con 10 % P _{ac,r} ¹⁾	91,2 / 94,9 / 92,8 %	92,9 / 96,1 / 94,6 %	93,4 / 96,0 / 94,4 %	94,0 / 96,4 / 95,0 %	94,8 / 96,9 / 95,8 %
η con 20 % P _{ac,r} ¹⁾	94,6 / 97,1 / 96,1 %	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,9 / 97,4 / 96,7 %	96,1 / 97,6 / 96,9 %	96,3 / 97,8 / 97,1 %
η con 25 % P _{ac,r} ¹⁾	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,6 / 97,6 / 97,0 %	96,2 / 97,6 / 97,0 %	96,4 / 97,8 / 97,2 %	96,7 / 97,9 / 97,4 %
η con 30 % P _{ac,r} ¹⁾	95,6 / 97,5 / 96,9 %	95,9 / 97,7 / 97,2 %	96,5 / 97,8 / 97,3 %	96,6 / 97,9 / 97,4 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
η con 50 % P _{ac,r} ¹⁾	96,3 / 97,9 / 97,4 %	96,4 / 98,0 / 97,5 %	96,9 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %
η con 75 % P _{ac,r} ¹⁾	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 98,0 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %
η con 100 % P _{ac,r} ¹⁾	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 97,8 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	96,9 / 98,1 / 97,6 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
Rendimiento de adaptación MPP					> 99,9 %
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Medición del aislamiento CC				Si	
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia				
Seccionador CC				Si	
Protección contra polaridad inversa				Si	
INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (SON)				
6 inputs digitales y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda				
USB (Conector A) ²⁾	Data logging, actualización de inversores vía USB				
2 conectores RJ 45 (RS422) ³⁾	Fronius Solar Net				
Salida de aviso ³⁾	Gestión de la energía (salida de rele libre de potencial)				
Datalogger y Servidor web	Incluido				
Input externo ³⁾	Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión				
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador				

¹⁾ Y con U_{app min.} / U_{dc} / U_{app máx.} ²⁾ También disponible en la versión light.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3.000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1.000 patentes concedidas son la mejor prueba. Otros se desmoronan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo visite www.fronius.com

v04 Nov. 2014 ES

Fronius España S.L.U.
Parque Empresarial LA CARPETANIA
Miguel Faraday 2
28906 Getafe (Madrid)
España
Teléfono +34 91 649 60 40
Fax +34 91 649 60 44
pv-sales-spain@fronius.com
www.fronius.es

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
Teléfono +43 7242 241-0
Fax +43 7242 241-953940
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

Texto e imágenes según el estado técnico en el momento de la impresión. Sujeto a modificaciones.
 No podemos garantizar la exactitud de todos los datos a pesar de su cuidadosa selección, declinamos por ello cualquier responsabilidad. Copyright © 2011 Fronius®. Todos los derechos reservados.

M.06.0001.ES v01. Abril 2016