

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



TESIS

**METODOLOGIA PARA LA EVALUACIÓN DE LOS
MECANISMOS DE INCENTIVO PARA LA GENERACIÓN
DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL**

**PARA OPTAR EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
CON MENCIÓN EN ENERGETICA**

**ELABORADO POR:
DAVID DANIEL HUMPIRE MOJONERO**

**ASESOR:
DR. JOHNNY NAHUI ORTIZ**

LIMA-PERÚ

2018

DEDICATORIA

A mis Padres Sr. Leónidas Humpire y Sra. Simiona Mojonero, base fundamental de mi formación y a mis hermanas Jessica, Rosario y Amanda, por su apoyo inmenso.

Especial consideración a los profesores de posgrado UNI: Dr. Johnny Nahui Ortiz, Dr. Jaime Luyo Kuong y Dr. Alberto Rios Villacorta, que encaminaron este trabajo de investigación. Al Dr. Freddy Saravia y Dra. Katheryne Nuñez por su constante apoyo en la revisión del presente trabajo.

Al Ing. Adolfo Rojas Álvarez, que sus comentarios fueron valiosos para el desarrollo de la investigación.

Muchas gracias

David Humpire

AGRADECIMIENTOS

A mi Asesor: Dr. Johnny Nahui Ortiz.

A mi Co - Asesor: Dr. Jaime Luyo Kuong.

Un especial agradecimiento al “Programa de Maestrías en Universidades Peruanas”, promovido por el Ministerio de Educación (MINEDU), el Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC) y el Fondo Nacional de Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación Tecnológica (FONDECYT), instituciones que hicieron posible mi participación como becario en la presente Maestría.

INDICE DE CONTENIDO

INDICE DE CONTENIDO	4
INDICE DE FIGURAS	7
INDICE DE TABLAS.....	9
SIGLAS	10
RESUMEN	11
ABSTRACT	12
INTRODUCCIÓN.....	13
1 CAPITULO I: DESCRIPCIÓN DE LA TESIS	15
1.1 Ámbito del desarrollo de la investigación	15
1.2 Antecedentes Bibliográficos.....	15
1.3 Descripción de la Realidad Problemática.....	18
1.4 Formulación del Problema	19
1.5 Justificación e importancia de la investigación.....	20
1.6 Objetivos	20
1.7 Hipótesis	21
1.8 Variables e indicadores.....	22
1.9 Metodología de la investigación	23
1.9.3 Periodo de desarrollo.....	25
1.9.4 Fuentes de información e instrumentos utilizados	25
1.9.5 Técnicas de recolección y procesamiento de datos.....	25
2 CAPITULO II: MARCO DE REFERENCIA	26
2.1 Marco conceptual.....	26
2.1.1 Recursos distribuidos.....	26
2.1.2 Generación distribuida.....	26
2.1.3 Costo Nivelado de Electricidad.....	28

2.1.4	Sistema fotovoltaico conectado a la red.....	29
2.1.5	Potencial de generación eléctrica fotovoltaica.....	31
2.1.6	Grid Parity (Paridad de red).....	32
2.1.7	Prosumer.....	33
2.1.8	Mecanismos de promoción de generación eléctrica renovable.....	33
2.1.9	Medición y contabilización de energía en generación distribuida	36
2.2	Energía fotovoltaica en los mercados eléctricos	38
2.2.1	Mercados mayoristas.....	38
2.2.2	Generación distribuida.....	43
2.3	Mercado Eléctrico del Perú	49
2.3.1	Generación	50
2.3.1.1	Generación Eléctrica con recursos renovables	52
2.3.2	Transmisión	56
2.3.3	Distribución.....	57
2.3.4	Comercialización.....	58
3	CAPITULO III: METODOLOGIA.....	59
3.1	Modelo de Comportamiento Energético del SFV.....	60
3.2	Modelo de <i>Grid Parity</i> del precio de energía fotovoltaica.....	61
3.3	Modelo de mecanismos de Incentivo para generación distribuida.....	62
3.3.1	Mecanismo <i>Net Metering</i>	62
3.3.2	Mecanismo <i>Net Billing</i>	66
3.4	Datos del caso de estudio.....	68
4	CAPITULO IV: RESULTADOS.....	72
4.1	Impacto de la implementación del <i>Net Metering</i>	72
4.2	Análisis del <i>Grid parity</i> residencial.....	77
4.3	Evaluación de la implementación del <i>Net billing</i>	78

5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	83
	BIBLIOGRAFÍA	86
	ANEXOS	88

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 RELACIÓN DISTRIBUIDOR DE ELECTRICIDAD Y PROSUMER FV.....	27
FIGURA 2 RELACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN Y LCOE.	29
FIGURA 3 ESQUEMA DE SFV CONECTADO A LA RED.	29
FIGURA 4 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA FV ESTIMADO EN PERÚ, kWh/kWp.	31
FIGURA 5 <i>GRID PARITY</i> EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS	33
FIGURA 6 MODELOS DE DISEÑO DE FIT.....	35
FIGURA 7 ESQUEMA DEL MECANISMO <i>NET METERING</i>	36
FIGURA 8 ESQUEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA PARA GD.....	37
FIGURA 9 INCENTIVOS PARA ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MUNDO, 2014-2016.....	38
FIGURA 10 GENERACIÓN MUNDIAL DE ELECTRICIDAD: PARTICIPACIÓN DE FUENTES RENOVABLES, 2016.	39
FIGURA 11 POTENCIA FV INSTALADA MUNDIAL, 2006-2016.	39
FIGURA 12 POTENCIA FV INSTALADA: 10 PAÍSES LÍDERES AL 2016.....	40
FIGURA 13 PARTICIPACIÓN DE LA GENERACIÓN FV EN EL CONSUMO DE ELECTRICIDAD, PAISES DE LA UE 2016.....	41
FIGURA 14 PRECIOS DE GENERACIÓN FV EN EL MUNDO 2016 – UTILITY SCALE.	41
FIGURA 15 EVOLUCIÓN Y PROYECCIÓN DE COSTOS DE TECNOLOGÍA FV – UTILITY SCALE.	42
FIGURA 16 COSTOS DE INVERSIÓN EN SFV – 2015.....	42
FIGURA 17 POTENCIA INSTALADA FV: PARTICIPACIÓN POR TIPO DE INSTALACIÓN, 2006- 2016.	43
FIGURA 18 EVALUACIÓN DE INDUSTRIA FV EN DIFERENTES MERCADOS	44
FIGURA 19 NET METERING EN EE.UU.....	45
FIGURA 20 POTENCIA FV INSTALADA EN EUROPA POR TIPO DE INSTALACIÓN. 2013-2015.	46
FIGURA 21 MECANISMOS DE PROMOCIÓN DE GENERACIÓN FV EN EUROPA.....	47
FIGURA 22 <i>FIT</i> EN ESPAÑA, 2004.	47
FIGURA 23 PANORAMA DEL <i>NET METERING</i> Y AUTOCONSUMO EN EUROPA – 2013.....	48
FIGURA 24 FORMACIÓN DE PRECIOS AL USUARIO FINAL.	50

FIGURA 25 COSTOS VARIABLES Y MARGINAL EN UN MERCADO ELÉCTRICO.....	51
FIGURA 26 CÁLCULO DEL PRECIO EN BARRA.	52
FIGURA 27 MARCO NORMATIVO PARA PROMOCIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE.....	53
FIGURA 28 MECANISMO DE INGRESOS GARANTIZADOS	54
FIGURA 29 PRECIO PROMEDIO DE LOS PROYECTOS RER ADJUDICADOS.	54
FIGURA 30 CLASIFICACIÓN DE REDES DE TRANSMISIÓN.....	56
FIGURA 31 FACTORES DE REDUCCIÓN DE LA TARIFA FINAL DE ELECTRICIDAD, BT5B.....	57
FIGURA 32 PERFIL TÍPICO DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ELECTRICIDAD CON SFV. ...	63
FIGURA 33 RELACIÓN DISTRIBUIDOR DE ELECTRICIDAD, USUARIO Y GENERADOR DISTRIBUIDO.....	65
FIGURA 34 IRRADIACIÓN SOLAR EN LA REGIÓN DE AREQUIPA.	68
FIGURA 35 COSTOS DE INVERSIÓN EN SFV.....	69
FIGURA 36 PERFILES TÍPICOS DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD.....	70
FIGURA 37 EVOLUCIÓN DE LA TARIFA RESIDENCIAL 2010-2015.	71
FIGURA 38 POTENCIA INSTALADA FV Y P/B BAJO <i>NET METERING</i>	72
FIGURA 39 IMPACTO DE LA POTENCIA INSTALADA FV DEL USUARIO CON CONSUMO <100:150> kWh/MES.....	74
FIGURA 40 CURVAS DE PRODUCCIÓN FV DIVERSAS POTENCIAS INSTALADAS.	74
FIGURA 41 CONSUMO VS PRODUCCIÓN MENSUAL - 'NET ENERGY ZERO BUILDING'.	75
FIGURA 42 TARIFA DE INTEGRACIÓN FV EN FUNCIÓN DEL FACTOR DE VENTA K.	77
FIGURA 43 ANÁLISIS <i>GRID PARITY</i> EN EL MERCADO RESIDENCIAL DE AREQUIPA.	78
FIGURA 44 IMPACTO DEL FACTOR DE VENTA K. <i>PROSUMER</i> CON CONSUMO <30:100> kWh/MES.....	79
FIGURA 45 IMPACTO DEL FACTOR DE VENTA K. <i>PROSUMER</i> CON CONSUMO <301:500> kWh/MES.....	79
FIGURA 46 FACTURACIÓN EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DEL SFV.	80
FIGURA 47 FACTURACIÓN EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DEL SFV.	81

INDICE DE TABLAS

TABLA 1 METODOLOGÍA PLANTEADA DE EVALUACIÓN	23
TABLA 2 MECANISMOS DE PROMOCIÓN PARA GENERACIÓN RENOVABLE	34
TABLA 3 MECANISMOS DE INCENTIVOS EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA ...	45
TABLA 4 CENTRALES FV EN PERÚ, COSTOS DE INVERSIÓN Y PRECIO DE ENERGÍA.	55
TABLA 5 EFECTO DE LA TASA DE DEGRADACIÓN EN EL DESEMPEÑO DEL SISTEMA	61
TABLA 6 PARÁMETROS TÉCNICOS.....	69
TABLA 7 MERCADO REGULADO RESIDENCIAL DE AREQUIPA	70
TABLA 8 IMPACTO EN EL DISTRIBUIDOR DE ELECTRICIDAD POR LA INYECCIÓN DE ENERGÍA DEL SFV POR USUARIO	76
TABLA 9 POTENCIA INSTALADA OPTIMA (kWp) - COSTO DE INVERSIÓN 2210 US\$/kWp	82
TABLA 10 POTENCIA INSTALADA OPTIMA (kWp) - COSTO DE INVERSIÓN 2210 US\$/kWp	82

LISTA DE SIGLAS

BT	Baja Tensión
DSO	Distribution System Operator
FIT	Feed in Tariff
GD	Generación Distribuida
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOE	Costo Nivelado de Electricidad
LCE	Ley de Concesiones Eléctricas
LGE	Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación eléctrica
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
MT	Media Tensión
Osinergmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
P/B	Pay Back
RER	Recurso Energético Renovable
SEAL	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste
SFV	Sistema Fotovoltaico
VAD	Valor Agregado de Distribución

RESUMEN

En el Perú, la definición de los mecanismos regulatorios y condiciones técnicas y económicas de conexión de la generación distribuida se encuentran en proceso de discusión, elaboración y aprobación. En este sentido, en la presente investigación se plantea una metodología para la evaluación del impacto del mecanismo *net metering* y *net billing* como incentivo para la integración de sistemas fotovoltaicos (SFV) por los usuarios residenciales del tipo tarifario BT5B; así como el análisis del precio de la energía inyectada a la red de distribución.

La metodología se plantea en base a un modelo de maximización de los beneficios económicos del usuario residencial durante la vida útil del SFV, con la aplicación del *net metering* y *net billing*; de esta forma se establece potencias óptimas (kWp) del SFV por rango de consumo de electricidad de los usuarios y el cálculo de los indicadores PayBack y de facturación del usuario. Bajo la perspectiva de la empresa de distribución de electricidad, se evalúa el impacto del valor económico que tendrá la inyección de energía por el *prosumer* a sus redes de distribución, en función a la relación del precio mayorista de electricidad y el precio de energía inyectada. La metodología es aplicada al mercado minorista de electricidad de Arequipa, ubicado geográficamente al sur del Perú y con un elevado recurso solar.

Los resultados principales demuestran que el mecanismo *net metering* representa un alto incentivo para la instalación de SFV; con un *PayBack* de inversión entre 7 y 5.5 años, para costos de inversión 2210 y 1800 US\$/kWp y dimensionados para cubrir el 100% del consumo del usuario en un balance anual. A su vez el 60% de la producción total es inyectada a la red. El mecanismo *net billing*, incentiva el no sobredimensionamiento de los SFV, es decir, que cubran entre el 30 y 45 % del consumo del usuario en un balance anual, para costos de inversión de 2210 y 1800 US\$/kWp. Los niveles de inyección de energía a la red de estos SFV serán de 10 y 25% de la producción total, bastante menores al 60% *bajo el net metering*.

Palabras Clave: *Energía Renovable, Prosumer, Balance Neto, Paridad de red.*

ABSTRACT

In Peru, the definition of the regulatory mechanisms and technical and economic connection conditions of distributed generation are in the process of discussion, elaboration and approval. In this sense, the present research proposes a methodology for evaluating the impact of the net metering and net billing mechanism as an incentive for the integration of photovoltaic systems (SFV) by residential users of the BT5B rate rate - flat rate price, connected to the low voltage network; as well as the analysis of the price of the energy injected into the distribution network.

The research presents the evaluation based on the relationship between the electricity distribution company and the residential user of electricity. By means of a model of maximization of the economic benefits of the residential user during the useful life of the SFV, optimum powers (kWp) of the SFV are established by the user's electricity consumption range. From the perspective of the electricity distribution company, the impact of the economic value of the injection of energy by the prosumer to its distribution networks is evaluated, based on the ratio of the wholesale price of electricity and the price of injected energy. The methodology is applied to the case of the Arequipa electricity retail market, located geographically in southern Peru and with a high solar resource.

The main results show that the net metering mechanism represents a high incentive for the installation of SFV; with PayBack between 7 and 5.5 years, for investment costs 2210 and 1800 US \$ / kWp and designed to cover 100% of the user's consumption in an annual balance. At the same time 60% of the total production is injected into the network. The net billing mechanism encourages non-oversizing of SFVs, that is, covering between 30 and 45% of the user's consumption in an annual balance, for investment costs of 2210 and 1800 US \$ / kWp. The levels of energy injection to the network of these SFVs will be 10 and 25% of the total production, considerably less than 60% under net metering.

Keywords: *Renewable Energy, Prosumer, Net metering, Net billing, Grid Parity.*

INTRODUCCIÓN

La integración de la generación distribuida a las redes de distribución, se sustenta en mecanismos normativos y regulatorios que establecen las condiciones técnicas y económicas de los intercambios de energía con la red de distribución eléctrica y su valorización económica. En Alemania, España, Italia y otros países Europeos la promoción y desarrollo de los mercados de generación residencial fotovoltaica (FV) distribuida se ha basado, principalmente, en el mecanismo de primas reguladas por kWh generado – Feed in tariff, *FiT*. En Estados Unidos, se ha empleado el mecanismo *net metering*. Actualmente, la acelerada reducción de los costos de la tecnología FV ha permitido alcanzar, en diversos mercados eléctricos, la Paridad de Red – Grid Parity. Esta circunstancia ha provocado la revisión y reformulación del *net metering* y el *FiT*.

La investigación presenta una metodología para la evaluación de los mecanismos *net metering* y *net billing* en el caso Peruano, mediante un modelo que representa la relación Distribuidor de electricidad y usuario residencial BT5B. El documento está estructurado en los siguientes capítulos: en el capítulo I, se describe el plan de tesis donde se muestra la formulación del problema, objetivos e hipótesis de investigación. En el capítulo II, se presenta el marco conceptual y de referencia con la descripción de los mercados eléctricos de energía fotovoltaica en un contexto internacional. Además se presenta la teoría de formación de precios en el mercado eléctrico Peruano. El capítulo III describe inicialmente la formulación del modelo matemático que representa los flujos de energía durante la vida útil del SFV, la formulación matemática del mecanismo de promoción fotovoltaica *net billing*, considerando el beneficio económico, la potencia instalada óptima para el usuario y el impacto en el negocio de la empresa distribuidora, en relación a la inyección de energía fotovoltaica. Se presenta además el modelo de evaluación de la competitividad del precio de energía FV respecto a la tarifa final por red eléctrica, en base al indicador Costo nivelado de electricidad (LCOE). Posteriormente, se describen las características de la demanda de energía de los usuarios, por rango de consumo mensual, y el recurso solar existente para la zona geográfica de

Arequipa, a utilizar como caso de estudio. En el capítulo IV, se detalla los resultados obtenidos de la evaluación del impacto técnico-económico del mecanismo de promoción de integración fotovoltaica en el mercado minorista analizado. Se determina la potencia instalada óptima del sistema fotovoltaico, considerando que el usuario asume la inversión económica del proyecto. Además, se evalúa el impacto económico que genera cada usuario, en forma individual, por la inyección de energía fotovoltaica a la red de la empresa distribuidora. Finalmente, en el apartado V se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio realizado, ante un eventual diseño del *net billing* para la promoción de la generación fotovoltaica y su integración en las redes de distribución en el Perú.

Durante el desarrollo de la presente tesis, se ha culminado la elaboración de dos papers y sometidos a journal indexados.

- Título: *Impact assessment of net metering for residential photovoltaic distributed generation in Peru.*

Estado actual (03/2018): Aceptado y próximo a ser publicado en la revista indexada *International Journal of Renewable Energy Research - IJRRER*.

- Título: *A Sustainable Mechanism for Residential Photovoltaic Distributed Generation: Net Billing and Self-consumption in Peru.*

Estado actual (03/2018): Siendo revisado en la revista indexada *International Distributed Generation & Alternative Energy Journal- DG&AE*.

1 CAPITULO I: DESCRIPCIÓN DE LA TESIS

1.1 Ámbito del desarrollo de la investigación

La presente investigación se enmarca dentro de la línea de investigación de Regulación y Gestión del Mercado energético.

Se desarrollará dentro del ámbito del sub sector eléctrico Peruano, específicamente ante la integración de generación fotovoltaica distribuida a la redes de distribución eléctrica.

1.2 Antecedentes Bibliográficos

(Comello & Reichelstein, 2017), estudia el mecanismo *net metering* en California, Nevada y Hawái, que paga los excedentes de energía FV al valor de la tarifa minorista, indicando que este genera una subvención implícita para SFV en generación distribuida, que es pagada por todos usuarios del sistema eléctrico. Examina el impacto sobre las futuras inversiones en el sistema de distribución y el incremento en las tarifas de electricidad. Indica que el LCOE es el principal factor de decisión sobre el incentivo al usuario y los efectos en la empresa distribuidora. Finalmente concluye que en la fase inicial de penetración de SFV los costos para el distribuidor disminuirían (debido a la reducción de las pérdidas puesto que la generación es absorbida por la carga local). Sin embargo, a largo plazo si la generación distribuida fotovoltaica comienza a exceder la demanda local este causaría costos adicionales para el distribuidor.

(Dutta, Ghosh, & Mohanta, 2016), indica que debido a la disminución de costos de inversión en SFV el esquema *FiT* se ha convertido en obsoleto, siendo sustituido por el *net metering* para la generación distribuida a nivel residencial. Plantea una evaluación del retorno económico (P/B), mediante un modelo basado en la curva de consumo diaria promedio del cliente y estima la generación FV, para diversas potencias instaladas del SFV. Finalmente menciona que la transformación de los

sistemas eléctricos hacia los ‘*Smart grid*’ tendrán gran inversión privada por parte de los consumidores, junto al desarrollo de diversos esquemas y políticas que redefinirán la relación entre productores y consumidores.

(Varas, y otros, 2016), evalúa la integración de SFV residenciales en generación distribuida, con los mecanismos *net metering* y *net billing*, analizando las opciones de autoconsumo, autoconsumo junto a inyección a la red y autoconsumo más almacenamiento. Mediante la evaluación del VAN, selecciona las potencias óptimas del SFV. Así, establece que para el sector residencial una capacidad óptima de 1 kWp, además de indicar que la opción de almacenamiento no es económicamente viable para el sector Norte de Chile bajo los costos actuales de tecnología.

(Darghouth, Wiser, Barbose, & Mills, 2016), plantea el análisis de los efectos del despliegue de la generación fotovoltaica en EE.UU, en función de la reducción de los costos, esquemas financieros y el esquema *net metering*, que compensa la generación FV distribuida al valor de la tarifa minorista de electricidad. Indica que el mecanismo *net metering*, para el distribuidor de electricidad, impacta en la menor recuperación de los costes fijos de la infraestructura. Por lo que plantea un pago menor por la energía FV para aminorar estos efectos y que les permita una reducción adecuada de factura a los usuarios, bajo estructuras tarifarias fijas y variables en el día.

(Pyrgou, Kylili, & Fokaidis, 2016), examina las tarifas *FiT* para promover la tecnología FV en el contexto Europeo (Dinamarca, Alemania, Cyprus y España). Menciona que este esquema debe ser definido bajo la condición particular de cada país y debe ser actualizado en función la evolución del costo de la tecnología y potencia instalada acumulada. Diseña un modelo económico de rentabilidad en base al indicador VAN y evalúa la implicación del incremento de penetración de generación distribuida.

(Watts, Valdés, Jara, & Watson, 2015), estudia los mecanismos *net metering* y *net billing* en Chile, el cual es uno de los pocos países donde se están desarrollando diversos proyectos sin subsidios gubernamentales con un rápido crecimiento. En el diseño regulatorio de Chile, el *net billing* compensa al precio de energía inyectado al valor del mercado mayorista. Se identifica las ciudades con el mejor potencial FV, calculando el LCOE y el P/B. Así resulta que el área norte, de altas tarifas, logra P/B entre 6 años y áreas con menores tarifas y bajos niveles de radiación, 13 años. Concluye que el *net metering* incentiva en mayor medida al *net billing* para promover la generación distribuida. Además explica que bajo un esquema de *net billing*, un consumidor verá beneficios económicos cuando se instala un sistema con una potencia menor en relación con el consumo de electricidad.

(Dufo-López & Bernal-Agustín, 2015), muestra la formulación matemática de una metodología para la evaluación de las diferentes modalidades del *net metering* y *net billing* aplicado en diferentes países. Indica que el *net billing*, no ha sido estudiado en profundidad. Evalúa la transición de las tarifas *FIT* al *net metering* y *net billing* para el caso de España. Para vivienda típica ubicada en Zaragoza, obtiene el VAN de 13 diferentes modalidades, para SFV de 1,5 y 2 kWp. Finalmente indica que el incentivo al usuario en el *net metering* es indistinto a la potencia instalada, pero esta situación no se da en el *net billing*.

(Orioli & Di Gangi, 2015), estudia los cambios en la regulación y políticas en generación distribuida FV en Italia. Describe que desde el 2005 las tarifas FIT han sido el principal driver impulsor de este mercado solar y compara con el reciente cambio al *net metering* bajo indicadores de P/B y LCOE. Además analiza las condiciones necesarias hacia el *Grid parity* residencial y el potencial renovable bajo un análisis del área disponible en viviendas para instalaciones de estos proyectos.

(Eid, Guillen, Marin, & Hakvoort, 2014), presenta la evaluación de los efectos del *net metering* bajo una perspectiva del distribuidor de electricidad. Mediante el análisis de curvas de demanda y oferta FV, indica que el incremento de penetración de generación FV distribuida impacta en la recuperación de costos de inversión en

la infraestructura, pérdidas de ingresos por ventas de energía y genera subsidios cruzados en usuarios con y sin SFV. Propone recomendaciones sobre el esquema tarifario y *net metering* que resultara en incentivar la penetración sostenible de generación distribuida en las redes.

(Cai, Adlakha, Low, De Martini, & Chandy, 2013), establece la evaluación del impacto de la integración de SFV en las tarifas finales de electricidad. Considera que ante la reducción de costos de tecnología FV, los usuarios tienen incentivo para depender en menor medida de la red eléctrica, pero esta infraestructura en un costo fijo de tipo hundido, que se ha incurrido y debe recuperarse. Por lo que cualquier disminución del consumo de electricidad requiere el incremento de las tarifas, y esto a su vez genera el incentivo a depender menor de la red electricidad, y cubrir todo su consumo con electricidad fotovoltaica. Plantea alternativas como posibles cambios en las estructuras tarifarias de conexión en función de la penetración de generación distribuida fotovoltaica.

(Yamamoto, 2012), indica que los tres mecanismos que se emplean comúnmente para permitir a los usuarios vender electricidad fotovoltaica a la red son: *FiT*, *net metering*, y *purchase/sale net*. Por lo que compara estos mecanismos mediante la evaluación del bienestar social, que lo define como la suma del excedente del consumidor y beneficio de la compañía eléctrica. Demuestra que, si la diferencia entre la tarifa y el valor de venta es relativamente pequeña, el *FiT* es probable que produzca más bienestar que el *net metering*; si la diferencia es grande sería el caso contrario. Además según la evaluación indica que si el precio de la electricidad generada por el SFV es igual a la tarifa eléctrica, no hay diferencia en el funcionamiento de los tres mecanismos.

1.3 Descripción de la Realidad Problemática

Los mercados eléctricos en el mundo se encuentran en un proceso de transición, principalmente por aspectos de cambio climático y necesidad de mejora del acceso a la energía. Según esto, se requiere asegurar un crecimiento económico

sostenible a largo plazo, en base a los pilares: eficiencia energética, energía renovable, generación distribuida, acoplamiento de usos energéticos y sistemas energéticos inteligentes. (REN21, 2017)

La Generación Distribuida permite el aprovechamiento de fuentes de energía cercana al usuario y por tanto su participación más activa en el mercado eléctrico. En el caso de los SFV conectados a la red, actualmente la rápida disminución de costos de inversión y el logro del *Grid Parity*, está ocasionando la transición del mecanismo *FiT* al *net metering*, (Orioli & Di Gangi, 2015). Estudios recientes (Varas, y otros, 2016), (Watts, Valdés, Jara, & Watson, 2015), evalúan en Chile el incentivo del *net billing* en los usuarios y recomiendan que se debe estimar adecuadamente el valor de venta de energía inyectada a la red.

En el caso de Perú el *DL. 1221 (2015)*, promueve la mejora de la regulación de la distribución de electricidad, indica que los usuarios podrán conectar sistemas de generación renovable a las redes de distribución. Pero aún no se ha definido los mecanismos regulatorios, condiciones técnicas y económicas de conexión de la generación distribuida a las redes de distribución; por lo que se desconoce la competitividad y los beneficios económicos que tendrá el usuario residencial BT5B al integrar SFV y convertirse en *prosumer*, en base a mecanismos de incentivo que se aplican actualmente en el contexto internacional.

1.4 Formulación del Problema

La presente investigación, bajo las condiciones actuales de costo de tecnología y considerando formula lo siguiente:

¿De qué manera impacta el mecanismo *net metering* y *net billing* para generación distribuida, en los beneficios económicos para la integración de sistemas fotovoltaicos por el usuario residencial BT5B?

1.5 Justificación e importancia de la investigación

En el ámbito nacional, a través de la Política Energética Nacional se establece como objetivos la diversificación de la matriz de la oferta de generación eléctrica y promover la eficiencia energética en las redes de distribución, por lo que la generación distribuida es una interesante alternativa en un marco de desarrollo sostenible. Sumado a que el aprovechamiento de fuentes renovables de energía permite un mínimo impacto ambiental y que éstas fuentes están logrando ser competitivas respecto a las fuentes convencionales en términos de precio de energía. (MINEM, 2010)

La importancia de la investigación radica en que cubrirá el vacío de información en el Perú, sobre los beneficios económicos que tendría el usuario residencial al convertirse en *prosumer*, en base a la aplicación de los mecanismos de incentivo para promoción de generación renovable distribuida que se aplican en el contexto internacional. Además de identificar las condiciones necesarias como nivel de recurso solar, costos de inversión y tarifa de electricidad, para la integración de sistemas fotovoltaicos a la red por el usuario residencial.

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo General

- Elaborar una metodología para la evaluación del impacto de los mecanismos de incentivo para generación distribuida fotovoltaica residencial en los beneficios económicos del usuario residencial BT5B.

1.6.2 Objetivos Específicos

- Revisar el contexto internacional sobre la aplicación de mecanismos de incentivo para generación distribuida.

- Desarrollar un modelo para evaluar la competitividad de los precios de energía fotovoltaica (*Grid Parity*) en el mercado residencial.
- Desarrollar un modelo para determinar la potencia instalada del sistema fotovoltaico que minimice la facturación eléctrica del usuario residencial bajo el mecanismo *net metering* y *net billing*.
- Elaborar una metodología para evaluar el impacto de la introducción del mecanismo *net metering* y *net billing* en el distribuidor de electricidad, debido a la energía fotovoltaica inyectada por los *prosumers*.
- Aplicar la metodología propuesta al caso de estudio: Usuarios residenciales BT5B del mercado de la región geográfica de Arequipa.

1.7 Hipótesis

1.7.1 Hipótesis General

- Elaborando una metodología para la evaluación de los mecanismos de incentivo se determinará los beneficios económicos por la integración de generación distribuida fotovoltaica por los usuarios residenciales.

1.7.2 Hipótesis Específicas

- Revisando el contexto internacional en aplicación de mecanismos de incentivo para generación renovable, se conocerá los beneficios y barreras de la generación distribuida.
- Desarrollando el modelo de Paridad de red, se determinará que la tecnología fotovoltaica es competitiva respecto al suministro convencional de electricidad, en términos de precios de energía.

- Desarrollando el modelo de mecanismos de incentivo se determinará los beneficios de la generación distribuida en la facturación eléctrica del usuario residencial.
- Desarrollando la metodología del impacto de los mecanismos de incentivo para la generación distribuida se determinará el impacto en el negocio de distribución eléctrica.
- Aplicando la metodología propuesta al caso de estudio se determinará el impacto de los mecanismos de incentivo para generación distribuida fotovoltaica residencial en la región de Arequipa.

1.8 Variables e indicadores

Variables Independientes (X).

X: Mecanismos de incentivo para la generación Distribuida fotovoltaica.

Indicadores

X1. Tarifa eléctrica (US\$/kWh).

X2. Costo de Inversión del SFV (US\$/kWp).

X3. Potencial solar específico (kWh/kWp).

Variables Dependientes.

Y. Metodología para la evaluación del impacto de los mecanismos de incentivo sobre los beneficios económicos del usuario residencial.

Indicadores

Y1. Integración del Net metering y Net billing.

- Y2. Costo Nivelado de energía (LCOE).
- Y3. Tasa de Cobertura y Autoconsumo (%).
- Y4. Período de Recuperación (P/B).
- Y5. Facturación de electricidad (kWh/mes)
- Y6. Impacto económica sobre la facturación (%)

1.9 Metodología de la investigación

En la *Tabla 1*, se presenta la metodología para la evaluación de los mecanismos de incentivo en generación distribuida.

Tabla 1 Metodología planteada de evaluación

Mecanismo	Demanda de electricidad	Oferta de electricidad FV	Modelo
<i>Net Billing y Net Metering</i>	Curvas Características de consumo	Estimado por perfil típico	Función No lineal de facturación eléctrica

Fuente: Elaboración propia

La metodología será aplicada para el caso de estudio de usuarios residenciales de la zona de concesión eléctrica SEAL, debido al elevado nivel de irradiación solar que presentan.

- Determinar el consumo y producción de electricidad FV a escala residencial.

El comportamiento del consumo de electricidad, sigue un patrón determinado por las distintas actividades de consumo (residencial, comercial e industrial) y diversos factores. Estas características se repiten en forma periódica, por lo que su comportamiento puede ser modelado mediante un perfil característico.

Por el lado de producción FV, se identificará la forma de curva de generación de instalación existente geográficamente cercana a la zona de concesión de la

empresa SEAL. Se estimará esta curva para la escala de kWp. (Cros S., 2003), demostró que la irradiación solar diaria medida en una estación puede ser considerada válida en un área alrededor de 30 km.

- Establecer la función facturación eléctrica del usuario residencial.

Para un usuario la facturación incluirá el costo de inversión del SFV, el costo de operación y mantenimiento y costo de compra de energía a la red eléctrica, restando los ingresos procedentes de la venta del exceso de electricidad. Usando este modelo no lineal, se evaluará el tamaño de la instalación FV más adecuado para el usuario BT5B.

- Análisis del *Grid Parity* residencial.

Los escenarios de disminución en los costos de tecnología, incremento de las tarifas eléctrica permitirán identificar las condiciones para que sea económicamente viable invertir en SFV.

- Evaluar los mecanismos de incentivos de generación distribuida.

Se evaluará la aplicación de los mecanismos en el valor de venta de energía inyectada a la red.

1.9.1 Unidad de análisis

El estudio se enfoca en el usuario residencial del tipo tarifario BT5B y su relación con la empresa Distribuidora de electricidad (DSO).

1.9.2 Tipo y nivel de investigación

De acuerdo a sus características: Aplicada, Enfoque cuantitativo y alcance Explicativo.

1.9.3 Periodo de desarrollo

Año 2016-2017

1.9.4 Fuentes de información e instrumentos utilizados

- Artículos en revistas Indexadas.
- Tesis de maestría y doctorado.
- Libros especializados.
- Datos de instituciones oficiales del sector eléctrico nacional.

1.9.5 Técnicas de recolección y procesamiento de datos

Recopilación de información de fuentes oficiales del sector (Osinergrmin, COES, MINEM), y diversos organismos reguladores internacionales. El Procesamiento se hará mediante la herramienta Excel.

2 CAPITULO II: MARCO DE REFERENCIA

2.1 Marco conceptual

2.1.1 Recursos distribuidos.

Según (Ackermann, Andersson, & Söder, 2001), consisten en dos aspectos:

- a. Generación distribuida (GD).
- b. Recursos de la demanda: Consiste en la gestión de la demanda, para trasladar el consumo de electricidad en periodos pico a fuera de pico y reducir la máxima demanda; y eficiencia energética.

2.1.2 Generación distribuida.

El modelo de negocio tradicional de la industria eléctrica en el mundo se ha basado en la generación de electricidad centralizada, que involucra grandes plantas conectadas a las redes de transmisión, que ajustan la oferta a la demanda en tiempo real. Este modelo debido a los cambios tecnológicos y precios competitivos de electricidad, ha venido cambiando hacia la introducción de generación conectada a la distribución con beneficios económicos y mejoras de eficiencia a nivel del consumidor final.

Se define la GD como una fuente de electricidad conectada directamente a la red de distribución o después del medidor del cliente. Debemos considerar que no existen tamaños o niveles de tensión aceptados como definición única para la GD. (Ackermann, Andersson, & Söder, 2001)

(IEA, 2002), define a la GD como una planta generadora ubicada en las instalaciones de los clientes o proveyendo soporte a las redes de distribución, conectada a la red a un voltaje de distribución.

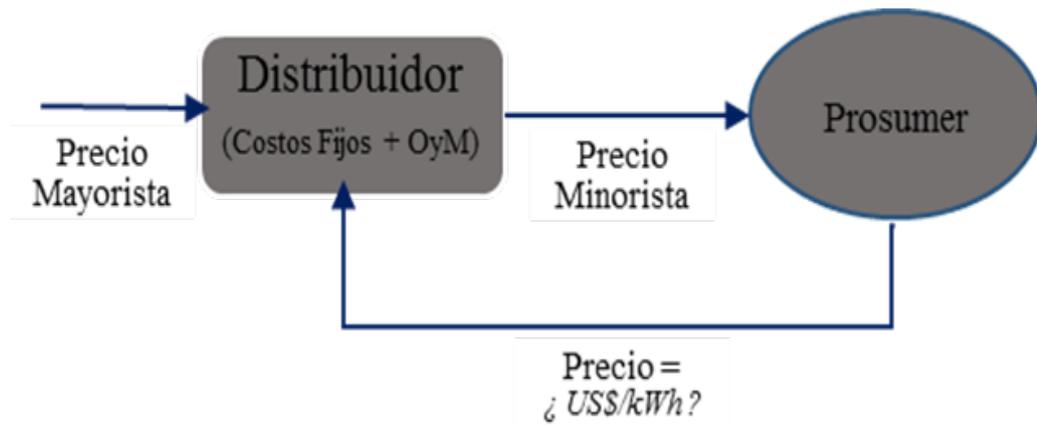
(IEEE, 2003), define a la GD como la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales, de forma que se pueden conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico.

Los principales actores de la generación distribuida para autoconsumo, es decir, los que generan influencia considerable para la penetración de GD son:

- Los usuarios finales, conectados a la red de distribución eléctrica. Los cuales tomarán un rol activo con producción de electricidad, autoconsumo y venta de excedentes, así se hace referencia al término de *Prosumer*.
- Las empresas de distribución eléctrica (DSO), a cuyas redes se conectan los *prosumer* de manera permanente.
- Agentes proveedores de bienes y servicios para la instalación y operación de los sistemas de generación eléctrica.

En la *Fig. 1*, se muestra el esquema de forma simplificada de la relación entre el Distribuidor de electricidad (DSO) y el *prosumer*, en términos de los precios mayorista, minorista de electricidad y el precio de inyección del *prosumer* hacia el distribuido.

Figura 1 Relación Distribuidor de electricidad y prosumer FV.



Fuente: Elaboración propia

2.1.3 Costo Nivelado de Electricidad.

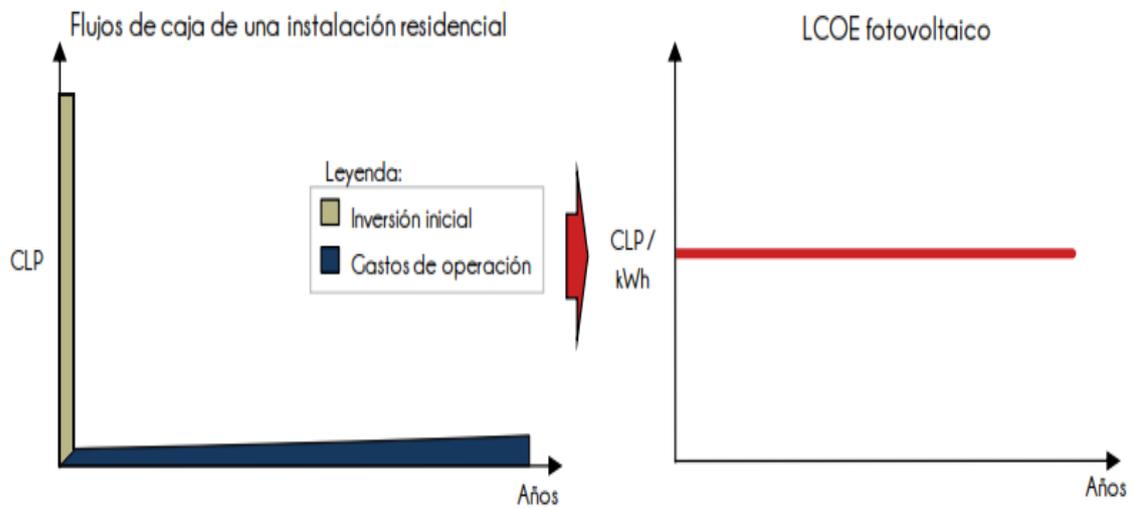
El Costo nivelado de Electricidad (LCOE), es el costo teórico y constante de generar electricidad, cuyo valor presente es equivalente al de todos los costos asociados al sistema durante toda su vida útil. Es el indicador con uso más extendido para comparar tecnologías con diferentes características de operación. (Branker, Pathak, & Pearce, 2011)

El LCOE se presenta en función de los siguientes parámetros:

- Costos: Inversión inicial, Operación, Mantenimiento y financieros.
- Características tecnológicas: Vida útil, tasa de degradación, factor de planta.
- Inflación.
- Externalidades.
- Tasa de descuento

En la *Fig.2*, se muestra la relación entre los costos de inversión, operación y mantenimiento de un SFV y el LCOE equivalente durante toda su vida útil.

Figura 2 Relación de costos de generación y LCOE.

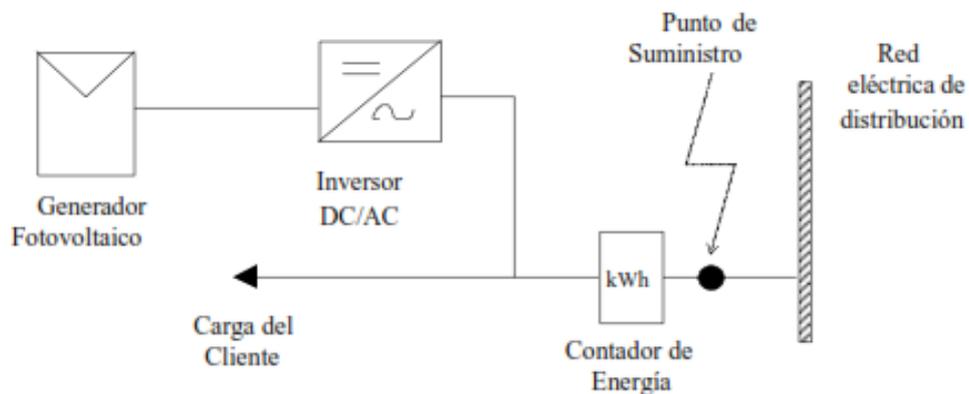


Fuente: (Creara, 2015)

2.1.4 Sistema fotovoltaico conectado a la red.

En la *Fig. 3*, el sistema fotovoltaico (SFV) corresponde a un conjunto de componentes que efectúa la transformación de la energía solar en energía eléctrica y el suministro de electricidad a la carga. El SFV se encuentra conectado en paralelo a la red de distribución.

Figura 3 Esquema de SFV conectado a la red.



Fuente: (Creara, 2015)

Se compone de:

- Paneles fotovoltaicos: Es la unidad fundamental del sistema. Está compuesto de celdas fotovoltaicas conectadas eléctricamente en serie o paralelo.
- Inversor para conexión a la red: Es un dispositivo que transforma y acondiciona la energía eléctrica DC producida por los módulos en energía eléctrica comercial, 220 Volt AC, para su conexión a la red eléctrica de distribución. Además asegura que las características de la energía eléctrica sean adecuadas para su intercambio con la red (Armónicos, frecuencia).
- Medidor y contador de energía. Es un equipo que mide las de características del flujo de energía eléctrica. Actualmente se están desarrollando medidores 'smart' con fines adicionales a los de facturación, como son el monitoreo, control y operación del sistema eléctrico; lo cual permite la integración de generación distribuida con fuentes no gestionables.
- Otros componentes.
 - ✓ Estructura de soporte
 - ✓ Cables y conectores
 - ✓ Equipos de protección eléctrica.

Entre las principales ventajas de SFV conectado a la red se tiene:

- ✓ Durabilidad y buen desempeño durante la vida útil.
- ✓ Muy bajos costos de Operación y mantenimiento.
- ✓ No hay consumo de combustible.

Entre las principales barreras y desventajas de SFV conectado a la red se tiene:

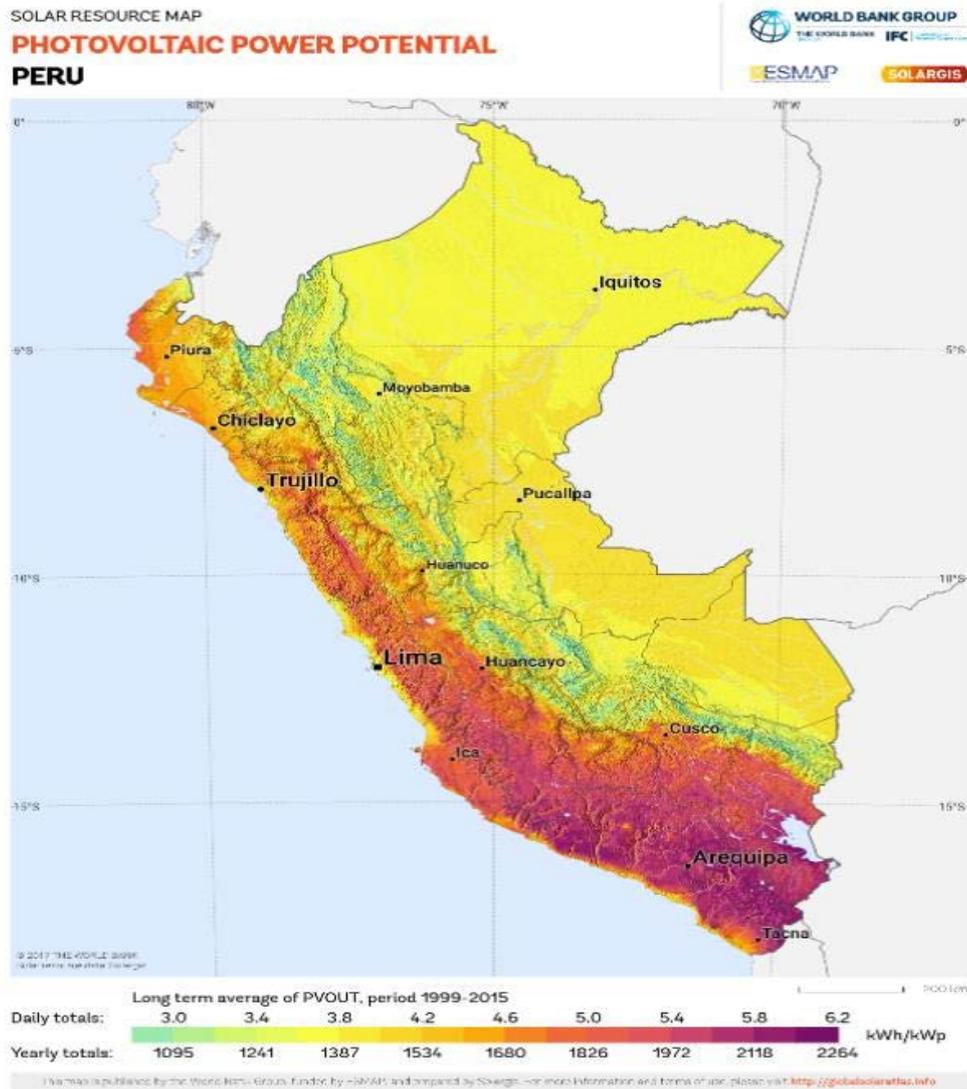
- ✓ Variación de la radiación solar y almacenamiento de energía.

- ✓ Acceso a financiamiento para el costo de inversión.
- ✓ Desconocimiento de tecnología.

2.1.5 Potencial de generación eléctrica fotovoltaica.

La conversión directa de la energía solar en energía eléctrica se debe al fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico. El potencial específico de generación de electricidad mediante SFV, determinado mediante el modelo SOLARGIS , *Fig.4*, toma en cuenta la ubicación geográfica, irradiación solar incidente en la superficie, temperatura, ángulo óptimo de inclinación a fin de estimar la producción de electricidad específica. (SolarGIS, 2017)

Figura 4 Potencial de producción de Energía FV estimado en Perú, kWh/kWp.



Fuente: (SolarGIS, 2017)

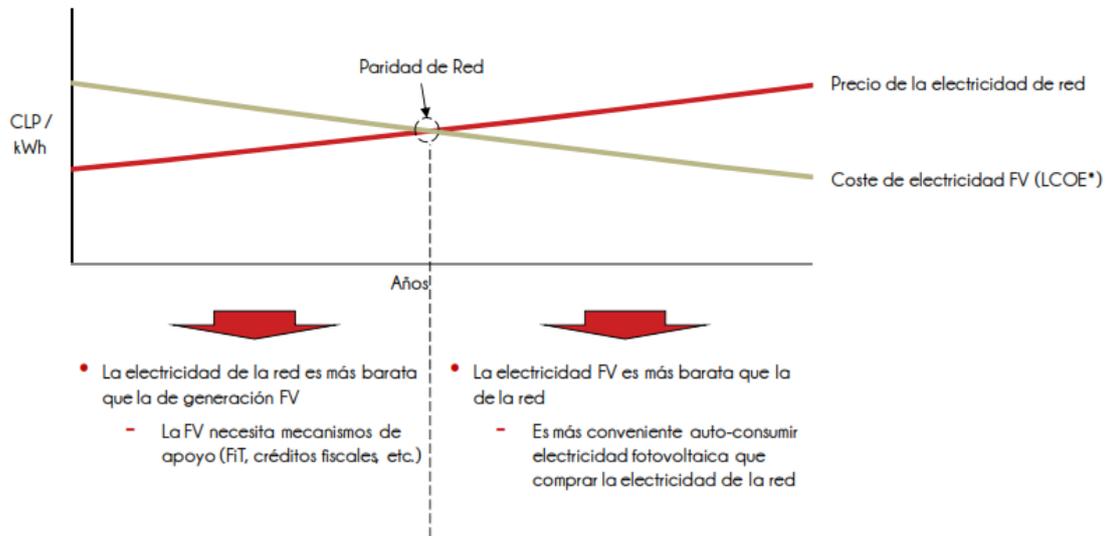
2.1.6 Grid Parity (Paridad de red).

Se considera un punto de inflexión para la integración de SFV en los mercados eléctricos. En la Fig. 5, se muestra que el *grid parity* implica la reducción del costo de generación FV y el aumento de los precios de electricidad en el mercado (mayorista y/o minorista). Así se distingue las siguientes condiciones:

- Comercialmente viables – *Grid Parity*.
- Económicamente viables – *Wholesale market Parity*.

En los mercados eléctricos que han alcanzado el *Grid parity*, el autoconsumo FV se está convirtiendo en la herramienta principal para promover la generación distribuida, la optimización de esta herramienta permitirá incrementar la rentabilidad y la sostenibilidad de la red eléctrica. (Creara, 2015)

Figura 5 *Grid Parity* en los mercados eléctricos



Fuente: (Creara, 2015)

Bajo este contexto el usuario del segmento residencial tomara un rol más activo con la generación distribuida en los sistemas eléctricos, por lo que es necesario dilucidar la oportunidad de integración de SFV a la red eléctrica y establecer los mecanismos favorables y adecuados para su promoción.

2.1.7 Prosumer.

Usuarios conectados a la red eléctrica, que consumen y producen electricidad mediante alguna tecnología.

2.1.8 Mecanismos de promoción de generación eléctrica renovable.

El funcionamiento de estos mecanismos en los mercados eléctricos, permite definir las características técnicas y económicas de la transacción de energía. *En la Tabla 2*, se presenta un resumen de los mecanismos aplicados para incentivar la generación renovable en los mercados mayoristas y minoristas de electricidad.

Tabla 2 Mecanismos de promoción para generación renovable

Mercado	Mecanismo	Características
Mayorista	Subastas	Procesos competitivos de contratación de suministro eléctrico. Permite revelar precios reales de generación renovable. Se licita capacidad (MW), energía (MWh) o ambos. De acuerdo a características de cada mercado
Mayorista y generación distribuida	FiT	Provee seguridad de contrato a largo plazo: Rentabilidad Se vende todo el volumen de energía generado al precio definido por contrato, el cual está por encima del mercado.
Generación distribuida	Net metering	Balance a nivel físico. Se compensa los excedentes inyectados a la red, al valor de la tarifa minorista. Esquema sencillo de administrar mediante medidor bidireccional.
Generación distribuida	Autoconsumo	Producción que es consumida en tiempo real, no se contabiliza ni se factura. No existe compensación por excedentes
Generación distribuida	Net billing	Balance a nivel económico. Venta de energía a un precio menor al valor de la tarifa. Requiere un medidor que registre flujos de energía por separado.
Mayorista y generación distribuida	Subsidios de capital	Subvenciones financieras directas destinadas a hacer frente a la barrera del costo inicial, en forma parcial o total del sistema.
Mayorista y generación distribuida	Estándares de cartera renovable (RPS)	Requisito obligatorio a las distribuidoras de electricidad, de suministrar electricidad a partir de energías renovables.
Generación distribuida	Requisitos de construcción sostenible	Requisitos en los nuevos edificios (residenciales y comerciales) para el aprovechamiento de energías renovables y eficiencia energética.

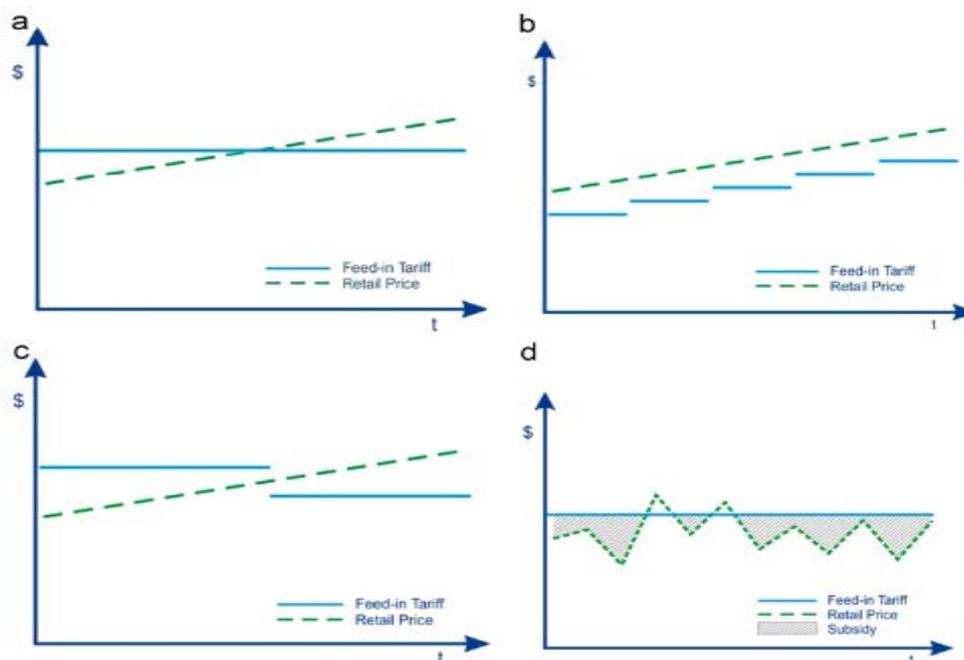
Fuente: Elaborado en base a (Banker, Pathak, & Pearce, 2011), (IRENA, 2016), (REN21, 2017)

- a. Feed-in tariff (FiT). Es un mecanismo que provee seguridad a largo plazo y reduce considerablemente los riesgos de inversión. Bajo *FiT* el generador vende todo el volumen de electricidad a un precio fijo y por un determinado número de años. En la *Fig. 6*, se muestra el diseño de las *FiT* aplicados en Europa como

FIT de precio fijo, con ajuste de inflación y en función al precio spot. (Campoccia, 2014)

Figura 6 Modelos de diseño de FIT

a) Precio fijo, (b) Precio fijo y ajuste de inflación, (c) Precio escalonado, (d) Precio brecha del mercado spot.



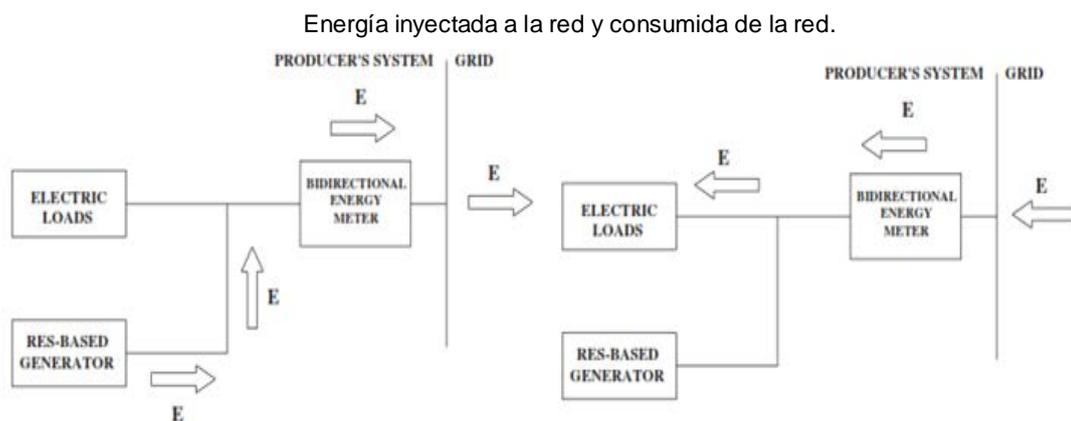
Fuente: (Ramli & Twaha, 2015)

b. Subastas: Es el mecanismo que actualmente tiene el más rápido crecimiento en todo el mundo. Son procesos de contratación mediante licitación competitiva de electricidad. El producto licitado puede ser capacidad (MW) o energía (MWh), bajo un acuerdo de compra de energía a largo plazo (PPA). Además de considerar elementos como: tecnologías, garantías financieras, duración del PPA, precio máximo.

Los contratos asignados en las subastas de renovables suelen ser de energía, y el promotor asume el riesgo de déficit o superávit en la producción. Además, se fija la condición de tecnología elegible y determinación del precio (precio ofertado- *pay as bid* o precio uniforme – *uniform pricing*). (REN21, 2017)

- c. Net metering. Es un mecanismo con balance a nivel físico, donde los clientes con sistemas de generación pueden alimentar a la red excedentes de energía producida y luego consumirlos de la red, al mismo valor, *Fig. 7*. La red eléctrica actúa como si fuera una ‘batería’ de intercambio. El beneficio de este esquema es de ser sencillo y fácil de administrar. (Campoccia, 2014)

Figura 7 Esquema del mecanismo *Net Metering*



Fuente: (Campoccia, 2014)

Este esquema para generación distribuida está reemplazando al *FiT*, la acelerada disminución de costos de tecnología fotovoltaica ha vuelto a las tarifas *FiT* obsoletas. (Orioli & Di Gangi, 2015)

- d. Net billing. Es un mecanismo donde el balance se realiza a nivel económico, es decir se valoriza los flujos de energía a un distinto valor. Por lo general se diseña con los precios mayoristas o “costo evitado” de generación. (Dufó-López & Bernal-Agustín, 2015)

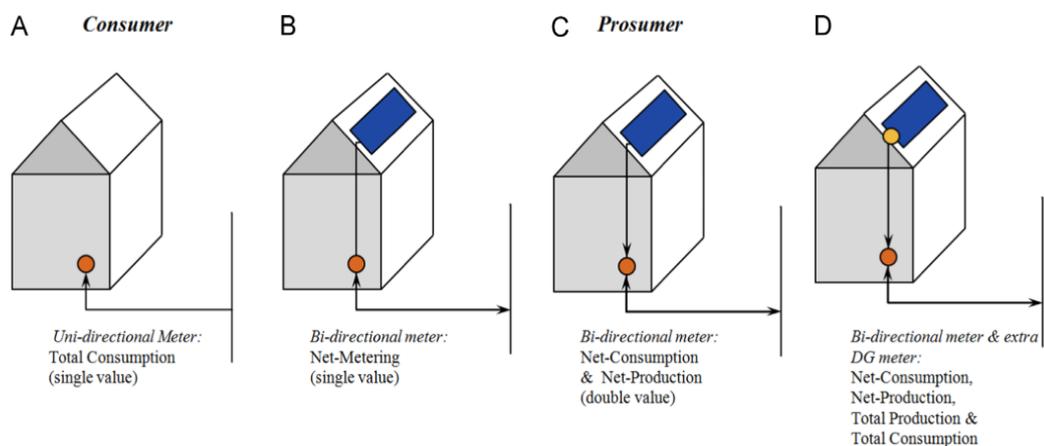
2.1.9 Medición y contabilización de energía en generación distribuida

Cada mecanismo de promoción está asociado directamente a un sistema de medición y contabilización de energía.

- Medición unidireccional: Se registra únicamente el consumo de electricidad de la red eléctrica. No monitorea ninguna producción o excedente de electricidad. Es el sistema convencional usado en usuarios finales de electricidad, donde son solo consumidores.
- Medidor bidireccional neto: Se registra únicamente la medición de electricidad neta. Es decir, la diferencia entre el consumo y la venta de electricidad a la red. Aplicado en el *net metering*.
- Medición bidireccional y registro: Se registra la medición de electricidad en dos sentidos, tanto para el consumo como para la producción. Es posible usarse solo un contador bidireccional o dos unidireccionales, con el fin de contabilizar la producción total o de excedentes inyectados a la red. Aplicado en el *net billing*.
- Medición bidireccional más medidor adicional: Se adiciona un medidor directamente en la instalación de generación, para medir todo el volumen de dicha producción y valorizarla. Aplicado en el *FiT*.

En la *Fig.8*, se muestra los esquemas físicos de conexión (cantidad de medidores) para la medición de energía de los *prosumer* en base a los mecanismos de *net metering*, *net billing* y *FiT*.

Figura 8 Esquemas de medición de energía para GD.



Fuente: (Eid, Guillen, Marin, & Hakvoort, 2014)

2.2 Energía fotovoltaica en los mercados eléctricos

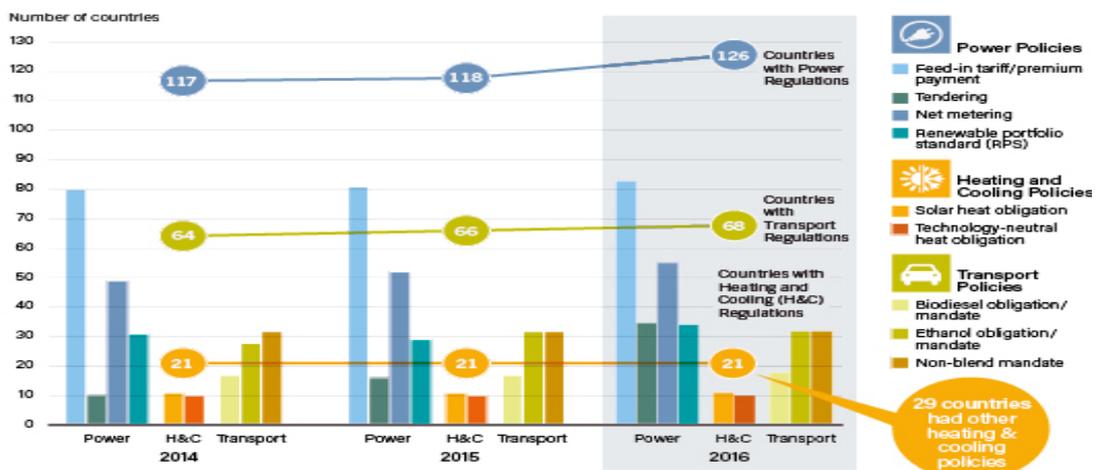
Actualmente, las fuentes renovables se han establecido en todo el mundo como una importante alternativa de suministro de energía principalmente en el sector eléctrico, impulsado por diversos factores como la alta reducción de costos en tecnología, seguridad energética, impacto en el medio ambiente y la necesidad de acceso a energía. Como consecuencia están surgiendo mercados nuevos, tanto para la energía renovable centralizada como para la distribuida. (REN21, 2017)

2.2.1 Mercados mayoristas.

A nivel mayorista – *Wholesale Market*, diversos países se han apoyado en diferentes mecanismos y regulaciones para la adopción de energía renovable en sus sistemas energéticos.

En la *Fig. 9*, se muestra que actualmente el mecanismo de subastas tiene el mayor crecimiento para la integración de generación renovable a los mercados. Este mecanismo ha permitido integrar el mayor porcentaje de generación renovable en el mundo. El mecanismo *net metering* presenta un crecimiento en su aplicación en los mercados.

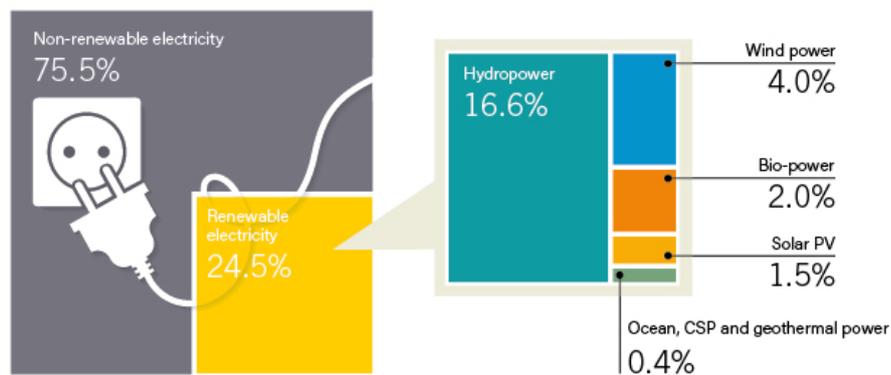
Figura 9 Incentivos para energías renovables en el mundo, 2014-2016.



Fuente: (REN21, 2017)

En la Fig. 10, se muestra que el Año 2016, la generación eléctrica obtenida a partir de fuentes renovables cubrió el 24.5% del consumo eléctrico final en el mundo, donde el 1.5% corresponde a generación solar FV. La capacidad instalada con fuentes renovables fue de 2017 GW, con una adición de 160 GW respecto al año anterior.

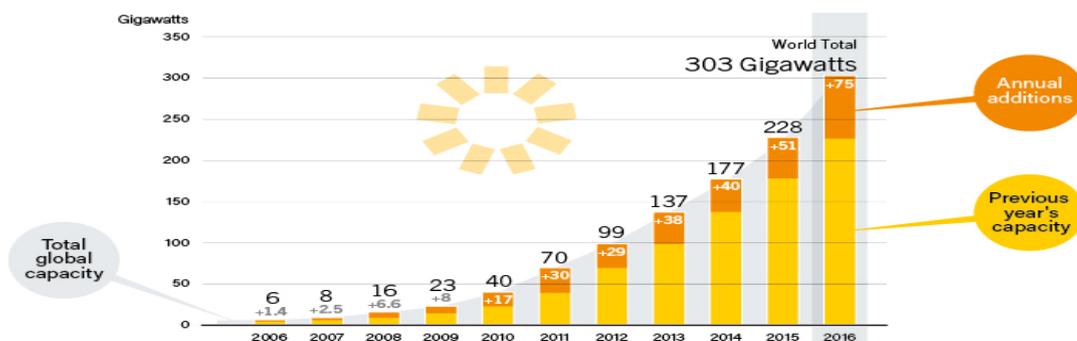
Figura 10 Generación mundial de electricidad: Participación de fuentes renovables, 2016.



Fuente: (REN21, 2017)

En la Fig. 11, se muestra que en los últimos años la generación eléctrica solar fotovoltaica ha tenido un elevado crecimiento, alcanzando una potencia instalada mundial de 290.8 GW al 2016, equivalente a más de 10 veces la potencia fotovoltaica instalada existente hace una década. Solo el año 2016 se instalaron 75 GW adicionales.

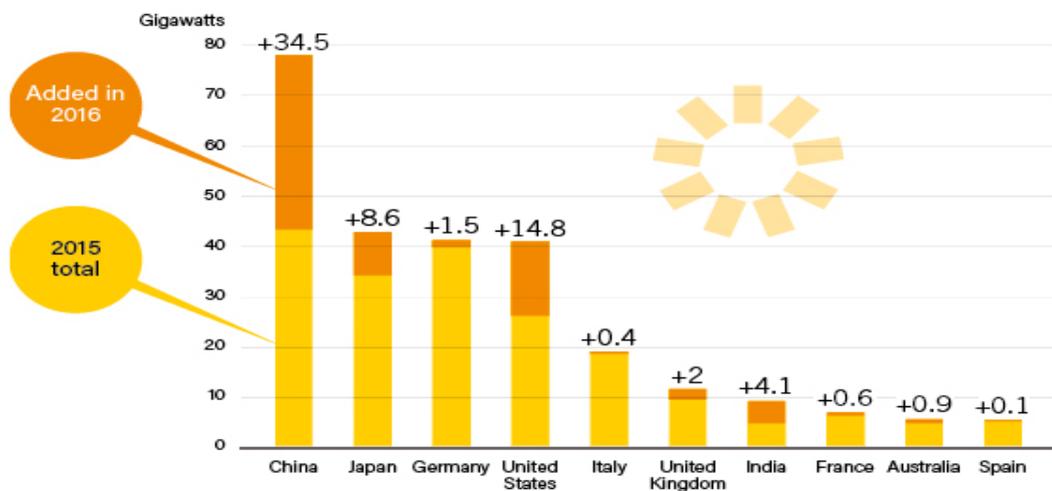
Figura 11 Potencia FV instalada mundial, 2006-2016.



Fuente: (REN21, 2017)

Según la *Fig. 12*, los proyectos centralizados a gran escala han representado una cuota cada vez mayor de potencia instalada cada año, principalmente en los mercados emergentes como India y China. China lidera con 77.9 GW, 42.9 GW en Japón, 42.4 GW en EE.UU., 41.1 GW en Alemania, 18.9 GW en Italia, 11.5 GW en Reino Unido, 7.1 GW en Francia y 5.5 GW en España. En EE.UU., California lidera la capacidad instalada con 9.4 GW y 1.9 GW en Carolina del Norte. El año 2016, China, Japón y Estados Unidos lideran el aumento de potencia solar fotovoltaica instalada, con 34.5, 8.6 y 14.8 GW respectivamente. Los países Europeos Alemania, Francia, Italia y España tan sólo integraron 1.5, 0.6, 0.4 y 0.1 GW respectivamente el último año. La participación Europea en la potencia instalada mundial, se está reduciendo, frente al surgimiento del mercado de Asia.

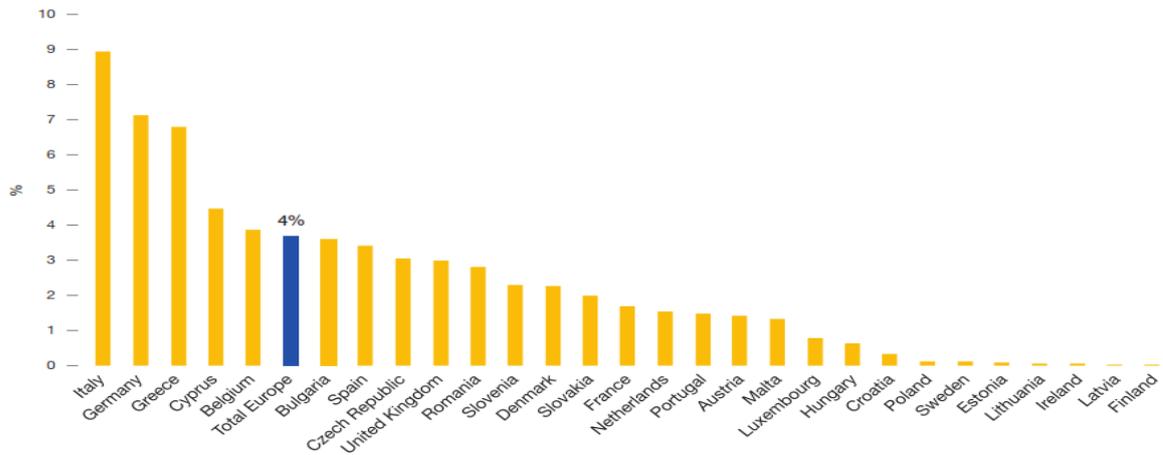
Figura 12 Potencia FV instalada: 10 Países líderes al 2016.



Fuente: (REN21, 2017)

En la *Fig. 13*, se muestra que el año 2016 la generación fotovoltaica suplió el 1.5% del consumo eléctrico mundial y el 4 % del consumo eléctrico de Europa. Los países que cubren un mayor porcentaje de su demanda eléctrica con instalaciones fotovoltaicas son Italia, Alemania y Grecia, con cuotas de 7.3, 7.2 y 6.4 % respectivamente. (Europe-SolarPower, 2017)

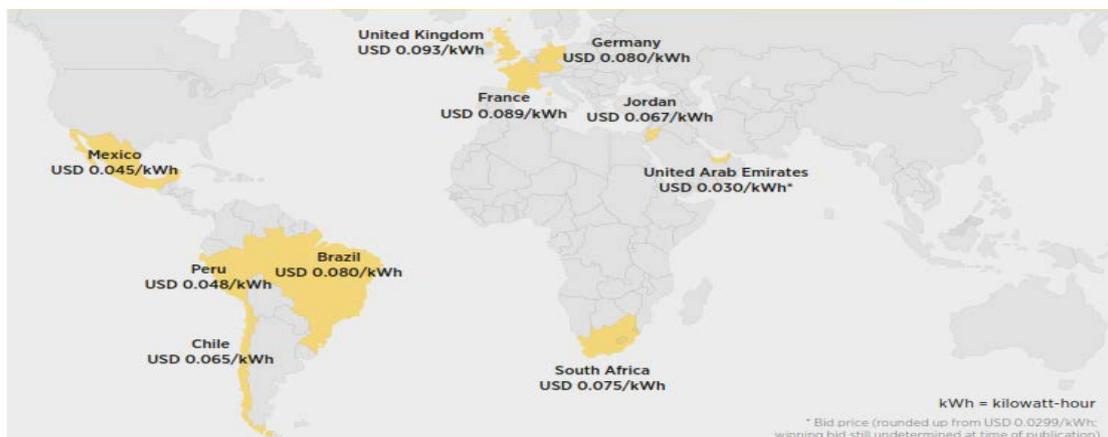
Figura 13 Participación de la generación FV en el consumo de electricidad, Países de la UE 2016.



Fuente: (Europe-SolarPower, 2017)

En la *Fig. 14*, se muestra los precios de energía al año 2015 según las licitaciones de suministro (subastas) con energías renovables. El precio de 60 \$/MWh en biomasa, 80 \$/MWh en geotérmicas, 50 \$/MWh para hidroeléctricas y 60 \$/MWh en energía eólica. Destaca el caso de la tecnología FV, que entre 2010 y 2015 el precio promedio se redujo casi 60%. Evidencias son las licitaciones realizadas durante 2015 y 2016 en Dubái (60 \$/MWh), Perú (48 \$/MWh) y México (45 \$/MWh) los cuales demuestran esta tendencia.

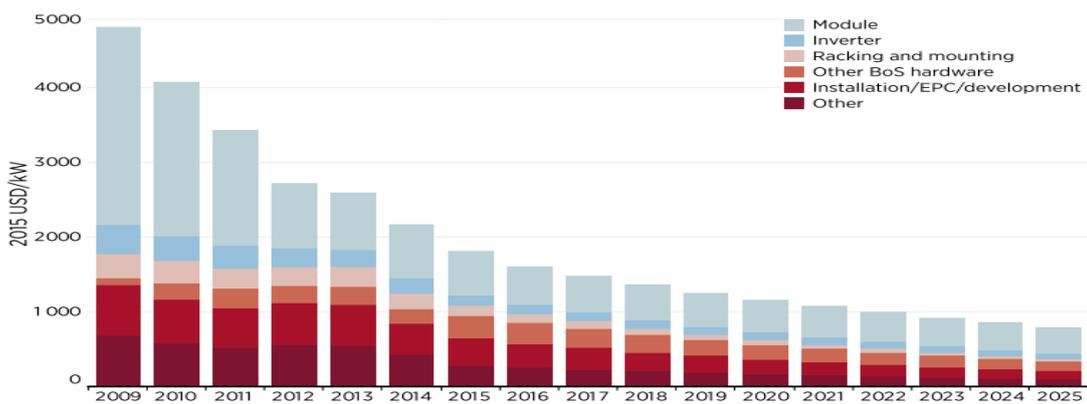
Figura 14 Precios de generación FV en el Mundo 2016 – *Utility scale*.



Fuente: (IRENA, 2016)

En la *Fig. 15*, se muestra que en el caso de la generación FV ‘*utility scale*’ han logrado su competitividad respecto a la generación con fuentes convencionales en los mercados eléctricos. Esto ha sido impulsado principalmente por la reducción de costos de tecnología, impulsado por las mejoras tecnológicas, de fabricación y las economías de escala. (IRENA, 2016)

Figura 15 Evolución y proyección de costos de tecnología FV – *Utility Scale*.



Fuente: (IRENA, 2016)

Debido a las económicas de escala, existe diferencia entre los costos unitarios entre instalaciones *utility-scale* y de generación distribuida, *Fig. 16*. Al año 2015, los SFV en *Utility-scale* tienen un costo de inversión entre 1200 a 2300 \$/kWp. En escala residencial, India tiene el costo más bajo, 1500 \$/kWp; Japón, Brasil y EE.UU. (a excepción de California), aún mantienen costos encima de los 3000 \$/kWp.

Figura 16 Costos de inversión en SFV – 2015.

COUNTRY	RESIDENTIAL	UTILITY SCALE
Brazil	3,210	2,022
China	1,550	1,439
Germany	1,632	1,200
India	1,500	1,403
Japan	3,200	2,130
US	3,571-4,603	2,336

IRENA

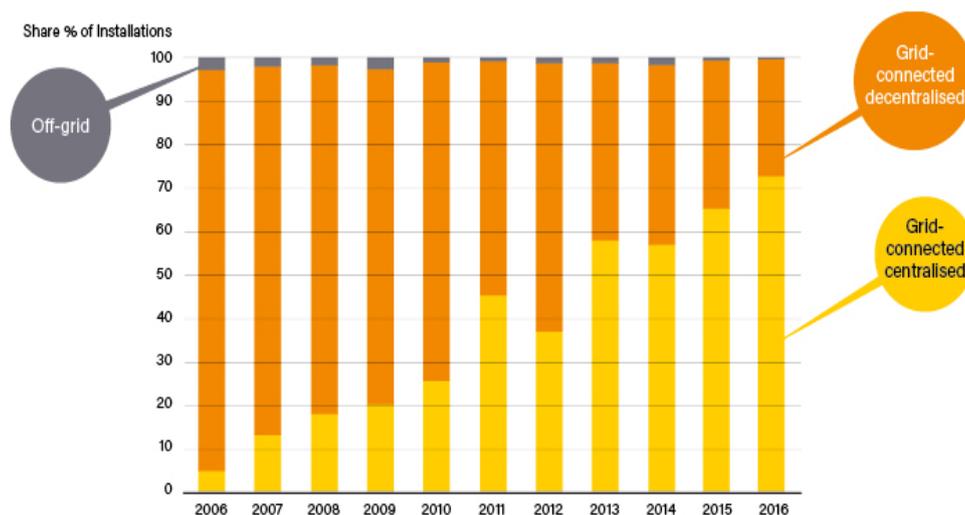
Fuente: (IRENA, 2016)

2.2.2 Generación distribuida

Las fuentes de energía renovable, con su inherente naturaleza distribuida, añadida a la modularidad y adaptabilidad de las tecnologías de generación de estas fuentes, permiten su aprovechamiento con la participación del usuario final.

La Fig.17, muestra que la generación FV distribuida en el mundo representa una parte considerable de la potencia FV instalada total. El año 2016, el 25% de la potencia instalada se encuentra distribuida conectada a la red.

Figura 17 Potencia instalada FV: Participación por tipo de instalación, 2006-2016.

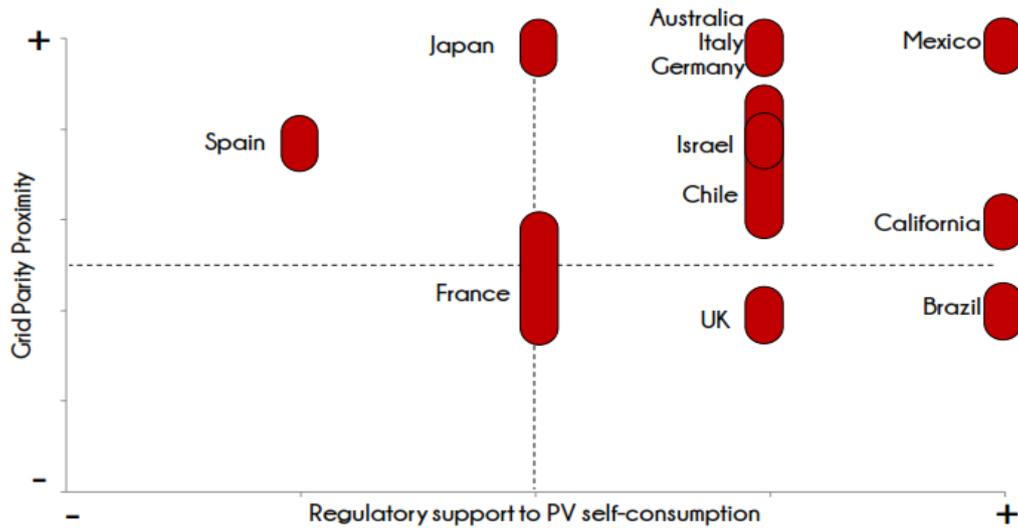


Fuente: (REN21, 2017)

El desarrollo de un mercado de energías renovables en generación distribuida, requiere superar una serie de barreras, que va desde los marcos legales, el enfoque social de las comunidades y la falta de capacidades locales. Principalmente en Europa y América del Norte, las energías renovables tienen un considerable volumen integrado a los sistemas de distribución. Países como Italia, Alemania y México, tienen una regulación favorable hacia esta tecnología, que a su vez ha alcanzado el *Grid parity*. Países como Francia y Reino Unido, promocionan la generación fotovoltaica en menor medida que los países anteriores. En España, la

generación fotovoltaica ha logrado el *Grid parity*, pero no cuenta actualmente con mecanismos de soportes adecuados, *Fig.18*.

Figura 18 Evaluación de industria FV en diferentes mercados



Fuente: (Creara, 2015)

En la *Tabla 3*, se presenta un resumen de los mecanismos aplicados en diversos países y las características como recurso solar y transición hacia otro mecanismo. Se muestra la aplicación del *FiT* en países Europeos y la actual transición hacia el mecanismo *net metering*. En EE.UU. el mecanismo *net metering* desde el 2000 (Caso California) ha promovido la integración de generación distribuida en el mercado de electricidad.

Tabla 3 Mecanismos de incentivos en Generación distribuida fotovoltaica

Región Geográfica y País	Año de inicio incentivos	Mecanismo				Recurso solar, kWh/kWp
		FiT	Net metering	Net billing	Otros	
Norte América	EEUU California	2000		Activo		1800
Europa	Francia	2004	Activo			Subsidios de capital 1100
Europa	Alemania	2004	Activo			Subsidios de capital y Autoconsumo 900
Europa	Italia	2005	Inactivo (2013)	Activo		Subsidios de capital 1300
Europa	España	2007	Inactivo (2011)	En evaluación		Subsidios de capital 1500
Norte América	México	2010		Activo		1800
Norte América	EEUU Alaska	2010			Por excedentes, al costo evitado de generación	800
América Latina	Brasil	2012		Activo		1400
Caribe	Barbados	2013			Por volumen total, al costo de generación mayorista	1300
América Latina	Chile	2014			Por excedentes, al costo de generación mayorista	2400 (Calama)

Fuente: Elaborado en base a (IRENA, 2016), (REN21, 2017).

a) Estados Unidos (EE.UU.)

El crecimiento del mercado FV en EE.UU. ha repuntado desde el 2008 debido principalmente al despliegue del autoconsumo y *net metering* a escala residencial.

En la *Fig. 19*, se muestra el mecanismo *net metering* en cada estado. Su diseño presenta características propias de máxima capacidad de conexión, precio promedio minorista y el pago por energía vertida a la red. Además existen en diferentes estados apoyo financiero y créditos fiscales para la compra de tecnología. (Dusonchet & Telaretti, 2015)

Figura 19 Net Metering en EE.UU.

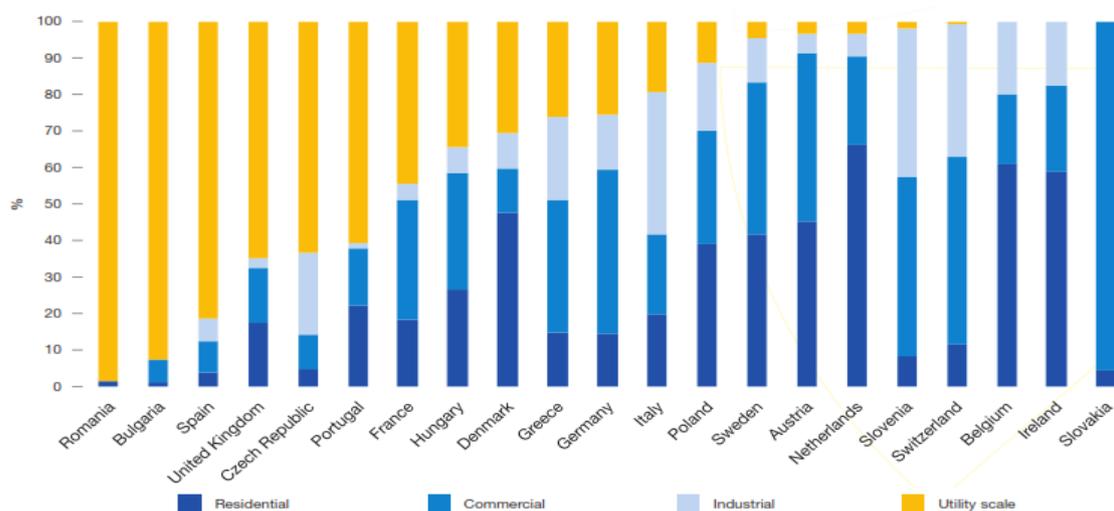
State	Max capacity ^a	NEG allocation ^a	Change in energy price per kW h ^b	2010 avg. energy price per kW h ^c
District of Columbia (DC)	– 1 MW	Retail rate	\$0.002807	\$0.1401
Delaware (DE)	25 kW	Retail rate	\$0.002199	\$0.1380
Massachusetts(MA)	60 kW	Retail rate	\$0.003301	\$0.1459
Maryland (MD)	1 MW	Retail rate	\$0.002329	\$0.1432
North Carolina (NC)	1 MW	Retail rate	\$0.000830	\$0.1012
New Hampshire (NH)	1 MW	Avoided cost rate ^d	\$0.001950	\$0.1632
New Jersey (NJ)	No limit	Credited at retail rate; reconciled annually at avoided rate ^d	\$0.001778	\$0.1657
Ohio (OH)	No limit	Unbundled generation rate ^e	\$0.000178	\$0.1132
Pennsylvania (PA)	50 kW	Retail price	\$0.000735	\$0.1270

Fuente: (Burns & Kang, 2012)

b) Europa

Es la región donde domina el mecanismo *FiT*. Según la *Fig. 20*, cerca del 60% de la capacidad instalada fotovoltaica, se ha realizado en los tejados residenciales, comerciales e industriales en 2016.

Figura 20 Potencia FV instalada en Europa por tipo de instalación. 2013-2015.



Fuente: (Europe-SolarPower, 2017)

Cada país ha adoptado una combinación de mecanismos de promoción e incentivos, esto debido a sus condiciones particulares de cada caso, como el recurso solar, precios de energía y niveles de consumo de usuarios. Países como Francia, Alemania, Italia, los Países Bajos y Suecia además aplican subvenciones

directas de capital y créditos fiscales, debido a la alta inversión inicial de la tecnología fotovoltaica.

En la *Fig.21*, se muestra la complementariedad de mecanismos en diversos países de Europa para promoción de generación FV, principalmente el *FiT*, *net metering* y apoyos financieros sobre el capital.

Figura 21 Mecanismos de promoción de generación FV en Europa.

EU country	Feed-in tariffs	Net metering	Capital subsidies	EU country	Feed-in tariffs	Net metering	Capital subsidies
Austria	✓		✓	Latvia	✓		
Belgium	✓	✓	✓	Lithuania			
Bulgaria				Luxembourg	✓		✓
Cyprus	✓		✓	Malta			
Czech Republic	✓	✓	✓	Netherlands	✓		✓
Denmark		✓		Poland			✓
Estonia	✓			Portugal	✓		✓
Finland			✓	Romania			
France	✓		✓	Slovak Republic	✓		
Germany	✓		✓	Slovenia	✓		
Greece	✓		✓	Spain	✓		✓
Hungary	✓			Sweden	✓		✓
Ireland			✓	United Kingdom			✓
Italy	✓	✓	✓				

Fuente: (A.Campoccia, Dusonchet, Telaretti, & Zizzo, 2007)

La *Fig. 22*, muestra el caso de España (uno de los más resaltantes de Europa), ya que debido al apoyo de las tarifas *FiT* desde el 2004, hubo un gran incremento de generación distribuida FV. El elevado valor de las *FiT* (hasta 575% de la Tarifa Residencial Media -*TRM*) con 25 años de contrato, hacia rentable los SFV a un costo de inversión de 6 €/Wp. Sin embargo desde su suspensión en el 2012 donde se redujo los subsidios, el sector fotovoltaico se ha detenido y ningún otro soporte está activo en este momento.

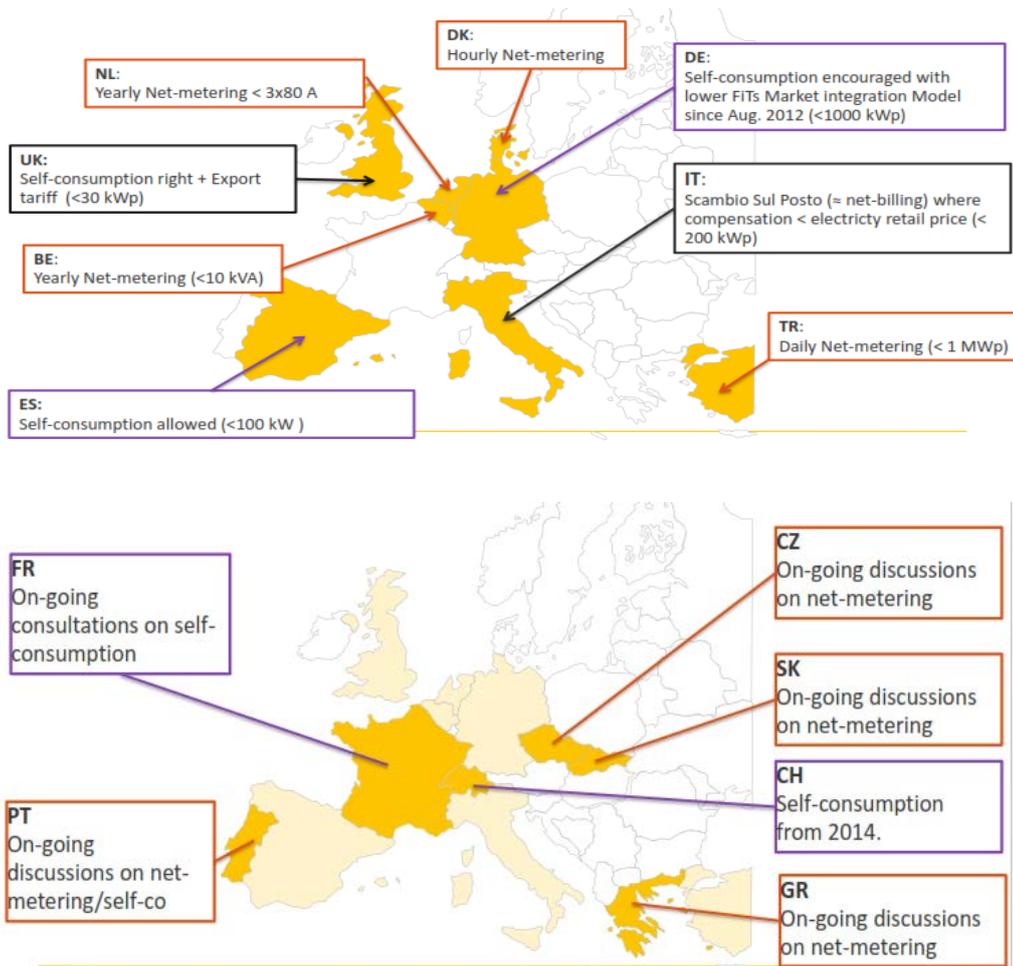
Figura 22 *FiT* en España, 2004.

PRICE PAID FOR EMBEDDED PV-GENERATED ELECTRICITY IN SPAIN.	
Kind of installation	FIT [€/kWh]
Rated Power ≤ 100 kWp - the first 25 years	575% of TRM
Rated Power over 100 kWp - the first 25 years	300% of TRM
Rated Power ≤ 100 kWp – after 25 years	460% of TRM
Rated Power over 100 kWp - after 25 years	240% of TRM

Fuente: (R.Dufo-López, 2006)

Actualmente diversos países Europeos están en una transición de *FiT* al *net metering*, Fig. 23, justificado principalmente por la acelerada reducción del costo de tecnología FV. Países como Italia, Francia y Reino Unido fomentan los SFV para autoconsumo.

Figura 23 Panorama del *net metering* y autoconsumo en Europa – 2013.



Fuente: (Europe-SolarPower, 2017)

Según la revisión de la experiencia Europea se evidencia que:

- El autoconsumo se está convirtiendo como el principal mecanismo de promoción para la GD, en reemplazo del *FiT*.
- Los sistemas de almacenamiento son la siguiente etapa a los SFV en GD.

c) América Latina y el Caribe

La generación distribuida en América Latina y el Caribe, tiene menos desarrollo respecto a otras regiones del Mundo. Las energías renovables esta esta región, se están enfocando en *utility-scale*, debido al aprovechamiento de las economías de escala. Los apoyos e incentivos a la generación FV distribuida se dan en Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Panamá y Uruguay principalmente a través del *net metering* y *net billing*.

2.3 Mercado Eléctrico del Perú

El mercado eléctrico Peruano en los años ochenta, tenía un diseño de monopolio público verticalmente integrado, con limitaciones en la gestión estatal empresarial, que no permitía el incremento de las inversiones. En los años noventa, con la LCE¹, hubo un cambio de paradigma hacia un enfoque de liberalización del mercado, donde el sector eléctrico tuvo una serie de reformas como mercados de energía competitivos y la regulación de la infraestructura eléctrica sujeta a condiciones de monopolio natural. Esto permitió el incremento de la inversión privada, así como el mayor crecimiento y la eficiencia basada en las señales de precios de mercado para promover la competencia. En el año 2006 la LGE², corrigió deficiencias del funcionamiento del mercado suscitadas después de la LCE. Actualmente el DL 1221³, intenta mejorar la regulación de la distribución de electricidad para promover un mayor grado de acceso y uso de la energía eléctrica con altos estándares de calidad e innovación. (Osinermin, 2016)

La industria eléctrica en el Perú está constituida por las actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización; cada una con una estructura diferente. La generación y comercialización se considera potencialmente competitiva, mientras que las otras se consideran monopolios naturales.

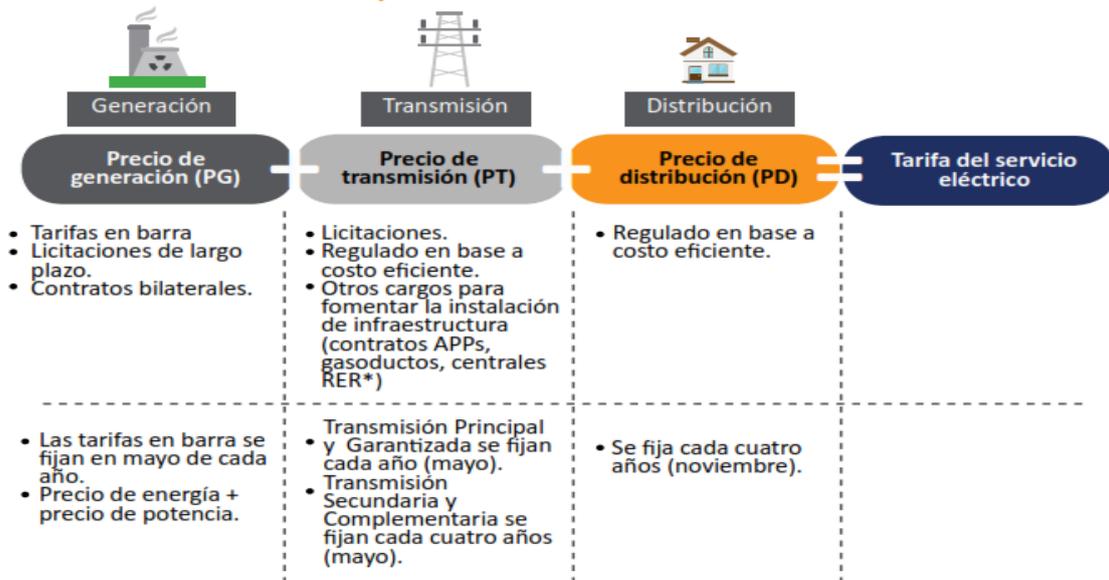
1 Ley N 25844 de concesiones eléctricas, 1992.

2 Ley N 28832, para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, 2006.

3 Decreto legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú, 2015.

En la *Fig. 24*, se muestra las principales características de la formación de precios de electricidad, el cual es el agregado de los precios de generación, transmisión y distribución. La generación eléctrica diseñada como un mercado competitivo y la transmisión y distribución como mercados de monopolio natural.

Figura 24 Formación de precios al usuario final.



Fuente: (Osinergrmin, 2016)

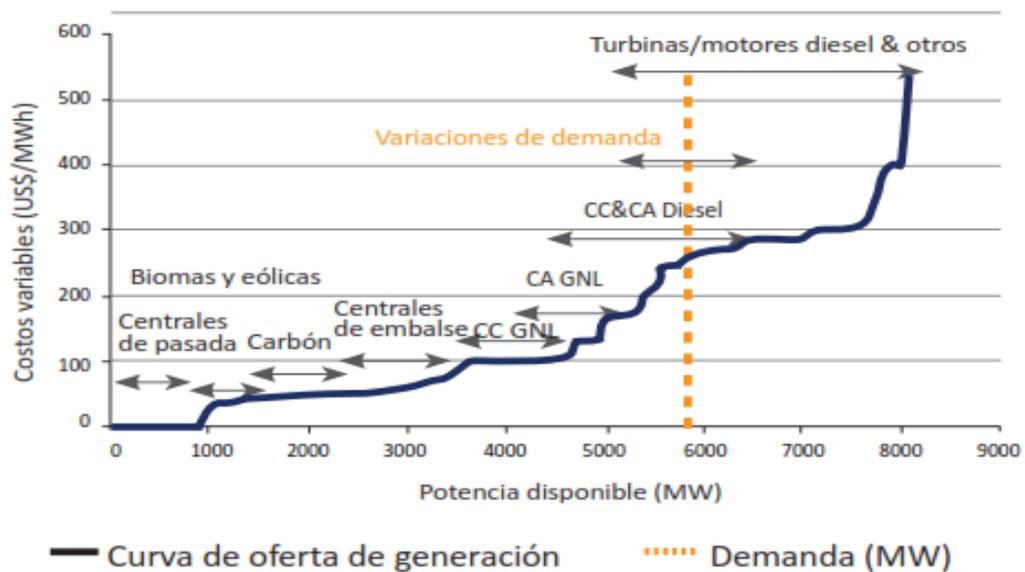
Se distingue en el mercado eléctrico los usuarios libres y regulados, de acuerdo a su demanda eléctrica. (Osinergrmin, 2016)

- Usuarios Libres: Consumo mayor a 2.5 MW, tienen capacidad de libre negociación de precios de energía.
- Usuarios regulados: Consumo menor a 0.2 MW, tienen el precio definido por el Osinergrmin.
- Usuarios con consumo entre 0.2 y 2.5 MW, pueden elegir la opción de ser libre o regulado.

2.3.1 Generación

Es la actividad en la cadena productiva de la industria eléctrica, donde se realiza la transformación de las fuentes de energía primaria en energía eléctrica. Existe diversidad de tecnologías y fuentes para generación eléctrica, Fig.25.

Figura 25 Costos variables y marginal en un mercado eléctrico.



Fuente: (Osinermin, 2016)

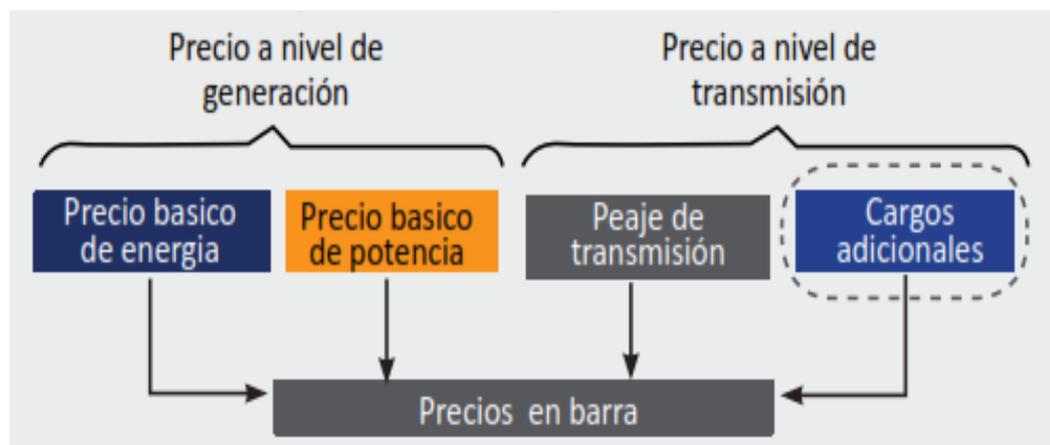
La LGE estableció que el mercado mayorista de corto plazo permita la participación de los grandes usuarios y las empresas distribuidoras. El precio utilizado en el mercado mayorista es igual al costo marginal (cada 15 minutos), el cual en la práctica, se define como el costo variable de la unidad generadora más costosa que se encuentra operando para abastecer la demanda en un instante determinado. (Osinermin, 2016)

Además es importante aclarar que el despacho del sistema es independiente de los contratos de energía entre generadores con sus clientes (distribuidoras y clientes libres). Entonces, en el modelo del mercado mayorista, existen transacciones físicas (Despacho) y financieras (contratos). (Osinermin, 2016)

- Precios firmes de subastas: Resultado de contratos de licitaciones de suministro regulado a mediano y largo plazo, del precio de energía y potencia.

- Precio en barra: En la Fig.26, se muestra que el Precio en barra es determinado en base a los precios básicos de energía, potencia y peaje de transmisión. Se compone de:
 - Precio básico de energía: Remunera los costos variables de generación, se calcula para cada una de las barras del SEIN, como resultado del promedio ponderado de los costos marginales futuros, se utilizó el modelo PERSEO.
 - Precio básico de potencia: Remunera los costos fijos de inversión, operación y mantenimiento de la infraestructura de generación. Se calcula en función de una unidad Turbogas a diésel, considerada la más económica para abastecer el incremento de suministro en horas punta.

Figura 26 Cálculo del Precio en barra.



Fuente: (Osinermin, 2016)

- Precios a nivel de generación (PNG): Ponderación de los precios firmes de subastas y tarifas en barra.

2.3.1.1 Generación Eléctrica con recursos renovables

En la *Fig. 27*, se presenta un resumen del marco normativo para promoción de generación eléctrica con fuentes renovables. Mediante el DL 1002⁴, se promueve la generación eléctrica con Recursos Energéticos Renovables (RER) tales como: biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz y energía hidráulica, cuya capacidad instalada no sobrepase de 20 MW. Los Incentivos aplicados son: (Osinermin, 2016)

- Prioridad en el despacho eléctrico.
- Libre acceso a las redes de transporte y distribución eléctrica del SEIN.
- Tarifas estables a largo plazo determinados por subastas por 20 años. Complementado con la aplicación de primas de energía para cubrir el costo total de la producción eléctrica

Figura 27 Marco normativo para promoción de generación renovable.

<p>Normas Generales</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Decreto Legislativo N° 25844. Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. • Ley N° 28832- Ley de Generación Eficiente (2008). Promueve licitaciones y contratos a largo plazo para el suministro de energía de clientes regulados.
<p>Marco Normativo RER</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Decreto Legislativo N° 1002. Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables (2008). • Decreto Supremo N° 012-2011-EM. Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables⁴. • Decreto Supremo N° 020-2013-EM. Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red (<i>Off-grid</i>). • Resolución Ministerial N° 203-2013-MEM/DM. Plan de Acceso Universal a la Energía.
<p>Procedimientos Regulatorios - Osinermin</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Resolución N° 200-2009-OS/CD. Procedimiento sobre hibridación de instalaciones para generación RER. • Resolución N° 001-2010-OS/CD. Procedimiento de cálculo de Prima para la generación RER. • Resolución N° 289-2010-OS/CD. Procedimiento sobre cálculo de la energía dejada de inyectar por causas ajenas al generador RER. • Procedimiento Técnico del COES N°20. Procedimiento sobre el ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN - COES.

Fuente: (Osinermin, 2016)

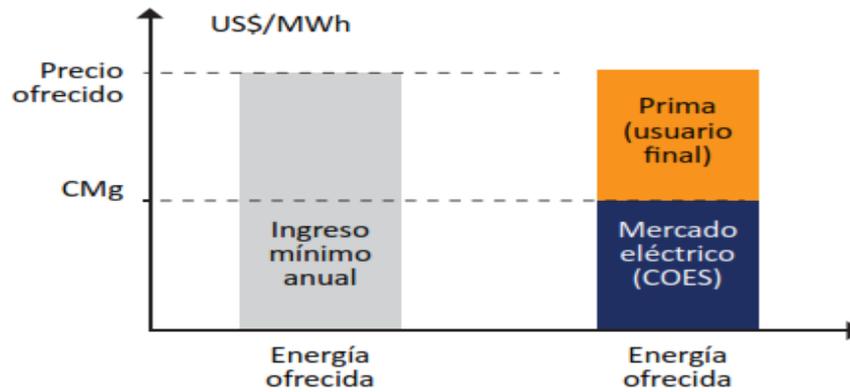
El mecanismo de ingresos garantizados, *Fig. 28*, asegura la remuneración por el volumen de energía al precio comprometido de las subastas).

- Precio monómico: valor único de la energía adjudicada.

⁴ Decreto Legislativo para la promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de fuentes renovables, 2008.

- Ingresos Garantizados: monto anual garantizado por la energía inyectada al sistema eléctrico al Precio monómico.
- Ingresos del Mercado spot: Obtenidos de los costos marginales.
- Prima RER: subsidio insertado en la tarifa de los usuarios.

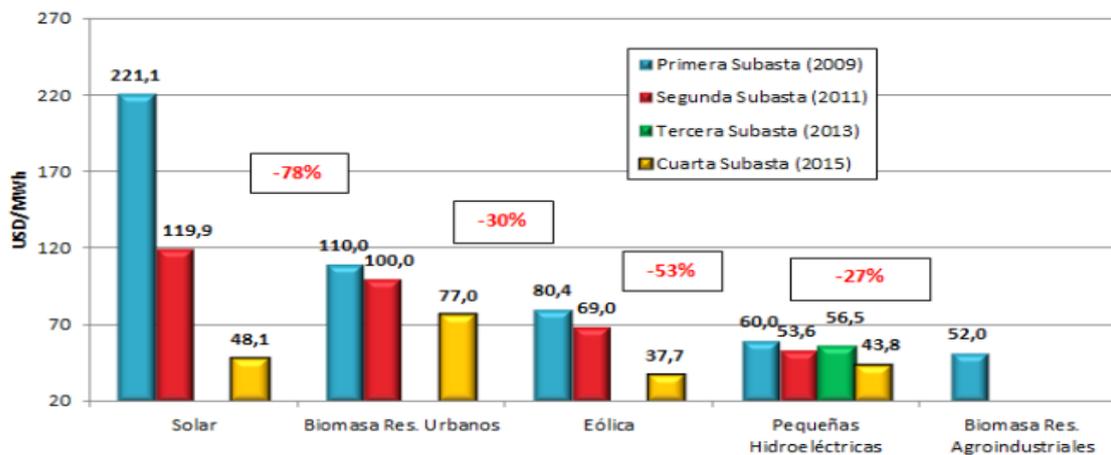
Figura 28 Mecanismo de ingresos garantizados



Fuente: (Osinermin, 2016)

Los precios resultantes de las primeras subastas implicaron incrementos en las tarifas eléctricas, debido a que correspondían a tecnologías con un precio más alto que el mercado eléctrico. Sin embargo con la 4ta subasta del 2015 se ha evidenciado la competitividad de la generación RER, donde se marcó precios récord a nivel mundial, en un proceso con alta competencia de postores. *Fig. 29.*

Figura 29 Precio promedio de los proyectos RER adjudicados.



Fuente: (Osinergrmin, 2016)

En la *Tabla 4*, se describe las principales características de las 4 centrales FV existentes y 2 proyectadas a iniciar su operación. La reducción del precio de energía está relacionada con la reducción del costo de inversión de la tecnología y la mejora en la tecnología, como la aplicación de seguidor horizontal de 1 eje.

Tabla 4 Centrales FV en Perú, costos de inversión y precio de energía.

Central <i>Utility Scale</i>	POC	Tecnología	Potencia MW	Inversión MM\$	Precio Energía \$/MWh	Ratio Inversión \$/kWp
CS Repartición	31.10.2012	FV Módulos Fijos	20.0	73.50	223.0	3675
CS Majes	31.10.2012	FV Módulos Fijos	20.0	73.60	222.5	3680
Cs Tacna	31.10.2012	FV Seguidor horizontal 1 eje	20.0	94.60	225.0	4730
Cs Panamericana	31.12.2012	FV Seguidor horizontal 1 eje	20.0	94.60	215.0	4730
Cs Moquegua	31.12.2014	FV Seguidor horizontal 1 eje	16.0	43.00	119.9	2688
CS Intipampa	31.12.2017	FV Seguidor horizontal 1 eje	40.0	52.30	48.5	1308
CS Rubi	31.03.2018	FV Seguidor horizontal 1 eje	144.5	165.00	48.0	1142

Fuente: (Osinergrmin, 2016)

En el Perú según la LGE (2006), la generación distribuida se define como la instalación de generación con capacidad no mayor a la señalada en el Reglamento (aún no publicado), conectada directamente a las redes de un distribuidor y califica como generador a quien la desarrolle. Según el DL 1221 (2015), se indica que los usuarios podrán conectar fuentes de generación renovable a la red eléctrica de distribución y vender sus excedentes de energía. Debido a la inexistencia de un

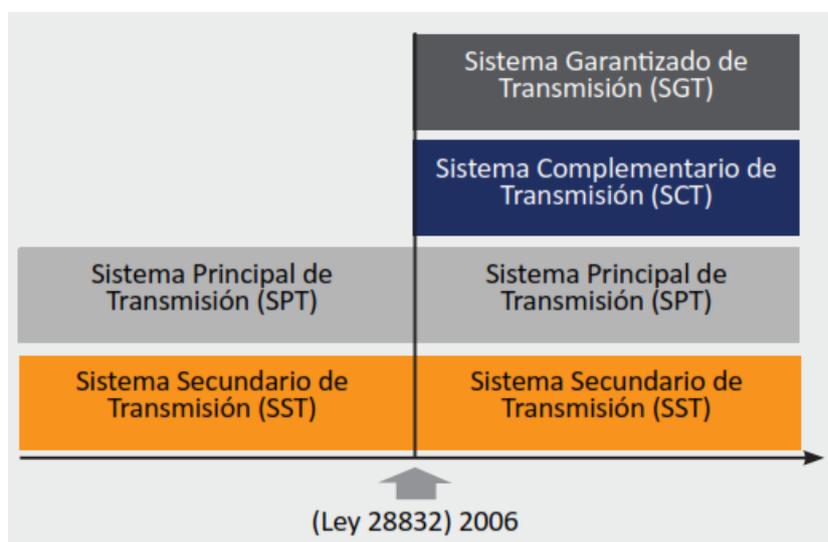
marco normativo para la promoción de la generación distribuida, no ha permitido la conformación de un mercado competitivo de generación en los sistemas de distribución eléctrica.

2.3.2 Transmisión

Es la actividad que permite transportar la electricidad desde los centros de generación hacia las zonas de consumo final. Comprende infraestructura de Líneas de transmisión y subestaciones de transformación principalmente.

La transmisión eléctrica tiene características de monopolio natural debido a que presenta importantes economías de escala en el diseño de sus instalaciones. En la *Fig. 30*, se muestra la clasificación de los sistemas de transmisión en el Perú.

Figura 30 Clasificación de redes de Transmisión.



Fuente: (Osinermin, 2016)

El SGT y SPT, son líneas troncales donde el flujo de electricidad es bidireccional. Es remunerada por la Máxima Demanda del SEIN. El SCT y SST, surgen de necesidades específicas de generadores, distribuidores o Usuarios libres, por lo que el flujo es unidireccional y es remunerado únicamente por la demanda a la que atiende.

2.3.3 Distribución

Es la actividad para distribuir la electricidad hacia los consumidores finales mediante infraestructura de líneas y redes primarias en media tensión, subestaciones de distribución, redes de distribución secundaria BT y el servicio particular e instalaciones de alumbrado público. Las tarifas de distribución se fijan en función al VAD y se actualizan cada 4 años. (Osinermin, 2016)

- Valor Agregado de Distribución (VAD): Es el costo total anual compuesto por: i) costos fijo asociados al usuario, ii) pérdidas estándar de distribución en potencia y energía; iii) costos de inversión, operación y mantenimiento. Se determina un VAD en MT y BT, por unidad de potencia suministrada.
- Fondo de Compensación eléctrica (FOSE). Favorece el acceso y permanencia del servicio eléctrico a los usuarios residenciales del servicio público de electricidad comprendidos dentro de la opción tarifaria BT5B residencial con consumos hasta 100 kWh/mes. Es decir es un subsidio, que se financia por un recargo en la tarifa final de los consumidores mayor a 100 kWh/mes. En la *Fig.31*, se muestra los factor de reducción debido al FOSE.

Figura 31 Factores de reducción de la tarifa final de electricidad, BT5B.

Usuarios	Sector Típico	Consumo menor o igual a 30 kWh/mes	Consumo entre 30 kWh/mes y 100 kWh/mes
Sistema Interconectado	Urbano	25% del cargo por energía	7.5 kWh/mes por cargo de energía
	Urbano-Rural y Rural	50% del cargo por energía	15 kWh/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	50% del cargo por energía	15 kWh/mes por cargo de energía
	Urbano-Rural y Rural	77.5% del cargo por energía	23.25 kWh/mes por cargo de energía

Fuente: (Osinermin, 2016)

2.3.4 Comercialización

La actividad de comercialización eléctrica está vinculada a la entrega de electricidad desde la generación hasta el usuario final y se divide en comercialización mayorista (entre generadores y distribuidores) y minorista (con los usuarios regulados del servicio). Es una actividad con características de mercado potencialmente competitivo, lo que permitiría la entrada de una gran cantidad de agentes comercializadores, sin embargo, en el Perú la comercialización minorista se encuentra integrada al segmento de distribución. (Osinergmin, 2016)

3 CAPITULO III: METODOLOGIA

En este capítulo planteamos la metodología de evaluación del impacto de los mecanismos *net metering* y *net billing*, sobre el beneficio que tendrían los usuarios de electricidad BT5B por la instalación de SFV en sus viviendas.

El impacto evaluado sobre los agentes corresponde a:

1. Usuario de electricidad: Beneficio económico por la integración del SFV en base al indicador de retorno de inversión (Pay Back) y facturación de electricidad.
2. DSO (Distribution system operator): Se evalúa el impacto que tiene la inyección de electricidad de los usuarios a las redes del DSO. La tesis contempla la evaluación según (*Yamamoto, 2012*), que plantea la relación considerando el precio de venta de energía FV y el valor de compra de energía del distribuidor, al mercado mayorista.

La metodología está basada en modelos matemáticos de cada mecanismo y tiene la siguiente secuencia y consideraciones.

1. Modelo de comportamiento energético del SFV: Permite determinar la producción de electricidad del SFV durante su vida útil en base a parámetros técnicos.
2. Modelo del *Grid parity* de energía fotovoltaica: Permite determinar la competitividad del precio de energía fotovoltaica respecto a la tarifa final de electricidad que paga el usuario.
3. Modelos de mecanismos de incentivo. Permite determinar la valorización de los beneficios económicos de generar electricidad, por los proyectos de generación distribuida implementados por el usuario de electricidad. Comprende
 - a. Modelo de mecanismo *net metering*: Precio de venta de electricidad es equivalente al precio de compra (tarifa residencial BT5B).
 - b. Modelo de mecanismo *net billing*: Precio de venta de electricidad es menor al precio de compra (tarifa residencial BT5B).

3.1 Modelo de Comportamiento Energético del SFV.

El coeficiente de desempeño energético *Performance Ratio* (PR), que expresa la relación del rendimiento energético real con respecto al rendimiento energético teóricamente posible, se representa con ayuda de la siguiente fórmula: (IEC, 1998)

$$PR = \frac{E_{proi}/P_p}{Irr_i/G_{stc}}$$

Dónde:

E_{pro_0} :	Energía producida, kWh .
P_p :	Potencia instalada, kW .
Irr_i :	Irradiación global horizontal, kWh/m^2 .
G_{stc} :	Irradiación en condiciones estándar medida, kW/m^2 .
PR :	Performance Ratio.

Entonces la producción de energía corresponde:

$$E_{pro_0} = \frac{P_p * Irr_i * PR}{G_{stc}}$$

El modelo PVWatts de la NREL⁶ estima el valor de PR de SFV conectadas a la red considerando diversos factores. Entre los principales factores destacan: la eficiencia del inversor fotovoltaico DC/AC, el nivel de pérdidas en el cableado y las condiciones ambientales.

$$PR = n_{cc} * n_{inv} * (1 - n_p)$$

La producción del SFV en cada año siguiente se relaciona con el factor de degradación *Tabla 5*, según:

⁶ National Renewable Energy Laboratory

$$E_{proi} = E_{pro0} * (1 - d)^i$$

Tabla 5 Efecto de la tasa de degradación en el desempeño del sistema

Tasa de degradación	Tiempo de vida 80% Pmax (Años)	Tiempo de vida 50% Pmax (años)
0.2%	100	250
0.5%	40	100
0.6%	33	83
0.7%	29	71
0.8%	25	63
1.0%	20	50

Fuente: (Branker, Pathak, & Pearce, 2011)

3.2 Modelo de *Grid Parity* del precio de energía fotovoltaica.

Se ha planteado el análisis de *Grid parity* desde el punto de vista del usuario final, cuyas alternativas son comprar electricidad a precios minorista o autoconsumir electricidad FV. Se aplica el LCOE nominal, que es una medida del costo de energía durante todo el ciclo de vida del SFV.

$$LCOE = \frac{C_{pp} + \sum_{i=1}^T \frac{C_{omi}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^T \frac{E_{proi}}{(1+r)^i}}$$

Donde:

- C_{pp} : Costo de inversión del sistema FV, US\$.
- C_{oym_i} : Costo anual de OyM del sistema FV en US\$.
- r : Tasa de interés en %.

Con esto se ha estimado el factor de venta de energía k' necesario para que le sea conveniente el usuario instalar un sistema fotovoltaico, como la relación entre el LCOE y p_{BT5B} .

$$k' = \frac{LCOE}{P_{BT5B}}$$

P_{BT5B} : Tarifa de energía al usuario final, $US\$/kWh$.

- Mecanismo *FiT* : $k > 1$
- Mecanismo *net metering*: $k = 1$
- Mecanismo *net billing* : $k < 1$

3.3 Modelo de mecanismos de Incentivo para generación distribuida

3.3.1 Mecanismo *Net Metering*

En base al modelo planteado en (Varas, y otros, 2016), el esquema de *net metering* compensa la energía inyectada al mismo valor económico que la energía consumida. Se considera que bajo este esquema el usuario pretende generar la misma cantidad de energía consumida (*Net zero energy building*)⁷, así la capacidad instalada óptima del sistema fotovoltaico pretende minimizar la desviación entre la energía generada y la demandada, en cada instante de tiempo, t . *Fig. 32*.

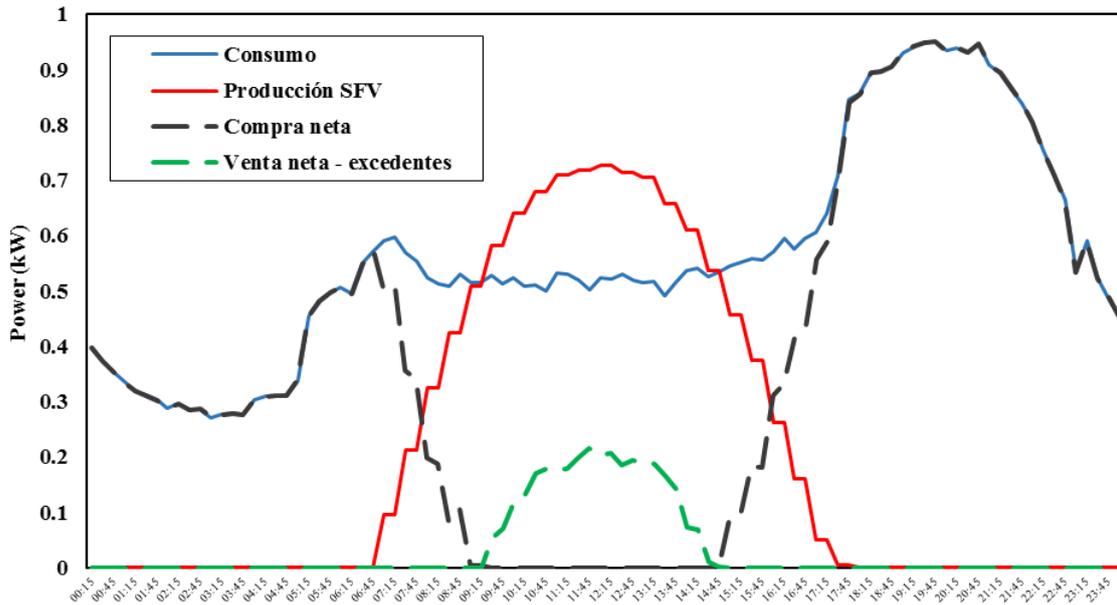
$$\min\{err(Pp) = \sum_{t=\Delta}^i (Ebase_t - Epro_t(Pp))^2\}$$

Donde:

$Ebase_t$: Energía consumida sin proyecto fotovoltaico en el año t , kWh .

⁷ (Sartori, Napolitano, & Voss, 2012)

Figura 32 Perfil típico de Producción y consumo de electricidad con SFV.



Fuente: Elaboración propia.

Si se define un error de 0, entonces el tamaño del sistema queda definido por:

$$Pp = \frac{\sum_{t=\Delta}^i Ebase_t}{PR * \sum_{t=\Delta}^i HSE}$$

Donde:

$HPS = \sum_{t=\Delta}^i HSE$: Hora Pico Sol Equivalente en condiciones estándar de medida.

Los beneficios bajo este esquema, en función del factor de ponderación k se expresa de la siguiente forma.

$$k = \frac{p_{ventaFV}}{p_{BT5B}}$$

$$BenNetMet = \sum_t^i Epro_t * k * p_{BT5B}$$

Dónde:

$p_{ventaFV}$: Precio de venta de la energía FV, $US\$/kWh$.

Se incluye en el análisis, el cálculo de la tarifa de integración FV residencial, en función del factor k , entendido como el valor mínimo esperado de la tarifa de energía por el usuario, que le permita obtener beneficios.

$$Pbt5b_{intfv} = \frac{f_{Ainv} * Cpp}{Ebase_t - Ecom_t + Even_t * k}$$

Dónde:

f_{Ainv} : Factor de anualidad de inversión en $1/año$.

Cpp : Costo de inversión del SFV de capacidad Pp en $US\%$.

$Pbt5b_{intfv}$: Tarifa de integración FV, $US\$/kWh$.

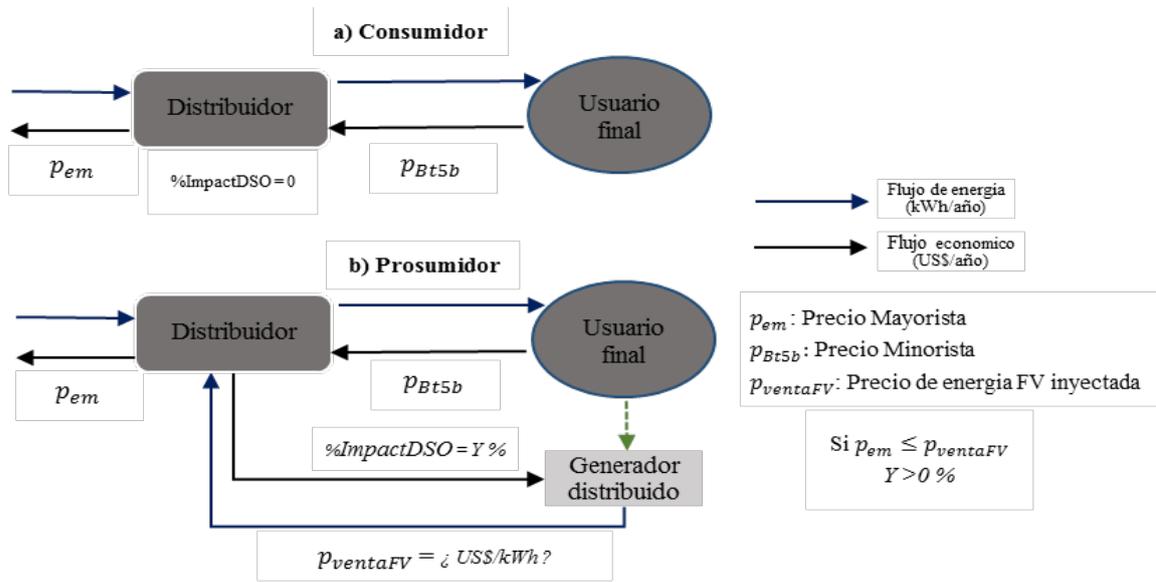
$Ecom_t$: Energía comprada a la red, kWh .

$Even_t$: Energía vendida a la red, kWh .

El modelo propuesto plantea la evaluación del impacto de la integración de los SFV en el distribuidor de energía según la *Fig.33*. Se considera el precio de venta de energía FV a la red y lo compara con el valor de compra de energía del distribuidor al mercado mayorista, para abastecer a sus clientes. Es decir, toda unidad de energía inyectada a la red valorizada por el *net metering* a un valor por encima del precio mayorista, tendrá un impacto sobre el distribuidor de electricidad. (Yamamoto, 2012)

El impacto sobre el distribuidor se expresa como un porcentaje de la facturación total de la empresa, $\%ImpactDSO$.

Figura 33 Relación Distribuidor de electricidad, usuario y generador distribuido.



Fuente: Elaboración propia

$$ImpactDSO = \sum_t^i Even_t * (k * p_{BT5B} - p_{em})$$

Dónde:

p_{em} : Precio medio de energía mayorista, US\$/kWh.

Se definen los siguientes indicadores para comparación de proyectos de generación fotovoltaica distribuida.

- **Factor autoconsumo:** Representa la relación de la energía producida que se consume instantáneamente entre la producción total.

$$\alpha = \frac{Epro_t - Even_t}{Epro_t}$$

- **Factor de cobertura:** Representa la relación entre la energía generada y la consumida en el caso base o sin proyecto.

$$\beta = \frac{Epro_t}{Ebase_t}$$

- **Payback:** Tiempo en años de recuperación de la inversión económica inicial del proyecto.

$$P/B = \frac{C_{pp}}{BenNetMet}$$

- **Impacto sobre la Facturación:** Relación del impacto económico al distribuidor entre la facturación de energía sin proyecto

$$\%ImpactDSO = \frac{Impacto}{Facturación_{S/P}} = \left| \left(\frac{ImpactDSO}{Ebase * p_{BT5B}} \right) \right|$$

3.3.2 Mecanismo *Net Billing*

En base al modelo planteado en (Watts, Valdés, Jara, & Watson, 2015) y (Varas, y otros, 2016) bajo un esquema de *net billing* el precio de energía inyectada es menor al valor de energía comprada. El usuario residencial que cubre su consumo por la red eléctrica, sin SFV, tendrá la facturación de acuerdo a lo siguiente:

$$F1_i = Ebase_i * p_{BT5B}$$

Donde:

$F1_i$: Facturación de electricidad sin SFV en el año i , en $US\$$.

$Ebase_i$: Energía consumida en el año i , kWh

La facturación eléctrica del *prosumer FV* corresponde a:

$$F2_i = Ecom_i * p_{BT5B} - Even_i * k * p_{BT5B} + a_{inv} * C_{pp}$$

Donde:

- $F2_i$: Facturación de electricidad con SFV en el año i , en $US\$$.
 $Ecom_i$: Energía comprada a la red, kWh .
 $Even_i$: Energía vendida a la red, kWh .
 a_{inv} : Factor de anualidad de inversión a la tasa r .

El esquema *net billing* requiere que se cumpla la condición: $k < 1$

En la Figura 38, se muestra que la energía comprada, corresponde a los periodos t , donde la producción sea menor al consumo de energía.

$$Ecom_i = \sum_t^i (Ebase_t - Epro_t) > 0$$

La venta neta de electricidad, corresponde a periodos t , donde la producción sea mayor al consumo (perfil en verde). Figura 38.

$$Even_i = \sum_t^i (Ebase_t - Epro_t) < 0$$

La potencia del SFV minimizará los costos económicos que se incurre durante la vida útil del proyecto.

$$\min \sum_{i=1}^T \frac{F2_i}{(1+r)^i}$$

Los beneficios del usuario por la producción de energía FV, se componen de la valorización económica del autoconsumo instantáneo y de los excedentes de energía.

$$BenNetBill = \sum_t^i (Epro_t * \alpha) * p_{BT5B} + \sum_t^i (Epro_t * (1 - \alpha)) * k * p_{BT5B}$$

El presente modelo, desde la perspectiva del distribuidor de electricidad, establece la restricción del precio de energía fotovoltaica, el cual no debe ser mayor al precio de energía que podría adquirir en el mercado mayorista para abastecer a sus clientes.

$$k * p_{BT5B} \leq p_{em}$$

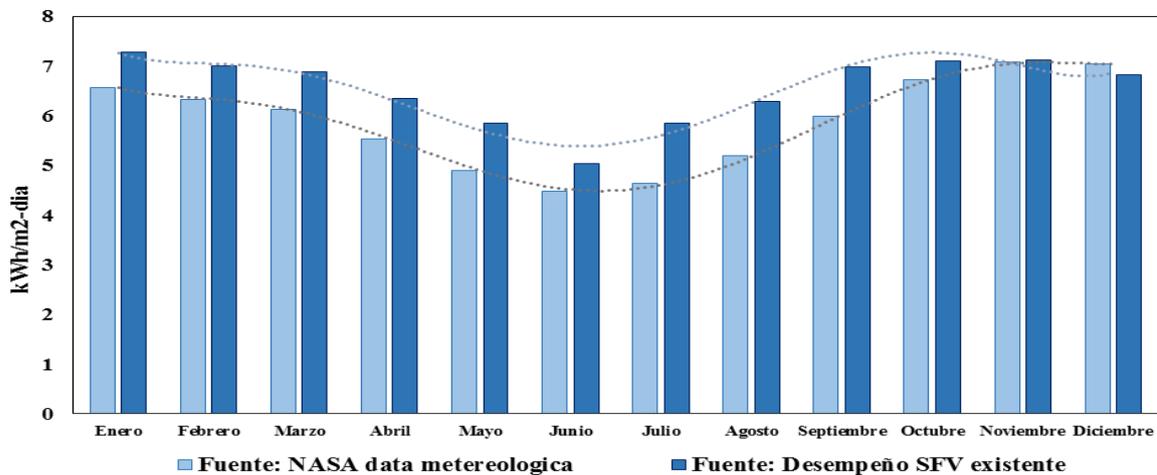
3.4 Datos del caso de estudio

La metodología planteada sobre mecanismos de incentivo *net metering* y *net billing*, se implementa para el mercado eléctrico residencial de Arequipa, una ciudad representativa del sur de Perú por su elevado potencial en recurso solar.

3.4.1 Recurso Solar de la región Arequipa.

Se compara los niveles de irradiación promedio por mes según NASA y la irradiación estimada del desempeño de una instalación geográficamente. Fig. 34.

Figura 34 Irradiación solar en la Región de Arequipa.



Considerando que la instalación tiene un ángulo de inclinación óptimo la producción de energía tendrá un valor de 2300 kWh/kWp (máximo) y de 1945 kWh/kWp (mínimo).

En la *Tabla 6*, se muestran los parámetros y factores para el cálculo de producción de energía en la presente investigación.

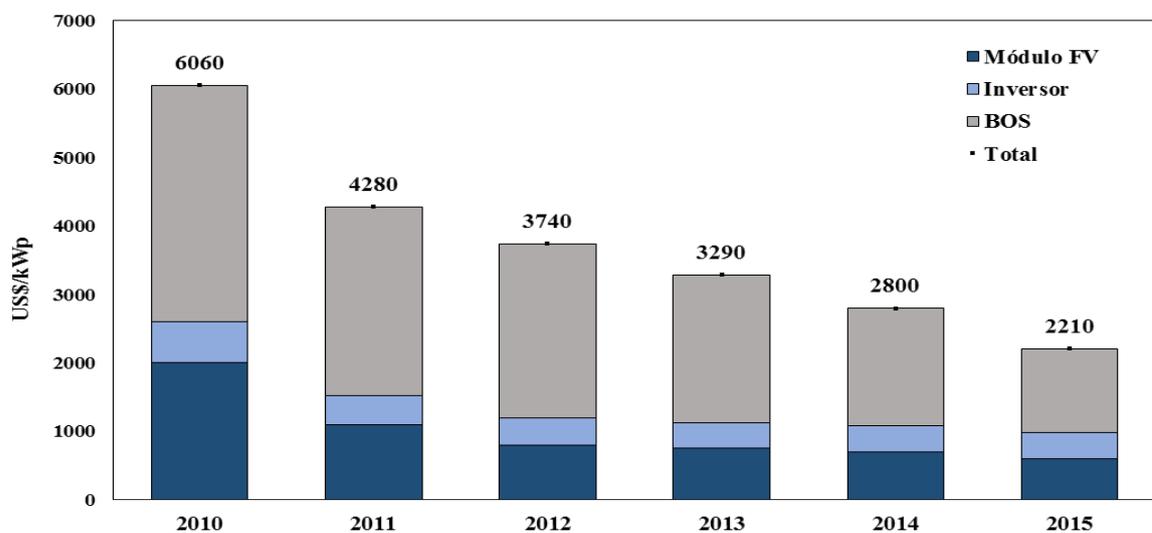
Tabla 6 Parámetros técnicos

Coefficiente de Performance Ratio	PR	85.0%
Eficiencia de conductividad en cables	ncc	97.0%
Eficiencia del inversor	ninv	95.0%
Perdidas por condiciones ambientales	np	5.0%
Tasa de degradación anual	d	1.0%
Periodo de análisis en años	T	20

3.4.2 Costos de inversión de SFV, 2010 - 2015.

El costo total del SFV de tecnología cristalina, es el agregado del módulo, inversor y el equipamiento necesario para la puesta en operación del sistema. En la *Fig. 35* se muestra la tendencia de los costos de inversión en el periodo 2010-2015.

Figura 35 Costos de inversión en SFV.



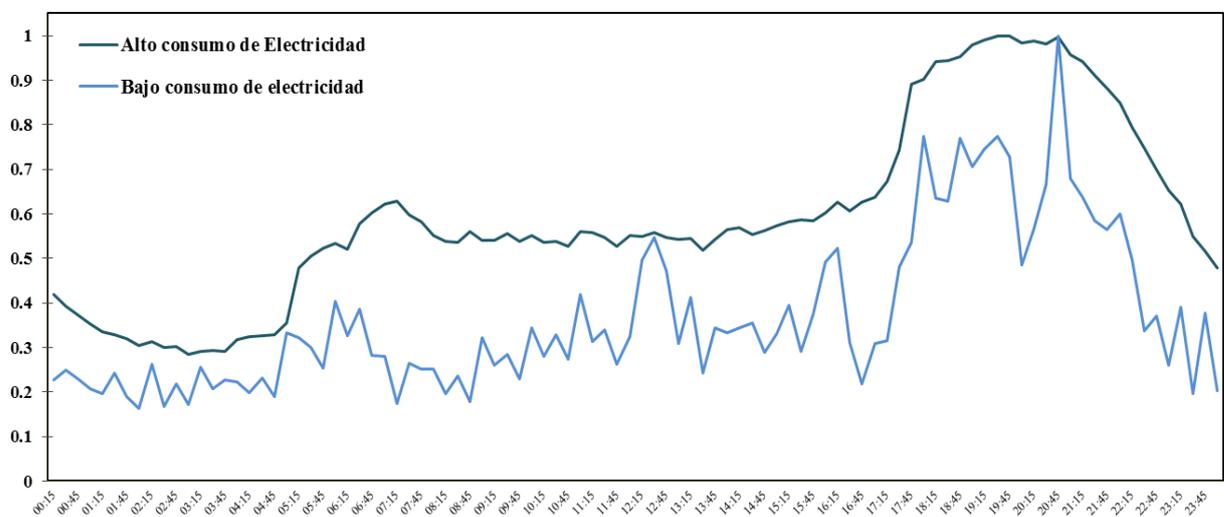
Fuente: (SunShot, 2014)

Se ha considerado adicional para el análisis el costo de 1800 \$/kWp para el año 2020. El costo de operación y mantenimiento anual es equivalente al 1.5% del costo del inversión inicial. (IRENA, 2016)

3.4.3 Demanda de Energía de usuarios residenciales BT5B.

El perfil de consumo característico se muestra en términos de la relación demanda instantánea y máxima demanda. *Fig. 36.*

Figura 36 Perfiles típicos de consumo de electricidad.



Fuente: (CENERGIA & Osinergmin, 2013)

Tabla 7 Mercado regulado residencial de Arequipa

Rango de consumo	Clientes	Consumo medio kW.h/mes
De 1 a 30 kW.h	59,611	11.7
De 31 a 100 kW.h	90,769	70.9
De 101 a 150 kW.h	53,093	119.0
De 151 a 300 kW.h	53,800	192.3
De 301 a 500 kW.h	10,833	350.2
De 501 a 750 kW.h	2,425	566.5
De 751 a 1000 kW.h	829	834.3
Exceso de 1000 kW.h	1,352	1729.4
Total	272,712	117.3

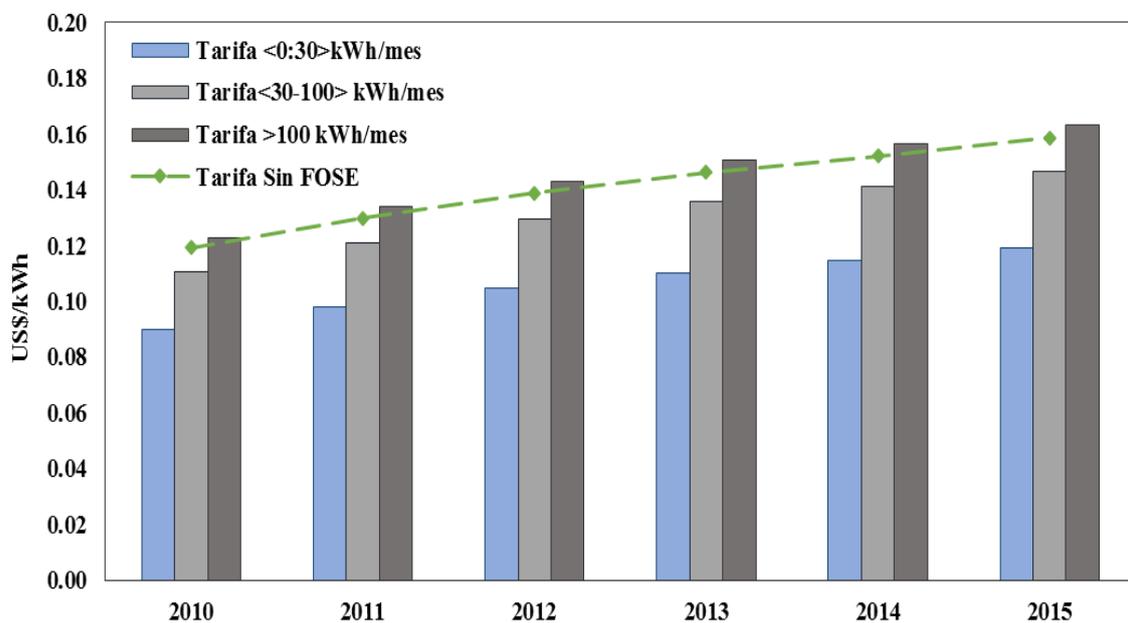
Fuente: (Osinergmin., 2015)

En la *Tabla 7*, se muestra los consumos mensuales característicos por rango de consumo. Los usuarios de alto consumo (>150 kWh) tienen un mayor factor de carga 0.59 y los de bajo consumo (<150 kWh) se estima un factor de carga de 0.37.

3.4.4 Tarifa de electricidad BT5B, 2010-2015.

En la *Fig. 37*, se muestra la tendencia que han tenido los precios de electricidad BT5B por rango de consumo y sin efecto del FOSE.

Figura 37 Evolución de la tarifa residencial 2010-2015.



Fuente: (Osinermin., 2015)

4 CAPITULO IV: RESULTADOS

En el presente capítulo se presenta los resultados de la aplicación de la metodología en el caso de estudio: Mercado minorista de Arequipa.

4.1 Impacto de la implementación del *Net Metering*

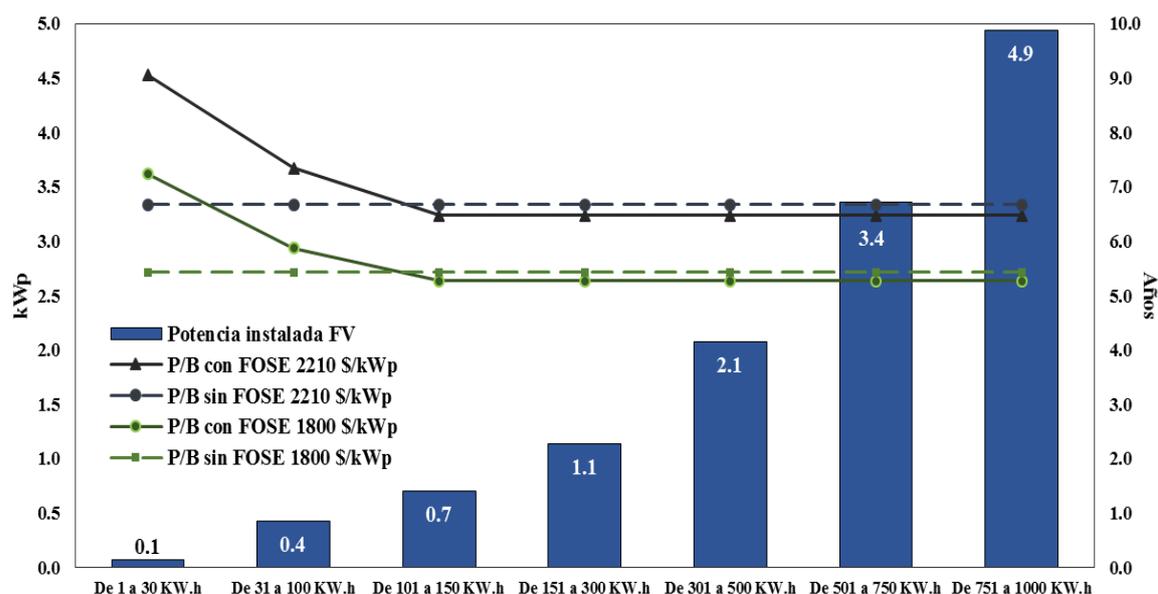
Mediante la aplicación del modelo de la sección 3.3.1, se presenta la evaluación del impacto del *net metering* como mecanismo de incentivo para la integración de SFV por usuarios residenciales, conectados a la red de baja tensión con tarifa BT5B- *flat rate Price*; así como en el análisis del precio de la energía inyectada a la red de distribución, considerando la venta de todo el volumen de energía producida.

Considerando el costo de inversión actual en SFV de 2210 US\$/kWp y el costo estimado al año 2020 de 1800 US\$/kWp. Se muestra que la instalación de SFV, debido al efecto FOSE, presentarían reducidos beneficios económicos para los usuarios de menor consumo. *Fig. 38.*

- Usuarios con consumo menor a 30 kWh/mes: Requieren una instalación con una potencia instalada inferior a 0.1 kWp, con un Payback entre 9 y 7 años.
- Usuarios con consumo en el rango de 30 y 100 kWh/mes, con un SFV óptimo de 0.42 kWp recuperan su inversión entre 7.5 y 6 años.
- Usuarios con consumo superior a los 100 kWh/mes, disponen de un payback inferior a 6.5 y 5.3 años para instalaciones fotovoltaicas entre 0.7 y 4.9 kWp, respectivamente.

Por tanto, los usuarios residenciales de mayor consumo disponen de un alto incentivo económico para la implementación de SFV.

Figura 38 Potencia instalada FV y P/B bajo *Net Metering*.

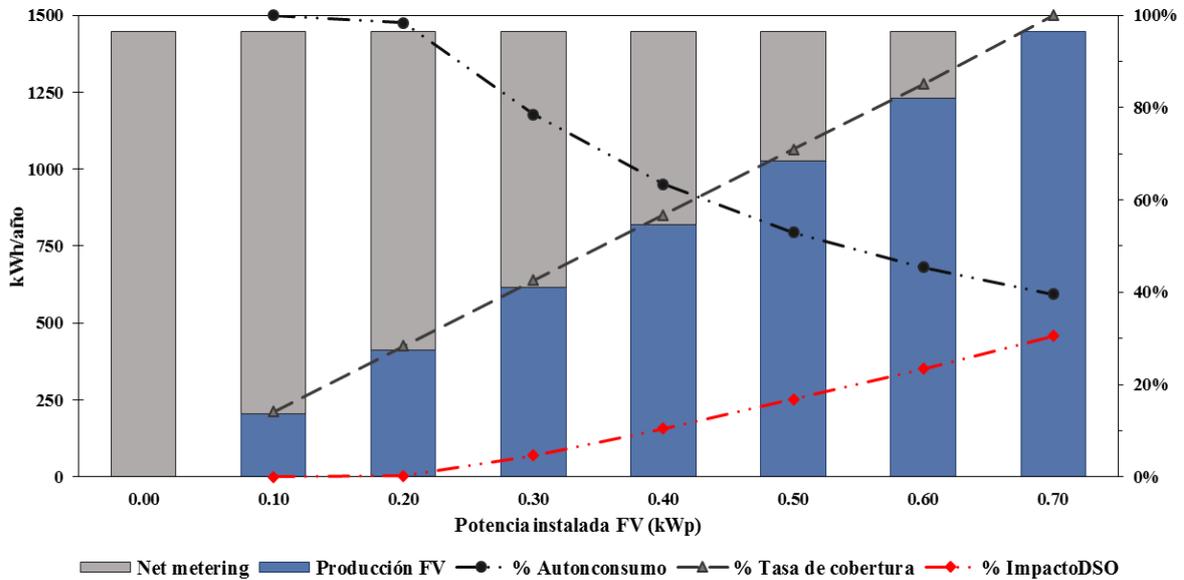


Fuente: Elaboración Propia

Los indicadores de autoconsumo resultan en valores entre 37 y 40%, siendo la diferencia del 60% la energía inyectada a la red y el factor de cobertura de la demanda es de 100% que fue la premisa para el tamaño óptimo.

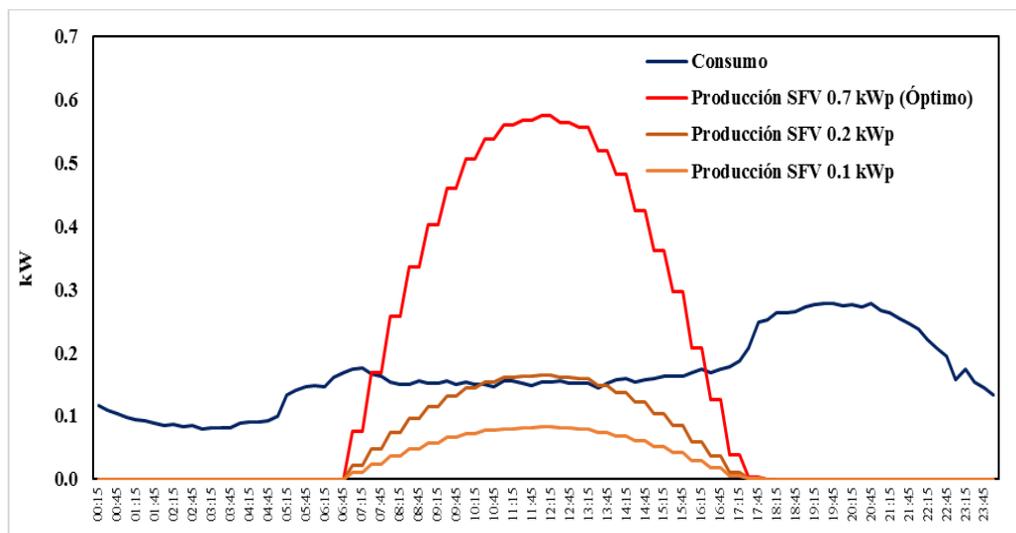
La Fig. 39, corresponde al usuario en el rango de consumo entre 100 y 150 kWh/mes. Se ha determinado, en función de la potencia instalada FV, los indicadores de autoconsumo, tasa de cobertura e Impacto sobre la facturación. Para la capacidad instalada óptima de 0.7 kWp, determinada anteriormente, Figura 45, con un tasa de cobertura del 100%, resulta un autoconsumo del 40% de la energía producida del SFV, y por defecto, el 60% de la energía producida es inyectada a la red de distribución eléctrica, ocasionando un impacto del 31.7% de pérdidas económicas, debido que la energía inyectada presenta un valor por encima del mercado mayorista. La disminución de la potencia instalada del SFV, reduce el factor de cobertura, incrementa el autoconsumo y por defecto, reduce la energía inyectada a la red. A medida que se reduce la potencia instalada, disminuye el impacto económico sobre el distribuidor de electricidad, llegando anularse para capacidades menores a 0.2 kWp.

Figura 39 Impacto de la potencia instalada FV del usuario con consumo <100:150> kWh/mes.



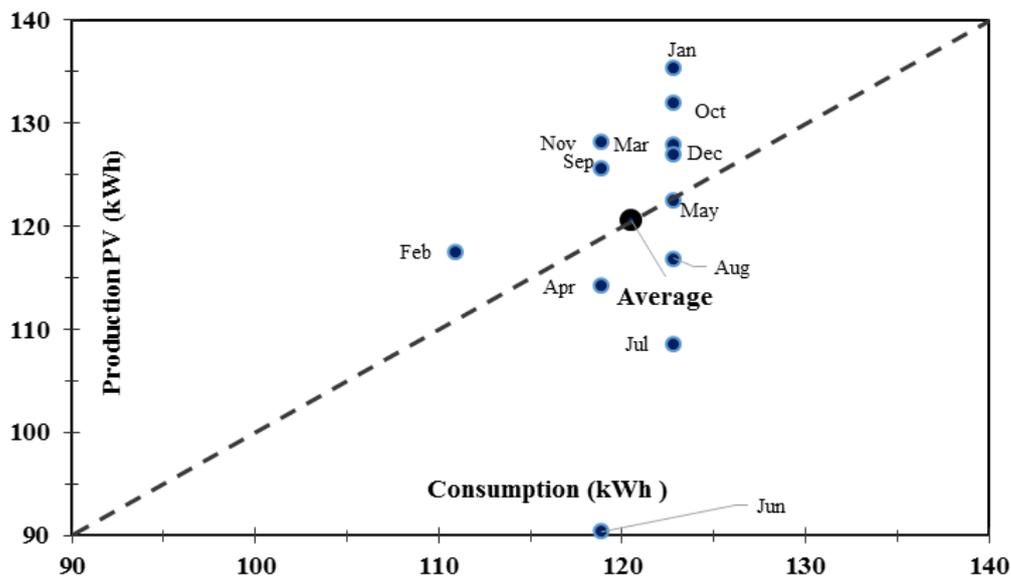
La Fig. 40, muestra la correspondencia de las curvas de oferta y demanda. El elevado valor del indicador de autoconsumo y bajas tasas de cobertura, para SFV de pequeña capacidad hasta 0.3 kWp, se explica por reducido valor de la potencia instalada del sistema fotovoltaico respecto a la demanda. La producción FV tiende a ser consumida localmente y a reducir la inyección de energía solar a la red, por defecto se cubre una menor demanda de energía del usuario.

Figura 40 Curvas de Producción FV diversas potencias instaladas.



Para el usuario residencial descrito en el párrafo anterior, y la capacidad instalada óptima de 0.7 kWp, el balance anual de la producción de energía fotovoltaica y consumo de energía es 0, debido a que se ha definido un factor de cobertura del 100%. Para los meses de mayor irradiación, Septiembre a Marzo, la producción es mayor al consumo, caso contrario a los meses entre Abril a Agosto. Se demuestra que un periodo de análisis anual sobre el *net metering* permite compensar adecuadamente la producción y consumo de electricidad, *Fig. 41*.

Figura 41 Consumo vs Producción mensual - 'Net Energy Zero Building'.



Fuente: Elaboración Propia

La evaluación del indicador de impacto sobre la facturación, para la potencia óptima de los usuarios residenciales, con un consumo menor a 30 kWh/mes, presenta un valor del 43.5%. Los usuarios residenciales, con consumo entre 30 y 100 kWh/mes, impactan el 35.3% y los usuarios con consumo mayor a 100 kWh/mes en 30.5 %. *Tabla 8*.

Tabla 8 Impacto en el distribuidor de electricidad por la inyección de energía del SFV por usuario

Rango de consumo	% ImpactDSO
De 1 a 30 KW.h	- 43.5%
De 31 a 100 KW.h	- 35.3%
De 101 a 150 KW.h	- 31.7%
De 151 a 300 KW.h	- 30.5%
De 301 a 500 KW.h	- 30.5%
De 501 a 750 KW.h	- 30.5%
De 751 a 1000 KW.h	- 30.5%

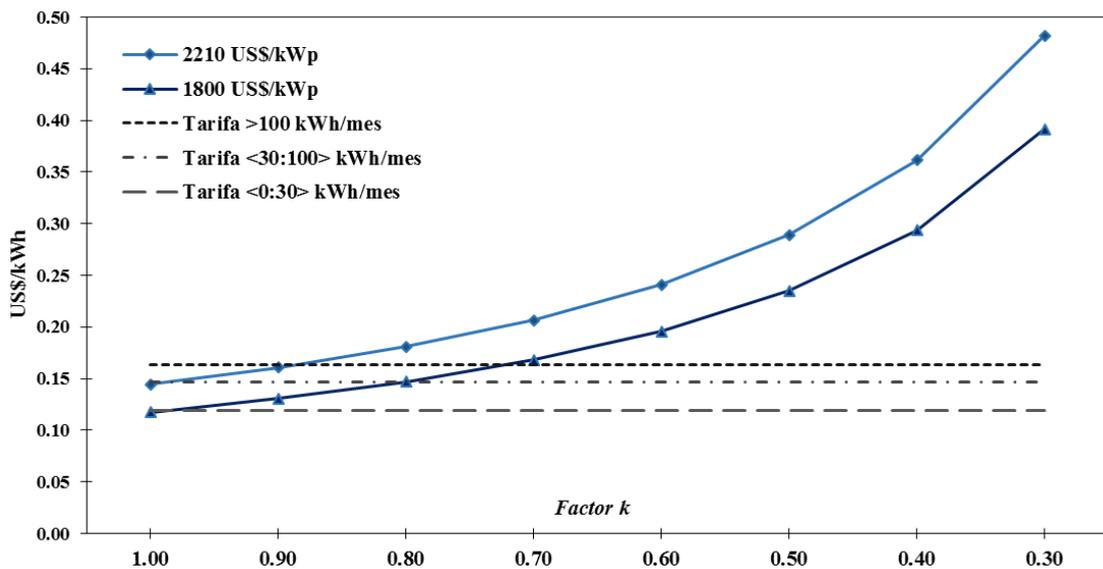
Con los valores resultantes de la *Tabla 8*, 35% en promedio, y bajo el hipotético caso que exista una penetración de generación distribuida fotovoltaica del 10% de la demanda total del mercado, el impacto de pérdidas económicas del distribuidor se estimaría en 3.5% (35% Impacto/usuario*10% usuarios). El mercado analizado tiene una demanda total de 3000 GWh/año, lo que significa que el 10% de penetración de generación fotovoltaica distribuida es la instalación de cerca de 130 MWp sobre viviendas- *Roof Mounted PV System*. Un escenario poco probable, que implicaría un impacto sobre el distribuidor inferior al 3.5%.

La reducción del impacto en la empresa distribuidora requiere que el valor de venta de la energía FV se tienda a equilibrar con el precio de mercado mayorista *Pem*. Esto a su vez, disminuye el incentivo a los usuarios residenciales en instalar SFV. Bajo un mecanismo de *net billing*, un factor de $k < 1$, en el que se vende todo el volumen de energía FV, al valor de $k * p_{BT5B}$, se establece la viabilidad económica de la instalación de SFV, mediante una tarifa de integración FV residencial de proyecto para cada valor de k , definidas como el valor mínimo estimado de la tarifa para que un proyecto sea atractivo económicamente para el *prosumer*.

Para un costo de inversión de 2210 US\$/kWp, se observa que el mecanismo *net billing*, con un factor $k=1$ (equivalente al *net metering*), es atractivo para los usuarios con consumos superiores a 30 kWh/mes. La reducción del factor k , reduce los beneficios del usuario. Solo los usuarios con un consumo superior a 100 kWh/mes

podrán recuperar la inversión realizada, hasta un factor k igual a 0.9. Para un costo de inversión de 1800 US\$/kWp, el *net metering* sería adecuado para todos los rangos de consumo. El mecanismo *net billing* sería viable con factores k entre 0.8 y 0.7, para los usuarios con un consumo eléctrico entre 30 y 100 kWh/mes y superior a 100 kWh/mes, respectivamente. Valores del factor k menor a 0.7, no produce incentivos de generación distribuida a ningún usuario residencial. Fig. 42.

Figura 42 Tarifa de integración FV en función del factor de venta k .



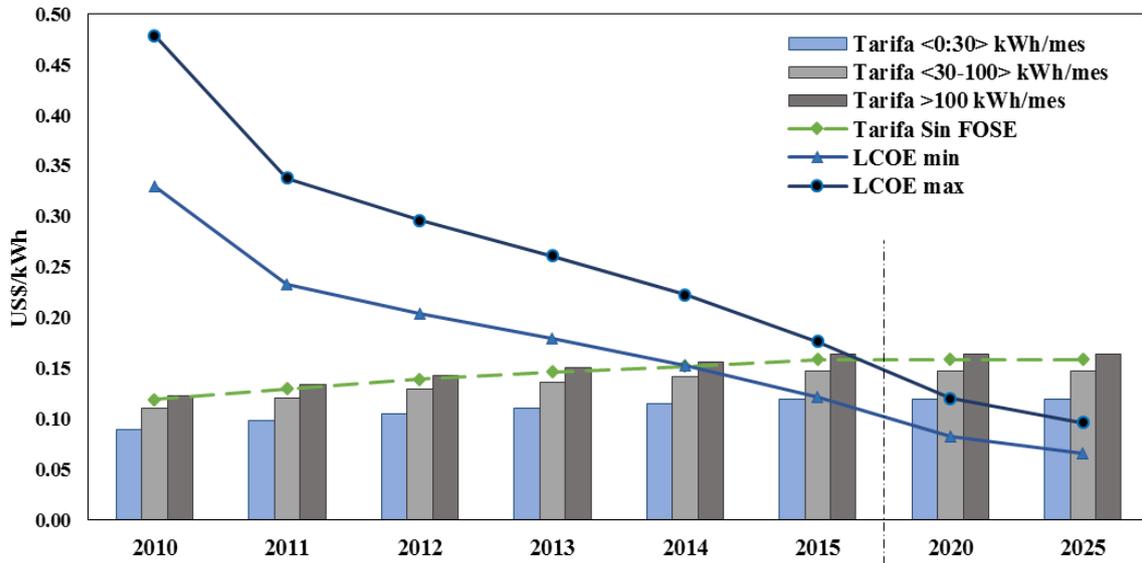
Fuente: Elaboración Propia

4.2 Análisis del *Grid parity* residencial

En la Fig. 43, el análisis *Grid Parity* muestra que un usuario que invierta en un SFV tendrá beneficios (VAN positivo), si la tarifa final es mayor al LCOE. Entonces, bajo la tendencia de costos de tecnología, se muestra que debido al efecto FOSE los usuarios de consumo menor a 30 kWh/mes aun no logran el *Grid Parity* completo. Para los usuarios de consumo entre 30 y 100 kWh/mes, este se logrará mucho antes del 2020. Los usuarios que consumen mayor a 100 kWh/mes, tendrán el mayor incentivo a integrar SFV. Se puede notar que en un escenario de no aplicación del FOSE, mucho antes del año 2020 para cualquier usuario resultaría más conveniente producir y autoconsumir electricidad fotovoltaica. Entonces bajo

un escenario de los años 2015 - 2025, se sustenta un esquema que compense la energía FV a un valor menor a la tarifa.

Figura 43 Analisis *Grid Parity* en el mercado residencial de Arequipa.



Fuente: Elaboración Propia

4.3 Evaluación de la implementación del *Net billing*

En la *Fig. 44* y *45*, para los usuarios con consumo entre <30:100> y <300:500> kWh/mes respectivamente, se ha considerado el costo de inversión actual de 2210 US\$/kWp. Se muestra los efectos del valor económico de la energía inyectada, en términos de la potencia instalada FV óptima, autoconsumo, tasa de cobertura e impacto al distribuidor. Se demuestra que el menor pago por la energía FV inyectada a red incentiva al no sobredimensionamiento del SFV respecto a la demanda del usuario. Para el caso específico de $k=1$, equivalente a un mecanismo de *net metering*, la potencia instalada óptima es de 0.42 y 2.15 kWp que cubre toda la demanda del usuario por cada rango de consumo respectivamente (tasa de cobertura = 100%). El menor factor de venta k resulta que los tamaños óptimos se reduzcan a 0.1 y 0.6 kWp respectivamente. Además de que si se paga la energía inyectada a un valor del 80% de la tarifa, el indicador de impacto al distribuidor se atenúa a valores cercanos al 0%.

Figura 44 Impacto del factor de venta k . *Prosumer* con consumo <30:100> kWh/mes.

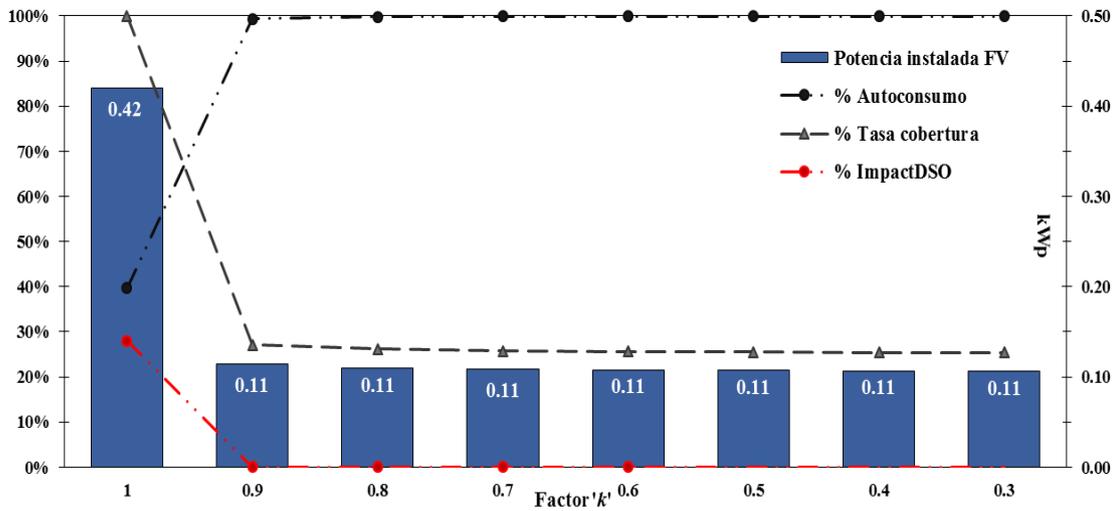
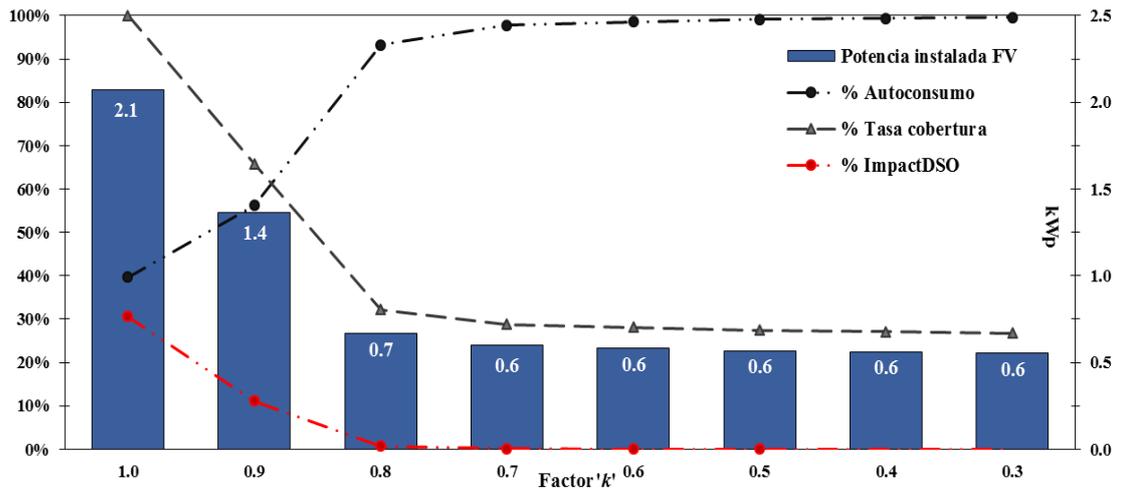


Figura 45 Impacto del factor de venta k . *Prosumer* con consumo <301:500> kWh/mes.



La reducción del impacto sobre el distribuidor, a menor factor de venta k , se debe a la reducción del tamaño del SFV (menor energía producida) y el menor precio de la energía FV inyectada. El menor impacto al distribuidor está relacionado con menores factores de cobertura y altos ratios de autoconsumo.

Bajo el enfoque de un esquema sostenible para el negocio del distribuidor de electricidad, el máximo pago por la energía FV no debe exceder el 49% de la tarifa

final. El porcentaje restante corresponde a los pagos por la infraestructura fija y OyM (Operación y Mantenimiento).

El usuario de consumo entre <30:100>, *Fig. 46*, con un costo de inversión de 2210 US\$/kWp no obtendrá mayores beneficios a convertirse en *prosumer*, por lo que seguirá cubriendo todo su consumo con la red eléctrica. Con el costo de inversión de 1800 US\$/kWp, potencias instaladas hasta de 0.25 kWp le resultada económicamente beneficioso. El comportamiento de indicadores, es similar para los demás consumidores, siendo los usuarios de consumo mayor a 100 kWh/mes, los que tengan mayor incentivo a convertirse en *prosumer*, con mayor capacidad instalada.

En la *Figura 47*, para un usuario <301:500> kWh/mes, el proceso de optimización para el usuario bajo este factor de venta muestra que el *prosumer* tendrá beneficios que superan a su condición de consumidor con potencias del SFV desde 0.1 a 0.9 kWp (*VAN sin proyecto* > *VAN con proyecto*), siendo la potencia óptima de 0.6 kWp (*mínimo VAN sin proyecto*) a un costo de inversión de 2200 US\$/kWp. Tamaños mayores a este no generan incentivo a la conversión a *prosumer*. Se muestra además que indicadores de autoconsumo superiores al 75% genera los mayores beneficios, que están relacionados a indicadores de tasas de cobertura menores al 30%. Esto último demuestra que el consumo del *prosumer* dependerá de la red eléctrica en 70%. La reducción del costo de inversión a 1800 US\$/kWp, incrementa el rango de potencias convenientes al usuario entre 0.1 y 1.75 kWp, siendo la potencia instalada óptima de 0.8 kWp y tenga mayores tasas de cobertura por el SFV llegando a valores del 45%, por lo tanto, el 55% dependerá de la red eléctrica.

Figura 46 Facturación en función de la potencia del SFV.

Prosumer con consumo <31:100> kWh/mes.

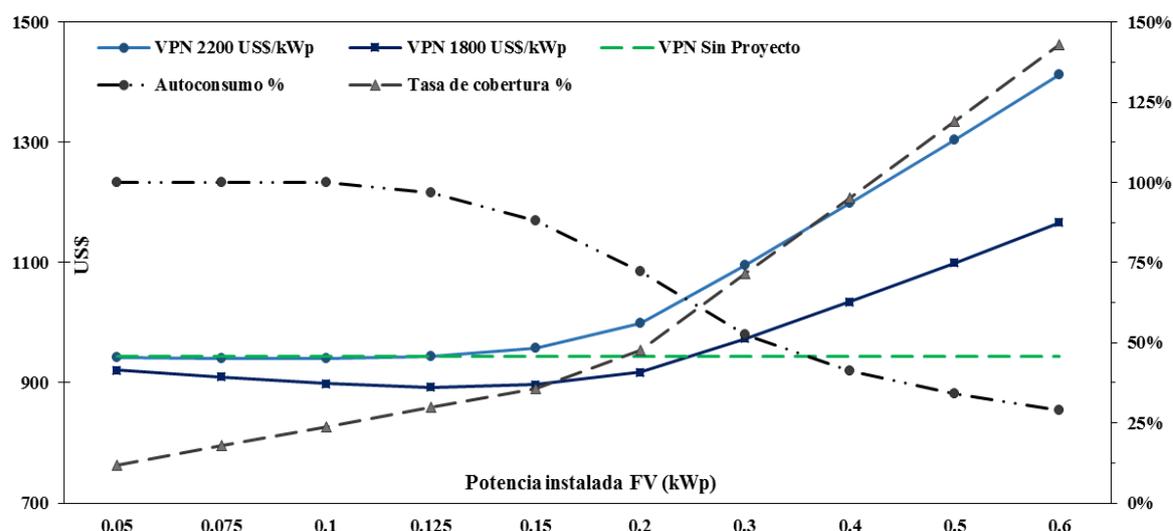
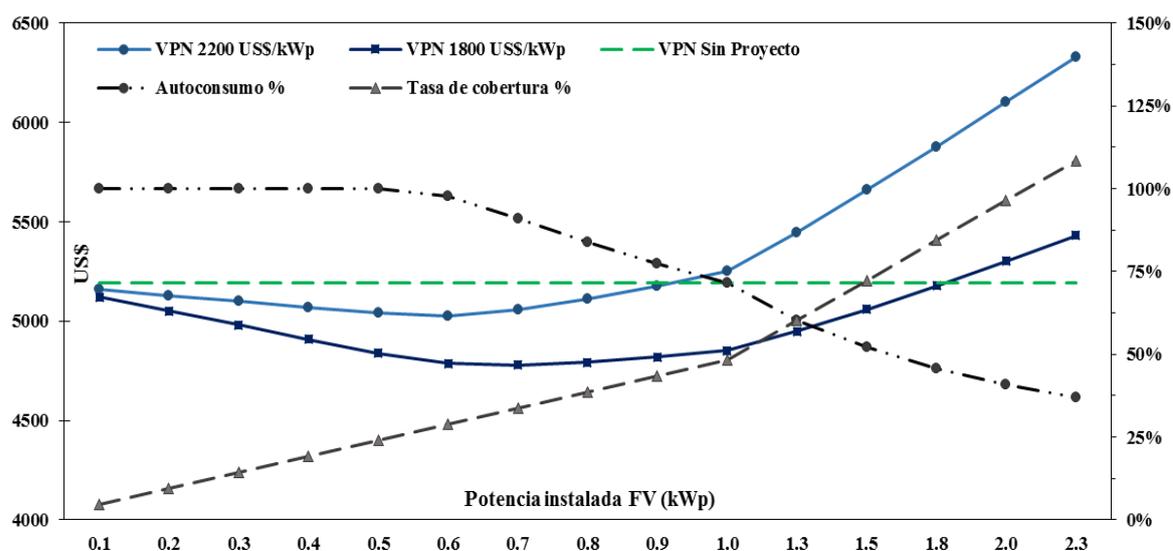


Figura 47 Facturación en función de la potencia del SFV.
Prosumer con consumo <301:500> kWh/mes.



En la Tabla 9 y 10, se muestra las potencias instaladas que minimizan la facturación para las condiciones de *net metering* y *net billing* con $k=0.49$. Además de la máxima potencia instalada el cual se cumpla que $VAN \text{ sin proyecto} > VAN \text{ con proyecto}$.

Tabla 9 Potencia instalada Optima (kWp) - Costo de inversión 2210 US\$/kWp

Rango de consumo	<i>Net metering</i> $k=1$	<i>VAN S/P > VAN C/P</i>	<i>Net billing</i> $k=0.49$
De 1 a 30 kW.h	0.1	--	--
De 31 a 100 kW.h	0.4	0.1	0.1
De 101 a 150 kW.h	0.7	0.3	0.2
De 151 a 300 kW.h	1.1	0.5	0.3
De 301 a 500 kW.h	2.1	0.9	0.6
De 501 a 750 kW.h	3.4	1.5	0.9
De 751 a 1000 kW.h	4.9	2.3	1.4

Tabla 10 Potencia instalada Optima (kWp) - Costo de inversión 2210 US\$/kWp

Rango de consumo	<i>Net metering</i> $k=1$	<i>VAN S/P > VAN C/P</i>	<i>Net billing</i> $k=0.49$
De 1 a 30 kW.h	0.1	--	--
De 31 a 100 kW.h	0.4	0.3	0.2
De 101 a 150 kW.h	0.7	0.6	0.3
De 151 a 300 kW.h	1.1	1.0	0.4
De 301 a 500 kW.h	2.1	1.8	0.8
De 501 a 750 kW.h	3.4	3.0	1.1
De 751 a 1000 kW.h	4.9	4.3	1.6

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- [1] La presente investigación presentó una metodología para la evaluación del impacto de los mecanismos de incentivo *net metering* y *net billing*, para generación distribuida fotovoltaica sobre los beneficios económicos del usuario residencial BT5B. La metodología se aplicó al caso de estudio Mercado Minorista de la región geográfica Arequipa.
- [2] El contexto Europeo de aplicación de mecanismos de incentivo actualmente está en una transición de las tarifas *FiT* hacia el *net metering*. Los EE.UU promueve la generación distribuida mediante el *net metering*. Países como Chile y Japón, han implementado los últimos años el *net billing* como soporte de la integración de generación distribuida. La presente investigación se focalizó en los mecanismos de incentivo *net metering* y *net billing*.
- [3] El diseño del mecanismo *net metering*, establece el precio de energía inyectada equivalente al valor de la tarifa minorista. El diseño del mecanismo *net billing*, establece el precio de energía inyectada menor al valor de la tarifa minorista y próximo al precio de energía mayorista.
- [4] La evaluación del *Grid Parity*, demuestra que la tecnología fotovoltaica es competitiva para los usuarios residenciales de consumo de electricidad mayor a 100 kWh/mes, los cuales tienen una tarifa mayor a 0.15 US\$/kWh; por lo que el mecanismo *net metering*, incentivaría la integración de SFV en generación distribuida. Usuarios de consumo menor a 100 kWh/mes, no alcanzarían el *Grid parity* completa antes del 2020.
- [5] Bajo el mecanismo *net metering* el usuario residencial de consumo de electricidad mayor a 100 kWh/mes, tendrá el suficiente incentivo económico para convertirse en *prosumer*, es decir, con un costo de inversión actual de 2210 US\$/kWp, la instalación de SFV tendrán un *PayBack* menor a 7 años, y a un costo de inversión de 1800 US\$/kWp, un *PayBack* cercano a 5.5 años

- [6] Bajo el mecanismo *net metering*, el sistema fotovoltaico óptimo económico para el usuario residencial, se dimensiona para cubrir el 100% de su consumo en un balance anual; a su vez el 60% de la producción de electricidad fotovoltaica será inyectada a las redes de distribución.
- [7] Bajo el mecanismo *net billing* diseñado con un factor de venta del 49% de la tarifa final y costos de tecnología de 2210 US\$/kWp, los usuarios residenciales tendrán el incentivo de instalar sistemas fotovoltaicos dimensionados para cubrir hasta el 30% de su consumo en un balance anual; Esto resulta además en la reducción de la energía inyectada a la red a valores cercanos al 10% de la producción total. Considerando el costo de inversión de 1800 US\$/kWp, los usuarios residenciales tendrán el incentivo de instalar sistemas fotovoltaicos dimensionados para cubrir hasta el 45% de su consumo; Esto resulta además de que la energía inyectada a la red sea menor al 20% de la producción total.
- [8] Bajo el mecanismo *net billing*, dimensionar sistemas fotovoltaicos con mayores niveles de inyección a la red indicados en la conclusión [6], no representa beneficios al usuario residencial. Es decir, este mecanismo incentiva al sobredimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos.
- [9] Para el distribuidor de electricidad bajo el *net metering*, la electricidad inyectada a la red por el *prosumer* se valoriza al mismo valor de la tarifa final, por lo que le resulta más costoso que la electricidad proveniente del mercado mayorista. Debido a esta situación, con penetraciones de generación distribuida equivalente al 10% del consumo total del mercado, el Distribuidor experimentará la reducción en 3.5% de su facturación total.
- [10] Para el distribuidor de electricidad bajo el *net billing* diseñado con un factor de venta del 49% de la tarifa final, la energía inyectada a la red por el *prosumer* se valoriza al mismo valor del precio de energía mayorista. Por lo que le resultará sostenible la inyección de energía a la red por los *prosumer* y podrá redistribuir la energía fotovoltaica en el mercado.

Recomendaciones

En base al análisis de los mecanismos de incentivo y la revisión del contexto internacional de generación distribuida, se plantea las siguientes recomendaciones para promover la generación distribuida fotovoltaica en el Perú.

- [1] Determinar los parámetros técnicos (Potencia máxima y nivel de tensión) de la generación distribuida, sobre el tamaño del sistema eléctrico y mercado de electricidad.
- [2] Diseñar los mecanismos regulatorios y de incentivos, considerando el costo, vida útil de tecnología, forma de medición y facturación del usuario. Asimismo se propone diseñar el mecanismo de incentivo con precios que no superen el valor del mercado de referencia.
- [3] Modernizar el esquema tarifario en función de la penetración de generación distribuida, considerando el enfoque de *Smart grid*.
- [4] Las empresas de electricidad que integren en su modelo de negocio a las energías renovables, tendrán un mejor desempeño en el mercado.

BIBLIOGRAFÍA

- A.Campoccia, Dusonchet, Telaretti, E., & Zizzo, G. (2007). Feed-in tariffs for grid-connected PV systems: The situation in the European community. *Power Tech*, 1981-1986.
- Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, 57(3), 195-204.
- Branker, K., Pathak, M., & Pearce. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4470-4482.
- Burns, J. E., & Kang, J. S. (2012). Comparative economic analysis of supporting policies for residential solar PV in the United States: Solar Renewable Energy Credit (SREC) potential. *Energy Policy*, 44, 217-225.
- Cai, D. W., Adlakha, S., Low, S. H., De Martini, P., & Chandy, K. M. (2013). Impact of residential PV adoption on Retail Electricity Rates. *Energy Policy*, 62, 830-843.
- Campoccia, A. D. (2014). An analysis of feed'in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union. *Solar Energy*, 107, 530-542.
- CENERGIA, & Osinergmin. (2013). *Caracterización de la carga de los sistemas de distribución eléctrica*. Arequipa.
- Comello, S., & Reichelstein, S. (2017). Cost competitiveness of residential solar PV: The impact of net metering restrictions. *Renewable and Sustainable Energy*.
- Creara, E. E. (2015). *PV Grid Parity Monitor, Residential sector 3rd issue*.
- Cros S., W. L. (2003). Survey of the main databases providing solar radiation data at the ground. *Remote Sensing and Modeling Group*.
- Darghouth, N. R., Wisler, R. H., B. G., & Mills, A. D. (2016). Net metering and market feedback loops: Exploring the impact of retail rate design on distributed PV deployment. *Applied Energy*, 162, 713-722.
- Dufo-López, R., & Bernal-Agustín, J. L. (2015). A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain. *Energy*, 84, 684-694.
- Dusonchet, L., & Telaretti, E. (2015). Comparative economic analysis of support policies for solar PV in the most representative EU countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 986-998.
- Dutta, S., Ghosh, D., & Mohanta, D. K. (2016). Optimum solar panel rating for net energy metering environment. *International Conference on IEEE.*, 2900-2904.
- Eid, C., Guillen, J. R., Marin, P. F., & Hakvoort, R. (2014). The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. *Energy Policy*, 75, 244-254.
- Europe-SolarPower. (2017). *Global market outlook for solar power, 2017-2021*.
- GTM-Research. (2016). *Photovoltaic Market*.
- IEA, I. E. (2002). *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*.
- IEC. (1998). *Photovoltaic system performance monitoring—Guidelines for measurement, data exchange and analysis*.
- IEEE. (2003). *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*.
- IRENA. (2016). *Letting in the Light: How solar PV will revolutionise the electricity system*.

- IRENA. (2016). *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*.
- IRENA. (2017). *Renewable capacity statistics 2017, International Renewable Energy Agency*.
- MINEM, M. d. (2010). *POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL DEL PERÚ 2010 - 2040*. Perú.
- NREL. (2017). *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017*.
- Orioli, A., & Di Gangi, A. (2015). The recent change in the Italian policies for photovoltaics: Effects on the payback period and levelized cost of electricity of grid-connected photovoltaic systems installed in urban contexts. *Energy*, 93, 1989-2005.
- Osinermin. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico*. Lima-Perú: Tamayo, Jesús; Salvador, Julio; Vásquez, Arturo; Vilches, Carlo.
- Osinermin. (2017). *La Industria de las energía renovable en el Perú. 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático*.
- Osinermin. (2015). *Información comercial de las empresas eléctricas*. Perú.
- Pyrgou, A., Kylili, A., & Fokaides, P. A. (2016). The future of the Feed-in Tariff (FiT) scheme in Europe: The case of photovoltaics. *Energy Polic*, 95, 94-102.
- R.Dufo-López. (2006). Economical and environmental analysis of grid connected photovoltaic systems in Spain. *Renewable energy*, 1107-1128.
- Ramli, M. A., & Twaha, S. (2015). Analysis of renewable energy feed-in tariffs in selected regions of the globe: lessons for Saudi Arabia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 649-661.
- REN21. (2017). *Renewables 2017 Global Status Report*. .
- S.Cros, & Wald, L. (2003). Survey of the main databases providing solar radiation data at the ground.
- Sartori, I., Napolitano, A., & Voss, K. (2012). Net zero energy buildings: A consistent definition framework. *Energy and buildings*, 48, 220-232.
- SolarGIS. (2017). *Solar Resource Map Photovoltaic Power Potential*. World Back Group.
- SunShot. (2014). *Photovoltaic System Pricing Trends*. U.S.
- Varas, T., Carmona, C., Ferrada, P., Fuentealba, E., Lefranc, G., & Crutchik, M. (2016). Evaluation of incentive mechanism for distributed generation in Northern Chile. *IEEE Latin America Transactions*, 2719-2725.
- Watts, D., Valdés, M. F., Jara, D., & Watson, A. (2015). Potential residential PV development in Chile: the effect of net metering and net billing schemes for grid-connected PV systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 1037-1051.
- Yamamoto, Y. (2012). Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering, and net purchase and sale. *Solar Energy*, 86(9), 2678-2685.

ANEXOS

Anexo 01: Información Comercial

Mercado eléctrico en la región Arequipa, 2015

Departamento	Cempresa	Mercado	Consumo (MW.h)	Facturación (MilesSoles)	Clientes
Arequipa	EDGL	Libre	28,913	6,100	1
	EGAS	Libre	312,315	40,843	2
	ELP	Libre	333,984	81,007	2
	ENER	Libre	38,862	8,775	2
	GABA	Libre	1,466	472	1
	HNZA	Libre	93,875	26,235	2
	KALP	Libre	1,134,261	249,599	3
	SDFE	Libre	101,157	24,747	1
	SEAL	Libre	22,621	7,796	3
	SEAL	Regulado	978,653	425,037	393,208
Total Arequipa			3,046,107	870,611	

Fuente: Osinergmin, SICOM 2015.

Mercado eléctrico Regulado por la Empresa SEAL 2015

Sector	SE	Clientes	Consumo (MW.h)	Facturación (MilesSoles)
SER	SER Caraveli II Etapa	2,903	1,829	1,284
SER	SER Chuquibamba IV Etapa	1,047	131	113
SER	Ser Colca	1,563	1,221	564
SER	SER HUANCA	129	6	9
SER	SER LA BARRERA	190	31	22
ST2	Arequipa	291,326	772,525	334,594
ST3	Camaná	17,207	26,372	12,876
ST3	Islay	19,085	40,890	18,793
ST3	Orcopampa	2,316	2,541	1,270
ST4	Bella Unión-Chala	7,104	36,680	14,180
ST4	Majes-Siguas	14,706	36,059	15,983
ST4	Ocoña	911	1,516	640
ST4	Repartición-La Cano	9,766	32,579	13,479
ST4	Valle de Majes	6,250	8,453	4,313
ST5	Chuquibamba	5,250	7,665	2,749
ST6	Huanca	379	174	56
ST6	Valle del Colca	5,910	4,825	2,209
ST3	Atico	1,213	2,010	784
ST4	Caravelí	1,106	1,302	524
ST6	Cotahuasi	4,847	1,844	596
		393,208	978,653	425,037

Fuente: Osinergmin, SICOM 2015.

Mercado Eléctrico Regulado, Sistema Eléctrico Arequipa, SEAL 2015

Departamento	Cempresa	Uso	Tensión	Tarifa	Clientes	Consumo (MW.h)	Facturación (MilesSoles)			
Arequipa	SEAL	Alumbrado Publico	BT	BT5C	2,803	44,060	18,737			
			BT	BT3P	59	6,573	2,705			
		Comercial	BT	BT4P	110	9,817	4,272			
			BT	BT5A	196	4,862	2,875			
			BT	BT5BNR	14,097	52,699	26,323			
			BT	BT6	625	2,903	1,457			
			MT	MT3P	124	149,606	45,011			
			MT	MT4P	46	40,282	12,603			
			Industrial	BT	BT2	49	1,953	1,183		
				BT	BT3FP	91	4,298	2,235		
				BT	BT4FP	163	5,670	3,231		
				MT	MT2	46	13,047	4,377		
				MT	MT3FP	148	43,299	13,785		
			Residencial	MT	MT4FP	57	9,487	3,246		
				BT	BT5B	272,712	383,969	192,553		
		Total Arequipa					291,326	772,525	334,594	

Fuente: Osinergmin, SICOM 2015.

Anexo 02: Perfil de Consumo Eléctrico

Hora	Curva 1	Curva 2
00:15	0.419	0.228
00:30	0.393	0.250
00:45	0.372	0.229
01:00	0.353	0.208
01:15	0.335	0.197
01:30	0.328	0.242
01:45	0.319	0.190
02:00	0.304	0.163
02:15	0.312	0.262
02:30	0.300	0.167
02:45	0.301	0.218
03:00	0.285	0.171
03:15	0.291	0.255
03:30	0.294	0.208
03:45	0.291	0.227
04:00	0.318	0.222
04:15	0.325	0.199
04:30	0.327	0.232
04:45	0.328	0.189
05:00	0.356	0.332
05:15	0.478	0.322
05:30	0.506	0.299
05:45	0.522	0.254
06:00	0.533	0.404
06:15	0.521	0.326
06:30	0.578	0.386
06:45	0.602	0.283
07:00	0.622	0.281
07:15	0.629	0.173
07:30	0.598	0.265
07:45	0.582	0.251
08:00	0.552	0.252

Hora	Curva 1	Curva 2
08:15	0.539	0.197
08:30	0.535	0.235
08:45	0.559	0.178
09:00	0.541	0.321
09:15	0.541	0.259
09:30	0.556	0.285
09:45	0.539	0.229
10:00	0.551	0.344
10:15	0.536	0.280
10:30	0.537	0.328
10:45	0.527	0.273
11:00	0.560	0.419
11:15	0.557	0.313
11:30	0.547	0.340
11:45	0.528	0.263
12:00	0.552	0.323
12:15	0.548	0.495
12:30	0.557	0.547
12:45	0.547	0.471
13:00	0.542	0.309
13:15	0.544	0.412
13:30	0.518	0.242
13:45	0.543	0.345
14:00	0.564	0.332
14:15	0.569	0.343
14:30	0.554	0.356
14:45	0.563	0.289
15:00	0.573	0.330
15:15	0.581	0.395
15:30	0.587	0.291
15:45	0.585	0.374
16:00	0.602	0.492

Hora	Curva 1	Curva 2
16:15	0.626	0.522
16:30	0.606	0.311
16:45	0.626	0.218
17:00	0.638	0.308
17:15	0.673	0.315
17:30	0.744	0.480
17:45	0.890	0.535
18:00	0.901	0.773
18:15	0.941	0.634
18:30	0.943	0.628
18:45	0.953	0.770
19:00	0.980	0.705
19:15	0.991	0.745
19:30	0.999	0.775
19:45	1.000	0.727
20:00	0.983	0.484
20:15	0.988	0.567
20:30	0.981	0.667
20:45	0.997	1.000
21:00	0.956	0.679
21:15	0.941	0.637
21:30	0.911	0.584
21:45	0.883	0.565
22:00	0.848	0.599
22:15	0.793	0.496
22:30	0.747	0.338
22:45	0.699	0.371
23:00	0.652	0.260
23:15	0.621	0.390
23:30	0.549	0.196
23:45	0.515	0.378
00:00	0.478	0.203

Anexo 03: Pliego Tarifario Residencial SEAL

TARIFA BT5B: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E			
No Residencial	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.06
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	52.04
TARIFA BT5B: TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E			
Residencial	a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.97
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	37.89
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.97
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	11.37
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	50.52
	b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.06
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	52.04

Fuente: Osinergmin