



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

INSTITUTO DE INGENIERÍA

Análisis económico a través de Elasticidad de la
Demanda para tarifa DAC
(Doméstica de Alto Consumo) y Oferta
de sistemas fotovoltaicos en México

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero en Energías Renovables

P R E S E N T A

SEBASTIAN GUZMAN DIAZ

DIRECTOR DE TESIS

M.E.S. Roberto Acosta Olea



Temixco, Mor., 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

A mi **familia**, por su amor incondicional.

Al **IER**, por darme la oportunidad de formarme al abrigo de su institución.

Al **M.E.S. Roberto Acosta Olea**, por su amistad, confianza y motivación brindada en todo momento para el desarrollo de esta tesis.

A la **Dra. Azucena Escobedo Izquierdo**, por su paciencia y plena disposición en la elaboración de este trabajo.

A la **Mtra. Magali Nieto Ayala**, por el apoyo y sinceridad en sus palabras.

A mis **sinodales**, por su tiempo en la revisión y aportaciones brindadas.

A todos y cada uno de mis **profesores**, por su vocación y conocimiento.

A mis **amigos**, con los que compartí más que un aula de clases; increíbles momentos juntos que se traducen en recuerdos y lecciones para toda la vida.

No tenemos ahora,
aquella fuerza que en los viejos tiempos
movía tierra y cielo.
Somos lo que somos y ya,
corazones heroicos de parejo temple.

Debilitados por el tiempo y el destino
pero más fuertes en voluntad para esforzarse,
buscar, encontrar y nunca rendirse.

Alfred Tennyson

Resumen

Tomando como premisa las modificaciones que el sector eléctrico ha realizado con la finalidad de mejorar la situación energética a nivel nacional de los usuarios de dicho servicio, en donde se considera como uno de los principales objetivos, la integración de sistemas de energía eléctrica que limiten las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a través del aprovechamiento de energías limpias.

El presente trabajo de tesis consiste en la realización de un análisis a través de la determinación de dos parámetros económicos, primero la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) a modo que fuese posible establecer la relación entre la demanda de energía de los usuarios de servicio eléctrico en las 6 regiones (Peninsular, Noroeste, Noreste, Central, Norte y Sur) que conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en México. Y la tendencia en el precio para una tarifa de tipo residencial en particular, la cual debido a sus niveles de consumo de electricidad, dichos usuarios son considerados dentro del esquema tarifario DAC (Domestica de Alto Consumo); dando como resultado de dicha asociación las *Curvas de Demanda* respectivas para cada región.

Y por otro lado la *Elasticidad de la Oferta* (E_O) la cual responde al comportamiento correspondiente a la generación de energía eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos (SFV) y su tendencia en cuanto al precio por kWh de energía producida, el cual es representado a partir de la *Curva de Oferta*. Considerando a esta tecnología como una alternativa que de solución a la problemática que los usuarios de la tarifa DAC afrontan, con los altos costos asociados por consumo de energía eléctrica. A partir de la vinculación de ambas curvas (Demanda - Oferta) se obtuvo el *Punto de Equilibrio* (Pt_E) que define tanto el precio como la cantidad de energía asociadas, para el establecimiento del estado en donde el mercado presenta una situación de estabilidad y en donde ambos agentes estén vinculados de forma proporcional, permitiendo conceder viabilidad y fortalecimiento de competencia para la implantación de este tipo de tecnología.

Los resultados obtenidos muestran que la implementación de SFV para la mayoría de las regiones es factible, debido a la pauta marcada por el precio para la tarifa eléctrica DAC y los niveles de demanda de energía eléctrica de los usuarios de acuerdo con las tendencias determinadas a lo largo del período de estudio, lo que permite concluir que la brecha económica aún existente será acortada en un corto plazo (menos de 5 años). La vinculación de este tipo de análisis puede servir como antecedente para la conformación de una herramienta, que permita la conjugación de los diferentes actores identificados en el desarrollo de este trabajo, para la toma de decisiones que consoliden la implementación de este tipo de tecnología renovable de energía.

Índice

Índice de tablas	iii
Índice de figuras	iii
Nomenclatura	vii
Capítulo 1. Generalidades	1
1.1. Planteamiento del problema	1
1.2. Hipótesis	2
1.3. Objetivos	2
1.4. Justificación	3
1.5. Trabajos previos	5
1.6. Alcance	6
Capítulo 2. Fundamentos de la energía solar y sistemas fotovoltaicos	7
2.1. El Sol	7
2.1.1. Geometría solar	8
2.1.2. Movimiento Sol-Tierra	8
2.1.3. Componentes de la radiación solar	9
2.1.4. Radiación directa y difusa	10
2.2. Celda fotovoltaica	12
2.2.1. Tipos de celdas fotovoltaicas	14
2.2.2. Parámetros principales	18
2.3. Sistemas interconectados a la red	21
2.3.1. Panel fotovoltaico	22
2.3.2. Inversor	25
2.3.3. Medidor bidireccional	26
2.3.4. Tablero eléctrico	28
2.3.5. Elementos de protección y cableado	30
Capítulo 3. Energía solar fotovoltaica y el papel del nuevo mercado eléctrico	32
3.1. Energías renovables en la generación de electricidad	32
3.1.1. Potencial global de energía solar	35
3.1.2. Energía solar fotovoltaica a nivel mundial	37
3.1.3. Desarrollo en México	40
3.2. Antecedentes del sector eléctrico mexicano	43
3.3. Nuevo Mercado Eléctrico	51
3.3.1. Ley de Transición Energética (LTE)	55
3.3.2. Ley de la Industria Eléctrica (LIE)	56
3.3.3. Ley de la Comisión Federal de Electricidad	58

3.4. Comercialización de la energía eléctrica	60
3.5. Tarifas eléctricas	62
3.5.1. Tarifas generales	64
3.5.2. Tarifas específicas	64
3.5.3. Tarifa DAC (Doméstica de Alto Consumo)	68
Capítulo 4. Planteamiento metodológico y análisis económico	70
4.1. Metodología y establecimiento de premisas	70
4.1.1. Parámetros de análisis	72
4.1.1.1. Elasticidad de la Demanda (E_D)	72
4.1.1.2. Elasticidad de la Oferta (E_O)	74
4.1.1.3. Punto de Equilibrio (P_{tE})	75
4.2. Análisis de Elasticidad de la Demanda	77
4.2.1. Precio medio facturado para tarifa DAC	77
4.2.2. Demanda máxima anual de energía eléctrica	88
4.2.3. Curvas de Demanda	95
4.3. Análisis de Elasticidad de la Oferta	105
4.3.1. Precio medio de generación a través de sistemas fotovoltaicos	105
4.3.2. Generación anual eléctrica mediante energía solar fotovoltaica	111
4.3.3. Curva de Oferta	113
4.4. Análisis del Punto de Equilibrio	115
4.4.1. Caso 1: Región Central	116
4.4.2. Caso 2: Región Noreste	118
4.4.3. Caso 3: Región Norte - Noroeste	120
4.4.4. Caso 4: Región Sur - Peninsular	123
Capítulo 5. Conclusiones	127
5.1. ¿Qué nos deja el análisis?	127
5.2. Recomendaciones para trabajos futuros	131
Anexo	134
Bibliografía	150

Índice de tablas

Tabla 3.1. Capacidad interanual de energías renovables para la generación de electricidad a nivel mundial	33
Tabla 3.2. Líderes en capacidad total de energías renovables para generación de electricidad	34
Tabla 3.3. Centrales de energía solar fotovoltaica para la generación de electricidad en México	42
Tabla 3.4. Generación bruta de energía eléctrica por proceso en México. Período (2004 - 2009)	47
Tabla 3.5. Límites de consumo por tipo de tarifa	69

Índice de figuras

Figura 2.1. Diagrama del movimiento de traslación de la Tierra	9
Figura 2.2. Diagrama de los elementos de la radiación solar	10
Figura 2.3. Esquema de la unión de semiconductores P - N	13
Figura 2.4. Esquema del efecto fotovoltaico	13
Figura 2.5. Esquema de la conformación de una celda fotovoltaica de silicio amorfo	16
Figura 2.6. Esquema de la estructura de una celda de triple unión	17
Figura 2.7. Diagrama de los componentes de un sistema interconectado a la red	22
Figura 2.8. Elementos del tablero eléctrico (Monofásico) con RCD y conectado a un medidor bidireccional	29
Figura 3.1. Mapa mundial de irradiación global horizontal. (1999 - 2015) \pm 4%	36

Figura 3.2. Gráfica de evolución de la capacidad instalada global solar fotovoltaica. Período (2000 - 2013)	38
Figura 3.3. Gráfica de capacidad instalada global de energía solar fotovoltaica. Período (2014 - 2016)	39
Figura 3.4. Mapa del potencial de energía solar fotovoltaica en México. (1999 -2015) \pm 4% RIO: 13°-32°	40
Figura 3.5. Gráfica de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica. Período (2005 - 2015)	41
Figura 3.6. Gráfica de producción de energía primaria total por tipo de fuente. (1995) (Petajoules)	46
Figura 3.7. Gráfica de producción de energía primaria total por tipo de fuente. (2012) (Petajoules)	49
Figura 3.8. Esquema de operación del sector eléctrico previo a la reforma energética	51
Figura 3.9. Esquema de operación del sector eléctrico a partir de la reforma energética	52
Figura 4.1. Gráfica del Precio Medio Facturado para tarifa DAC del SIN. Período (2005 - 2015)	78
Figura 4.2. Gráfica del Precio Medio Facturado para tarifa DAC en Región Peninsular. Período (2005 - 2015)	79
Figura 4.3. Gráfica del Precio Medio Facturado para tarifa DAC en Región Noroeste. Período (2005 - 2015)	81
Figura 4.4. Gráfica del Precio Medio Facturado para tarifa DAC en Región Noreste. Período (2005 - 2015)	82
Figura 4.5. Gráfica del Precio Medio Facturado para tarifa DAC en Región Central. Período (2005 - 2015)	84
Figura 4.6. Gráfica del Precio Medio Facturado para tarifa DAC en Región Norte. Período (2005 - 2015)	85

Figura 4.7. Gráfica del Precio Medio Facturado para tarifa DAC en Región Sur. Período (2005 - 2015)	87
Figura 4.8. Gráfica de Demanda Máxima Anual en Región Peninsular. Período (2005 - 2015)	89
Figura 4.9. Gráfica de Demanda Máxima Anual en Región Noroeste. Período (2005 - 2015)	90
Figura 4.10. Gráfica de Demanda Máxima Anual en Región Noreste. Período (2005 - 2015)	91
Figura 4.11. Gráfica de Demanda Máxima Anual en Región Central. Período (2005 - 2015)	92
Figura 4.12. Gráfica de Demanda Máxima Anual en Región Norte. Período (2005 - 2015)	93
Figura 4.13. Gráfica de Demanda Máxima Anual en Región Sur. Período (2005 - 2015)	94
Figura 4.14. Gráfica de Curva de Demanda en Región Peninsular. Período (2005 - 2015)	96
Figura 4.15. Gráfica de Curva de Demanda en Región Noroeste. Período (2005 - 2015)	97
Figura 4.16. Gráfica de Curva de Demanda en Región Noreste. Período (2005 - 2015)	99
Figura 4.17. Gráfica de Curva de Demanda en Región Central. Período (2005 - 2015)	100
Figura 4.18. Gráfica de Curva de Demanda en Región Norte. Período (2005 - 2015)	102
Figura 4.19. Gráfica de Curva de Demanda en Región Sur. Período (2005 - 2015)	104
Figura 4.20. Gráfica de Precio Medio de Generación eléctrica a través de SFV. (con relación a niveles de irradiación en México)	106

Figura 4.21. Precio Medio de Generación eléctrica a través de SFV a nivel Mundial Período (2005 - 2015)	109
Figura 4.22. Gráfica de Generación Anual de energía eléctrica a través de SFV. Período (2005 - 2015)	111
Figura 4.23. Gráfica de Curva de Oferta SFV. Período (2005 - 2015)	114
Figura 4.24. Gráfica de Punto de Equilibrio en Región Central. Período (2005 - 2015)	116
Figura 4.25. Gráfica de Punto de Equilibrio en Región Noreste. Período (2005 - 2015)	118
Figura 4.26. Gráfica de Punto de Equilibrio en Región Norte. Período (2005 - 2015)	121
Figura 4.27. Gráfica de Punto de Equilibrio en Región Noroeste. Período (2005 - 2015)	122
Figura 4.28. Gráfica de Punto de Equilibrio en Región Sur. Período (2005 - 2015)	124
Figura 4.29. Gráfica de Punto de Equilibrio en Región Peninsular. Período (2005 - 2015)	125
Figura 5.1. Esquema de etapas para el planteamiento de una política pública	132

Nomenclatura

Símbolo	Unidad	Concepto
G_S	W/m ²	Constante solar
I_g	Wh/m ²	Radiación horizontal total
I_d	Wh/m ²	Radiación horizontal difusa
I_b	Wh/m ²	Radiación horizontal directa
I_e	Wh/m ²	Radiación horizontal extra-atmosférica
τ_b	W/m ² · K	Transmitancia atmosférica directa
I_{CFV}	A	Corriente de la celda
I_D	A	Corriente de saturación inversa del diodo
I_{CC}	A	Corriente de cortocircuito
$I_{m\acute{a}x}$	A	Corriente de máxima potencia
I_F	A	Fotocorriente
$V_{m\acute{a}x}$	V	Voltaje máximo
V_{CA}	V	Voltaje de circuito abierto
V_{CFV}	V	Voltaje de la celda fotovoltaica
V_{PFV}	V	Voltaje del panel fotovoltaico
R_i	Ω	Resistencia interna de la celda
R_p	Ω	Resistencia de pérdidas de la celda
$P_{m\acute{a}x}$	W	Potencia máxima
P_{SFV}	W	Potencia del sistema fotovoltaico
P_{PFV}	W	Potencia del panel fotovoltaico
P_{CFV}	W	Potencia de la celda fotovoltaica

P_{INV}	W	Potencia nominal del inversor
I_{SCT}	W	Potencia de radiación en condiciones estándar
θ_z	grados	Ángulo cénit
e	C	Carga electrón
ρ	%	Albedo terrestre
C	m/s	Velocidad de la luz
k	J/°K	Constante de Boltzmann
C_{tem}	%/°C	Coefficiente de temperatura
T_{amb}	°C °K	Temperatura ambiente
T_{CFV}	°C °K	Temperatura de la celda fotovoltaica
T_{SCT}	°C °K	Temperatura del panel en condiciones estándar
T_{NO}	°C °K	Temperatura nominal de operación
K_{Th}	—	Índice de claridad horaria (relación de radiación total y extra-atmosférica)
FF	—	Factor de forma
η_{PFV}	—	Eficiencia del panel fotovoltaico
η_{INV}	—	Eficiencia del inversor
ε	—	Excentricidad de la órbita terrestre
E_D	—	Elasticidad de la Demanda
E_O	—	Elasticidad de la Oferta
P_{tE}	—	Punto de Equilibrio
C_D	—	Cantidad demanda
C_O	—	Cantidad ofertada
P	\$	Precio

Capítulo 1. Generalidades

“Resulta indudable la necesidad de que todos los ingenieros conozcan del efecto de las obras que proyectan y construyen pueden producir [...] que aprendan a utilizar la ciencia y la tecnología haciendo compatible el desarrollo con la conservación y el mejoramiento del medio ambiente”

Energía e Impacto ambiental (J. Viqueira Landa, 2007)

1.1 Planteamiento del Problema

Ante las modificaciones que el sector eléctrico tuvo con el objetivo de fortalecer y mejorar la situación energética a nivel nacional para todos sus usuarios, considerando como uno de sus principales objetivos la integración de más sistemas de generación de energía eléctrica por medio de fuentes energéticas que limiten sus emisiones de GEI durante su aprovechamiento (llamadas energías limpias). En donde se establecieron metas a 2020 con la reducción del 30% de las emisiones GEI como base al año 2000,¹ así como una aportación del 35% en la generación por medio de energías limpias para 2024; en donde se espera un crecimiento medio anual de demanda de electricidad que supere el 3.5% y por lo tanto requerirá la incorporación de aproximadamente 38,000 MW adicionales en la capacidad instalada.² Esto nos permite considerar que ante esta situación, el nicho de oportunidad para la implementación de tecnologías como los SFV se puede materializar.

El presente trabajo pretende identificar por medio de un análisis económico sustentado en la investigación documental derivada de diversas fuentes de información, el establecimiento e integración de factores para el aprovechamiento de SFV que puedan ir más allá del desarrollo hermético asociado a grandes proyectos de generación.

Considerando que el mayor porcentaje de los usuarios consumidores de energía eléctrica en México son a nivel residencial (88.6%), con una tasa de crecimiento medio anual de más del 5.8% durante los últimos 10 años en la totalidad de los usuarios;³ se considera a este sector como base inicial para el fomento e incorporación de estos sistemas, limitando el campo de estudio a aquellos que debido a sus hábitos de consumo son considerados en la tarifa DAC

¹ Ley General de Cambio Climático., (LGCC). Publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 6 de junio de 2012.

² Price Waterhouse Coopers, S.C., PwC. (2014). *Transformación del sector eléctrico mexicano: Implicaciones de la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de la CFE*. México. [PDF] Recuperado a partir de <https://www.pwc.com/mx/es/industrias/archivo/2014-08-transformacion-sector-electrico-mexicano.pdf>

³ Comisión Federal de Electricidad. CFE., (2014). *Clientes*. Acerca de CFE. México. [ASPX] Recuperado a partir de http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Estadisticas/Paginas/clientes.aspx

(Domestica de Alto Consumo) y cuya necesidad para la incorporación de un sistema de generación alternativo como los SFV, le entrega un propósito de factibilidad al análisis.

Se pretende lograr una perspectiva en la que se considere como un punto de partida para la conformación de un vínculo entre un servicio de primer orden como lo es la energía eléctrica, el desarrollo de la capacidad de generación que se necesitará para su abastecimiento y una adopción tecnología con mayor impacto social, con la intención de una visión de carácter incluyente a conciencia, que otorgue mayores garantías ante la situación económica y ambiental de cara al futuro de la energía en México.

1.2 Hipótesis

¿Es la implementación de SFV una alternativa de generación de energía eléctrica viable, con base a la tendencia en los precios presentes para los usuarios que integran a la tarifa DAC?

¿Por medio de la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) es posible proyectar el comportamiento y relación entre el precio de la tarifa DAC y el consumo de energía eléctrica a nivel nacional?

¿A partir de la *Elasticidad de la Oferta* (E_O) es posible representar la relación en cuanto a la tendencia en el precio y la oferta de generación de energía eléctrica por medio de SFV?

¿Es posible determinar el punto asociado al precio y la cantidad de energía que refleje la brecha existente para el establecimiento del equilibrio en el mercado eléctrico, que permita la consolidación desde punto de vista económico de los SFV?

1.3 Objetivos

Objetivo general

Realizar un análisis económico basado en la determinación de la *Elasticidad la Demanda* (E_D) y *Elasticidad la Oferta* (E_O) cuyos resultados gráficos, permita identificar el *Punto de Equilibrio* (Pt_E) que defina el precio y la cantidad de energía asociados a la viabilidad en cuanto a la implantación de SFV como alternativa de solución para la generación de electricidad en usuarios con tarifa DAC.

Objetivos específicos

- I. Identificar el comportamiento de la tarifa DAC a largo del período de estudio (2005 - 2015) a través del precio medio facturado en las 6 regiones que integran el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- II. Identificar el comportamiento de la tendencia de la demanda máxima anual de energía eléctrica a lo largo del período de estudio (2005 -2015) para las 6 regiones que integran el SIN.
- III. Determinar la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) para cada una de las regiones e interpretar el comportamiento de la relación entre el precio medio facturado de la tarifa DAC y la demanda máxima de energía representado a través de sus respectivas *Curvas de Demanda*.
- IV. Determinar la relación entre el precio medio de generación eléctrica y la generación anual eléctrica mediante energía solar fotovoltaica a través de la *Elasticidad de la Oferta* (E_O) y su respectiva interpretación por medio de su *Curva de Oferta*.
- V. Determinar el *Punto de Equilibrio* (Pt_E) (precio - cantidad de energía) con base en la asociación de las *Curvas de Demanda* de cada una de las 6 regiones y la *Curva de Oferta* para SFV.

1.4 Justificación

Con el fin de poder alcanzar las metas establecidas a futuro en cuanto a la generación del 35% de la energía eléctrica por medio de energías limpias para 2024,⁴ así como el establecimiento del nuevo mercado eléctrico que pretende dar un impulso significativo a tecnologías de generación que diversifique la matriz energética nacional, es como el carácter que conforma a las tecnologías que aprovechan los recursos renovables cobra una mayor relevancia.

Las necesidades energéticas de la totalidad de los usuarios de consumo de energía eléctrica a nivel nacional han presentado un comportamiento creciente en los últimos 10 años, a una tasa media anual de más del 5.8%,⁵ con lo cual se deberán emprender las acciones necesarias para garantizar una estabilidad energética en los siguientes años.

⁴ Ley General de Cambio Climático., (LGCC). Publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 6 de junio de 2012.

⁵ Comisión Federal de Electricidad. CFE., (2014). *Clientes*. Acerca de CFE. México. [ASPX] Recuperado a partir de http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Estadisticas/Paginas/clientes.aspx

Considerando el potencial energético en cuanto al recurso solar disponible en México en donde el promedio de irradiación total diaria, es de aproximadamente 4.4 kWh/m² en la región Centro y tomando en cuenta la existencia de algunas zonas que alcanzan valores mayores a los 8.0 kWh/m² principalmente en la región Norte del País.⁶ Es como los SFV destacan como una alternativa con potencial, aunado al gran desarrollo tecnológico producto de la investigación en los últimos años que este tipo de sistemas alcanzado, le permite ser considerada como una opción de generación de energía eléctrica altamente competente.

Estableciendo como punto de partida para el presente trabajo en 2009 la Secretaría de Energía (SENER) a través de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) y con el apoyo de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), realizaron un estudio titulado *Nichos de Mercado para Sistemas Fotovoltaicos en Conexión a la Red Eléctrica en México*⁷ el cual tuvo como conclusión que la principal área de potencial para el desarrollo en la implementación de SFV es el sector residencial.

Con la finalidad de poder realizar una herramienta de análisis que sirva como complemento al estudio que se menciona anteriormente, el presente trabajo considera como argumento base los resultados para el aprovechamiento de los SFV en este sector en particular, en donde se pretende identificar por medio de un parámetro económico, el nicho de oportunidad existente para la implementación de este tipo de tecnología para aquellos usuarios del sector residencial catalogados en la tarifa DAC.

De esta forma la generación de energía eléctrica necesaria para cubrir las necesidades de consumo de este tipo de usuarios, permitiría que los SFV sirvieran como complemento ideal otorgando una posibilidad económicamente viable debido a la aportación de energía y su repercusión en el precio por consumo de electricidad disminuya; esto debido al cambio de la tarifa DAC a su correspondiente tarifa residencial, las cuáles cuenta con la aportación por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de un subsidio económico.

⁶ Instituto de Investigaciones Eléctricas. IIE (2014). Recuperado a partir de http://www.conae.gob.mx/wb/procalsol/energia_solar2

⁷ Agencia Alemana de Cooperación Técnica. GTZ., (2015). [En línea] Recuperado a partir de <http://www.gtz.de/en/dokumente/en-market-niches-for-gride-connected-photovoltaic-systems-mexico.pdf>

1.5 Trabajos previos

Se realizó una investigación documental con la finalidad de identificar dentro del marco de análisis con características económicas cuyo énfasis sea en la aplicación de tecnologías que aprovechen recursos de fuentes renovables de energía. Dentro de dicha investigación se logró identificar material que integra estos conceptos como idea central de estudio; el caso de (López, 2005) realiza un análisis de las opciones de generación en el sector eléctrico mexicano que no sean contaminantes, tomando en cuenta como mejores opciones el desarrollo de energías renovables catalogadas de flujo, entre las que se encuentra la eólica y la solar fotovoltaica; enfatizando los aspectos económicos y ambientales involucrados para su implementación.

Así mismo realiza una evaluación mediante una proyección de la demanda de electricidad y su impacto en la conformación de la oferta, considerando como diferencia en relación al presente trabajo el establecimiento como parámetro económico para dicho análisis a la *Elasticidad de la Demanda* (E_D), el cual permite no solo establecer la conformación de una proyección en el comportamiento de la demanda, sino establecer una relación en la variación del precio que en este caso presentan los SFV.

También permite establecer considerando la condiciones que rodean al nuevo mercado eléctrico, con base a sus objetivos y tomando como referencia la tendencia durante un período determinado de tiempo. La distinción más marcada con el trabajo de (Ortiz, 2005) es el alcance del objeto de estudio al cual se orienta, en donde este solo se limita a un caso en particular, en el cual conforma un escenario hipotético para la generación de un SFV, condicionando el enfoque de su análisis de forma individual. Además emplea una metodología de análisis distinta para la evaluación de la demanda, por el uso de parámetros característicos que se relacionen con indicadores microeconómicos.

Dentro de esta investigación documental el trabajo de (Maldonado, 2014) que hace referencia al estudio de factibilidad técnica y viabilidad económica de un sistema de Autoabastecimiento eléctrico haciendo uso de SFV, tiene como finalidad el análisis de diversas configuraciones para estos sistemas y condiciones operativas diversas, para poder determinar la configuración de trabajo ideal, que otorgue resultados de rentabilidad económica considerando un consumo de energía establecido.

Por último se hace mención del trabajo presentado por (Rodríguez, 2009) el cual realiza una propuesta para el establecimiento de las tarifas eléctricas derivado de un análisis para una administración de la demanda de energía eléctrica más adecuado, que tiene como idea central la creación de una nueva serie de tarifas, que permitan modificar la forma en la cual

es despachado el servicio de electricidad a los usuarios que lo componen, a fin de evitar el consumo de energía eléctrica en horas punta.

La contribución que (Rodríguez, 2009) hace para el estudio de las tarifas eléctricas establecidas por parte de la CFE, es el punto de la investigación que este trabajo de tesis aporta; aunque este considera como objetivo en su planteamiento que la mejora en el manejo de la demanda de energía, es la clave para evitar la necesidad de la energía generada por los considerados en su momento productores independientes.

Los cuáles para el 2012 entregaban el 55% de los 52,511 MW totales que la CFE generaba⁸ estableciéndose como uno de los principales bloques del sector que realizaban una aportación para el uso de tecnologías renovables de energías; antecedente el cual empata con idea principal que tiene el presente trabajo, como herramienta de decisión para el impulso en el aprovechamiento de recursos (de forma particular la energía solar fotovoltaica) renovables a nivel nacional.

1.6. Alcance

Con la finalidad de establecer los lineamientos pertinentes que conformar las características del análisis económico que se pretende realizar, así como de acotar los datos que serán empleados en la metodología del este trabajo; es como se plantean los siguientes puntos:

- I. Para el análisis económico se descartan las demás tarifas eléctricas y solo se considera a la tarifa DAC (Domestica de Alto Consumo).
- II. Baja California y Baja California Sur no forma parte del análisis ya que no son consideradas parte del SIN (Sistema Interconectado Nacional).
- III. Se emplea la división de los municipios y las diferentes regiones definidas por la CFE para la tarifa DAC.
- IV. El período de estudio sobre el cual se basan ls tendencias determinadas para el análisis en los diferentes indicadores determinados fueron consultados a partir del año 2005 y hasta el 2015.

⁸ Sistema de Información Energética. SIE. (2017) México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

Capítulo 2. Fundamentos de la energía solar y sistemas fotovoltaico

“En medio de todo está el Sol. Pues, ¿quién en este bellísimo templo pondría esta lámpara en otro lugar mejor, desde el que se pudiera alumbrar todo?”

De revolutionibus orbium coelestium (Nicolás Copérnico, 1543)

2.1. El Sol

El Sol representa el elemento central del sistema solar el cual se formó aproximadamente hace 4,650 millones de años y el cual debido a su naturaleza como fuente energética, se considera como uno de los factores esenciales para el desarrollo de la vida en la tierra. A lo largo de la historia de la humanidad a representado la principal fuente de energía a disposición cuyas características principales la describen como una estrella enana amarilla con una clase espectral G2 y una luminosidad tipo V, que cuenta aproximadamente con un masa de 2.2×10^{27} ton (334,000 veces mayor que la Tierra)⁹ y una temperatura en su fotosfera, es decir, en la superficie de la misma del orden de los 6,000 °C.

Es así como la masa del Sol esta conformada en mayor parte por hidrógeno con aproximadamente un 73% seguido por helio con un 25%, así como de algunos otros elementos en fracciones más pequeñas como oxígeno, carbono, neón y hierro.¹⁰

De acuerdo con la ecuación de Einstein ($E=mc^2$) la relación de pérdida de masa que se convierte en energía nos indica que considerando que el Sol pierde cada segundo 4.2×10^6 de toneladas de materia y un valor de la velocidad de la luz (C) de 3×10^8 m/s, la energía que equivalentes es del orden de los 3.79×10^{26} W.¹¹

Como la tierra se encuentra a una distancia de aproximadamente 150 millones de km del Sol la radiación recibida en la atmósfera terrestre equivale a los $1,353$ W/m² a dicho valor se le conoce como constante solar (G_s), sin embargo la radiación recibida en la superficie terrestre es de alrededor de los $1,000$ W/m² esto debido al albedo terrestre (ρ), que se define como la proporción de radiación reflejada con relación a la radiación que incide de

⁹ Guillén, Solís O., (2004). *Energías renovables: una perspectiva ingenieril*. Trillas. Ed. 1. México. p.128.

¹⁰ Sarbani Basu, HM Antia., (2008). *Heliosismología y abundancias solares*. Physics Reports, Vol. 457, 217-283. DOI: 10.1016/j.physrep.2007.12.002.

¹¹ Guillén, Solís O., (2004). *Energías renovables: una perspectiva ingenieril*. Trillas. Ed. 1. México. p.128.

forma directa sobre la superficie terrestre ocasionado por los diferentes factores como la nubosidad, cambios ambientales provocados por la actividad humana que aumenta la contaminación y la presencia de gases atmosféricos.

Se calcula que Sol tiene aún unos 5,000 millones de años más durante el proceso de fusión del hidrógeno de su núcleo, por lo que al menos este se encontrará de forma estable mientras el ser humano viva en la Tierra hasta pasar a su siguiente etapa en donde esta se convertirá en una gigante roja, donde sufrirá cambios severos y se volverá lo suficientemente grande como para abarcar las órbitas actuales de mercurio, venus y tierra alcanzando un tamaño casi 260 veces mayor y una luminosidad 2,700 veces superior a su capacidad actual.¹²

2.1.1. Geometría solar

En este apartado se hace mención de los diferentes factores geométricos que relacionan la posición del Sol con respecto a la tierra, que determinan la cantidad de energía disponible que se recibe en la superficie terrestre a lo largo del año. Dicha geometría considera fundamentalmente la disposición del recurso solar del cual se dispone de acuerdo a los diversos ángulos de la posición relativa del Sol respecto a una zona determinada en la tierra.

2.1.2. Movimiento Sol-Tierra

La Tierra tiene un movimiento rotatorio alrededor de su propio eje, llamado eje polar, y el cual es el responsable de la forma en la que se distribuye en el globo la energía solar a lo largo del tiempo, de tal manera que la posición del Sol se modifica, así mismo la tierra presenta otro movimiento el cual recibe el nombre de traslación que se da por el desplazamiento alrededor del Sol en forma elíptica y que da pauta de acuerdo a su dicha posición con respecto este a las diferentes estaciones del año (véase Fig. 2.1).

Este movimiento Sol-Tierra como se menciona se hace presente en forma a una elipse de baja excentricidad, es decir que la órbita de la tierra es casi circular con un valor menor a 0.2 cambiando su posición con respecto al Sol una vez al año.¹³ Dentro del plano que contiene la órbita de la Tierra el cual recibe el nombre de plano eclíptico que es perpendicular a su eje polar se forma un ángulo constante de 23.45° , así mismo

¹² K. P. Schröder., R. Smith., (2008). *Distant future of the Sun and Earth revisited*. Monthly Notices of the Royal Astronomical Society. Vol. 386, Issue 1, p. 155-163. DOI: 10.1111/j.1365-2966.2008.13022.x.

¹³ J. Viqueira., (2007). *Energía e Impacto ambiental*. Universidad Nacional Autónoma de México. UNAM. Facultad de Ingeniería. Ed. 1. México. p. 400.

considerando el eje horizontal de la tierra que conforma el ecuador llamado plano ecuatorial, forma un ángulo cuya variación determina la posición aparente en la que el Sol se muestra en un punto más alto y la duración de los días sea más larga conforme la estación de año.¹⁴

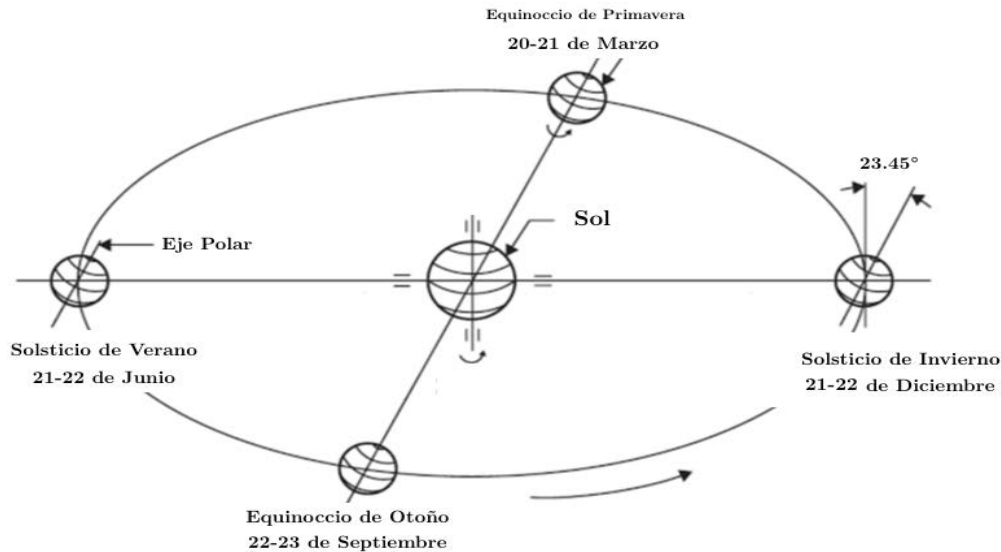


Figura 2.1. Diagrama del movimiento de traslación de la Tierra. (Soteris, 2009)

Así mismo los puntos del plano eclíptico donde se intersecta con el ecuatorial reciben el nombre de equinoccios, los cuáles ocurren aproximadamente el 20 - 21 de marzo para primavera y el 22 - 23 de septiembre para otoño respectivamente, por el contrario en cuando la tierra se ubica más lejos del punto focal de su órbita elíptica, recibe el nombre de solsticio que en el caso del verano ocurre el día 21 - 22 de junio a diferencia del solsticio de invierno que tiene lugar el día 21 - 22 de diciembre y cuyo período de luz durante el día es menor en esta época.

2.1.3. Componentes de la radiación solar

Siendo así la radiación solar se compone de dos factores principales uno de ellos llamado radiación directa, la cual se considera como su nombre lo indica es la radiación que llega de forma directa a la Tierra sin tener algún tipo de interferencia un su incidencia sobre la superficie.

¹⁴ Braun J. E., J. C. Mitchell., (1983). *Solar geometry for fixed and tracking surfaces*. Solar Energy, Vol. 31, Issue 5, p. 439-444. DOI: 10.1016/0038-092X(83)90046-4.

El otro factor es conocido como radiación difusa la cual surge de la interferencia de nubosidad así como de la reflexión por la presencia de gases atmosféricos y elementos que conforma la superficie terrestre (véase Fig. 2.2).

Es por ello que en un día muy despejado la presencia de radiación difusa es muy pequeña mientras que la mayor parte la conforma la directa, caso contrario en un día en el cual exista un presencia de nubosidad considerable gran parte de la radiación directa incidente será reflejada de tal forma que predominará la radiación difusa [19].

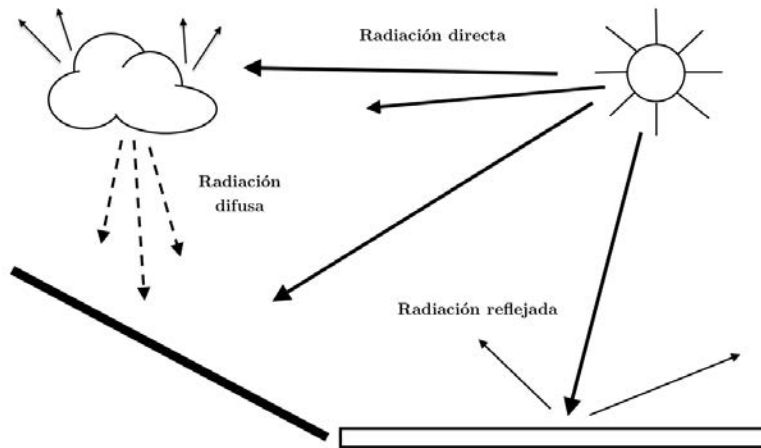


Figura 2.2. Diagrama de los elementos de la radiación solar. (Elab. propia, 2017)

2.1.4. Radiación directa y difusa

Los elementos que componen la radiación total (I_g) considerando una superficie horizontal, se encuentran conformados por dos factores, siendo uno la radiación directa (I_b) que se considera como aquella que incide sobre la superficie sin ser desviada debido a algún fenómeno de reflexión. Para su estimación (Hottel, 1976) realizó un modelo (véase Ec. 1) que considera el cálculo a partir de la transmitancia atmosférica (τ_b) a través de condiciones ideales, es decir para una atmósfera despejada con variables complementarias como el ángulo de zenit (θ_z) y una altitud estándar de 23 km para cuatro tipos de clima: tropical, verano en latitudes medias, verano subártico e invierno en latitud media.

$$\tau_b = (a_0 + a_1) \cdot \left(e^{\left(\frac{-k}{\cos(\theta_z)} \right)} \right) \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde a_0 , a_1 y k corresponden a constantes definidas por (véase Ec. 2) y el valor de A siendo la altitud del observador sobre el nivel del mar, considerando como premisa de la expresión que a mayor altura existe un incremento en la transmitancia.

$$\begin{aligned} a_0 &= (0.4237 - 0.00821) \cdot (6 - A)^2 \\ a_1 &= (0.5051 + 0.0059) \cdot (6.5 - A)^2 \\ k &= (0.2711 + 0.01858) \cdot (2.5 - A)^2 \end{aligned} \quad \text{Ec. (2)}$$

De esta manera la transmitancia para esta atmósfera en condiciones ideales (τ_b) puede ser determinada y relacionarse con la radiación extra-atmosférica sobre una superficie horizontal (I_e) considerando que dicho término queda definido por la cantidad de radiación solar diaria al plano normal que se forma en el límite superior de la atmósfera, conformado a partir del valor de la constante solar (G_s) en donde dicho valor se debe corregir considerando la relación entre la distancia de la tierra y trayectoria alrededor del Sol a lo largo del año. Siendo así, la expresión (véase Ec. 3) que determina la radiación horizontal directa para dicho modelo es:

$$I_b = (I_e \cdot \tau_b) \quad \text{Ec. (3)}$$

Así mismo, la radiación difusa (I_d) cuya determinación y entendimiento es mucho más complejo, debido a variables cuya consideración han llevado como en el caso anterior al desarrollo de diferentes correlaciones que han sido propuestas para su cálculo. Tal es el caso de (Erbs et al, 1982) cuya precisión y simplicidad en el método, permite a través de la obtención del índice de claridad horaria (K_{Th}) definido como el nivel de transparencia en la atmósfera terrestre (véase Ec. 4) con la relación de radiación total respecto a la extra-atmosférica.

$$K_{Th} = \left(\frac{I_g}{I_e} \right) \quad \text{Ec. (4)}$$

Donde la radiación extra-atmosférica (I_e) para una superficie horizontal como se mencionó anteriormente, presenta una variación en su valor de acuerdo al movimiento de traslación y excentricidad de la órbita terrestre (ε) (véase Ec. 5). De tal forma que conforme a lo largo del día y el año sufre modificaciones en su valor de referencia.

$$\begin{aligned} \varepsilon &= 1.00011 + 0.034221 \cos(\Gamma) + 0.00128 \sin(\Gamma) + \\ &0.000719 \cos(2\Gamma) + 0.00077 \sin(2\Gamma) \end{aligned} \quad \text{Ec. (5)}$$

La cual se encuentra en función del ángulo diario (I) (véase Ec. 6); siendo así para la determinación del valor de I_e se considera el valor de la constante solar (G_s) y el ángulo de zenit (θ_z) cuya expresión es:

$$I_e = (G_s)(\varepsilon) \cdot \cos(\theta_z) \quad \text{Ec. (6)}$$

Esta correlación divide en tres partes la atmósfera terrestre determinadas de acuerdo al índice de claridad horaria (K_{Th}), estos parámetros caracterizan cada región y que dan como resultado (véase Ec. 7) la fracción difusa de radiación sobre un plano horizontal.

$$\frac{I_d}{I_g} = \begin{cases} (1-0.09) \cdot (K_{Th}) \\ 0.9511 - (0.16) \cdot (K_{Th}) + (4.388) \cdot (K_{Th})^2 - (16.638) \cdot (K_{Th})^3 + (12.336) \cdot (K_{Th})^4 \\ 0.165 \end{cases} \quad \text{Ec. (7)}$$

$$0 \leq K_{Th} \leq 0.22$$

$$0.22 < K_{Th} \leq 0.8$$

$$K_{Th} > 0.8$$

2.2. Celda fotovoltaica

La celda fotovoltaica es el elemento central sobre el cual los SFV se diseñan, entender su funcionamiento requiere conocer el fundamento físico y los elementos que la componen. La unión de dos semiconductores extrínsecos¹⁵ uno tipo P cuya característica principal es la disposición de portadores mayoritarios con carga aparentemente positiva, formado al introducir átomos con tres electrones de valencia en un elemento de átomos con cuatro provoca una nueva configuración generando un hueco libre que produce una atracción sobre otros electrones [5].

Y otro tipo N que por su parte cuenta con portadores minoritarios, cuya carga predominantemente negativa se forma al dopar el elemento de cuatro átomos existente con un quinto electrón, este trata de configurarse con los demás quedando de forma libre por el elemento lo cual produce una corriente; la relación por cada átomo añadido durante el dopaje es 1 a 1,000,000 de átomos del semiconductor.¹⁶

¹⁵ Semiconductor al que se le han introducido átomos de otro grupo de la tabla periódica de los elementos, denominados impurezas cuya presencia modifica sustancialmente las concentraciones de electrones o huecos.

Semiconductor extrínseco., (2017). Diccionario Español de Ingeniería (DEI 1.0). Real Academia de Ingeniería. España. [En línea] Recuperado a partir de <http://diccionario.raing.es/es/lema/semiconductor-extr%C3%ADnseco>

¹⁶ Carta González, J. A., et al., (2013). *Centrales de Energías Renovables: Generación eléctrica con energías renovables*. Pearson Educación. Ed. 2ª. España. ISBN: 9788483229972. p. 866.

De esta forma el fenómeno que se produce cuando se tiene un semiconductor extrínseco tipo N, los portadores mayoritarios serán los electrones sobrantes y los minoritarios serán los sitios que originan los electrones al dejar su sitio.

En contraparte, un semiconductor extrínseco tipo P sus portadores mayoritarios debido al dopaje corresponden a los huecos sobrantes y que por motivos de temperatura pueden generarse en mayor cantidad, y en donde los minoritarios serán los electrones (véase Fig. 2.3) [5].

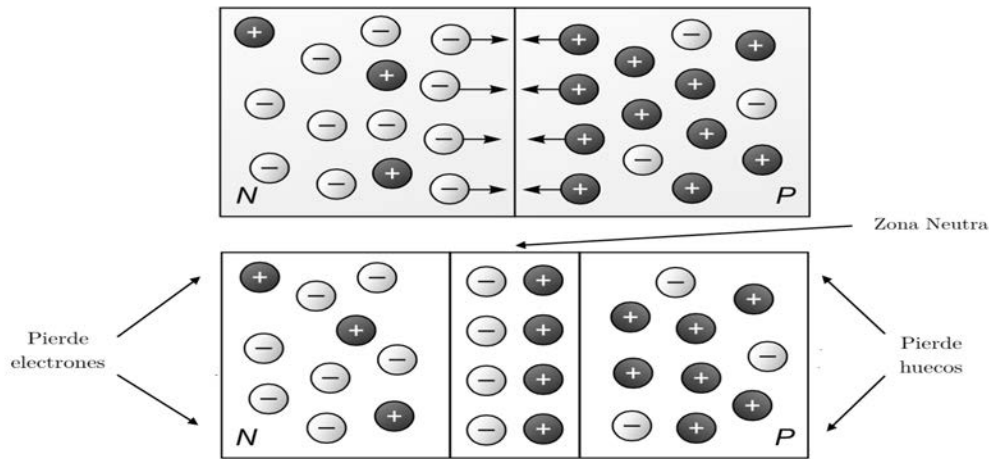


Figura 2.3. Esquema de la unión de semiconductores P - N. (Carta, 2013)

La unión de estos semiconductores descritos permite que se lleve a cabo el efecto fotovoltaico, que en esencia permite la conversión de energía solar en energía eléctrica; donde la energía proveniente del Sol (en forma de fotones que son las partículas que conforman un rayo solar) causa un desplazamiento de electrones en el interior de la unión de los semiconductores P-N. Dicha región entre ambos genera un campo eléctrico, que se incrementa en proporción a los huecos y electrones que se desplazan en sentidos opuestos.

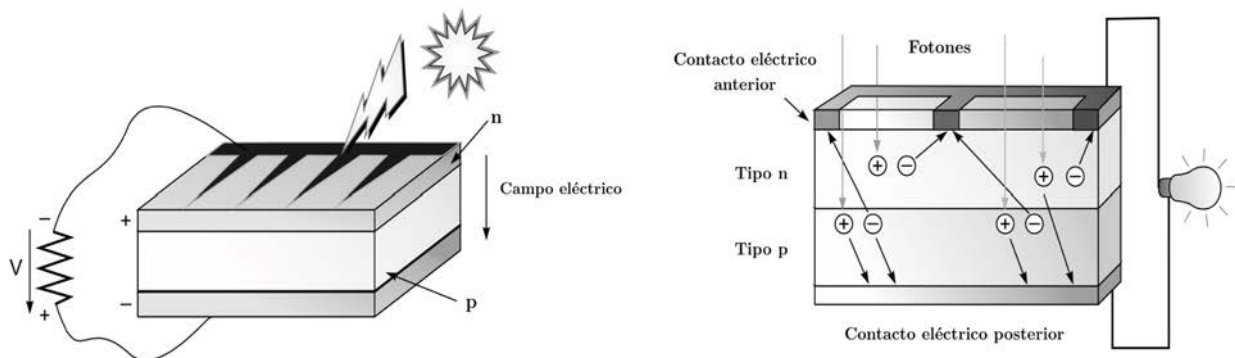


Figura 2.4. Esquema del efecto fotovoltaico. (Carta, 2013)

Dicho movimiento en el caso del semiconductor tipo P libera un electrón mientras que el fotón es absorbido a causa del potencial eléctrico, si este alcanzara al semiconductor tipo N el hueco que se crea sería el que se desplazaría generando como resultado final una diferencia de potencial aprovechable (véase Fig. 2.4) [5].

2.2.1. Tipos de celdas fotovoltaicas

Existe de acuerdo a la configuración que conforma internamente a una celda fotovoltaica una clasificación, definida por el tipo de material semiconductor compuestas que define en cada una de ellas los parámetros de funcionamiento específicos, siendo el más destacado la eficiencia de trabajo y el método empleado para su fabricación. Entre la tecnologías de celdas fotovoltaicas más comunes y utilizadas comercialmente se destacan las siguientes:

a) Celdas de silicio monocristalino: Este tipo de celdas poseen una gran presencia en el mercado actual. La conformación de este tipo de celdas consiste en una doble capa antirreflectante (principalmente en aplicaciones industriales donde este tipo de recubrimientos es más utilizado) y una superficie frontal con pirámides invertidas que minimizan las pérdidas ópticas [5].

Su proceso de fabricación se distingue por la elaboración de obleas de silicio individuales se obtiene mediante un proceso de purificación y cristalizado del mineral, el cual es seccionada en piezas de un espesor aproximado de 400 μm del material así mismo posee una capa dieléctrica de SiO_2 que se inserta entre la oblea de silicio y un conductor de aluminio con el fin de obtener una superficie altamente reflectante en la parte trasera de la celda.¹⁷

Una de las características del silicio como elemento es que transmite casi en su totalidad las longitudes de onda infrarroja, lo que permite aprovechar sus cualidades en este tipo de celdas y que incrementan la absorción de fotones, que en su diseño logra una energía mayor que supera el factor de brecha de banda¹⁸ otorgando mayor conductividad eléctrica en el semiconductor, permitiendo que este tipo de celdas presente una eficiencia media de operación con relación a su costo de fabricación.

¹⁷ Carta González, J. A., et al., (2013). *Centrales de Energías Renovables: Generación eléctrica con energías renovables*. Pearson Educación. Ed. 2ª. España. ISBN: 9788483229972. p. 866.

¹⁸ En un semiconductor, es la diferencia de energía entre el nivel más alto de la banda de valencia y el más bajo de la banda de conducción.

Brecha de banda/Ancho de banda prohibida., (2017). Diccionario Español de Ingeniería (DEI 1.0). Real Academia de Ingeniería. España. [En línea] Recuperado a partir de <http://diccionario.raing.es/es/lema/ancho-de-banda-prohibida>

b) Celdas de silicio policristalino: Las celdas policristalinas son denominadas de esa forma debido a que en su conformación el material consiste en la unión de múltiples cristales pequeños de silicio, los cuáles pueden ser fácilmente identificados por la visibilidad granulada en la oblea como un patrón aleatorio y cuyo espesor puede variar de los 200 μm a los 400 μm . Las celdas de silicio policristalinas no difiere en gran parte en su fabricación con sus contrapartes monocristalinas, una de las grandes ventajas es el el precio por kW que es considerablemente menor, sin embargo el valor en la eficiencia para esta tecnología se ve disminuido [5].

Así mismo lo que destaca a este tipo de tecnología fotovoltaica en cuanto a su fabricación es el control de las propiedades como la resistividad, la movilidad y la concentración de portadores libres, las cuáles dependen al momento del dopaje en el semiconductor del tamaño de cada grano que conforma la celda, cualidad física que a través de diferentes métodos de cristalización puede ser controlada en el material [5].

La popularidad en la fabricación de este tipo de celdas solares a permitido que el mercado destinado a la producción de silicio policristalino tenga un impacto creciente a nivel mundial en los últimos años, entre los principales países se destaca China que hasta el 2013 representaba el 36.1% de la producción total, seguido por EE.UU. con el 25.9% seguido en la lista por Alemania 21.6% y Corea del Sur con 11.4%.¹⁹

El crecimiento constante en investigación a permitido la diversificación de este tipo de tecnologías, que ante el constante avance del mercado fotovoltaico y las necesidades energéticas cada vez mas complejas a tomado considerable importancia el ajuste tecnológico pertinente. Es así como las celdas de capa delgada de silicio policristalino cuya elaboración se realiza mediante un proceso llamado deposición de materiales y cuyo espesor no excede los 5 μm (conocidas como *Thin film*) comenzaron a desarrollarse principalmente en aplicaciones locales, como generación de energía local, en hogares y edificaciones con valores óptimos de operación debido a su costo de generación considerablemente menor, relativo a la eficiencia de la celda cercana al 6% [5].

La oportunidad de mercado para las celdas *Thin film* surge como una necesidad de poder dotar de un mayor abanico de aplicación a la energía solar fotovoltaica que ayude a liberar el estigma sobre el valor elevado en la fabricación en este tipo de tecnologías innovadoras. Que logra reducir costos en el uso de materiales, elaboración mediante procesos electrónicos que simplifican su manipulación y que permiten ser competitivas con el resto.

¹⁹ Bloomberg Finance L.P., (2014). *PV production 2013: an all Asian affair*. [PDF] Recuperado a partir de <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/4/2014/04/2014-04-16-PV-production-2013-an-all-Asian-affair.pdf>

c) **Celdas de silicio amorfo:** Como en el caso de las celdas *Thin film*, las celdas de silicio amorfo también se clasifican como celdas de capa delgada, la cual consiste en aplicar algún método de deposición que permita formar una película conductora transparente (*TCF* por sus siglas en inglés) que como su nombre lo indica consiste en un material ópticamente transparente y eléctricamente muy conductor que por lo general permite obtener una celda con un espesor de aproximadamente 1 μm .

La unión de un óxido metálico dopado para su uso como capas conductoras transparentes (denominado *TCO's* por sus siglas en inglés) en esta clase de tecnologías fotovoltaica es comúnmente depositada sobre un sustrato de vidrio, el cual proporciona como base y posee propiedades físicas que permiten bloquear las longitudes de onda infrarrojas con una absorptividad mayor [5].

Así mismo el valor de su factor de brecha de banda comparado con sus contrapartes de silicio policristalino y monocristalino, posee un rango que permite regular la mayor conductividad eléctrica en el semiconductor (véase Fig. 2.5).

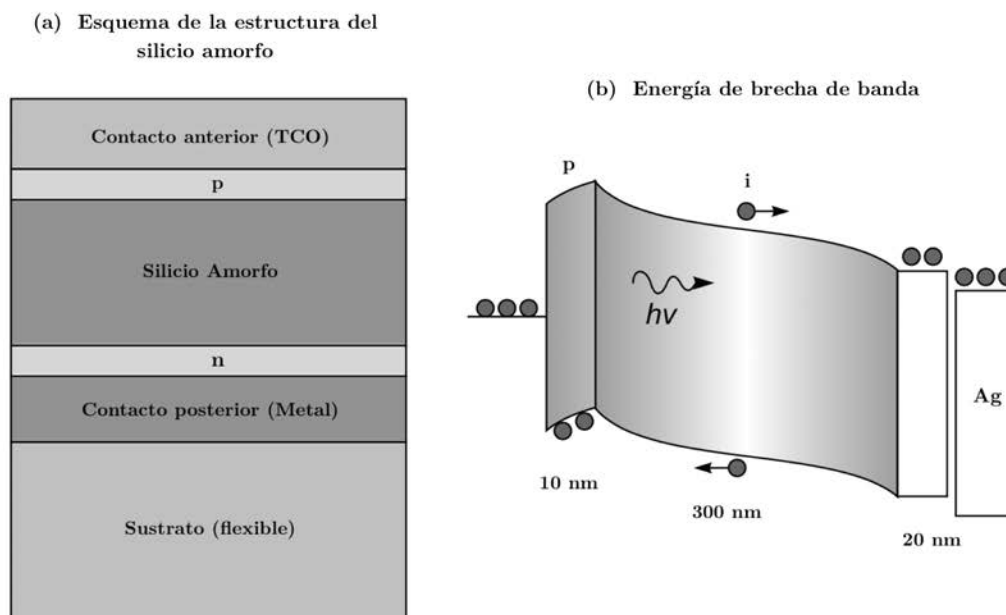


Figura 2.5. Esquema de la conformación de una celda fotovoltaica de silicio amorfo. (Carta, 2013)

La aplicación de tecnologías como la de triple unión que complementen al silicio amorfo permite conseguir un mayor rendimiento, ya que como su nombre lo indica la celda se integra por tres capas de materiales semiconductores en donde cada una absorbe un rango del espectro solar (véase Fig. 2.6).

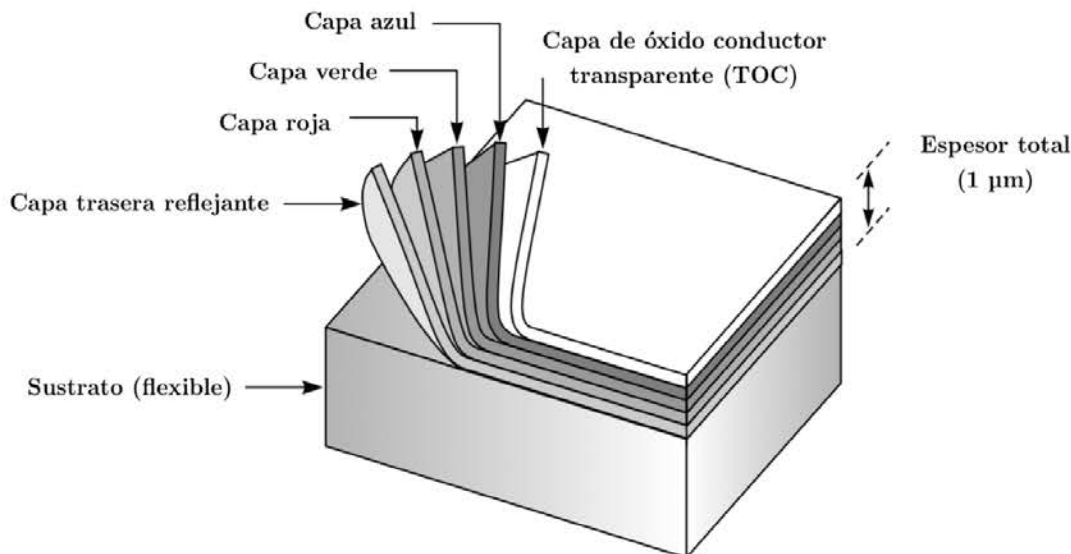


Figura 2.6. Esquema de la estructura de una celda de triple unión. (Carta, 2013)

En donde alcanza valores en su brecha de banda similares a los de una celda de silicio monocristalino con un valor aproximado de 1.12 eV, este parece ser una alternativa viable dada su capacidad para el aprovechamiento de la mayoría del espectro solar y irradiación difusa, aunado ello las temperaturas de disposición en su fabricación son energéticamente económicas con valores que oscilan entre los 200 y 500 ° C [5].

Sin embargo existen celdas solares de capa delgada cuya eficiencia a elevado considerablemente, lo que lleva a este tipo de tecnologías a convertirse en el futuro próximo de la energía solar. Un ejemplo son las celdas Cobre - Indio - Galio y Selenio (llamadas en siglas como *CIGS*) cuyo método de deposición en sustratos más ligeros y flexibles permite formar un material semiconductor capaz de absorber gran parte del espectro solar, considerándolo dentro de las tecnologías *Thin film* de mayor eficiencia disponibles.

La composición de este tipo de celdas consista en una primer capa de sulfuro de cadmio (CdS) o en su defecto conformada por sulfuro de zinc (ZnS) complementada con una bicapa de aluminio y óxido de zinc como capa conductora transparente.

Aunque la alta eficiencia y la diversidad de aplicaciones para este tipo de celdas son factores muy favorables, los métodos de fabricación sugieren una complejidad considerable así mismo como los posibles aspectos ambientales involucrados tras su disposición final debido a sus componentes químicos que la conforman [5].

2.2.2. Parámetros principales

La diversidad de celdas solares fotovoltaicas existentes a pesar de sus diferentes configuraciones comparten parámetros de funcionamiento en común, debido a los principios eléctricos con los cuáles fue diseñada y opera, de esta manera la caracterización de una celda queda definida por:

a) Corriente de corto circuito (I_{CC}): Este parámetro se define como la máxima corriente que se puede obtener en una celda, esto es considerando que no existe ningún tipo de resistencia como componente agregada que tal como su nombre lo indica pueda provocar un cortocircuito en el dispositivo; al elevar el este valor (I_{CC}) se puede visualizar la eficiencia más alta posible.

Existen mecanismos que permiten identificar el comportamiento de este parámetro, que a través de fotones con longitud de onda conocida al momento de iluminar determinadas zonas de las celda, es posible medir la proporción entre el número de electrones y fotones que se hacen incidir. Tomando en cuenta que para cada valor en la longitud de onda esta relacionado con un coeficiente de electrones determinado, que permite realizar la caracterización de este parámetro [5].

Para calcular este parámetro (véase Ec. 8) es necesario realizar algunas consideraciones, una de ellas es estimar que el voltaje que entrega la celda es igual a cero, debido a que la estructura de una celda solar fotovoltaica es idéntica a la de un diodo²⁰ la corriente que entregara será idéntica a la (I_F). Esto permite aproximar que el valor de la corriente en la celda en condiciones estándar de prueba (I_{EP}) sea proporcional a la radiación total diaria posible que esta recibe (I_g).

$$I_C = I_{CC} = \frac{I_g}{I_{EP}} \cdot I_D(I_{ED}) \quad \text{Ec. (8)}$$

b) Voltaje de circuito abierto (V_{CA}): Representa el mayor voltaje que se puede obtener de una celda, considerando un valor en la corriente igual a cero, es decir, que la resistencia entre las terminales del dispositivo no muestra un límite ya el circuito se encuentra abierto.

²⁰ Carta González, J. A., et al., (2013). *Centrales de Energías Renovables: Generación eléctrica con energías renovables*. Pearson Educación. Ed. 2ª. España. ISBN: 9788483229972. p. 866.

Dicho voltaje considera que la razón en el aumento esta dada por la disminución en la corriente, cuyo comportamiento exponencial muestra un comportamiento marginal considerable, de esta manera la determinación de este parámetro (véase Ec. 9) muestra dicha relación para su cálculo.

$$V_{CA} \approx \left(\frac{mkT_{CFV}}{e^-} \right) \ln \left(\frac{I_F}{I_D(T)} \right) \quad \text{Ec. (9)}$$

Donde (k) representa la constante de Boltzmann (aproximadamente 1.381×10^{-23} J/°K) que relaciona la energía y la temperatura, (e^-) la carga del electrón (con un valor de -1.602×10^{-19} C), (T_{CFV}) que considera la temperatura de la celda fotovoltaica y m que forma parte de una variable constructiva de la celda cuyo valor en todos los casos es igual 1 [5].

Es importante mencionar que para el cálculo de este parámetro la relación entre la fotocorriente (I_F) y la corriente de saturación inversa del diodo (I_D) la cual se encuentra en función de la temperatura (T) permite entender la dependencia en cuanto el valor en el voltaje que entregara la celda. Dicha relación permite comprender la problemática que las celdas solares fotovoltaicas enfrentan ante este fenómeno; es lógico que una celda al ser irradiada tenga una tendencia a aumentar su temperatura, donde el rendimiento que esta entregar se ve disminuido considerando el efecto adverso que provoca en la disminución del voltaje de circuito abierto (V_{CA}); caso contrario a con el parámetro antes mencionado, en donde la corriente de cortocircuito (I_{CC}) no es afectada de forma considerable ante le efecto de la temperatura.

c) Potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$): Es ideal en cualquier tipo de tecnología de generación que esta pueda entregar la mayor cantidad posible de energía, esto se puede conseguir cuando se opera en un rango cercano de máxima potencia del sistema.

Dicho valor puede ser determinado (véase Ec. 10) mediante el producto de la corriente (I_{CFV}) y el voltaje (V_{CFV}), sin embargo, la potencia máxima que entrega la celda fotovoltaica ($P_{m\acute{a}x}$) se obtiene (véase Ec. 11) considerando los parámetros en donde tanto la corriente como el voltaje entregan los límites para esta tecnología. En el primer caso, es la corriente de corto circuito (I_{CC}) el parámetro que muestra la máxima corriente que se puede obtener y el voltaje de circuito abierto (V_{CA}) el que representa el mayor voltaje posible para de la celda [5].

$$P_{CFV} = I_{CFV} \cdot V_{CFV} \quad \text{Ec. (10)}$$

$$P_{m\acute{a}x} = (I_{CC} \cdot V_{CA}) \cdot FF \quad \text{Ec. (11)}$$

Es así como la potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$) puede determinarse, logrando a través de los parámetros para corriente y voltaje satisfacer las condiciones que permitan que la celda fotovoltaica pueda operar entregando la mayor cantidad de energía posible. Su cálculo considera dentro de su expresión un parámetro importante a considerar y que se describe a continuación.

d) Factor de forma (FF): Este factor representa un papel importante con su relación en la determinación de la potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$), en donde su cálculo (véase Ec. 12) representa un parámetro de calidad y que considerando un comportamiento ideal en la celda tanto en su voltaje como su corriente representaría un valor igual a 1, es decir que la potencia que entregaría sería logrando aprovechar en su totalidad toda la energía posible.

$$FF = \frac{v_{CA} - \ln(v_{CA} + 0.72)}{v_{CA} + 1} \quad \text{Ec. (12)}$$

Donde (v_{CA}) esta conformado (véase Ec. 13) por (k) que representa la constante de Boltzmann (1.381×10^{-23} J/°K), (T_{CFV}) que considera la temperatura de operación de la celda fotovoltaica, (m) como variable constructiva de la celda entre (e^-) que representa la carga del electrón cuyo valor es de (-1.602×10^{-19} C aproximadamente).

$$v_{CA} = \frac{V_{CA}}{\left(\frac{mkT_{CFV}}{e^-} \right)} \quad \text{Ec. (13)}$$

Una forma de poder lograr aproximarse a dicho valor es poder incrementar la relación en mayor proporción de la fotocorriente (I_F) y lograr disminuir la corriente de saturación inversa del diodo (I_D); el aumentar la resistencia de las pérdidas a tierra (R_p) dentro de la celda también es un buen medio para poder incrementar este factor.

De esta manera es como debido a que en condiciones reales de operación una celda fotovoltaica se debe considerar que su comportamiento será distinto debido a la relación del medio y las características de diseño; en donde el factor de forma puede variar entre 0.5 y 0.82.²¹

²¹ Carta González, J. A., et al., (2013). *Centrales de Energías Renovables: Generación eléctrica con energías renovables*. Pearson Educación. Ed. 2ª. España. ISBN: 9788483229972. p. 866.

La presencia de parámetros como la resistencia interna (R_i) que a mayor valor en ella presenta una disminución en el (FF) y la resistencia de pérdidas de la celda (R_p) que permite la aparición de fugas de corriente que no solo afectan este factor sino también en gran medida la eficiencia del dispositivo deben ser tomadas en cuenta durante su configuración [5].

e) **Eficiencia (η_{PFV}):** La eficiencia es el parámetro que se calcula (Véase Ec. 14) en donde determina el nivel de funcionamiento de la celda solar fotovoltaica considerando la relación entre potencias, la de radiación total incidente en el dispositivo y la potencia máxima posible ($P_{máx}$) que esta nos puede entregar.

$$\eta = \left[\frac{P_{máx}}{(a \cdot I_{SCT})} \right] \cdot 100 \quad \text{Ec. (14)}$$

Donde (I_{SCT}) es la radiación total en condiciones estándar que se considera como un valor constante para la superficie terrestre de aproximadamente 1,000 W/m² y (a) es el área que correspondiente a la celda [5].

2.3. Sistemas interconectados a la red

La integración de este tipo de tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar en energía eléctrica, se encuentra compuesto por un conjunto de elementos que permiten la composición de un SFV. Dentro de las modalidades para el aprovechamiento de este tipo de tecnologías se menciona inicialmente los interconectados a la red (véase Fig. 2.7), cuya característica consta en el acoplamiento de paneles fotovoltaicos que como se mencionó anteriormente forman la parte central del sistema debido a que gracias a esta tecnología es que se puede realizar el aprovechamiento de la energía solar como tal.

Sin embargo, el acoplamiento de un inversor permite que este tipo de sistemas pueda operar de forma paralela en su conexión a la red eléctrica debido a que su función en la transformación de corriente directa (CD) a corriente alterna (CA) es fundamental para su aprovechamiento [5].

Los sistemas interconectados pueden presentarse en sitios donde la capacidad instalada requiera una generación considerable (varias decenas de GWp) en donde se comportan como un medio de intercambio de energía con la red, la cual puede ser utilizada en su totalidad y de presentarse el caso también pueda ser aportado el excedente generado al sistema eléctrico.

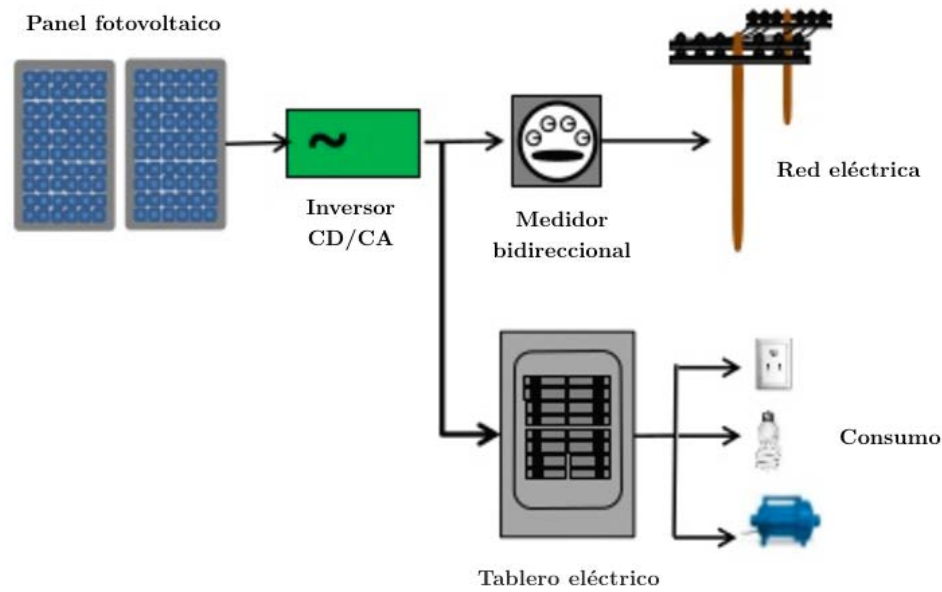


Figura 2.7. Diagrama de componentes de un sistema interconectado a la red. (Monycon S.A de C.V, 2011)

Este tipo de sistemas también figuran en generación a una escala menor, considerandos como un complemento a los requerimientos de energía eléctrica como es el caso a nivel residencial, en donde ayudan a compensar la demanda de energía proveniente de la red que ocasiona pagos elevados por el servicio eléctrico.

Se puede entender que su operación esta dada de una forma periódica, es decir que mientras el sistema fotovoltaico tenga la capacidad en cuanto a cantidad de recurso solar disponible en la generación de la energía eléctrica este se encargara de satisfacer dicho requerimiento; cuando esto no sea posible, será la red eléctrica de la que se dispondrá. Cada una de las componentes que integrarán este tipo de sistemas se describe de manera detallada a continuación:

2.3.1. Panel fotovoltaico

El conjunto de varias celdas solares de algún tipo específico como las que anteriormente se mencionan conforman un panel, siendo este el elemento principal sobre el cual se diseña un sistema para el aprovechamiento eléctrico de estas características, ya sea uno interconectado a la red o autónomo, ya que el panel fotovoltaico es imprescindible y base de la configuración para la generación de energía eléctrica en el aprovechamiento del recurso solar [33].

Dichas celdas se conectan formando un arreglo (usualmente en múltiplos de 12 volts)²² que permita obtener del panel el diferencial de potencial necesario que se demande, considerando como el voltaje máximo posible que entregaría la suma del voltaje de circuito abierto (V_{CA}) de cada celda como parámetro puntual.

Esto se obtiene conectando en serie el número de celdas suficientes, tomando en consideración el promedio de irradiación solar del sitio; es así que para obtener un panel fotovoltaico (compuesto de celdas de silicio policristalino) que sea capaz de generar entre 70 y 100 watts de potencia, es necesario un arreglo de 33 a 36 celdas con una capacidad individual de generación en un rango de aproximadamente 2 - 3 watts, considerando que la diferencia de potencial que entregaría cada celda es cercana al 80% del voltaje de circuito abierto (V_{CA}) de generación, que representa un valor límite de 0.6 volts para dicho parámetro.²³

De esta forma la generación de energía por parte de un panel sigue la teoría general de funcionamiento de una celda fotovoltaica, la cual como se menciono anteriormente se ve influenciada por parámetros de operación y que como se describe en esta sección se considera como un componente central para un sistema interconectado a la red.

La intermitencia de esta tecnología debido a sus condiciones operativas como problemas con sombreadamiento parcial o total del panel, así como los períodos en los cuáles su generación es nula, es decir durante la noche, son considerados condicionantes relevantes a tomar en cuenta como elementos primordiales en el diseño del sistema.

Debido a su condición como un componente integrado de la red del sistema eléctrico, el dimensionamiento de la potencia que el panel fotovoltaico (o un conjunto de ellos de ser necesario) pueda proporcionar juega un rol determinante, en donde considerar el efecto que provoca la temperatura, la cual se encuentra en función de la corriente de saturación (I_D) causa una disminución en el voltaje máximo permisible. Es por ello que determinar (véase Ec. 15) la relación que este fenómeno causa al obtener el valor de la potencia entregada por un panel fotovoltaico permite aproximar de forma más adecuada las condiciones reales de operación del sistema.

$$P_{PFV} = V_{m\acute{a}x} \cdot \frac{I_g}{I_{SCT}} \left[1 - C_{tem} (T_{CFV} - T_{SCT}) \right] \quad \text{Ec. (15)}$$

²² Messenger, R., J. Ventre., (2005). *Photovoltaic systems engineering*. CRC Press LLC. Ed. 2ª. Washington D.C., EE.UU. ISBN: 0-8493-1793-2. p. 458.

²³ Messenger, R., J. Ventre., (2005). *Photovoltaic systems engineering*. CRC Press LLC. Ed. 2ª. Washington D.C., EE.UU. ISBN: 0-8493-1793-2. p. 458.

Es así como es posible generar una aproximación más concreta respecto al comportamiento que se espera del panel fotovoltaico, en donde los términos quizá más destacados de la ecuación previa sea las consideraciones concernientes a la irradiación horizontal total (I_{SCT}) equivalente $1,000 \text{ W/m}^2$ y la temperatura (T_{SCT}) de 25°C ; en donde ambos términos se encuentran definidos bajo condiciones estándar de operación, que permite incorporar variables de diseño generalizadas para la fabricación de este tipo de tecnologías [32].

Otra variable que interviene es el coeficiente de temperatura (C_{tem}) que de acuerdo con (Messenger, 2005) este dato cambia con relación al tipo de composición de las celdas, en el caso de un panel de silicio monocristalino el valor aproximado es de $0.5 \text{ \%/}^\circ \text{C}$, similar a los compuestos de silicio policristalino; en el caso de un panel de silicio amorfo, este valor se reduce en un rango que alcanza los $0.2 \text{ \%/}^\circ \text{C} - 0.1 \text{ \%/}^\circ \text{C}$.

Y por último la temperatura de la celda (T_{CFV}) que como se menciona anteriormente el efecto que este parámetro puede jugar es un papel importante en el comportamiento de operación del panel fotovoltaico, el cual puede determinarse (véase Ec. 16) de una forma cuya aproximación es bastante precisa como referencia a este término.

$$T_{CFV} = T_{amb} + \left(\frac{T_{NO} - 20^\circ \text{C}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \right) \quad \text{Ec. (16)}$$

Esta expresión permite considerar valores de referencia para su determinación como lo es un valor de 800 W/m^2 de radiación horizontal sobre la superficie del panel y una constante de temperatura de 20°C , sin embargo es importante destacar que debido a las características que adquiere el panel fotovoltaico en condiciones reales de trabajo, factores como la temperatura ambiente (T_{amb}) y la temperatura nominal de operación (T_{NO}) serán característicos del sitio en donde se ubique la tecnología [32].

Más allá de la irradiación disponible para ser aprovechada por el panel y de forma conjunta por todo el sistema fotovoltaico es necesario considerar la influencia de efectos como el que se mencionan dado que una elevación considerable de la temperatura, daría lugar a problemas de reducción en el voltaje máximo (V_{CA}) que este entregaría derivando en una caída del potencia y una posible falla operativa en el panel. El manejo de este tipo de consideraciones permiten que la incorporación de esta tecnología catalogada con el elemento principal que integra un sistema fotovoltaico, logre proporcionar un rendimiento óptimo en condiciones reales de operación permitiendo que su diseño y dimensionamiento sea el más adecuado que proporcione la energía requerida para el aprovechamiento del recurso solar disponible.

2.3.2. Inversor

El inversor es un dispositivo muy importante en la composición de los SFV, ya que este elemento permite la conversión de energía dispuesta por el panel en corriente directa (*CD*), cuya característica principal es que no cambia su magnitud y dirección a lo largo del tiempo a corriente alterna (*CA*) la cual puede ser empleada para el consumo final por el usuario y así mismo manejada con el ajuste pertinente a la red eléctrica la cual debe cumplir con especificaciones determinadas con el fin de no causar alteraciones en la red dada su interconexión.

Dentro de las especificaciones que se requieren de acuerdo a las características de interconexión de la red y la capacidad de generación de energía eléctrica para este tipo de tecnologías solares, es conveniente la presencia de una señal de onda de salida tipo senoidal, cualidad que este dispositivo pretende generar como componente integrado del sistema fotovoltaico [18].

Así mismo el inversor debe conseguir que los niveles de frecuencia, voltaje y eficiencia sean los adecuados para brindar seguridad a la red y la mayor eficiencia posible durante el proceso de conversión de corriente. Dentro de las componentes que conforman a un inversor se encuentra como elemento inicial el convertidor de corriente *CD/CD*, que tiene como función modificar el voltaje que entrega inicialmente el sistema fotovoltaico y lo ajusta para el puente inversor conformado por dispositivos de conmutación que realiza el cambio de corriente.

Este dispositivo empleado para sistemas de potencia esta conformado por elementos semiconductores, funciona como un interruptor que permite controlar la dirección de corriente, el voltaje de salida y entrega una señal de onda resultado del intercambio en la activación fluctuante de los transistores de unión bipolar de puerta aislada (conocido por sus en inglés como *IGBT*) que lo componen [32].

De acuerdo con las características de este tipo de SFV interconectados, existen diferentes inversores con transformador que se ajustan a los requerimientos que la red demande, esto es con el fin de poder ajustar de mejor manera este tipo sistemas de generación de energía eléctrica para que su operación pueda ser compatible y de manejo estable.

Uno de ellos son los que cuentan con un transformador de baja frecuencia cuyo principio de funcionamiento disminuye el voltaje que a sido modificado por el inversor, lo que proporciona un equilibrio con la red con el fin de evitar pérdidas de energía eléctrica presentes cuando los niveles de voltaje que se manejan en la interconexión se ven

disminuidos, debido principalmente a la resistencia que entrega el conductor que conforma las líneas eléctricas al paso de una menor corriente, provoca un efecto en donde las pérdidas son reflejada en un aumento en la temperatura en el material conductor, que al final permita ser aprovechada como energía eléctrica que sea útil para su consumo.

También existen los inversores con transformadores de alta frecuencia que como principal diferencia con el que antes se menciona requiere la presencia de un rectificador, que posterior al proceso de inversión de corriente y salida del transformador se hace pasar por dicho componente adicional, que incorpora una señal de onda senoidal que reduce la distorsión entregada lo que permite que su proceso de interconexión presente menos complicaciones [18].

La eficiencia que presenta un dispositivo como un inversor puede ser caracterizada de acuerdo a ciertos parámetros como la potencia nominal, la capacidad que este presenta a la sobretensión y su índice de distorsión armónica de señal de onda. Una gran ventaja es que el desarrollo tecnológico que este tipo de componentes a presentado en los últimos años a permitido que su rendimiento operación no sea menor al 70% en la gran mayoría de los casos.

2.3.3. Medidor bidireccional

Otro elemento que integra la composición de los SFV es el medidor bidireccional, el cual tiene como finalidad realizar un registro de la generación y el consumo que el sistema realice durante su operación. Su principio de funcionamiento se basa en realizar una lectura de la demanda de energía que se consume por parte de la red, cuyo mecanismo es el que normalmente se emplea de forma tradicional en los diversos sectores que abastece el sistema eléctrico. Sin embargo, este dispositivo cumple una doble finalidad la cual no solo es llevar la actividad antes mencionada sino también medir la cantidad de energía que los SFV aportan.

La lectura que realiza el medidor cumple un papel de suma importancia, este no tiene como finalidad el conocer la cantidad total de energía que produce el sistema, sino la que este genera en cada momento para poder ser consumida y/o aportada dada su interconexión a la red.

Es así como en caso de que la generación del SFV sea superior a la que se demanda y no pueda ser aprovechada, el dispositivo realizará su registro; en caso contrario dado que el sistema no pueda contribuir con el total de energía que se requiera, el medidor bidireccional también medirá la aportación que la red del sistema eléctrico otorgue al usuario.

De esta manera el medidor bidireccional permite calcular el gasto y la energía aportada, que es considerada para poder ser aprovechada después (en el caso de este tipo de sistemas la bonificación de energía eléctrica puede ser consumida en los siguientes 12 meses); lo que trae como ventaja debido a la interconexión que el uso de un banco de baterías para el almacenamiento de la energía que se genera en exceso, no sea necesario en este caso [18].

Es importante tener en cuenta en el dimensionamiento del sistema considerar de manera muy clara cuáles son los consumos y actividades diarias que involucren el uso de energía eléctrica, con el fin de poder tomar la decisión mas correcta en cuanto a la capacidad del arreglo que a su vez permita definir de forma adecuada el tipo de contrato de interconexión a la red que es necesario realizar (en este caso la potencia máxima para un SFV no debe ser mayor a los 10 kW de generación).²⁴

En el caso de México este dispositivo es proporcionado por la CFE cuya entidad es la encargada de controlar, generar, transmitir y comercializar la energía eléctrica en el País.²⁵ Es por ello que al momento de realizar un proyecto de generación de energía a través de un SFV, la instalación de este dispositivo sea realizada por parte de dicha instancia que permite al usuario a cargo del proyecto realizar su contrato de interconexión.

Debido a esto los medidores deben cumplir con especificaciones que permitan validar su correcto funcionamiento, estos pueden clasificarse de acuerdo al tipo de energía que miden, al tipo de conexión a la red que se requiera (ya sea tipo monofásico, bifásico o trifásico) y finalmente a sus características constructivas, siendo esta última la que se mencionará. Es así como de acuerdo a la composición de estos dispositivos existen dos principales tipos; los electromecánicos los cuáles se encuentra bajo una regulación técnica de carácter obligatorio mediante la NOM-044-SCFI-2008.²⁶

Los medidores electrónicos hacen un registro del consumo de energía mediante un sistema de conversión análogo y digital que permite generar una medición más precisa y además permite realizar un análisis de otros parámetros como la demanda máxima del sistema en un determinado período o instantánea de consumo; así mismo como indicadores de potencia reactiva, el factor de forma y la fluctuación de voltaje de conexión a la red.

²⁴ Galt Energy., (2015). *Guía de paneles solares*. N.L., México. [PDF] Recuperado a partir de <http://galt.mx/>

²⁵ Comisión Federal de Electricidad. CFE. (2014). *CFE y la electricidad en México*. Acerca de CFE. México. [ASPX] Recuperado a partir de http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/CFE_y_la_electricidad_en_Mexico/Paginas/CFEylaelectricidadMexico.aspx

²⁶ Publicada como Norma Oficial Mexicana (NOM). *Wattorímetros electromecánicos - Definiciones, características y métodos de prueba*. en el Diario Oficial de la Federación. (DOF) el 13 de enero del 2009; sin embargo ya existe un proyecto de norma actualizada al respecto presentada el 9 de febrero del 2017 como PROY-NOM-044-SCFI-2016 que aún no entra en vigor.

Una de las ventajas de este tipo de dispositivos es la conectividad remota a través de un microcontrolador que poseen, lo que permite un mayor control por parte de la compañía que proporciona el servicio eléctrico y facilidad al momento de la facturación sobre el consumo al usuario [36].

La información registrada es manejada en el dispositivo por medio de procesadores que realizan por medio de un tratamiento de la señal, en donde un motor de dosificación es el encargado de recibir todas las entradas referentes al voltaje y corriente que presenta el usuario. Con la ayuda de un conversor digital análogo (CDA) capaz de realizar un tratamiento de dichas entradas registradas como datos binarios en señales con su correspondiente digital, que son manejadas finalmente considerando un valor de referencia por medio de un procesador.

El práctico funcionamiento de estos dispositivos es proporcional al costo elevado que presentan, ya que debe ser tomada en cuenta las características específicas del sistema al que se pretende integrar el equipo para que su uso pueda resultar rentable [36].

2.3.4. Tablero eléctrico

Dentro de los componentes necesarios en el establecimiento de un SFV interconectado a la red, es necesario la integración de un tablero eléctrico; el cual cumple como función la integración de la energía generada con el objetivo de poder ser dispuesta para uso final de manera más segura.

El dispositivo distribuye la energía eléctrica en múltiples interruptores de circuito, como acoplamientos de protección ordenados por un interruptor principal y otros secundarios (MCB's por sus siglas en inglés) que cumplen como función el bloquear el circuito ante la presencia de un exceso de corriente, comúnmente originados debido a un falló de cortocircuito.

Así como un dispositivo de corriente residual (RCD por sus siglas en inglés) que corta de forma inmediata el circuito que evitar daños que puedan ser causados por una descarga eléctrica durante la operación del sistema (véase Fig. 2.8) [32].

La disposición de dichos interruptores es a través de barras concentradoras las cuáles deben tener la capacidad de soportar los valores de corriente de operación nominal de diseño del sistema; el acoplamiento de los MBC's a la barra se realiza por medio de un arreglo en serie ya que su operación debe ser en conjunto.

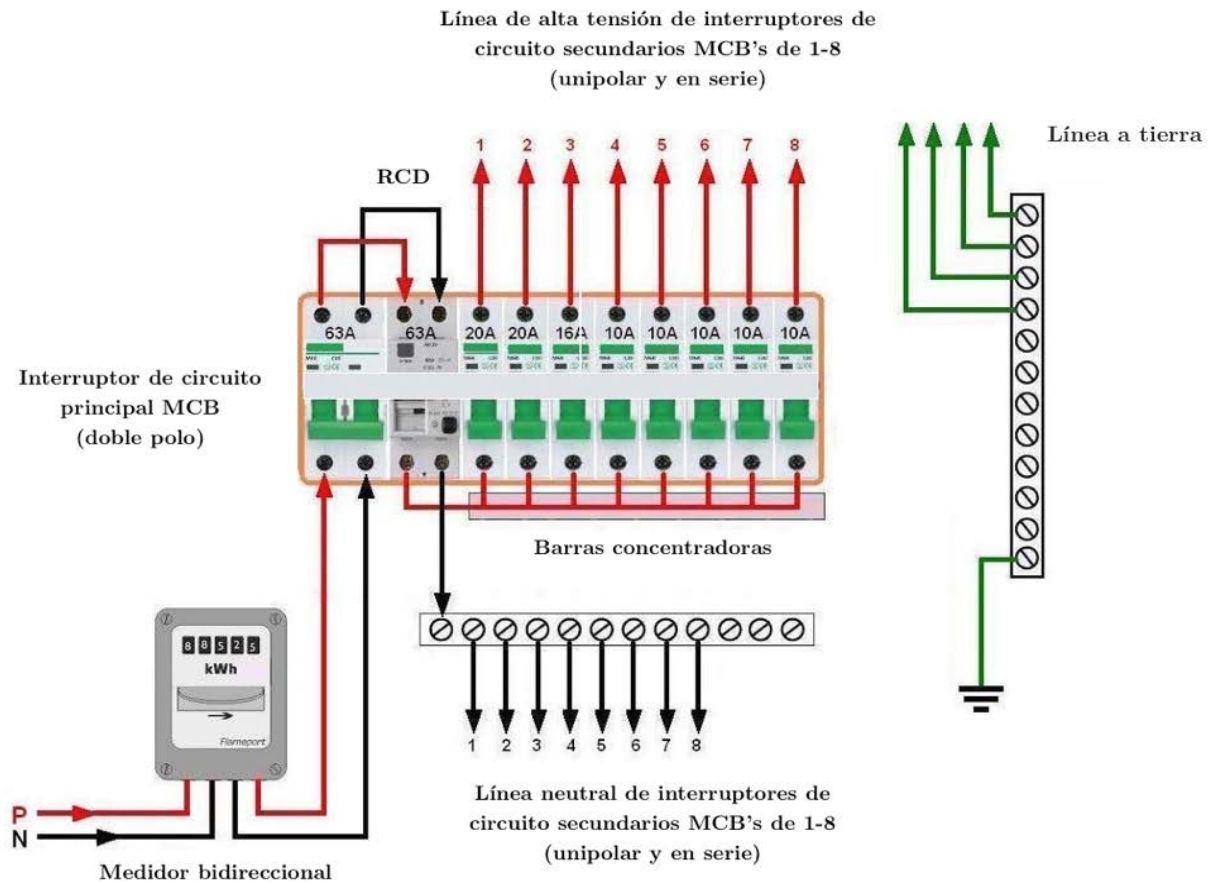


Figura 2.8. Esquema de elementos del tablero eléctrico (Monofásico) con RCD conectado a un medidor bidireccional. (Electrical Technology, 2013)

En condiciones de al presentarse una alteración en la corriente, la capacidad de respuesta de la componente térmica de estos dispositivos se hace presente dado un incremento en la temperatura por dicha perturbación, lo que provoca una ruptura como reacción interna que bloquea el circuito.

Al igual que el resto de las componentes de un SFV, es fundamental dentro de su dimensionamiento el tipo de capacidad e interconexión a la red que se requiera ya sea monofásico, bifásico o trifásico sea un parámetro importante a considerar, ya que dentro de las características del tablero eléctrico los elementos que lo conforman deben estar ajustados a los niveles de operación para el voltaje y corriente adecuados [32].

2.3.5. Elementos de protección y cableado

Entre los múltiples componentes que conforman a un SFV se destaca el hecho que en la mayoría de los casos estos se encuentran ya dotados con elementos de protección, que les permitan operar y entregar los rendimientos esperados sobre los cuáles fueron diseñados. Es importante destacar el hecho que debido a que este tipo de sistemas serán integrados a la red eléctrica, deberá cumplir con requerimientos específicos complementarios que garanticen su funcionalidad a largo plazo y ante posibles eventualidades que se presenten durante su operación.

En México la norma obligatoria NOM-001-SEDE-2012²⁷ establece este tipo de condiciones, en ella se especifica los lineamientos a seguir sobre los protocolos de protección en cuanto desconexión, problemas con variación en la corriente, línea a tierra y conformación idónea de circuitos para SFV interconectados a la red y autónomos.

Se pretende con ello poder proporcionar los criterios técnicos generales basado en los reglamentos internacionales, que permitan la conformación de un protocolo idóneo para instalaciones generadoras de energía que otorguen condiciones de mayor seguridad para los usuarios y sus sistemas eléctricos.

Dentro de las contemplaciones que también deben ser consideradas como elementos de protección implícitos son los filtros que complementan al inversor, que previene la polarización inversa, error que termina dificultando la conducción del sistema de generación provocando una disminución en el paso de la corriente y por tanto un fallo evidente en la eficiencia del todo el sistema [5].

En el caso de SFV con interconexión que tengan como fin el empleo público de su energía (en donde el fin de aprovechamiento es para un servicio o múltiples componentes individuales más no el de Autoabastecimiento) es decir, alumbrado vial o semáforos peatonales por citar algunos ejemplos es necesario que cuenten con protecciones mínimas de acuerdo con (Carta, 2013) en donde este tipo de tecnologías debido a la sencillez en cuanto a su demanda de energía eléctrica, es necesario que sean integrados componentes de mayor durabilidad y capacidad de respuesta ante comportamientos variados en la red, que les permitan seguir funcionando debido a la notable función que en los ejemplos mencionados deben cumplir.

²⁷ Publicada como Norma Oficial Mexicana (NOM). *Instalaciones Eléctricas (utilización)*. en el Diario Oficial de la Federación. (DOF) el 29 de Noviembre de 2012; actualmente se encuentra en vigor.

En el establecimiento de estos sistemas debe ser tomado en cuenta el tipo de cableado que se pretende emplear para realizar la conexión, estos deben ser dimensionados de acuerdo a las magnitudes de generación y capacidad nominal de operación que se espere entregue el sistema. El porcentaje de intensidad máxima ideal y caída de voltaje a los que el cableado debe estar considerando para un SFV interconectado a red no debe ser menor al 125%, así como un valor de intensidad nominal de 1.5%.²⁸ El aislamiento y calidad del cableado no debe ser un elemento que deba subestimarse, en donde definir de forma adecuada la secuencia de colores para cada línea; fase (azul, rojo o negro), neutro (blanco) y tierra (verde o amarillo) simplificará el proceso de ensamblaje y dará mayor fiabilidad en la conexión [5].

Por último, el tipo de estructuras que se requieren para el montaje de los paneles fotovoltaicos, deben cumplir con el objetivo de brindar el soporte correspondiente considerando el tipo de instalación que se realice. En el caso de un arreglo fijo, la estructura debe ser capaz de permitir un armado para dar la orientación correspondiente sobre el cual se diseña el SFV; en el caso de sistemas automáticos con seguimiento la flexibilidad y resistencia de la estructura condicionada ante la compresión del movimiento constante.

Siendo quizá el aspecto más importante para la estructura, es el tipo de material del que esta elaborada; esta debe contar con las propiedades pertinentes ante la exposición ambiental cotidiana, en donde la mayoría de los casos suele ser utilizado acero galvanizado que es resistente a la corrosión o en su defecto aluminio anodizado que consiste en un tratamiento del material en una solución ácida que lo protege y brinda resistencia ante las condiciones ambientales [5].

De esta manera es como queda definido en este capítulo la conformación principal desde el punto de vista del fundamento teórico, técnico y operativo los elementos que integran a los sistemas fotovoltaicos, el cual se retoma a continuación desde la perspectiva conjunta de esta tecnología para la generación de electricidad.

Con la intención de poder establecer un panorama a nivel mundial y su desarrollo en México que relacione dicha capacidad de generación y su impacto en el sector eléctrico, considerando las modificaciones en cuanto al marco legal que derivaron a partir de la Reforma Constitucional en 2013 en donde se concretaron lineamientos para la apertura en la participación de las diferentes áreas del sector y obligaciones en el fomento de este tipo de recursos renovables de energía.

²⁸ Carta González, J. A., et al., (2013). *Centrales de Energías Renovables: Generación eléctrica con energías renovables*. Pearson Educación. Ed. 2ª. España. ISBN: 9788483229972. p. 866.

Capítulo 3. Energía solar fotovoltaica y el papel del nuevo mercado eléctrico

“La energía solar FV [sic] está comenzando a jugar un rol importante en la generación de electricidad en algunos países. Esto se debe a que la rápida disminución en los costos ha hecho que la electricidad generada a partir de ella, pueda competir con los costos de los combustibles fósiles”

Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030 (SENER, 2016)

3.1. Energías renovables en la generación de electricidad

La generación de energía eléctrica a partir de energías renovables ha conformado desde hace algunos años a nivel mundial una prioridad, en donde el aprovechamiento de los recursos de este tipo se han visto favorecido debido al avance tecnológico, aumento en la capacidad técnica y beneficios económicos que han establecido una sólida incursión en el sector eléctrico que es cada vez más acelerada.

De acuerdo a datos presentados por (REN21, 2016) la capacidad instalada para la generación de energía eléctrica a partir de energías renovables, ha mostrado un comportamiento ascendente de manera generalizada a nivel mundial. Dentro de las principales tecnologías se destaca la energía solar fotovoltaica y eólica, las cuáles presentaron el mayor incremento de implementación en el 2015 con el 77%; aunque el uso de energía hidráulica ha sido considerada durante mucho tiempo como el recurso renovable de primer fuerza para la generación de electricidad, el aumento en el porcentaje que aportan otro tipo de recursos renovables muestra su relevancia actual e interés en la diversificación de la oferta de generación.

El papel tan importante que el aprovechamiento de las energía renovables ha tomado en el sector eléctrico se refleja en la aportación que hasta 2015 era equivalente al 23.7% del total de electricidad requerida a nivel mundial, en donde la energía hidráulica cubre el mayor porcentaje proporcionando cerca del 16.6%.²⁹ Aunque la consolidación de este tipo de energías renovables para la generación de energía eléctrica es notable, la energía geotérmica y en algunos casos la energía a partir de biomasa (bioenergía) se han manifestado como alternativas competitivas con relación a energéticos derivados de combustibles fósiles, aunque de forma discreta su aumento en el aprovechamiento se a hecho presente (véase Tabla 3.1).

²⁹ Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. REN21., (2016). *Energías Renovables 2016: Reporte de la Situación Mundial*. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.ren21.net/gsr-2016/>

Tabla 3.1. Capacidad interanual de energías renovables para la generación de electricidad a nivel mundial. (Elab. propia con datos REN21, 2017)

Capacidad Energías Renovables	2014 (GW)	2015 (GW)
Energía Hidráulica	1,036	1,064
Bioenergía	101	106
Energía Geotérmica	12.9	13.2
Energía Solar Fotovoltaica	177	227
Energía Solar Térmica	4.3	4.8
Energía Eólica	370	433
Electricidad Total (sin Energía Hidráulica)	665	785
Electricidad Total (con Energía Hidráulica)	1,701	1,849

La implementación de proyectos que requieren grandes capacidades de generación fomentados principalmente por capital privado y empresas de servicio público del sector, han traído consigo un incremento en la competitividad económica de tecnologías renovables de energía como la eólica y la solar fotovoltaica frente a recursos energéticos de derivados fósiles.

Aunque la generación de electricidad en pequeña escala asociada principalmente a sistemas aislados en regiones cuyas condiciones les impiden establecer una interconexión a la red eléctrica, fue en un principio la principal área de oportunidad para la implementación de tecnologías renovables de energía.

Actualmente solo algunos países en desarrollo, son los que aún conforman el uso de energías renovables a este nivel de forma principal, cuyo crecimiento a llegado en algunos casos a la conformación de mini-redes de energía como una solución para el abastecimiento de electricidad en algunas regiones [38].

La tendencia en el incremento mostrado a nivel mundial en cuanto a la implantación de tecnologías para generación eléctrica a través de energías renovables, ha distinguido en particular a algunos países, cuya influencia en su sector eléctrico en cuanto al manejo adecuado de recursos energéticos disponibles, desarrollo técnico - tecnológico y gestión óptima de sus necesidades de demanda eléctrica han traído consigo un crecimiento diferenciado del resto, convirtiéndolos en los principales actores del sector eléctrico a partir del aprovechamiento de recursos renovables de energía (véase Tabla 3.2).

Tabla 3.2. Líderes en capacidad total de energías renovables para generación de electricidad.
(Elab. propia con datos REN21, 2017)

Capacidad de Energías Renovables	Países Líderes (2015)				
	1°	2°	3°	4°	5°
Energía Hidráulica	China	Brasil	Estados Unidos	Canadá	Rusia
Bioenergía	Estados Unidos	China	Alemania	Brasil	Japón
Energía Geotérmica	Estados Unidos	Filipinas	Indonesia	México	Nueva Zelanda
Energía Solar Fotovoltaica	China	Alemania	Japón	Estados Unidos	Italia
Energía Solar Térmica	España	Estados Unidos	India	Marruecos	Sudáfrica
Energía Eólica	China	Estados Unidos	Alemania	India	España
Energía Total (sin Energía Hidráulica)	China	Estados Unidos	Alemania	Japón	India
Energía Total (con Energía Hidráulica)	China	Estados Unidos	Brasil	Alemania	Canadá

El establecimiento de nuevos lineamientos en cuanto a la conformación de normatividad y políticas públicas en favor de las energías renovables, son el reflejo del interés internacional por la integración de un ideal común, como lo establecido en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático del 2015 (COP21^a) que se adopta como instrumento jurídico de ayuda, para hacer frente a problemáticas de gran importancia como lo es el cambio climático; donde el fomento a tecnologías que aprovechen este tipo de recursos energéticos conforman una de las líneas de acción principales.³⁰

Aunque en la mayoría de los casos la presencia de países cuyas economías pueden ser consideradas de primer nivel, las que se destaquen en cuanto a su capacidad de energías renovables (véase Tabla. 3.2) el crecimiento constante de la demanda de energía eléctrica, la rentabilidad en el establecimiento de proyectos a diferentes escalas, las facilidades en cuanto a financiamientos para su implementación por parte de organismos internacionales ha ocasionado que en países considerados como emergentes y en desarrollo se conviertan en mercados de gran interés para la inversión en energías renovables con el aprovechamiento de acuerdo al tipo de recursos disponibles en cada lugar [38].

³⁰ Organización de las Naciones Unidas. ONU., (2015). *COP21: FAQ*. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.un.org/sustainabledevelopment/wp-content/uploads/2015/10/COP21-FAQ-ES.pdf>

3.1.1. Potencial global de energía solar

La cantidad de radiación solar que recibe la superficie terrestre es lo suficientemente basta que parece idóneo el empleo de tecnologías de generación de energía para ser aprovechada principalmente como electricidad. La distribución a nivel mundial permite satisfacer más de 10,000 veces el consumo de energía de toda la población en la tierra, considerando un valor medio equivalente a 1.70 kWh/m² al día.³¹

La totalidad de los energéticos derivados de combustibles fósiles son considerados recursos finitos; tomando en cuenta los niveles de consumo de energía de los últimos años y las condiciones de reservas probadas a nivel mundial, el petróleo presenta una tendencia de durabilidad no mayor a 46 años, en el caso del gas natural de aproximadamente 58 años y el carbón que es quizá el recurso con mayor abundancia de este tipo de 150 años.³²

Por el contrario, considerando la escala de vida de una estrella como el Sol puede llegar a tener en relación a la humana, un recurso como la energía solar puede ser estimado como perdurable e ilimitado para su aprovechamiento. El potencial teórico energético el cual se puede disponer del Sol a lo largo de 365 días, podría satisfacer el equivalente a 6,000 años de consumo total de energía, lo que habla del gran potencial que este recurso renovable puede entregar, superando por mucho a la disponibilidad y capacidad de los combustibles fósiles de ser aprovechado [35].

Sin embargo, la distribución de este recurso no es homogénea ya que favorece sitios cuya ubicación se encuentra en regiones subtropicales, en donde la diferencia de irradiación se encuentra en un rango que va desde los 1.10 - 6.50 kWh/m² diarios con relación a zonas más templadas.

Como es el caso de Canadá, gran parte de Europa y la totalidad de Rusia en donde el potencial promedio de irradiación no supera los 1,200 kWh/m² al año, en contraparte regiones de África, América Latina, Australia, Medio Oriente, algunas zonas de la India, China y el sur de los EE.UU. promedian valores aproximados entre 1,800 - 2,300 kWh por metro cuadrado anuales³³ (véase Fig. 3.1).

³¹ Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica. EPIA., (2008). *Solar Generation V - 2008* [PDF] Recuperado a partir de http://www.aperca.org/temp/pdf/EPIA_Sept2008.pdf

³² International Energy Agency. IEA., (2011). *Solar Energy Perspectives*. [PDF] Recuperado a partir de https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspectives2011.pdf

³³ International Energy Agency. IEA., (2011). *Solar Energy Perspectives*. [PDF] Recuperado a partir de https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspectives2011.pdf

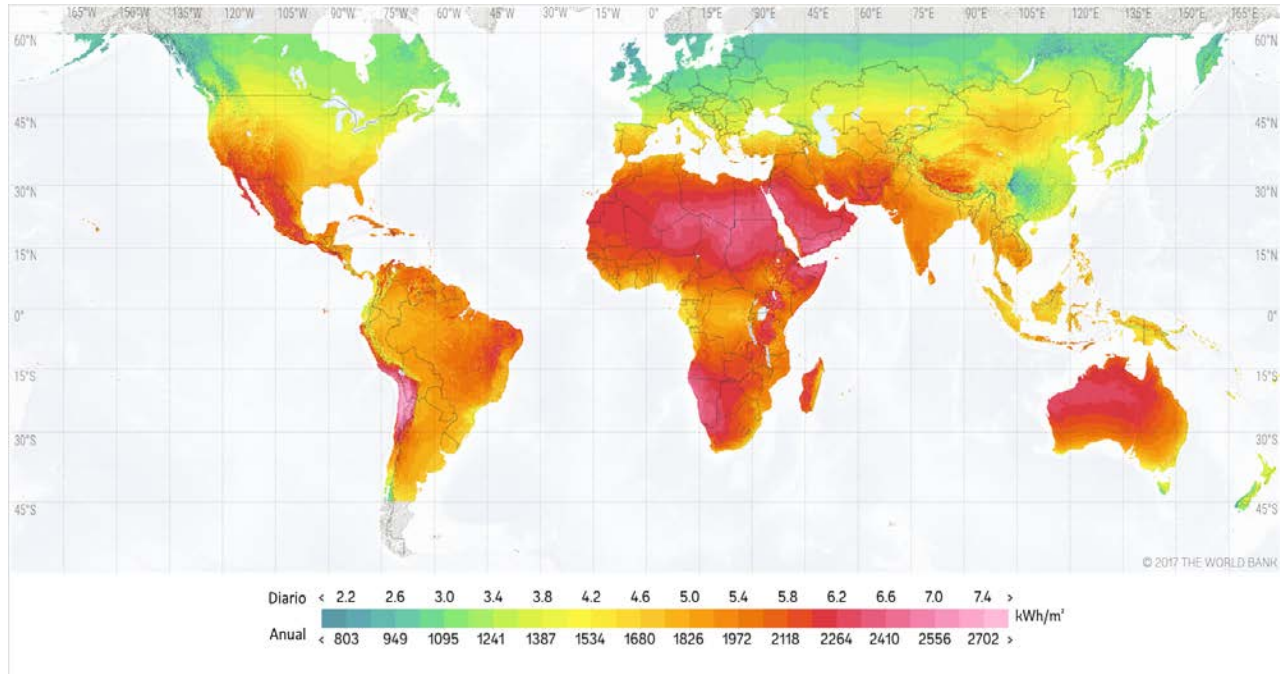


Figura 3.1. Mapa mundial de irradiación global horizontal. (1999 - 2015) ± 4%. (Solargis, 2017)

En el caso de México, que puede ser considerado como uno de los territorios con las mejores condiciones de irradiación solar de toda la región de América del Norte y a nivel mundial, con un promedio nacional de 5.5 kWh/m² al día y en donde existen regiones en los períodos de primavera y verano, en su mayoría ubicadas en el norte del País, las cuáles alcanzan valores de irradiación solar que superan los 8.0 kWh/m².³⁴ Sin embargo, el arraigo para el aprovechamiento de la energía solar a diferencia de otros sitios del mundo lo cuáles a pesar de no poseer un recurso solar tan basto como el de México, han visto como un potencial alternativo el uso de este tipo de tecnologías renovables de energía.

Países como Alemania al igual que gran parte del continente europeo registra un promedio de irradiación solar diaria bajo, cercano a 1.0 kWh diario; a pesar de ello considerando su extensión territorial (5.5 veces menor que México) y limitaciones en cuanto a disposición del recurso (5 veces por debajo del promedio), este País cuenta con una generación de energía solar de 5,047 GWh (hasta 2014) 44.2 veces más que en México.³⁵

³⁴ International Renewable Energy Agency. IRENA., (2015). *Renewable Energy Prospects: Mexico, REmap 2030 Analysis*. Abu Dhabi. [PDF] Recuperado a partir de www.irena.org/remap

³⁵ The World Bank Group. WBG., (2016). *World Bank Open Data*. Washington D.C., EE.UU. World Bank. Recuperado a partir de <https://data.worldbank.org/>

Casos como este no es una condición particular de México, ya que al igual que la mayoría de países en el mundo, entre los que se destacan algunos en America Latina los cuáles cuentan con condiciones similares en cuanto a disponibilidad del recurso solar y son considerados como economías en desarrollo, muestran limitaciones técnico-operativas similares para la adopción de este tipo de tecnologías de energías renovables. En el caso nacional, un ejemplo de ello es la concentración de la demanda de energía en la zona Centro, en donde las limitaciones de infraestructura para la transmisión de la electricidad que se podría generar por medio de energía solar aprovechando el recurso disponible en el Norte del País representa un reto que afrontar.

No obstante el valorar los factores de impacto que rodean la integración de fuentes renovables (en este caso energía solar) a la matriz energética, la cual va más allá del desarrollo económico permite establecer objetivos que van más allá de forzar acciones inmediatas y logren conformar proyectos integrales a largo plazo.

La tendencia en los costos de mercados como el concerniente a la energía solar fotovoltaica ha tenido en los últimos años, donde a partir del 2009 cerca del 70% de los costos para este tipo de tecnologías renovables se ha reducido ha nivel mundial, con gran parte de dicha disminución presente en el período del 2010 a 2015 con el 58%; beneficiando la integración de este tipo de sistemas de generación y poder ser considerados como alternativas económicamente viables, que compitan como los medios tradicionales asociados a los combustibles fósiles.³⁶

3.1.2. Energía solar fotovoltaica a nivel mundial

La capacidad de sistemas solares fotovoltaicos instalados a nivel mundial de acuerdo a cifras (EPIA, 2013) ha presentado un aumento considerable, donde en 2009 existía alrededor de 23 GW, para 2010 la cifra logró casi duplicarse alcanzando los 40.3 GW instalados y que a finales del 2011 se ubico en 70.5 GW.

Con esta tendencia para el año 2016 se alcanzo un máximo histórico de 76.6 GW conectados a la red, considerada como una de las tasas más altas registradas para esta tecnología de generación de energía renovable. Para ese mismo año la capacidad global de energía solar se ubico en 306.5 GW que representó un aumento del 33% respecto al año previo con 229.9 GW.

³⁶ Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. REN21., (2016). *Energías Renovables 2016: Reporte de la Situación Mundial*. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.ren21.net/gsr-2016/>

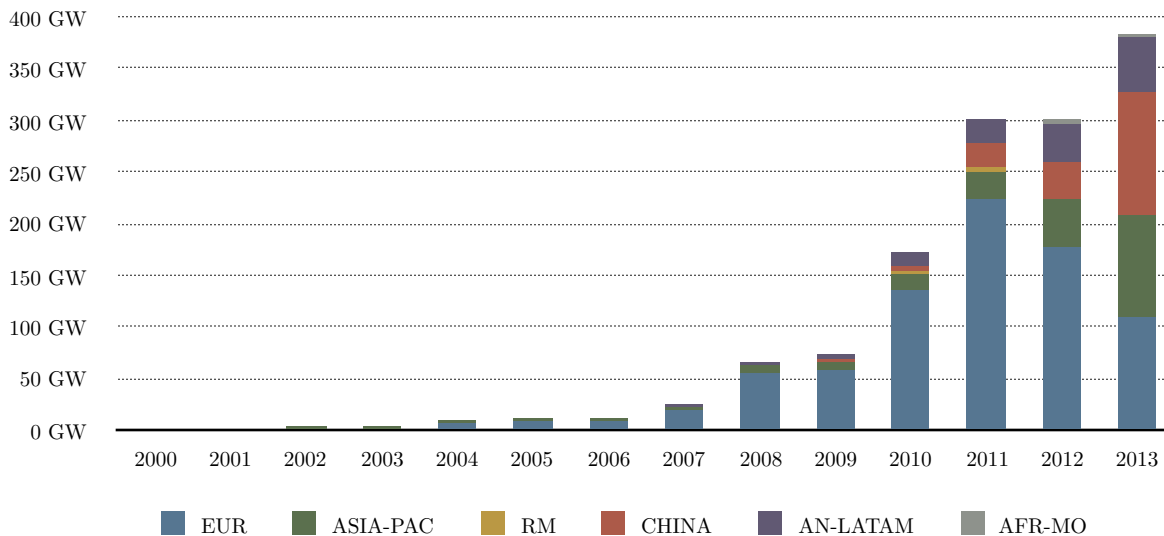


Figura 3.2. Gráfica de evolución de la capacidad instalada global solar fotovoltaica. Período (2000 - 2013). (Elab. propia con datos EPIA, 2017)

El impulso que se ha dado a la energía solar fotovoltaica en diferentes regiones del mundo ha sido cambiante a lo largo de los últimos años pero en todos los casos a la alza (véase Fig. 3.2) en el continente europeo durante el año 2013 teniendo como países punteros Alemania e Italia se registro una capacidad instalada combinada que representó el 59% de la total del continente [15]. Considerando que se si sólo el 0.7% de la superficie del continente europeo se encontrara cubierto por paneles solares fotovoltaicos, se satisfaría el consumo completo de electricidad en Europa.³⁷

Para 2016 la diversificación en la implementación de esta tecnología tuvo mayor presencia en Asia y el Pacífico, que lo convirtió en la mayor región de energía solar del mundo, con 147.2 GW de capacidad instalada, lo que representó en el mercado mundial un 48%. Europa que hasta el año 2015 aún ocupaban la mayor proporción de capacidad global fotovoltaica, pasaron a un segundo término con un porcentaje del 34% equivalente a 104.3 GW con sólo 6.7 GW de aforo instalado interanual.

En donde China, (véase Fig. 3.3) se posicionó como líder en la implementación de energía solar fotovoltaica, que en la actualidad cuenta con una cuarta parte de toda la capacidad global de generación y que a finales del 2016 poseía 77.9 GW instalados.

³⁷ Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica. EPIA., (2008). *Solar Generation V - 2008* [PDF] Recuperado a partir de http://www.aperca.org/temp/pdf/EPIA_Sept2008.pdf

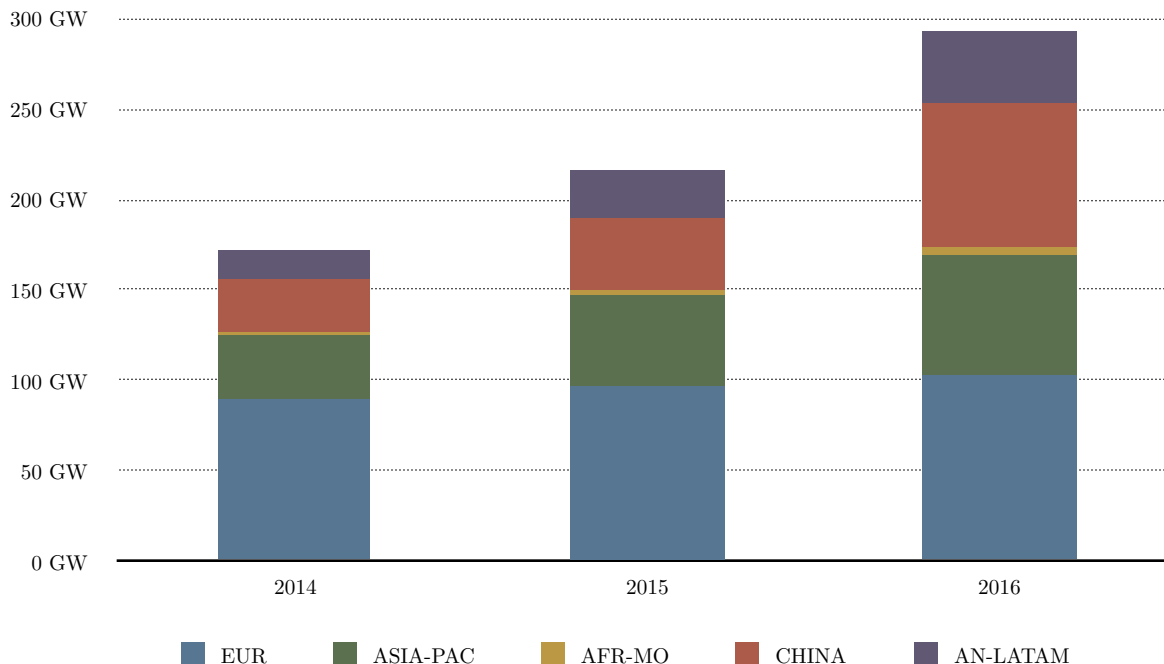


Figura 3.3. Gráfica de capacidad instalada global de energía solar fotovoltaica. Período (2014 - 2016). (Elab. propia con datos IRENA, 2017)

Ejemplo de ello es el establecimiento de este tipo de tecnologías es su crecimiento en el período (2015 - 2016), cuyo aumento del 34.5 GW tuvo una equivalencia del 128% que ocupó un total en el mercado global del 45% [56]. Por otra parte el crecimiento, en Europa durante el mismo período fue no mostró un desarrollo importante (véase Fig. 3.3) cuyo incremento representó solo un 6.7 GW de capacidad instalada fotovoltaica que se reflejó un valor cercano al 22% interanual.³⁸

De acuerdo a proyecciones realizadas por (SolarPower Europe, 2016) se espera que la energía solar fotovoltaica se consolide para el año 2021, en donde si la tendencia en su implementación continua como hasta ahora esta tecnología continuara siendo la de mayor desarrollo a nivel mundial principalmente en países como China, Japón y EE.UU. que plantea una cifra que supere los 700 GW de capacidad instalada a nivel mundial equivalente a 1 TWh de electricidad. Si más países adoptan la filosofía del fomento a las energías renovables como una alternativa que impulse su economía y desarrollo energético este escenario futuro se podrá materializar.

³⁸ SolarPower Europe., (2016). *Global Market Outlook for Solar Power 2017 - 2021*. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.solarpowereurope.org/reports/global-market-outlook-2017/>

3.1.3. Desarrollo en México

El recurso solar disponible en México es único comparado a muchas otras regiones del mundo, el cual en los últimos años ha comenzado a ser aprovechado especialmente en lo que se refiere a la energía solar fotovoltaica (véase Fig. 3.4). Como parte de una estrategia económica y energética que pretende potenciar el atractivo de inversión, investigación y desarrollo tecnológico con la menor implicación ambiental, es que se pretende en un futuro se consolide como un recurso de primer orden de importancia que cubra las necesidades energéticas cada vez más demandantes de la sociedad [50].

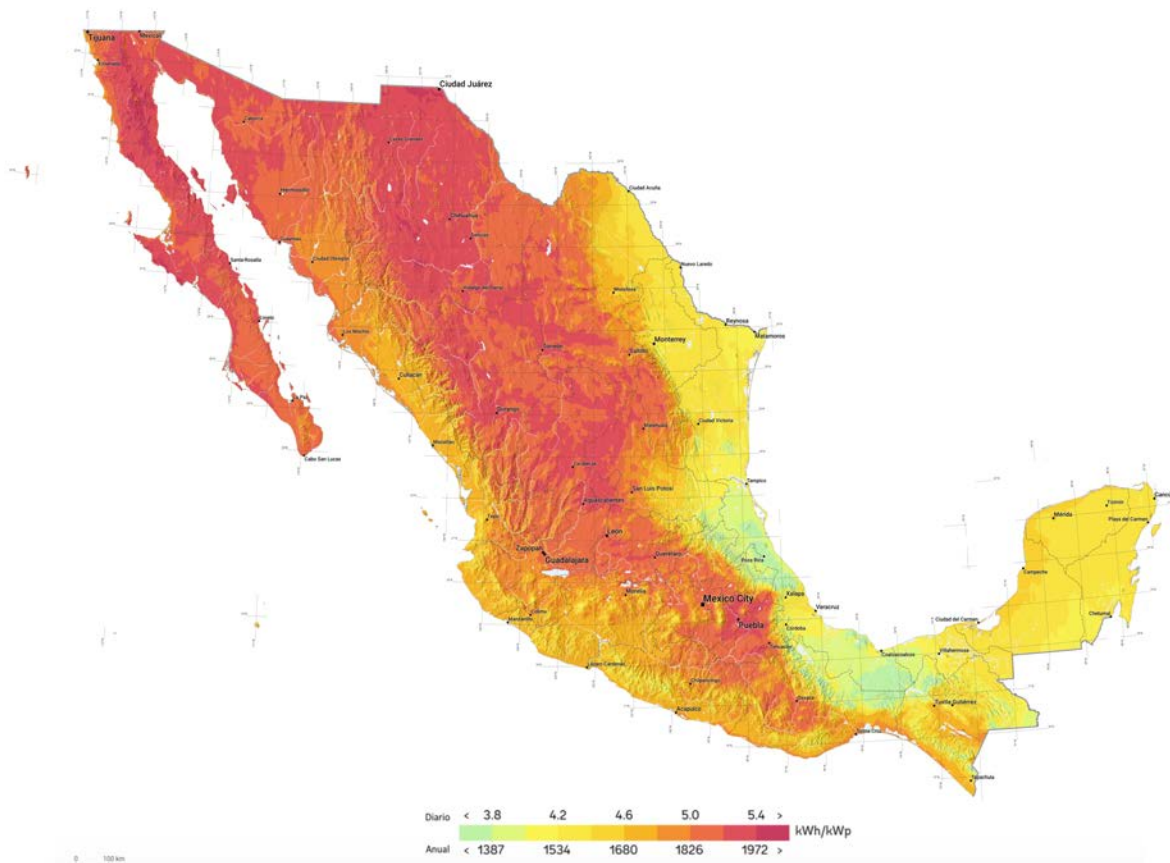


Figura 3.4. Mapa del potencial de energía solar fotovoltaica en México. (1999 - 2015) \pm 4% RIO: 13°-32°. (Solargis, 2017)

Existen registros (SENER, 2016) desde el año 2005 en cuanto la capacidad instalada y generación de energía eléctrica a partir de tecnología de energía solar fotovoltaica, la cual solo se destinaba en un principio a sistemas remotos en regiones rurales sin acceso al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) equivalente a 16.57 MW. No fue a partir del 2011 con la apertura de la primera central fotovoltaica a gran escala que la capacidad instalada y de generación comenzó a destacarse.

El aumento en contratos de interconexión de mediana y pequeña escala permitieron que el fomento hacia este tipo de energías renovables dejara solo de considerarse para proyectos en el abastecimiento de energía eléctrica remotos [50]. Este desarrollo es notable considerando que en 2005 figuraba un equivalente de 16.57 MW que a 2015 aumentaría en 170.24 MW, representando 190.26 GWh de generación de energía eléctrica.³⁹

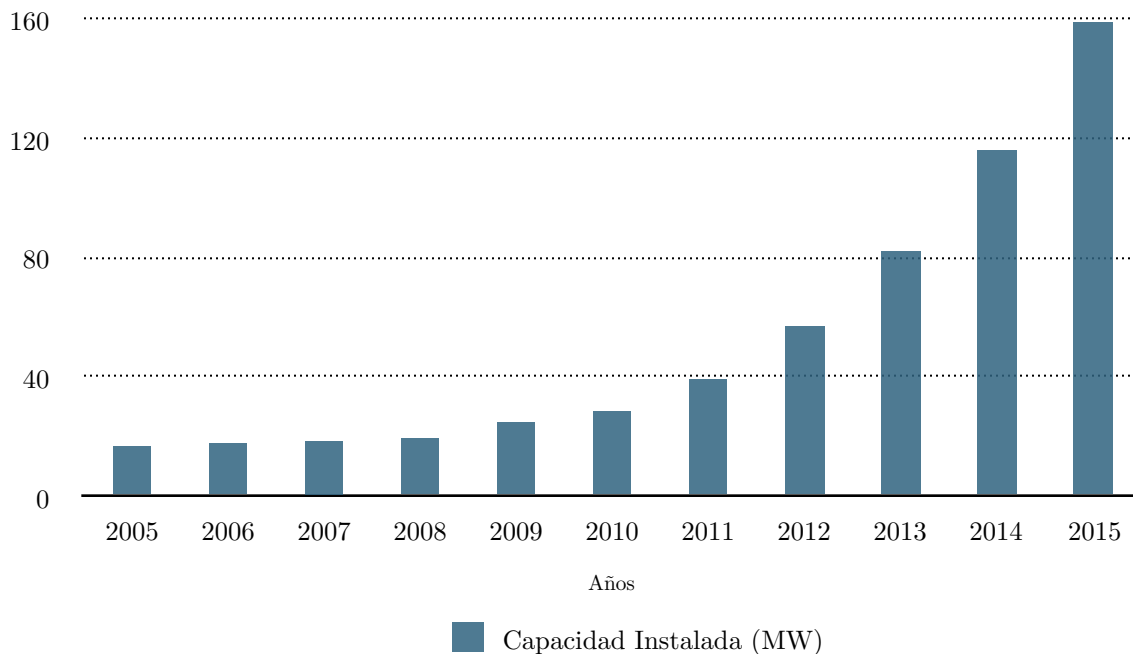


Figura 3.5. Gráfica de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos SENER, 2017)

La presencia de instalaciones solares fotovoltaicas de gran capacidad era escasa, el cambio en el marco normativo y política para energías renovables permitió que el desarrollo para el manejo del recurso a través de proyectos para Autoabastecimiento y Pequeña Producción impulsados por particulares principalmente iniciara una nueva etapa en el aprovechamiento del recurso solar en México (véase Fig. 3.5).

Aunque México se encuentra entre los cinco países más atractivos del mundo para invertir en proyectos de energía solar fotovoltaica, considerando que cuenta con una irradiancia solar mayor a 5 kWh/m² al día y una base manufacturera de módulos fotovoltaicos considerada la más grande de América Latina, aún no logra situarse como un País que destaque en presencia de capacidad instalada y generación por medio de este tipo de energía renovable.

³⁹ Secretaría de Energía. SENER., (2016). *Prospectiva de energías renovables 2016 - 2030*. México. [PDF] Recuperado a partir de [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177622/Prospectiva de Energ as Renovables 2016-2030.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177622/Prospectiva_de_Energias_Renovables_2016-2030.pdf)

Datos presentados por (SENER, 2016) indican que hasta el año 2015 se tenía un registro total de 9 centrales de generación con energía solar fotovoltaica (véase Tabla 3.3), cuya distribución se presenta principalmente en la región Norte-Occidente en donde la abundancia del recurso es considerable. Baja California y Baja California Sur son los estados que cuentan con la mayor cantidad de instalaciones, en donde se destacan Cerro Prieto, Santa Rosalía ambas propiedad de CFE y la central Aura Solar I, proyecto realizado por Gauss Energía bajo un esquema de Pequeña Producción (P.P.) la cual se destina de manera exclusiva a través de un contrato de compraventa de energía eléctrica a CFE.

Tabla. 3.3. Centrales de energía solar fotovoltaica para la generación de electricidad en México. (Elab. propia con datos SENER, 2017)

Central	Estado	Región	Esquema	Capacidad total (MW)	Capacidad contratada de interconexión (MW)	Generación total (GWh)
Autoabastecimiento Renovable, S.A. de C.V.	AGS	03-Occidental	AUT.	0.8	0.8	3.2
Coppel, S.A. de C.V.	SIN	04-Noroeste	AUT.	1.0	1.0	0.7
Generadora Solar Apaseo, S.A.P.I. de C.V.	GTO	03-Occidental	AUT.	1.0	1.0	0
Iusasol Base, S.A. de C.V.	MEX	01-Central	AUT.	0.9	0.9	0
Plamex, S.A. de C.V.	BC	08-Baja	AUT.	1.0	1.0	1.8
Tai Durango Uno, S.A.P.I. de C.V.	DGO	05-Norte	AUT.	15.6	15.2	29.5
Cerro Prieto	BC	08-Baja	CFE	5.0	5.0	10.7
Santa Rosalía	BCS	10-Mulegé	CFE	1.0	1.0	2.0
Servicios Comerciales de Energía S.A. de C.V. (Aura Solar)	BCS	09-Baja California Sur	P.P.	30.0	29.8	30.4
Total				56.3	55.8	78.2

Aunque el valor de las divisas es bastante cambiante, esto no ha sido tampoco elemento que altere el antecedente en la tendencia, ejemplo notable es como en 2010 el precio oscilaba en los 1.81 USD/W (aprox. 36.8 MXN) y que en 2015 se ubicaría en 0.70 USD/W (equivalente a 14.2 MXN).⁴⁰

⁴⁰ Secretaría de Economía. SE., (2016). *ProMéxico: Energías Renovables*. Unidad de Inteligencia de Negocios. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.promexico.gob.mx/documentos/diagnosticos-sectoriales/energias-renovables.pdf>

Se estima que el costo de las tecnologías para la generación de energía por medio de energías renovables se reducirá de acuerdo su curva de aprendizaje, con un ritmo del 5% implicado en el costo de inversión esperado.

Afortunadamente la tecnología que presenta el mayor índice de aprendizaje es la energía solar fotovoltaica con un 17%; como consecuencia del impulso que ha recibido fomentado principalmente por el empresas privadas como Abengoa, Abener, DelSol Systems, Microm e Iberdrola, con la inversión en investigación al fin de obtener tecnologías cada vez más eficientes encaminadas a reducir aún más sus costos de forma paulatina [41].

3.2. Antecedentes del sector eléctrico mexicano

El establecimiento del sector eléctrico en México que inicialmente se encontraba bajo la intervención de empresas extranjeras las cuáles tomaban partido debido gracias a las generosas ventajas que se disponían en el País, tuvo su primer cambio sustancial a partir de 1937 cuando el presidente en aquel momento el Gral. Lázaro Cárdenas de Río creara la Comisión Federal de Electricidad (CFE). El propósito era organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el País, que en la época se encontraba condicionado a los principales centros urbanos, determinadas industrias y zona rurales cercanas.

La capacidad instalada en ese mismo año para la generación de electricidad era de aproximadamente 475 MW, la cual estaba conformada en un 77.7% por centrales hidroeléctricas y el restante (22.3%) era entregado por plantas termoeléctricas, las cuáles basaban su funcionamiento en el aprovechamiento de hidrocarburos (petróleo y carbón mineral principalmente);⁴¹ debido a su carácter rentable asociado a su abundante disponibilidad, más adelante les proporcionaría una ventaja cuya tendencia en su empleo marcaría una brecha importante en el sector eléctrico sobre otro tipo de recursos.

Durante los siguientes siguientes 23 años, el sector eléctrico tuvo como principal característica el desarrollo de instalaciones para el incremento en la generación y transmisión de energía, durante gran parte de este período la CFE trabajo de forma compartida en el País con empresas extrajeras de capital privado con las cuáles se distribuía las operaciones del servicio eléctrico en el País y que manejaban principalmente plantas termoeléctricas de energía donde realizaban labores de operación y comercialización.

⁴¹ J. Viqueira., (2007). *Energía e Impacto ambiental*. Universidad Nacional Autónoma de México. UNAM. Facultad de Ingeniería. Ed. 1ª. México. p. 400.

A partir de 1960 la adquisición de diferentes emplazamientos de algunas empresas extranjeras ayudo al fortalecimiento del sector, que tomo como iniciativa en la época la creación de proyectos hidroeléctricos de mayor envergadura, sin embargo la conformación del mercado de hidrocarburos que daba una preferencia por el uso de hidrocarburos debido a los bajos costos provoco que la generación a través de termoeléctricas comenzara a tomar mayor importancia, representando el 48% del total de generación de energía eléctrica en México. Este comportamiento mostraría en 1970 los primeros antecedentes de dependencia por el empleo de hidrocarburos, provocando cuestionamientos sobre su uso que inicialmente se encontraban fundamentados por el declive en las reservas existentes y la situación que provocaba que el País tuviera la necesidad de ser un importador neto de este tipo de recursos.

Aunque el descubrimiento del complejo petrolero Cantarell, que formalmente inicio operaciones 1979 trajo consigo un resurgimiento en la estabilidad en cuanto a la producción de hidrocarburos e incluso autosuficiencia energética, esta se vería afectada debido a la crisis económica que afectaría a México a partir de 1982; originada inicialmente por los problemas referentes a la deuda externa que limitaron la disponibilidad para el otorgamiento de recursos financieros que ayudarán a la modernización del sector eléctrico, provoco un estancamiento en el crecimiento económicos que se vio aún más agravado debido al aumento en la demanda de energía (considerando que el consumo de energía eléctrica por habitante en 1960 era de 109 kWh a 1,505 kWh para 1987)⁴² y en donde el 81% de la generación de dicha energía dependía de los hidrocarburos [25].

El deterioro que se presentó en múltiples puntos de generación de energía, provoco pérdidas considerables en sistemas de transmisión y distribución que representaron complicaciones en la capacidad de la red eléctrica mexicana durante esa década, que para 1990 alcanzaron cifras cercanas al 14% de la energía primaria total que se generaba [25]. La Reforma Eléctrica de 1992 conformaría el siguiente gran cambio en la estructura del sector eléctrico, el cual impulsado por los modelos aplicados en el extranjero incorporarían en la legislación nacional los cimientos para el establecimiento del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN).⁴³

⁴² J. Viqueira., (2007). *Energía e Impacto ambiental*. Universidad Nacional Autónoma de México. UNAM. Facultad de Ingeniería. Ed. 1ª. México. p. 400.

⁴³ El Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) fue un acuerdo de amplio alcance que establece las reglas del comercio e inversiones entre Canadá, Estados Unidos y México. Desde que el tratado entró en vigor el 1 de enero de 1994, el TLCAN ha eliminado gradualmente las restricciones al comercio entre los tres países de la región. Este permite que las autoridades aduaneras de cada País identifiquen qué mercancías originarias de los otros países miembros pueden obtener el trato arancelario preferencial con el fin de brindar confianza y certidumbre a los productores, exportadores e importadores de estos productos, además de garantizar que los beneficios del TLCAN no se extiendan a bienes importados de países no pertenecientes a la región.

TLCANHOY., (2015). *Tratado de Libre Comercio de América del Norte*. Acerca del TLCAN. [ASPX] Recuperado a partir de http://www.tlcanhoy.org/faq_es.asp#faq-1

De esta forma se realizaron modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)⁴⁴ la cual se adecuaba a las intenciones establecidas en el TLCAN, de tal forma que el cambio en los conceptos legales para el servicio público en la generación de energía eléctrica quedaba disponible para los usuarios particulares. En donde la producción de energía eléctrica para Autoabastecimiento, por medio de sistemas de Cogeneración y por parte de Productores Independientes de Energía (PIE) quedaba autorizada mediante el establecimiento de contratos definidos para venta exclusiva a la CFE.

La creación de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para el otorgamiento de dichas licencias para la generación de energía, sería uno de los principales atributos que traería consigo las modificaciones al sector; ya que al ser un organismo independiente de la SENER las acciones realizadas permitan un funcionamiento imparcial, para la adecuada normalización en las labores del servicio eléctrico en México [25].

Fue así como la apertura a empresas extranjeras (principalmente norteamericanas) las cuáles contaban con el capital para invertir en el establecimiento de nuevos proyectos de generación, tomaron a su favor las consideraciones del nuevo intercambio comercial en el País y con ello establecer un beneficio en dos sentidos; que permitiera el fortalecimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y otorgara beneficios económicos a las empresas ante las facilidades dadas para la generación de electricidad en el territorio.⁴⁵ Con ello la percepción por parte del gobierno mexicano que identificó como área de oportunidad para la inversión al sector eléctrico, daba una posible respuesta a los problemas que habían comenzado a presentarse años atrás debido al rezago tecnológico, limitaciones en cuanto a capacidad de generación y pérdidas en los sistemas de transmisión - distribución de energía.

Sin embargo, la marcada tendencia por el uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad, continuo siendo un referente en México durante gran parte de la década de los 90's, que considerando las modificaciones hechas al sector antes mencionadas, la inclusión de fuentes de generación alternativas que diversificaran la matriz energética nacional no se hicieron presentes [25].

⁴⁴ La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) fue publicada por primera vez en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 22 de diciembre de 1975, durante el mandato del ex-presidente Luis Echeverría, sin embargo tras las modificaciones en las reformas a la Ley en 1992, se establecieron importantes cambios a la estructura industrial de los sectores de energía eléctrica y gas natural. Las reformas abrían la posibilidad de que el sector privado construya, opere y tenga en propiedad plantas de generación de energía eléctrica y sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, actividades previamente reservadas exclusivamente a los operadores estatales PEMEX y CFE.

Comisión Reguladora de Energía. CRE., (2011). *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)*. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.cre.gob.mx/documento/1211.pdf>

⁴⁵ Jimenez, R., (2007). *La Reforma del Sector Eléctrico Mexicano y el modelo británico: ideas para un debate*. Revista Siglo XXI Editores. SIP-IPN. Vol 3, (10), p. 9. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.mundosisigloxxi.ipn.mx/pdf/v03/10/05.pdf>

Para 1995 la proporción en el uso de hidrocarburos de acuerdo al total de energía primaria generada (véase Fig. 3.6) era considerablemente mayor en comparación al resto de los recursos disponibles; donde el 62.3% (equivalente a 2,711.962 PJ) provenían del petróleo crudo y el 24.4% (1,322.163 PJ) del gas natural. La clara tendencia en el uso de este tipo energéticos era asociada al beneficio económico considerado una rentabilidad mayor del recurso dada su disponibilidad con relación a su costo, más allá de las característica potenciales en cuanto a la generación de contaminantes de los mismos.

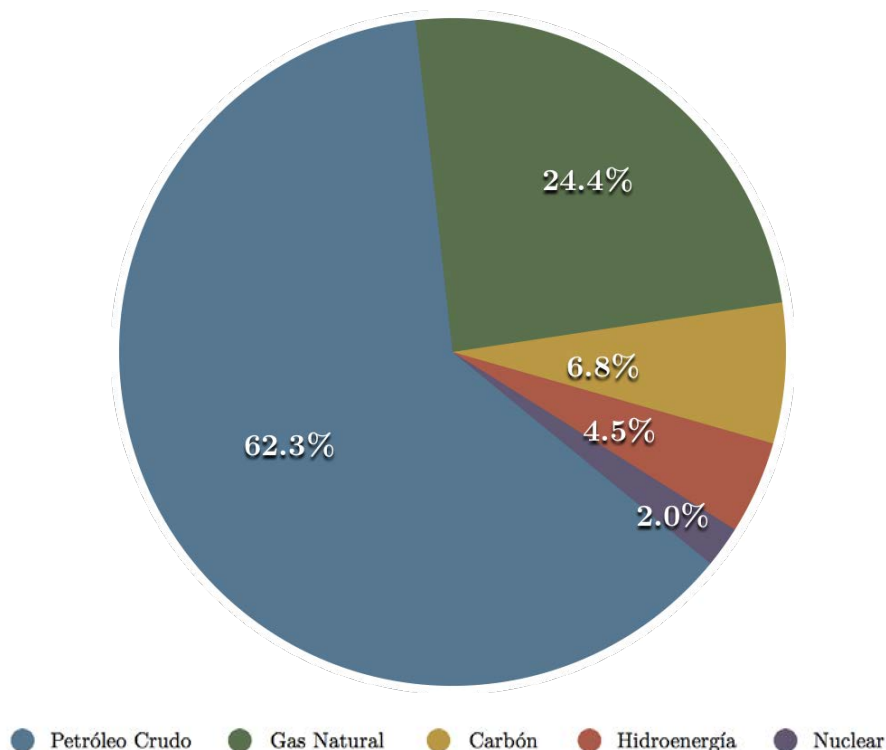


Figura 3.6. Gráfica de producción de energía primaria total por tipo de fuente. (1995)(Petajoules)
(Elab. propia con datos SIE, 2017)

El sector eléctrico tuvo nuevas modificaciones con la incorporación que se dio a la LSPEE a partir del año 2000, en donde la reforma que inicialmente consideraba dentro de su concepto de servicio público a los grandes usuarios (aquellos que tuvieran un consumo anual igual o mayor que 2,500 MWh), fueron excluidos de la cobertura que proporcionaba la CFE limitando sus servicios a los usuarios de menor envergadura y poniendo a disposición de los generadores de energía la atención de los grandes consumidores como una opción de mercado rentable para el sector privado.⁴⁶

⁴⁶ Jimenez, R., J. Navarro., (2007). *La Reforma del Sector Eléctrico Mexicano y el modelo británico: ideas para un debate*. Revista Siglo XXI Editores. SIP-IPN. Vol 3, (10), p. 9. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.mundosisigloxxi.ipn.mx/pdf/v03/10/05.pdf>

La respuesta que el sector eléctrico tuvo ante dicho hecho fue la proyección que los Productores Independientes de Energía (PIE) y para Autoabastecimiento comenzaron a aportar de forma considerable en la generación total de energía. En donde las dificultades económicas que el Estado afrontaban en cuanto a las garantías del abasto eléctrico y la modernización de componentes como la distribución y transmisión que se requerían de forma notable con el incremento en la demanda de energía (en particular de los grandes usuarios), comenzaban a ser compensados [26].

Con ello se presentó un incremento en la gama de recursos que empezaron a integrar la matriz energética nacional durante estos años; en 2004 la hidroenergía representaba el mayor recurso renovable para la generación de electricidad con el 60.3%, dentro del rubro considerado como ciclo combinado la energía nuclear abarcaba el 23.9% y por su parte la energía geotérmica un 15.7%. Finalmente la energía eólica, la cual aún no era considerada al igual que la energía solar como tecnologías de generación relevantes solo aportaban un equivalente a 0.1 PJ de energía, menor al 1%.⁴⁷

Tabla. 3.4. Generación bruta de energía eléctrica por proceso en México. Período (2004 - 2009)
(Elab. propia con datos SIE, 2017)

GWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Termoeléctrica	140,367	138,783.5	143,855.8	154,335.7	153,417.4	160,315.8
Hidroenergía	25,827.8	28,369.3	31,062.7	27,800.1	39,653.7	26,887.1
Eólica	6.1	4.9	44.8	248.4	254.6	249.2
Total	166,201	167,157.9	174,963.4	182,384.2	193,325.7	187,488.2

La incorporación de fuentes renovables de energía aunque de forma paulatina tuvo su primer incursión de forma significativa a partir del 2007 (véase Tabla 3.4); con la conformación de objetivos por parte del Estado en esta materia plasmados en el Plan Sectorial de Energía 2007 – 2012.⁴⁸ A partir de entonces México contó con un incremento en cuanto a la generación basada en tecnologías de energías renovables principalmente con el desarrollo de proyectos de energía eólica, lo que representó el 3.3% de la capacidad instalada total de electricidad para el servicio público.

⁴⁷ Secretaría de Energía. SENER., (2005). *Balance Nacional de Energía 2004*. México. [PDF] p. 34.

⁴⁸ Publicado como *Plan Sectorial de Energía 2007 - 2012*. Secretaría de Energía. SENER. en el Diario Oficial de la Federación. (DOF) el 21 de febrero del 2008.

Para el cumplimiento de dichos objetivos se crearon programas de acción para el aprovechamiento de estos recursos, como el Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables,⁴⁹ el cual estableció como meta que la capacidad instalada mediante su uso debería alcanzar el 7.6% en 2012, sin contar proyectos hidroeléctricos con capacidad mayor a 30 MW.

Se creó el Proyecto de Energías Renovables a Gran Escala (PERGE)⁵⁰ el cual tuvo como principales lineamientos la constitución de un fondo que proporcionara un incentivo adicional a los usuarios para hacer viables los proyectos de generación a partir de este tipo de recursos. A fin de reducir las emisiones de GEI y acortar las barreras para la interconexión de tecnologías renovables a la red eléctrica de País [43].

De forma paralela se conformó el Fondo Verde⁵¹ que pretendía dar una mayor promoción en la inversión de proyectos renovables que comenzaban a establecerse, como era el caso del aprovechamiento eólico nacional; en donde se dio inicio a la construcción del Parque La Venta III en la región sur del Istmo de Tehuantepec, que de forma conjunta trajo consigo el desarrollo en la capacitación para la instalación y uso de estaciones anemométricas para el mapeo del potencial energético para este tipo de energías renovables en México.

⁴⁹ El Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables tenía por objetivo promover el aprovechamiento de energías renovables, estableciendo las acciones necesarias para alcanzarlas por medio de dos áreas: la seguridad y la diversificación energética. La creación de políticas públicas para la incorporación de energía renovables a la matriz energética nacional fue considerado uno de los objetivos principales, de forma que se lograra cumplir con las necesidades de consumo de energía de la sociedad con el uso sustentable de los recursos naturales disponibles en el País.

Publicado como *Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables*. Secretaría de Energía. SENER. en el Diario Oficial de la Federación. (DOF) el 6 de agosto del 2009.

⁵⁰ El Proyecto de Energías Renovables a Gran Escala (PERGE) fue financiado por parte del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) del Banco Mundial, con la firma de un contrato de donación TF-056781 por un monto de 25 millones de dólares (mdd) el 5 de octubre de 2006, proveniente del Fondo Mundial para el Medio Ambiente (GEF por sus siglas en inglés) y el cual entró en vigor en abril del 2007. El objetivo por parte del Banco Mundial con la implementación de estos programas era el de impulsar y acelerar la comercialización de las energías renovables en México, en particular en conexión con la red eléctrica, con el fin de enfrentar el aumento en la demanda de energía y cumplir con las necesidades de diversificación de fuentes de energía, indispensable para un crecimiento económico sustentable.

Secretaría de Energía. SENER., (2006). *Proyecto de Energías Renovables a Gran Escala (PERGE)*. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.gob.mx/sener/articulos/proyecto-de-desarrollo-de-energia-renovable-a-gran-escala-perge>

⁵¹ El Fondo Verde constituye un incentivo a los proyectos en el cual se reconozca el desempeño, es decir, por energía generada, en vez de subsidio tradicional a su tarifa y que además brinda un acceso al beneficio por medio de un proceso de competencia mediante una licitación bajo la modalidad de productor independiente y que estipulaba ser un incentivo fijo durante un período de 5 años.

Universidad Nacional Autónoma de México. UNAM., (2009). *Proyecto de Energías Renovables a Gran Escala (PERGE)*. Programa Universitario de Estudios de la Diversidad Cultural y la Interculturalidad. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.nacionmulticultural.unam.mx/mezinal/docs/275.pdf>

En 2012 la participación en cuanto a la generación de energía a partir de fuentes renovables de energía representaba una proporción (aunque aún distante de la aportación de los combustible fósiles) ya significativa, la cual era equivalente al 6.85% de la producción de energía primaria total del País (véase Fig. 3.7). Dicha fracción se encontraba representada en mayor proporción por la energía geotérmica con 1.46% equivalente a 133.13 PJ (36,980.29 GWh) y que ubicó en el cuarto lugar a nivel mundial a México en su aprovechamiento en aquel año.⁵²

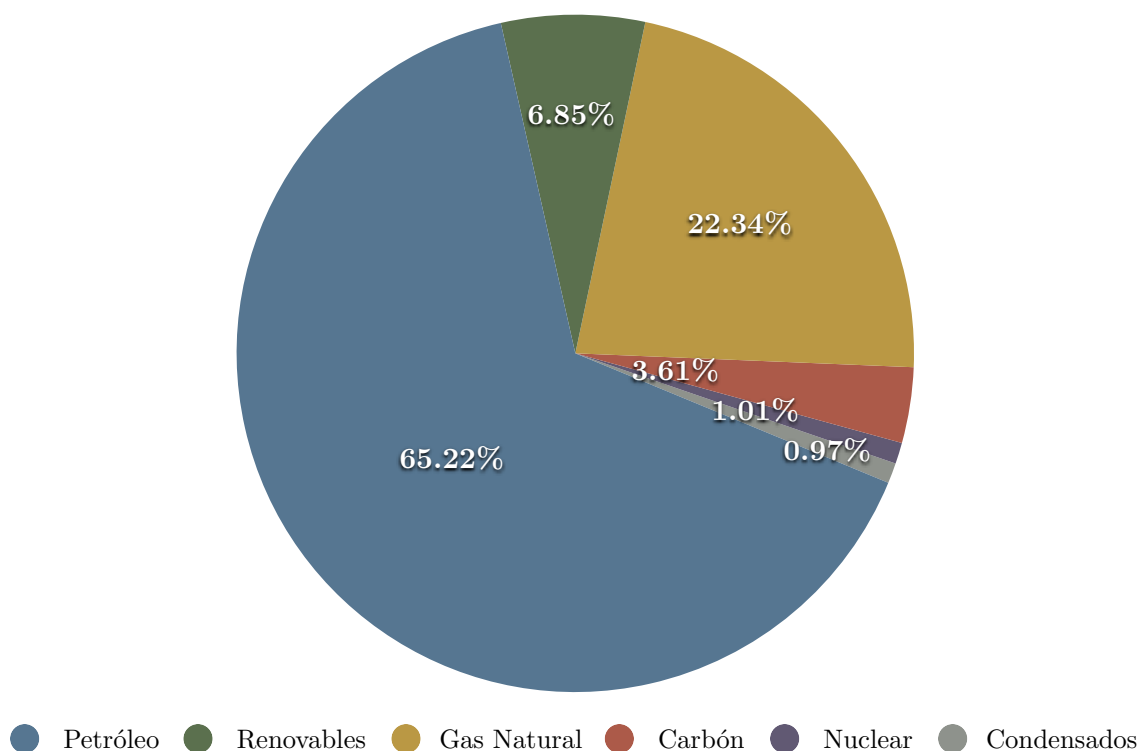


Figura 3.7. Gráfica de producción de energía primaria total por tipo de fuente. (2012)(Petajoules)
(Elab. propia con datos SENER, 2012)

La energía eólica, la cual como se menciona anteriormente fue una de las tecnologías que mayor apoyo recibió para el aprovechamiento de su potencial energético, desarrolló una capacidad total de 510.9 MW proveniente de las centrales Oaxaca I, II, III, IV y el Parque La Venta III; la aportación de electricidad por parte de los usuarios para autoconsumo fue de 6.84 PJ (1,899.66 GWh) y las centrales eléctricas con 0.68 PJ (187.95 GWh), con un crecimiento interanual destacado del 121.1%. Finalmente la generación de energía por medio de energía solar, aunque no contaba con el mismo crecimiento que su similar eólica, ya comenzaba a ser considerada en el caso particular de los SFV, que para este año conformaban el 46% del total de la producción de energía eléctrica con este recurso [45].

⁵² Secretaría de Energía. SENER., (2013). *Balance Nacional de Energía 2012*. México. [PDF] p. 24-25.

La situación del sector eléctrico aunque de forma muy discreta comenzaba a dar señales de crecimiento por medio del aprovechamiento de recursos renovables, que a pesar de la implementación de programas y conformación de políticas públicas que facilitaban la inversión de proyectos en favor de este tipo de tecnología, aún presentaba un reto técnico y económico importante comparado con otras regiones del mundo.

Aunque el arraigo existente hacia el empleo de combustibles fósiles que aún se empleaba en gran proporción, reflejaba una perspectiva del Estado con visión insuficiente y que sugería una conformación de metas a corto plazo, en donde las carencias que se tenía en materia de generación, transmisión y distribución no podían ser compensadas en gran medida por su parte, evidenciaban la necesidad por realizar modificaciones que ayudaran a establecer un factor de cambio contundente para el sector eléctrico nacional.

Fue así como en 2013 con la conformación la Reforma Constitucional en materia Energética⁵³ cuya iniciativa establecía principalmente la eliminación a la restricción incorporada en 1960 al artículo 27 de la Constitución que impedía la utilización de contratos para la extracción de hidrocarburos del territorio y la cual no modifica la propiedad de la Nación sobre estos recursos no renovables y mantenía la prohibición de otorgar concesiones de derechos sobre cualquier tipo de recurso natural (petróleo y gas principalmente) a particulares.

Con la intención de aumentar la inversión en la consolidación de nuevas empresas que fomentarán la competitividad del sector eléctrico y se reflejara en la disminución significativa de las tarifas eléctricas; en donde PEMEX y CFE se convertirían en empresas productivas del Estado⁵⁴ generando contribuciones económicas y una mejor administración de sus recursos para su desarrollo a largo plazo.

⁵³ El 25 de abril de 2012, el entonces candidato a presidente de la República Enrique Peña Nieto, hizo el compromiso de reformar el sector energético con la finalidad de disminuir las tarifas eléctricas en beneficio de la población. La reforma energética de 2013 fue presentada el 12 de agosto y aprobada por el Senado de la República el 11 de diciembre. Dentro del marco de los compromisos establecidos una vez electo en 2012 fueron planteados en el Pacto por México, donde se encuentra indicado como prioridad la realización de una reforma que promueva al sector en inversión y desarrollo a través de transformar a Pemex y CFE en empresas públicas de carácter productivo que permita el establecimiento de una estrategia que desarrolle tecnologías para el aprovechamiento de energías renovables y ahorro de energía a futuro.

Publicado como *Reforma y adición de disposiciones a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía*. Secretaría de Energía. SENER. en el Diario Oficial de la Federación. (DOF) el 21 de diciembre de 2013.

⁵⁴ En el Art. 25 Constitucional se añade el concepto de empresas productivas del Estado, las cuáles serán un medio para que Gobierno Federal tenga a su cargo de forma exclusiva áreas estratégicas del sector, convirtiendo a PEMEX (Petróleos Mexicanos) y CFE (Comisión Federal de Electricidad) en organismos descentralizados con características en organización y estructura en las que se asegura su autonomía técnica y de gestión. Su objetivo es la creación de un valor económico de los recursos de la Nación con una visión de responsabilidad social y ambiental que permita incrementar los ingresos del Estado en materia energética.

3.3. Nuevo Mercado Eléctrico

Las modificaciones que conformaron el establecimiento de la Reforma Constitucional en materia energética a los artículos 25, 27 y 28 transformaron por completo el sector eléctrico mexicano, en donde se estableció un modelo nuevo del mercado eléctrico, que a diferencia de la estructura anterior (véase Fig. 3.8), este se encontraría conformado por diferentes actores, los cuáles serían los encargados de funciones particulares para la operatividad y modalidades de venta de la energía en el País.

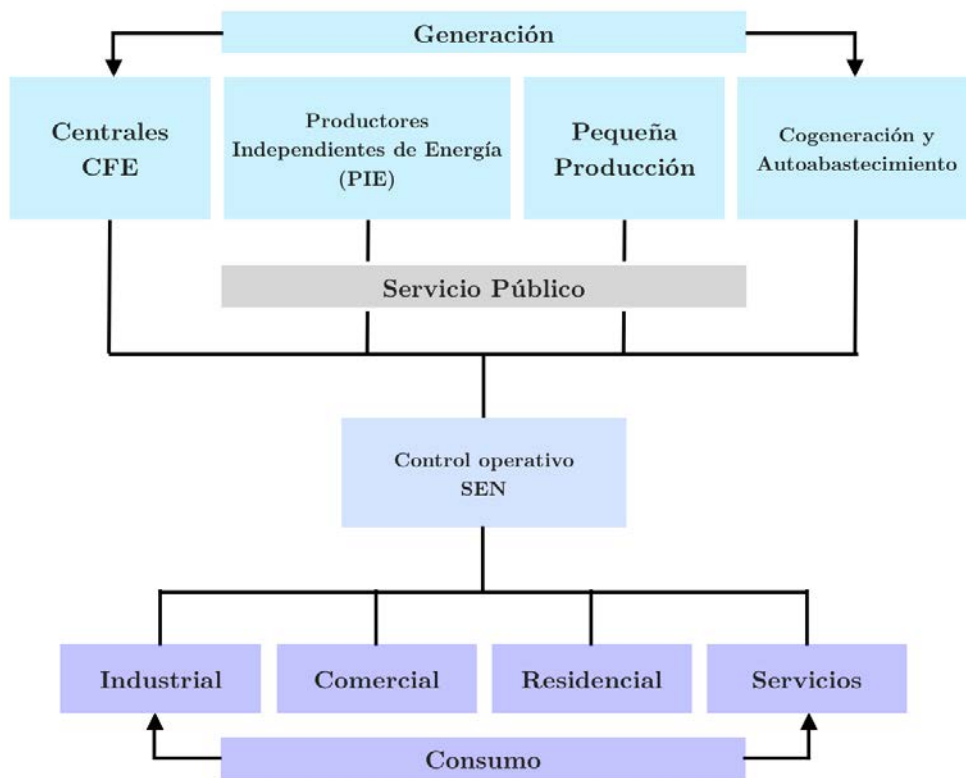


Figura 3.8. Esquema de operación del sector eléctrico previo a la reforma energética.
(Elab. propia con información PwC, 2014)

El objetivo central del estado con el establecimiento de la reforma energética es tener la capacidad y proyectar un plan a largo plazo que permita afrontar el incremento en la demanda que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tendrá que sufragar en los próximos 10 años, en donde se requerirán cerca de 38,000 MW de capacidad instalada nueva;⁵⁵ con el establecimiento de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) guiado por un régimen de libre competencia por parte de los diferentes generadores de energía del sector es como se pretende lograr.

⁵⁵ Price Waterhouse Coopers, S.C., PwC., (2014). *Transformación del sector eléctrico mexicano: Implicaciones de la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de la CFE*. México. [PDF] Recuperado a partir de <https://www.pwc.com/mx/es/industrias/archivo/2014-08-transformacion-sector-electrico-mexicano.pdf>

Dentro de esta nueva estructura de operación del sector (véase Fig. 3.9) se agregan consideraciones que integran la atención de los usuarios que cuenten con una demanda menor (equivalente a <3 MW), estos tendrán la posibilidad de obtener su energía eléctrica a través de la CFE o en su defecto por medio de empresas privadas (suministradores), con el establecimiento de tarifas no reguladas y que establezcan condiciones de competencia que repercutan en el mejoramiento del servicio de energía eléctrica [36].

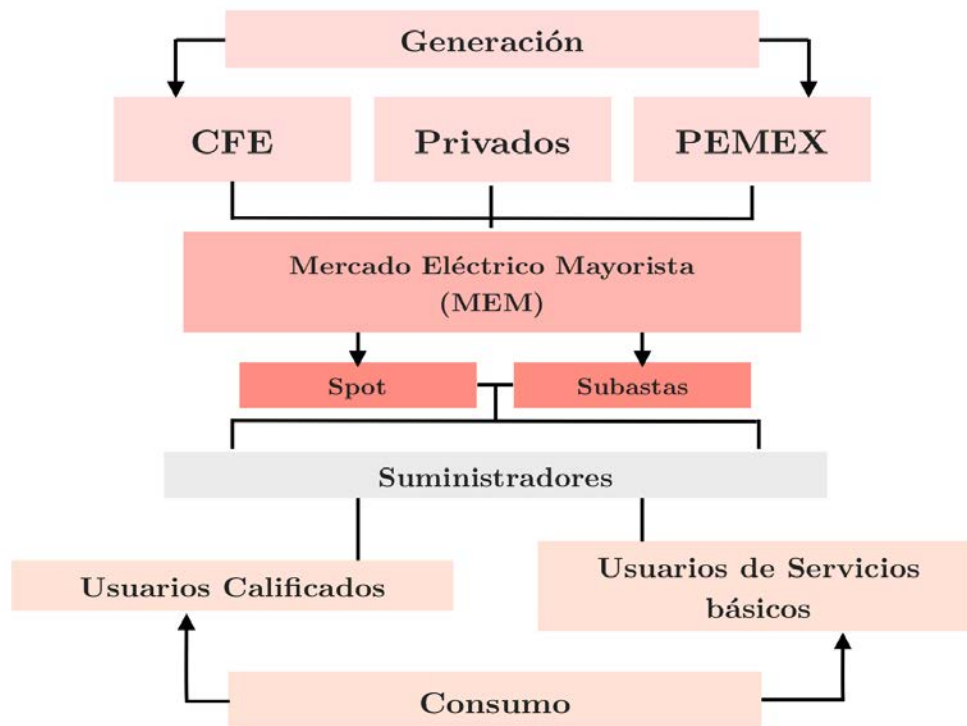


Figura 3.9. Esquema de operación del sector eléctrico a partir de la reforma energética.
(Elab. propia con información PwC, 2014)

A pesar de la apertura que la reforma energética otorga a los particulares en cuanto a la generación, el Estado dentro de la estructura de planeación que pretende lograr es la conservación sobre la jurisdicción de las actividades de transmisión y distribución del sector. Esto con el fin de fortalecer la infraestructura actual y poder contar con la capacidad económica para afrontar como capital de riesgo solo en estos sectores, ante la conformación de contratos con las empresas privadas que se encargaran de desarrollar la parte correspondiente a la generación.

De esta manera se podrá contar con un desarrollo en todas las actividades que conforman al sector eléctrico; con la intervención por parte de estos usuarios dada su aportación en el desarrollo de los sistemas de generación y la asistencia del Estado con el control de la transmisión y distribución como funciones estratégicas.

La capacidad que otorga a los diferentes organismos públicos, como actores principales en el sector tras las modificaciones debido a la reforma energética se destacan la participación del Centro Nacional de Control y Energía (CENACE);⁵⁶ que se creó con la finalidad de controlar las operaciones, regular la participación y competencia de las empresas que intervendrán en el SEN (Sistema Eléctrico Nacional) de ahora en adelante. De igual forma le confiere la facultad de intervenir en el establecimiento de los contratos de interconexión de las centrales de generación y la realización de las subastas de cobertura eléctrica entre ellos y los comisionados correspondientes a los centros de carga.

Asigna al CENACE la responsabilidad de analizar los beneficios que las incorporaciones de nuevos proyectos puedan otorgar a la capacidad de la red, en donde las modificaciones que se realicen deberán considerar los costos referentes a las tarifas reguladas establecidas y las modificaciones necesarias para la concesión de derechos en la transmisión de energía. De igual manera los cambios en las facultades que inicialmente correspondían a la ya existente Comisión Reguladora de Energía (CRE), se agregaron la emisión de las bases con la que el MEM se regiría y la definición de las características de los contratos de interconexión. Así mismo da la responsabilidad a la CRE de establecer los requisitos necesarios para los suministradores de energía de los usuarios calificados y la conformación de un registro para su control. La gestión de las tarifas eléctricas para las actividades de transmisión y distribución así como la regulación en cuanto a los mecanismos que se apliquen para el mejoramiento en la gestión y manejo eficiente del SEN, toma mayor relevancia en las adjudicaciones establecidas que la reforma energética delega a la CRE [36].

Por último la SENER que como institución central en la integración de las actividades concernientes al sector energético en México, coordinará las actividades que realizará el CENACE en cuanto a la evaluación en el desempeño del nuevo MEM. Así como la conformación de políticas públicas que se ajusten a los lineamientos que se pretenden lograr con la nueva estructura del sector eléctrico; como es el caso del establecimiento de los Certificados de Energía Limpia (CEL)⁵⁷ cuya finalidad es la de poder crear un mecanismo

⁵⁶ El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es un organismo público descentralizado cuyo objeto es ejercer el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y cuya operación del Mercado Eléctrico Mayorista permite garantizar imparcialidad en el acceso a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución. Como operador independiente del sistema realiza sus funciones bajo los principios de eficiencia, transparencia y objetividad, cumpliendo los criterios de calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en la operación del SEN.

⁵⁷ Se definen como Certificados de energías limpias (CEL) al título emitido por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de energías limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga.

que obligue a los generadores de energía la implementación de tecnologías que utilicen energías limpias con la intención de reducir las emisiones de GEI.

Todas las actividades, nuevas funciones y responsabilidades institucionales para cada uno de los diferentes elementos de la nueva estructura del sector eléctrico quedan definidas con la conformación de 8 leyes específicas; de las cuáles debido a sus características como estatutos legales y programas derivados solo se involucran de manera directa con la temática a tratar en el presente trabajo 3 de ellas.

En cuanto a la conformación de herramientas que permitan el aprovechamiento sustentable de la energía, (en donde bajo el concepto de energías limpias)⁵⁸ la energía solar fotovoltaica al igual que otros recursos renovables ocupa un lugar dentro de los objetivos de fomento que la reforma energética pretende alcanzar y que son planteados en la Ley de Transición Energética (LTE).

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) en donde se describe la nueva conformación y operación del sector eléctrico mexicano, con el establecimiento del MEM como un sistema de competencia entre las diferentes figuras que intervienen en el sector. El cual se considera como el escenario de análisis y preámbulo para la conformación en la proyección que se pretende obtener para la implementación de SFV como fuente de generación viable bajo este nuevo contexto.

Y finalmente la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, en donde las modificaciones operativas en cuanto al manejo y administración del servicio de energía eléctrica se plantean, así como su cambio de entidad paraestatal a empresa productiva del Estado. Todo esto con la finalidad de generar un valor económico al Estado, que permita la inversión en el fortalecimiento del SEN y se refleje en disminución de las tarifas eléctricas.

La descripción específica para cada una ellas y su relación como antecedente jurídico para el análisis que se pretende realizar en este trabajo, se realiza a continuación:

⁵⁸ Se definen como energías limpias como aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias por la LIE. Se consideran a la energía eólica, solar en todas sus formas, geotérmica, la proporcionada por diferentes bioenergéticos, hidroenergía, combustión de hidrógeno, nucleenergía y la cogeneración eficiente.

Secretaría de Energía. SENER., (2014). *Ley de la Industria Eléctrica (LIE)*. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://cdn.reformaenergetica.gob.mx/2-ley-de-la-industria-electrica.pdf>

3.3.1 Ley de Transición Energética (LTE)

La LTE se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 24 de diciembre del 2015, como un estatuto resultado de la reforma en materia Energética; con la intención de establecer las líneas de acción para la diversificación de la matriz energética, en donde se diera un impulso a las tecnologías que aprovecharán recursos energéticos renovables, a fin de poder formar un modelo a largo plazo que permita un crecimiento económico secundado por el desarrollo sustentable del sector energético nacional.

Una de las principales características que distingue a la LTE es el planteamiento de objetivos que sean considerados con una visión a largo plazo, con la intención de otorgar una mayor garantía en la ejecución y oportunidad de desarrollo. Es así como esta se fija como meta, una participación a lo que consideran como energías limpias en la generación de energía eléctrica equivalente al 25% para 2018, del 30% en 2021 y del 35% para 2024.⁵⁹

Dentro de las consideraciones para el cumplimiento de estos objetivos la LTE incorpora como instrumentos de apoyo en materia de planeación de políticas públicas el Programa Especial de la Transición Energética 2017 - 2018 (PETE)⁶⁰ y el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014 - 2018 (PRONASE);⁶¹ siendo este último elaborado por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) y en donde considera dentro de su programa la conformación de acciones que permitan el mejoramiento en la gestión de la energía en las diferentes partes que componen al sector eléctrico.

Entre los objetivos específicos establecidos por estos programas se considera el fortalecimiento en materia de eficiencia energética para los diferentes sistemas que consuman energía en México, en donde se toma en consideración la idea de poder fomentar como una de las alternativas para el ahorro de la energía la conformación de una regulación en este ámbito. Y que puedan ser llevados a cabo en los diferentes niveles de gobierno (federal, estatal y municipal) con el apoyo de instituciones tanto públicas como privadas ligadas al sector [46].

⁵⁹ Secretaría de Energía. SENER., (2014). *Ley de la Industria Eléctrica (LIE)*. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://cdn.reformaenergetica.gob.mx/2-ley-de-la-industria-electrica.pdf>

⁶⁰ Publicado como *Programa Especial de la Transición Energética 2017 - 2018 (PETE)*. SENER. en el Diario Oficial de la Federación. (DOF) el 30 de mayo de 2017.

⁶¹ Publicado como *Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014 - 2018 (PRONASE)*. SENER. en el Diario Oficial de la Federación. (DOF) el 19 de diciembre de 2014.

Uno de los puntos que más que ve ligado al fundamento de este trabajo es el fomento que la LTE a través de programas como el PRONASE pretende alcanzar en materia de capacidades tecnologías para el aprovechamiento de recursos renovables de energía. En donde se considera que la integración en la disposición técnico - operativas que rodean el desarrollo potencial de una tecnología (como es el caso de los SFV) deben ser impulsadas de manera simultánea para la conformación de una estructura que consolide la adopción tecnológica a largo plazo [46].

Así mismo el considerar que la contribución para el desarrollo de este tipo de programas se realiza tomando en cuenta a la sociedad, que como sector final del servicio eléctrico conforman la mayor parte de los usuarios en México y con ello valorar los beneficios que aportaría la realización de proyectos como los que se pretenden en este grupo en particular, ayudaría a formar una cultura que favorezca la adopción de tecnologías que aprovechen recursos sustentables de energía con mayor permanencia.

Esta idea corresponde a uno de los argumentos que se sostienen con la realización del análisis de este trabajo, donde una perspectiva que considere como punto de partida el formar un vínculo para el desarrollo de la capacidad de energía con la que se tendrá que disponer para los usuarios del servicio de energía eléctrica, sin interponer los intereses ambientales y económicos del País, solo se podrá lograr considerando a la sociedad como agentes de cambio mediante su inclusión en la solución del problema.

3.3.2. Ley de la Industria Eléctrica (LIE)

La LIE se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 11 de agosto del 2014, en donde se describen las modificaciones operativas con la cuáles quedará conformado el sector eléctrico a partir de la Reforma. En ella se destaca como aspecto más relevante el planteamiento del *Nuevo Mercado Eléctrico*, que bajo un modelo basado en la competencia libre para actividades de generación y comercialización por parte de diferentes actores en el sector, entre los que se destaca la apertura para la participación del sector privado y las modificaciones en cuanto al manejo y administración por parte de CFE y PEMEX.

La conformación del *Nuevo Mercado Eléctrico* tiene la intención de proporcionar una mejora en el servicio para los usuarios a través de la integración de mayores agentes generadores de energía y con ello el fortalecimiento del SEN. Para ello, el Estado de forma estratégica plantea dentro del nuevo modelo la conservación de funciones sobre la transmisión y distribución final de la electricidad, así como la desvinculación de la CRE y CFE para su asignación en actividades regulatorias de todo el sector y al CENACE con el organismo encargado del control operativo del SEN y el MEM [47].

Las relevancia en el *Nuevo Mercado Eléctrico* que la LIE otorga al CENACE considera labores que van desde la asignación y despacho de las diferentes centrales eléctricas, el manejo de importación y exportación de energía, así como el control de la demanda de energía eléctrica requerida por parte del SEN. Una de las tareas más importantes que se le confieren bajo este nuevo modelo es el cálculo de precios de energía eléctrica y el manejo de las ofertas así como de la facturación y cobranza a los diferentes generadores que integraran el mercado.

Con la intención de poder dar un mayor fomento en la inversión de proyectos en los que se aprovechen recursos no necesariamente fósiles, es que la LIE incluye dentro de las especificaciones la creación de los CEL's, que como se menciona anteriormente tienen la intención de conformar un instrumento que obligue a los generadores de energía eléctrica a alinearse a los objetivos nacionales en materia ambiental y contribuyan a la reducción de emisiones de GEI. El papel de los CEL en la LIE cobra relevancia en el sentido de poder ser una herramienta que permita la integración de tecnologías como lo son los SFV, para la generación de energía eléctrica con una visión que se encamina hacia la transición energética.

Los CEL de acuerdo a los artículos 121 y 122 de la LIE quedan bajo la responsabilidad de la SENER en cuanto a la conformación de las obligaciones por parte de los usuarios y la proporción de energía eléctrica que consuman. Así mismo, en el artículo 125 estipula la creación de un mercado exclusivo en donde los certificados serán comercializados con base a los excedentes/faltantes de energía que dichos usuarios requieran, por medio de la disposición de contratos de cobertura eléctrica a largo plazo que se los permita y que entregue de forma constante estabilidad en los precios de electricidad [47].

La descentralización de la CRE a través del artículo 126 de la LIE pretende otorgar facultades a este organismo sobre el establecimiento y regulación de los suministradores de energía para cada uno de usuarios (tanto calificados como de servicios básicos) con la asignación de labores de control sobre todo el sector eléctrico. A su vez entrega a la CRE la responsabilidad sobre la asignación de los CEL y la verificación en el cumplimiento de las obligaciones de generación de energía que en estos se estipula [47].

Finamente la intención de la reforma energética con la disposición de la LIE es poder asentar las bases con las cuáles se dará paso a la nueva estructura del sector eléctrico en México, en donde la oferta del *Nuevo Mercado Eléctrico* ubica a la CFE como un integrante más que competirá con los diferentes actores del sector bajo condiciones de igualdad aunque conservando las operaciones de transmisión y distribución como áreas estratégicas.

Todo esto con la intención de promover el desarrollo de la industria eléctrica y con ello garantizar la operación a futuro del SEN, con miras hacia la conformación de una matriz de generación más sustentable [47].

3.3.3. Ley de la Comisión Federal de Electricidad

La Ley de Comisión Federal de Electricidad se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 11 de agosto de 2014, en donde se estipula el cambio de esquema operativo por parte de la CFE de entidad paraestatal a empresa productiva del Estado, con la intención de generar un valor económico que genere utilidades bajo un nuevo esquema operativo por parte de la CFE. A partir de ello se realizaron modificaciones en la Ley Federal de las Entidades Paraestatales⁶² la cual definía el régimen fiscal con el cual se manejaba tanto la CFE como PEMEX.

Las implicaciones detrás de la transformación de la CFE a raíz de esta ley, son el cambio de visión en la estructura, operación y actividades que esta cumplía como empresa del servicio eléctrico en México; en donde esta tendrá que realizar modificaciones en cuanto a su organización y cumplimiento de funciones, ya que tendrá que incorporar una estructura corporativa que sea capaz de lidiar con el nuevo régimen de competencia al cual será sometida la empresa en el *Nuevo Mercado Eléctrico*. Aunado a esto se agregan las responsabilidades en cuanto al manejo que la CFE tendrá que hacer en materia de empresas subsidiarias y filiales, en donde tendrá que aprender a manejar cuestiones administrativas que implica su nueva estructura empresarial [36].

Sin embargo, el verdadero reto sea el hecho que incluso antes de que se llevarán a cabo los cambios que trae consigo la Reforma, la estructura con la cual se manejaba el mercado eléctrico ya mostraba una aportación por parte de los que se consideraban como Productores Independientes de Energía (PIE) cercana al 30% de la generación de energía eléctrica total del País; con lo cual la CFE tendrán que afrontar no solo la problemática ligada a sus nuevos manejos operativos, sino a demás marcar una diferencia que les permita competir frente al resto. Es así como el cambio que la CFE tendrá que enfrentar ante el resto de las empresas generadoras de energía en el *Nuevo Mercado Eléctrico*, considerando que contará con el consentimiento por parte del Estado, en una mayor medida al ser considerada la empresa de casa, esta deberá optar por la instauración de proyectos a largo plazo, en donde apostar por la implementación de tecnologías que aprovechen recursos renovables de energía sea la alternativa social y económica que marque la ruta a seguir del resto [36].

⁶² Publicado como *Ley Federal de Entidades Paraestatales*. SENER. en el Diario Oficial de la Federación. (DOF) el 18 de diciembre de 2015.

Con la Ley de Comisión Federal de Electricidad se crean nuevas atribuciones en cuanto al manejo por parte de la propiedades que pertenecen al Estado, en el caso de la centrales de generación la cuáles se encontraban en operación o en su defecto en proceso de construcción, estas serán consideradas a partir de la reforma energética bajo el concepto de Centrales Eléctricas Legadas;⁶³ mientras que las centrales que pertenezcan al los productores privados, es decir los Productores Independientes de Energía (PIE) se agruparan bajo el nombre de Centrales Externas Legadas⁶⁴ y serán consideradas como inversiones condicionadas dentro de la nueva estructura que conforma al sector. Los lineamientos en cuanto a permisos y contratos para este grupo los cuáles se encontraba previamente estipulados en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica,⁶⁵ quedan a partir de ahora definidos en los criterios de interconexión establecidos LIE.

Como se menciona anteriormente el manejo de las empresas subsidiarias y filiales de la CFE deberá ser el adecuado, ya que será a través de ellos que podrá hacerse camino en la implementación de nuevos proyectos.

Por último, dentro de las consideraciones que establece la Ley y de manera general la reforma energética es la valorización que se le pretende dar a la generación distribuida⁶⁶ en donde se tiene la intención de poder incorporar dentro del nuevo modelo que presenta el sector a través de la venta de energía generada en mercados particulares en donde pueda ser aprovechada [36].

⁶³ Se considera como Central Eléctrica Legada que con la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica, no incluyen permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de Autoabastecimiento, Cogeneración, Pequeña Producción, Producción Independiente o usos propios continuos, se considera como propiedad de los organismos, entidades o empresas del Estado y se encuentra en condiciones de operación; o cuya construcción y entrega se ha incluido en el Presupuesto de Egresos de la Federación en modalidad de inversión directa.

Publicado como *Criterios de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga*. SENER. en el Diario Oficial de la Federación. (DOF) el 2 de junio de 2015.

⁶⁴ Se considera como Central Externa Legada que con la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica, se incluyen a todas aquellas que cuentan con un permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de Productor Independiente; o cuya construcción y operación se ha incluido en el Presupuesto de Egresos de la Federación en modalidad de inversión condicionada.

Publicado como *Criterios de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga*. SENER. en el Diario Oficial de la Federación. (DOF) el 2 de junio de 2015.

⁶⁵ Abrogada y publicada en el Diario Oficial de la Federación. (DOF) el 11 de agosto de 2014.

⁶⁶ Se denomina como Generación Distribuida de energía eléctrica a todas a aquellas que se realiza por medio de un generador exento en los términos de esta Ley de la Industria Eléctrica, y que realiza una central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga.

Publicado como *Criterios de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga*. SENER. en el Diario Oficial de la Federación. (DOF) el 2 de junio de 2015.

3.4. Comercialización de la energía eléctrica

Tal como se menciona en la LIE, el mecanismo con el cual se manejaban las actividades de generación son modificadas en el ámbito de la comercialización de la energía eléctrica para el *Nuevo Mercado Eléctrico*. De acuerdo con la LIE se establecen diferentes figuras jurídicas, las cuáles de acuerdo a sus características de demanda de energía serán relacionadas a los diferentes actores responsables de la generación, que bajo este nuevo esquema del mercado eléctrico los usuarios finales pueden ser clasificados en dos grupos; calificados y de servicios básicos.

Los usuarios calificados son considerados todos aquellos que presenten una demanda de energía igual o superior a los 3 MW, estos usuarios tienen la opción de poder participar en MEM de forma directa o a través de un suministrador de servicios calificados (SSC);⁶⁷ es decir que podrán comprar bajo la nueva modalidad del mercado el cual determinará los precios de la electricidad en tiempo real (tarifas no reguladas) o mediante el establecimiento de contratos con generadores privados (SSC) a precios de compra - venta determinados.

Será la CRE la responsable del registro de los usuarios considerados en esta categoría, de la SENER la acreditación de los niveles de demanda así como del establecimiento de términos para la adición de nuevos centros de carga y finalmente del CENACE la conformación de los contratos de conexión [10].

Los usuarios de servicios básicos son todos aquellos los cuales no participan en el MEM y por tanto no rebasan la demanda pertinente para poder integrarse al grupo antes mencionado, así mismo se rigen bajo el establecimiento de tarifas reguladas y son atendidos en sus requerimientos de energía eléctrica por los suministradores de servicios básicos (SSB).⁶⁸

⁶⁷ Los Suministradores de Servicios Calificados (SSC) son proveedores de servicios de comercialización de energía eléctrica, que compra electricidad en el MEM con el fin de dar servicio eléctrico a los Usuarios Calificados con los que tenga un contrato de suministro y los cuales responden ante el CENACE. La actividad por parte de los SSC esta definida por zona de operación, número de usuarios finales, ventas esperadas así como el planteamiento de un plan de negocios.

Comisión Reguladora de Energía. CRE., (2013). *Nueva Regulación en Temas Eléctricos: FAQ*. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf>

⁶⁸ Los Suministradores de Servicios Básicos (SSB) son proveedores de servicios de comercialización de energía eléctrica, los cuales llevan el servicio eléctrico a todos los usuarios que no participan en el MEM y que realizan dicho abastecimiento bajo tarifas reguladas. Inicialmente solo la CFE es considerada como suministrador de este tipo.

Comisión Reguladora de Energía. CRE., (2013). *Nueva Regulación en Temas Eléctricos: FAQ*. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf>

Los SSB otorgan el servicio de energía eléctrica de acuerdo a la zona de operación de sus centros de carga, en donde tienen la obligación de brindar el abastecimiento eléctrico de ser requerido y la conformación de los contratos de cobertura eléctrica al igual que los SSC serán definidos por la CENACE [10].

Dentro de las consideraciones que establece la reforma energética en esta materia y con la finalidad de poder ofrecer garantías que permitan otorgar seguridad a los usuarios calificados en el abastecimiento de energía eléctrica, es que la LIE establece un conjunto de suministradores, considerados de último recurso, los cuales ocuparán el lugar que por determinada razón que se presente se vea limitado el abastecimiento proporcionado por parte de alguno de los SSC.

En lo que se refiere a la CFE como generador de energía, la LIE establece que toda actividad relacionada se deberá realizar a través de sus subsidiaras y filiales; es por ello que dentro de la estructura con la cual se manejará la nueva empresa productiva del Estado, se deberá visualizar los proyectos y nichos de oportunidad que le permitan consolidarse y competir a través de los diferentes entes asociados a ella.

Finalmente el establecimiento de las tarifas para la comercialización de la energía eléctrica el cual previo a la reforma energética se realizaba mediante un mecanismo en donde con la integración de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), Secretaría de Energía (SENER) y Secretaría de Economía (SE) eran fijadas y ajustadas mensualmente la tarifas eléctricas, considerando las necesidades económicas del sector y la relación entre el costo - consumo de los energéticos con los cuales se manejaba el servicio de generación;⁶⁹ también fue modificado y establecido en la LIE.

Se asigna la responsabilidad a la CRE del cálculo y ajuste de las tarifas (consideradas como reguladas) para los SSB, de transmisión y distribución de la energía eléctrica, así como de operación del CENACE para la concesión de derechos en ambos servicios. Sin embargo, la LIE deja la determinación final de dichas tarifas en manos del ejecutivo federal, en donde mediante un mecanismo diferente (al que emplea la CRE) permite que el cobro tarifario pueda favorecer a determinados grupos que integran a los SSB,⁷⁰ con la finalidad de equilibrar el precio que dichos suministradores pagarán.

La conformación tarifaria y el rol de participación de la CRE requerirá de un mejor manejo regulatorio para que su determinación se ajuste de manera adecuada, de tal forma que

⁶⁹ Abrogada y publicada en el Diario Oficial de la Federación. (DOF) el 11 de agosto de 2014.

⁷⁰ Secretaría de Energía. SENER., (2014). *Ley de la Industria Eléctrica (LIE)*. Art. 138 y 139. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://cdn.reformaenergetica.gob.mx/2-ley-de-la-industria-electrica.pdf>

permita relacionar los costos reales de la electricidad y la distribución de los subidos en las diferentes tarifas de manera proporcional y que motive a los usuarios finales a ser conscientes sobre el valor que implica el servicio de suministro eléctrico. Al final es el objetivo del *Nuevo Mercado Eléctrico* poder generar un ambiente competitivo que permita que las empresas se vean motivadas a invertir y mejorar la calidad de dicho servicio; esto solo se logrará si el establecimiento de las tarifas en la libre competencia logra ser el adecuado.

3.5. Tarifas eléctricas

La nueva estructura del sector eléctrico a raíz de la reforma, pretende que uno de los aspectos en los cuales se vean reflejados los resultados bajo este modelo, sea el precio de las tarifas eléctricas; en donde la presencia de subsidios (en mayor proporción en algunas de ellas) corresponde a una acción por parte del estado para hacer frente a la necesidad de compensar el costo real del servicio eléctrico y con ello dar continuidad en el suministro de energía a los usuarios. Sin embargo, esta función limita la capacidad económica con la cual pueda disponer el sector y provoca que el estado no pueda realizar un manejo de dichos recursos en la modernización de SEN.

En caso de México, el precio de las tarifas eléctricas ha sufrido modificaciones a lo largo del tiempo, sin embargo la justificación por ello a resultado ser más una medida política que de trascendencia económica y en donde dichos manejos solo han repercutido en grupos específicos más que de forma integral.

Uno de los ejemplos de dicho comportamiento precedente a la reforma, en cuanto a la disposición tarifaria y que se menciona en los antecedentes del sector eléctrico en este capítulo, es la oportunidad que se presentó para el modelo de autoabastecimiento, en donde las tarifas de venta bajo este esquema de generación en comparación con la CFE eran menores, lo cual se reflejó en un crecimiento aproximado del 42% en 10 años y que representó en 2014 el 6.5% de la generación de energía eléctrica total del País.⁷¹

El mecanismo que establece como se fijan los precios en las diferentes tarifas eléctricas (tanto generales como específicas) en México, fue inicialmente constituido como un ajuste mensual acumulativo⁷² con la intención que en el cobro de cada una de ellas se reflejarán las

⁷¹ Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Precio Medio de Energía Eléctrica por Sector*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

⁷² Publicado como *Ajuste y modificación de las Tarifas para suministro y venta de energía eléctrica*. SENER. en el Diario Oficial de la Federación. (DOF) el 30 de diciembre de 1997.

variaciones en los precios de los combustibles empleados así como de todos los cargos asociados en el proceso de generación de energía eléctrica.

No obstante, la proporción con la cual dicho ajuste se a realizado de acuerdo a la tendencia del sector en lo últimos años, a resultado más como una mediada de apoyo para algunos grupos, con la finalidad de aminorar el valor que realmente representa el suministro eléctrico y como un sustento para la rentabilidad de determinados usuarios en el País.

Uno de ellos de acuerdo a las ventas internas de energía eléctrica por parte de la CFE que en 2014 eran equivalentes al 58% del total (121,129.5 GWh) correspondían a la tarifa industrial,⁷³ la cual conforma uno de los sectores de mayor importancia para el desarrollo e inversión en México, y que de alguna forma se a intentado manejar a través de diferentes esquemas en su beneficio (Autoabastecimiento, PIE y Cogeneración) para que el impacto en la variación de los precios por el servicio de energía eléctrica no limite en mayor medida a este grupo.

Es así que con la conformación del un *Nuevo Mercado Eléctrico* y bajo la nueva estructura de manejo de todo el sector se pretende que el alcance en la disminución de las tarifas eléctricas, pueda incorporar al resto de los usuarios que lo componen y de forma particular al de mayor envergadura e impacto social de todos, el residencial que en 2015 representaban el 88.6% (35,076,603 usuarios) del total de los consumidores de energía eléctrica del País.⁷⁴

De esta forma, la asignación de las diferentes tarifas eléctricas (35 en total) queda definida en dos grupos principales (tarifas generales y tarifas específicas), en donde se clasifican de acuerdo a las características propias de cada usuario y a los niveles de consumo de energía eléctrica.

Es importante mencionar que dentro de esta descripción no se toman en cuenta a las tarifas de alta tensión (HS, HS-L, HT y HT-L), tarifas de respaldo (HM-R, HM-RF, HM-RM, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF y HT-RM) y tarifas de servicio interrumpible (I-15 e I-30)⁷⁵ debido a que se consideran marginales dentro de las particularidades de este trabajo.

⁷³ Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Ventas internas de Energía eléctrica por Tarifa*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

⁷⁴ Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Usuarios de Energía eléctrica por Sector Tarifario*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

⁷⁵ Comisión Federal de Electricidad. CFE., (2017). *Tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica (2016 - 2017)*. Tarifas. México. [ASPX] Recuperado a partir de http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas_negocio.asp

3.5.1. Tarifas generales

Dentro de esta categoría se consideran las tarifas cuya administración del servicio eléctrico abarca a los sectores comercial e industrial de gran y menor escala [8].

a) *Baja tensión*

Tarifa 2: Esta tarifa catalogada principalmente como comercial y de baja tensión se aplica a todos aquellos servicios con una demanda de hasta 25 kW. Cuenta con un cargo fijo mensual y adicionales por energía consumida en excedente.

Tarifa 3: Esta tarifa catalogada principalmente como comercial y de baja tensión se aplica a todos aquellos servicios con una demanda mayor a 25 kW. Cuenta con un cargo fijo mensual y adicionales por energía consumida en excedente.

b) *Media tensión*

Tarifa O-M: Esta tarifa catalogada como industrial de menor escala y de media tensión se aplica a todos aquellos servicios que requieran energía eléctrica con una demanda menor a 100 kW. Cuenta con un cargo fijo aplicados de acuerdo a la región por demanda máxima medida mensual y adicionales por energía consumida en excedente.

Tarifa H-M: Esta tarifa catalogada como industrial de menor escala y de media tensión se aplica a todos aquellos servicios que requieran energía eléctrica con una demanda mayor a 100 kW. Cuenta con cargos por demanda facturable, energía de punta, energía intermedia y energía de base aplicados de acuerdo a la región.

Tarifa H-MC: Esta tarifa catalogada como industrial de menor escala y de media tensión se aplica a todos aquellos servicios que requieran energía eléctrica con una demanda mayor a 100 kW ubicados en la regiones de Baja California y Noroeste. Cuenta con una vigencia mínima de un año y con cargos por demanda facturable, energía de punta, energía intermedia y energía de base.

3.5.2. Tarifas específicas

Dentro de esta categoría se consideran las tarifas cuya administración del servicio eléctrico abarca los sectores de servicios públicos, agrícolas, de suministro temporal y residencial respectivamente [8].

c) *Servicio público*

Tarifa 5: Esta tarifa destinada a servicios públicos y que considera baja y media tensión se aplica a funciones de suministro de energía eléctrica para semáforos, alumbrado y alumbrado ornamental por temporadas, de calles, plazas, parques y jardines públicos, sólo en la zonas catalogadas como conurbadas (Ciudad de México, Monterrey y Guadalajara). Cuenta con un cargo fijo mensual así como uno variable para cada tensión de consumo.

Tarifa 5-A: Esta tarifa destinada a servicios públicos y que considera baja y media tensión se aplica a funciones de suministro de energía eléctrica para semáforos, alumbrado y alumbrado ornamental por temporadas, de calles, plazas, parques y jardines públicos, para el resto de las zonas no catalogadas como conurbadas. Cuenta con un cargo fijo mensual así como uno variable para cada tensión de consumo.

Tarifa 6: Esta tarifa destinada a servicios públicos se aplica a funciones de suministro de energía eléctrica para bombeo de aguas potables y negras, sin considerar distinciones por región en el cobro. Cuenta con un cargo fijo mensual y adicionales por energía consumida.

d) *Temporal*

Tarifa 7: Esta tarifa catalogada de suministro temporal es aplicada a todos los servicios que destinen la energía eléctrica exclusivamente donde y cuando la capacidad de las instalaciones lo permitan y esta cuenta con líneas de distribución aptas. Tiene consideraciones horarias para su suministro, una vigencia mínima de 30 días y cuenta con cargos mensuales variables y adicionales por energía consumida.

e) *Agrícola*

Tarifa 9: Esta tarifa catalogada como agrícola y de baja tensión se aplica a todos aquellos servicios de suministro de energía eléctrica para bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo y alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo. Cuenta con cargos mensuales variables para cada 5,000 kWh, 10,000 kWh y 20,000 kWh y adicionales por energía consumida.

Tarifa 9M: Esta tarifa catalogada como agrícola y de media tensión se aplica a todos aquellos servicios de suministro de energía eléctrica para bombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo y alumbrado del local donde se encuentre instalado el

equipo de bombeo. Cuenta con cargos mensuales variables para cada 5,000 kWh, 10,000 kWh y 20,000 kWh y adicionales por energía consumida.

Tarifa 9-CU: Esta tarifa catalogada como agrícola para baja y media tensión se aplica a todos aquellos servicios de suministro de energía eléctrica para bombeo y rebombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo y alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo. Cuenta con cargos mensuales variables por consumo y adicionales por energía consumida en excedente facturados de acuerdo al tipo de tensión.

Tarifa 9-N: Esta tarifa catalogada como agrícola para baja y media tensión se aplica a todos aquellos servicios de suministro de energía eléctrica para bombeo y rebombeo de agua utilizada en el riego de tierras dedicadas al cultivo y alumbrado del local donde se encuentre instalado el equipo de bombeo. Cuenta con cargos anuales variables por consumo en período nocturno y diurno así como por energía consumida en excedente facturados de acuerdo al tipo de tensión.

f) *Residencial*

Tarifa 1: Esta tarifa catalogada como residencial y de baja tensión considera todas aquellas cargas conectadas individualmente para suministro eléctrico en residencias, apartamentos, condominios y viviendas con un consumo de < 250 kWh/mes. Cuenta con cargos variables por consumo en tres niveles (básico, intermedio y excedente) y uno fijo equivalente a 25 kWh/mes.

Tarifa 1A: Esta tarifa catalogada como residencial y de baja tensión considera todas aquellas cargas conectadas individualmente para suministro eléctrico en residencias, apartamentos, condominios y viviendas con un consumo de 300 kWh/mes y cuya temperatura media mensual en Verano⁷⁶ como mínimo sea de 25 ° C. Cuenta con cargos variables por consumo en tres niveles (básico, intermedio y excedente) y uno fijo equivalente a 25 kWh/mes.

⁷⁶ Se considera como Verano al período que se comprende durante 6 meses consecutivos y las temperaturas que se registran son las más cálidas del año para esa región. Este período será definido por el suministrador bajo los lineamientos que estipula la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y con base en la observaciones termométricas que expida la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

Comisión Federal de Electricidad. CFE., (2017). *Tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica (2016 - 2017)*. Tarifas. México. [ASPX] Recuperado a partir de http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas_casa.asp?Tarifa=DACTARIA&anio=2017

Tarifa 1B: Esta tarifa catalogada como residencial y de baja tensión considera todas aquellas cargas conectadas individualmente para suministro eléctrico en residencias, apartamentos, condominios y viviendas con un consumo de 400 kWh/mes y cuya temperatura media mensual en Verano como mínimo sea de 28 ° C. Cuenta con cargos variables por consumo en tres niveles (básico, intermedio y excedente) y uno fijo equivalente a 25 kWh/mes.

Tarifa 1C: Esta tarifa catalogada como residencial y de baja tensión considera todas aquellas cargas conectadas individualmente para suministro eléctrico en residencias, apartamentos, condominios y viviendas con un consumo de 850 kWh/mes y cuya temperatura media mensual en Verano como mínimo sea de 30 ° C. Cuenta con cargos variables por consumo en tres niveles (básico, intermedio y excedente) y uno fijo equivalente a 25 kWh/mes.

Tarifa 1D: Esta tarifa catalogada como residencial y de baja tensión considera todas aquellas cargas conectadas individualmente para suministro eléctrico en residencias, apartamentos, condominios y viviendas con un consumo de 1,000 kWh/mes y cuya temperatura media mensual en Verano como mínimo sea de 31 ° C. Cuenta con cargos variables por consumo en tres niveles (básico, intermedio y excedente) y uno fijo equivalente a 25 kWh/mes.

Tarifa 1E: Esta tarifa catalogada como residencial y de baja tensión considera todas aquellas cargas conectadas individualmente para suministro eléctrico en residencias, apartamentos, condominios y viviendas con un consumo de 2,000 kWh/mes y cuya temperatura media mensual en Verano como mínimo sea de 32 ° C. Cuenta con cargos variables por consumo en tres niveles (básico, intermedio y excedente) y uno fijo equivalente a 25 kWh/mes.

Tarifa 1F: Esta tarifa catalogada como residencial y de baja tensión considera todas aquellas cargas conectadas individualmente para suministro eléctrico en residencias, apartamentos, condominios y viviendas con un consumo de 2,500 kWh/mes y cuya temperatura media mensual en Verano como mínimo sea de 33 ° C. Cuenta con cargos variables por consumo en tres niveles (básico, intermedio y excedente) y uno fijo equivalente a 25 kWh/mes.

3.5.3. Tarifa DAC (Doméstica de Alto Consumo)

Dentro de las tarifas eléctricas catalogadas como residenciales, se clasifica una en específico que debido a las características de consumo de energía de los usuarios, el estado tuvo la necesidad de reagrupar bajo la conformación de una nueva tarifa; la tarifa DAC.⁷⁷

Entre los argumentos para su creación se manejaba el hecho que las tarifas residenciales, la cuales cuentan con un subsidio por parte del estado beneficiaban en gran medida a los usuarios cuyo consumo de energía eléctrica era mayor y en comparación con los recursos los cuales eran retribuidos a la empresa que suministraba el servicio (en este caso la CFE) no eran lo suficientemente retroactivos como para poder continuar dando el abastecimiento eléctrico ante el incremento en la demanda y los altos niveles de consumo que se presentaban estos usuarios.

Fue así como se realizó una modificación mediante ajustes y estructura de las tarifas en el sector residencial, en donde se daba preferencia en cuanto al beneficio por parte del subsidio tarifario a los consumidores de energía considerados de bajos ingresos, que conformaban cerca del 75% del total de los usuarios. Se aplicó una reducción parcial del subsidio al siguiente 20%, considerando como parámetro sus hábitos de consumo e ingresos y finalmente se dio pie a relegar de dicho beneficio en la tarifa al 5% restante, los cuales fueron reagrupados en la nueva tarifa que se creaba.

Con ello se tuvo la intención de poder realizar acciones en un doble sentido, por su parte el estado a través de la CFE como empresa encargada del servicio eléctrico poder obtener mayores recursos que le permitieran mejorar la suficiencia y calidad en el abastecimiento de la energía eléctrica y por otro lado beneficiar en mayor medida a los usuarios que realmente se veían limitados en cuanto a la disponibilidad de recursos económicos para el pago por el servicio.

De esta forma la tarifa DAC fue definida dentro de la estructura tarifaria que posee la CFE, la cual al igual que el resto de sus similares del sector residencial, se maneja bajo factores específicos de acuerdo a la localidad para su cobro.

Esta tarifa catalogada como (DAC) considera todas aquellas cargas conectadas individualmente para suministro eléctrico en residencias, apartamentos, condominios y viviendas que excedan los límites de consumo mensual promedio establecidos en las diferentes tarifas residenciales.

⁷⁷ Publicado como *Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y reduce el subsidio a las tarifas domésticas*. SENER. en el Diario Oficial de la Federación. (DOF) el 7 de febrero de 2002.

La incorporación a la tarifa DAC será de manera automática cuando el usuario registre durante 6 meses consecutivos un consumo por encima de dicho límite definido. (véase Tabla. 3.5)

Tabla. 3.5. Límites de consumo por tipo de tarifa.
(Elab. propia con datos CFE, 2017)

Tarifa	Límite de Consumo
1	250 kWh/mes
1A	300 kWh/mes
1B	400 kWh/mes
1C	850 kWh/mes
1D	1000 kWh/mes
1E	2000 kWh/mes
1F	2500 kWh/mes

La tarifa presenta un cargo mensual variable, más el equivalente a 25 kWh/mes y adicionales por consumo de energía considerando la región. Al ser una tarifa de carácter residencial también se toman en cuenta los términos definidos en el período de Verano; así como en la forma con la cual un usuario se incorpora a la tarifa DAC una vez que este registre un consumo mensual promedio por debajo del límite determinado, durante el mismo período (6 meses) este volverá a reclasificarse a su tarifa residencial correspondiente. De ser conveniente el usuario tendrá la opción de solicitar aplicar a una tarifa de media tensión en dado caso que cuente con las instalaciones pertinentes (subestación eléctrica propia) y se encuentre en dispuesto a cumplir con los ordenamientos aplicables para este tipo de suministro de energía eléctrica.

En el siguiente capítulo se retoma como parte principal del presente trabajo el análisis correspondiente a esta tarifa eléctrica, en donde se consideran las implicaciones asociadas que se describen anteriormente para su cobro, tomando en cuenta el modelo empleado por la CFE para su establecimiento.

Estimando las condiciones características de las diferentes regiones que conforman al País, en cuanto a la demanda de energía eléctrica y el precio para la tarifa DAC es como se pretende determinar si la oferta de SFV considerando su tendencia en los últimos años, es una alternativa posible para compensar los costos asociados al consumo de energía de los usuarios involucrados en dicha tarifa eléctrica.

Capítulo 4. Planteamiento metodológico y análisis económico

“Los mercados varían con respecto al período de tiempo que se les permite a las fuerzas de la demanda y oferta ponerse en equilibrio entre sí [...] Y este elemento del tiempo requiere una atención cuidadosa. Porque la naturaleza del equilibrio definirá el plazo sobre el cual un mercado aumente.”

Principios de Economía (Alfred Marshall, 1890)

4.1. Metodología y establecimiento de premisas

Con la finalidad de cumplir con los objetivos planteados en el presente trabajo para el desarrollo del análisis, es que se establecen los diferentes fundamentos iniciales para la conformación del planteamiento metodológico basado en la teoría económica. En donde se consideran un conjunto de premisas iniciales que de acuerdo a (Stonier, 1981) permiten caracterizar los términos para el análisis bajo una perspectiva económica general, que toma en cuenta el ámbito que complementa y contextualiza el objeto de estudio como un agente individual en la institución económica en donde se desenvuelve.

Una de ellas es la *Racionalidad económica* cuya premisa fundamenta que el consumidor de cualquier bien/servicio (en el caso de este análisis se considera como servicio el de abastecimiento de energía eléctrica a nivel residencial) el cliente busca la máxima satisfacción en el gasto de su dinero. Y en contraparte los empresarios/productores intentarán obtener el máximo beneficio en la venta al momento de ofertar su producto o brindar un servicio.

También se consideran las *Propiedades del mercado* en donde se precisan las características de la institución económica, que definen la relación entre los consumidores (demanda) y los vendedores (oferta) de un bien/servicio determinado, con la finalidad de poder establecer un precio con relativo equilibrio que permita el crecimiento del mercado.

Finalmente se considera la asociación de *Distribución de bienes y servicios* cuya premisa establece como una de las características fundamentales para la conformación de los sistemas económicos la necesidad de estos y el modo en el cual se comercializan. Razón por la cual la distribución de alguno u otro modo no puede ser justificada de forma uniforme (que como se observar anteriormente se hace evidente mediante el cobro diferenciado para cada una de las tarifas eléctricas, que en el caso residencial de forma particular se ajustan a las características de cada región) permitiendo que dicha distribución pueda llevarse a cabo de forma competente.

En consideración de dichas premisas establecidas dentro de los lineamientos que rigen a un análisis de estas características, es que se procede a la conformación del planteamiento metodológico del trabajo, en donde se consideran el empleo de tres factores económicos para dicho estudio. Inicialmente se valora el comportamiento en relación de la demanda y el precio por el consumo de energía eléctrica para el caso de la tarifa DAC, en las diferentes regiones que integran al País, empleado como base de datos los valores generados de manera mensual por parte de CFE para esta tarifa domesticas de alto consumo publicados a través de su página electrónica.

La finalidad es caracterizar el comportamiento de los usuarios en cuanto al consumo de energía y la variación en el precio de esta tarifa eléctrica a lo largo de un período de tiempo semejante, mediante la conformación de *Curvas de Demanda*. La interpretación de dicho comportamiento nos permitirá identificar a través de la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) la capacidad de respuesta para cada región, de dicha relación entre el precio y el consumo de electricidad (\$/kWh) asociado a la tarifa.

Tomando como antecedente los planteamientos de integración de nuevas tecnologías para la generación de energía en el esquema formulado para el *Nuevo Mercado Eléctrico* a nivel nacional, es que se fundamenta como alternativa de solución ante la problemática que afrontan los usuarios catalogados por sus prácticas de consumo para tarifa DAC, la integración de SFV como medida alternativa para compensar sus necesidades energéticas. Para ello se considera para su análisis el comportamiento de la *Curva de Oferta* que presenta la tendencia en cuanto a la capacidad de generación de electricidad a través de dichos sistemas de energía solar y con ello poder deducir a través de la *Elasticidad de la Oferta* (E_O) su comportamiento para este bien (considerando de forma conjunta todos los elementos que componen a un SFV interconectado a la red, mencionados en el Capítulo 3) como oferta tecnológica y sus cambios en el precio (por kWh de generación) durante un período de tiempo idéntico al de su contrapunto de demanda.

Por último, se pretende por medio del la comparación entre las *Curvas de Demanda* para la tarifa DAC en cada región y oferta asociada al mercado en cuanto a disponibilidad del generación de energía a través de SFV en el País, identificar la coincidencia para el precio ideal respecto a la cantidad ofertada de dicha tecnología y la demanda de energía presente para esta tarifa eléctrica con la ayuda del factor económico asociado al *Punto de Equilibrio* (Pt_E).

Dicho cotejo permitirá reconocer la viabilidad para la incorporación de este tipo de sistemas de energía renovable para cada una de las localidades que componen al País y las cuales cuentan con características de consumo de energía y precio en la tarifa eléctrica distintas.

Con el argumento de justificar dicha metodología de análisis desde un punto de vista que va más allá de la conformación técnica, mayormente asociada a la disponibilidad del recurso para la implementación de este tipo de sistemas de generación de energía, con la intención de obtener un rendimiento superior de la tecnología y con ello un retorno de inversión más corto. Esto limita no solo el campo de aplicación, sino que no es considerada la idea de las retribuciones a largo plazo que podría traer su inversión, tomando en cuenta la tendencia en el aumento tarifario y que al ser un servicio de primera necesidad (no importando su precio) será costado por parte de los usuarios.

Es así como de acuerdo al planteamiento realizado durante la investigación documental del trabajo, en donde de acuerdo con el estudio realizado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)⁷⁸ el cual identificó como principal área de potencial para el desarrollo en la implementación de SFV al sector residencial, el presente análisis tiene como intención poder corroborar dichas conclusiones, limitando el estudio para una sola tarifa eléctrica debido a las consideraciones planteadas dentro del alcance.

4.1.1. Parámetros de análisis

Como se menciona anteriormente en el planteamiento metodológico el cual se llevará a cabo durante el trabajo, se define que el análisis consistirá en la aplicación de tres factores económicos los cuales serán empleados en las diferentes fases del estudio; cuya descripción en cuanto a su fundamento para cada uno de ellos se menciona a continuación.

4.1.1.1. Elasticidad de la Demanda (E_D)

Se llama *Elasticidad de la Demanda* (E_D) al factor económico que permite medir la capacidad de respuesta de un determinado bien o servicio ante un cambio en su precio, es decir la sensibilidad de la cantidad demandada para dicho producto (C_D) ya sea en mayor/menor medida cuando este incrementa o disminuye su precio (P) en el mercado, expresado como una relación de cambio porcentual (véase Ec. 17) [58].

$$E_D = \frac{\Delta C_D / C_D}{\Delta P / P} = \frac{\% C_D}{\% P} \quad \text{Ec. (17)}$$

⁷⁸ Agencia Alemana de Cooperación Técnica. GTZ., (2015). *Nichos de Mercado para Sistemas Fotovoltaicos en Conexión a la Red Eléctrica en México*. [PDF]. Recuperado a partir de <http://www.gtz.de/en/dokumente/en-market-niches-for-gride-connected-photovoltaic-systems-mexico.pdf>

La expresión de este factor facilita su análisis mediante su representación gráfica a través del trazado de *Curvas de Demanda* y su interpretación es asociada a dos tipos de comportamiento (elástico/inelástico).

Se considera como inelástico, cuando E_D es mayor que -1, lo cual nos indica que la variación en el precio para dicho bien o servicio no muestra un efecto relativamente evidente o es muy inferior con relación a la cantidad que se demanda del mismo. Por otro lado se dice que es elástico, cuando el valor es menor que -1, lo que indica que los cambios en el precio si muestran un cambio aparente o relativamente significativo con relación a la cantidad demandada para dicho bien o servicio.

Existen diferentes condicionantes para la conformación de dicho comportamiento en la E_D , entre las cuales el análisis económico en conjunto permite considerar la capacidad de los usuarios, para poder asimilar y adaptar sus necesidades de consumo ante las eventualidades en la variación del comportamiento en el precio de los diferentes productos y servicios que requieren [59].

Uno de ellos es la *Disponibilidad de sustitutos*, en donde a mayor presencia en cuanto a la cantidad de bienes que puedan ser remplazados, el comportamiento de la E_D será mayormente elástico, ya que los usuarios podrán con facilidad cambiar de un bien a otro, si este puede ser adquirido a un precio menor. De lo contrario, la E_D se comportará de manera inelástica ya que al no existir bienes sustitutos cualquier variación que incremente el precio será compensada por los usuarios. Otro ejemplo es la *Necesidad de adquisición*, en donde entre más indispensable sea el bien o servicio menor será su elasticidad, ya que los usuarios no importando su precio intentarán adquirirlo.

Una condicionante más es el *Porcentaje de ingresos* el cual nos dice que las consideraciones que los usuarios muestran ante el precio de un determinado producto dependerá de forma sustancial en mayor o menor medida en el comportamiento de la E_D . Cuando los bienes o servicios conforman un porcentaje importante de los ingresos este será más elástico; de forma inversa cuando son ínfimas sus repercusiones en los ingresos este se mostrará inelástico.

Finalmente la *Estabilidad del bien* la cual consiste en la disposición por parte de los usuarios para adaptarse ante un cambio abrupto en el precio para un determinado bien o servicio, durante un cierto período de tiempo. Es decir, la capacidad de respuesta que se tiene ante el incremento en el precio la cual de presentarse en un corto plazo podrá ser asimilada en mayor medida, de mantenerse dicho comportamiento a la alza durante más tiempo estos comenzarán a establecer una afinidad por el uso de algún bien sustituto.

4.1.1.2. Elasticidad de la Oferta (E_O)

Se llama *Elasticidad de la Oferta* (E_O) al factor económico que permite medir la capacidad de respuesta de un determinado bien o servicio ante un cambio en su precio con relación a lo que es suministrado. Es decir, la sensibilidad mostrada en mayor o menor instancia de la cantidad ofertada (C_O) para un determinado producto cuando este incrementa o disminuye su precio (P) en el mercado y el cual es expresado mediante una relación de cambio porcentual (véase Ec. 18) [59].

$$E_O = \frac{\Delta C_O / C_O}{\Delta P / P} = \frac{\% C_O}{\% P} \quad \text{Ec. (18)}$$

La expresión de este factor facilita su análisis mediante su representación gráfica a través del trazado de Curvas de Oferta y su interpretación al igual que en el caso de la E_D es ligada a dos tipos de comportamiento.

En el primer caso, cuando su valor es menor que -1 el suministro del bien se puede describir como inelástico por lo tanto la cantidad ofertada no responde a un cambio en el precio (es relativamente fijo). Dichos bienes/servicios usualmente no presentan elementos de mano de obra asociadas para su generación y por lo tanto se limitan a periodos de crecimiento a corto plazo.

Cuando el valor es mayor a -1 el suministro se puede describirse como elástico, lo que indica que los cambios en el precio si muestran un cambio aparente que repercute en la cantidad ofertada. En este caso la cantidad de bienes o servicios suministrados puede a corto plazo ser diferente de la cantidad que se produce en un tiempo determinado, ya que los productores pueden acumular o agotar sus existencias y con ello manejar un margen de comportamiento para la E_O .

Existen diferentes condicionantes para la conformación de dicho comportamiento en la E_O , entre las cuales el análisis económico en conjunto permite considerar la capacidad de los usuarios, para poder asimilar y adaptar sus necesidades de consumo ante las eventualidades en la variación del comportamiento en el precio de los diferentes productos y servicios que se ofertan [59]. Una de ellas es la *Complejidad de producción* que se asocia a los procesos de manufactura en los cuales se involucran cuestiones de mano de obra, instalaciones de fabricación, herramientas especializadas y demás complementos de industria que permitan la producción del bien o servicio.

A menor complejidad para su elaboración el comportamiento de la E_O será más elástico; a mayor incorporación de elementos particulares dentro de la cadena de producción su comportamiento se tornará inelástico.

Otra condicionante es la *Capacidad de repuesta* la cual considera el factor tiempo asociado a la disposición por parte de los productores para un determinado bien o servicio ante un incremento en su capacidad de oferta. Este se comportará de forma más elástica a largo plazo ya que se pueden involucrar una mayor cantidad de factores de producción como mejoras tecnológicas, disponibilidad de materias primas o aumentos en la mano de obra, que a corto plazo en donde comúnmente este tipo de elementos no puede ser acelerados para poder dar una respuesta inmediata ante un aumento en la demanda.

También se toma en cuenta la *Disponibilidad de materias primas* como una de las consideraciones de mayor trascendencia en cuanto a facilidades para la producción de cualquier producto que sea demandado; a mayor disponibilidad de dichos recursos para su fabricación, será relativamente más grande la elasticidad para dicho bien o servicio.

Y por último la *Administración de excedentes* que toma en cuenta el comportamiento de la cantidad remanente por parte de la oferta y sus mejores posibilidades para poder enfrentar cualquier cambio de precio en el mercado. La presencia de una capacidad de excedentes para cualquier tipo de producción, les permitirá adaptarse de mejor manera ante eventualidades (ya sea reducción o incrementos) que se presenten con relación a la demanda. A mayor proporción en la capacidad de producción excedente, mayor será la velocidad de respuesta ante los cambios en los precios; cuanto más elástico sea el comportamiento de su precio mejor será el bien o servicio, permitiendo establecer un equilibrio en el suministro (oferta) y la conducta del mercado (demanda).

4.1.1.3. Punto de Equilibrio (Pt_E)

Se considera como *Punto de Equilibrio* (Pt_E) a la condición económica en donde las variables de oferta y demanda se encuentran proporcionadas de forma ecuánime, es decir que la relación entre ambas fuerzas económicas es proporcional. Esto sucede en medida que la cantidad demandada de un determinado bien o servicio y su contraparte ofertada sean equivalentes, con lo cual se hace presente el establecimiento de un precio de competencia que permite dicho equilibrio en el mercado [59].

Dicho valor se comportará de manera distinta a razón que la oferta o demanda se modifiquen ya sea incrementado o disminuyendo en alguna medida, permitiendo que el precio tenga una conducta de compensación.

La determinación del precio de equilibrio se obtiene por medio de la igualación de las ecuaciones que definen a la *Curva de Oferta* y *Demanda* con su respectivo precio asociado mediante la expresión (véase Ec. 19) [59].

$$\begin{aligned}
 C_O &= (x_1 + y_1 + \dots + n_1) \cdot (P) \\
 C_D &= (x_2 + y_2 \dots + n_2) \cdot (P) \\
 Pt_E &= C_O(P) = C_D(P)
 \end{aligned}
 \tag{Ec. (19)}$$

Al igual que los factores anteriormente mencionados existen pautas condicionantes que determinan en la práctica el establecimiento del Pt_E , una de ellas es la *Relación de excedentes* que postula cuando se hace presente un excedente en la cantidad ofertada ante la demanda, el precio tendrá una tendencia a disminuir. De forma inversa cuando se haga presente un excedente en la demanda frente a la disponibilidad de oferta, dicho precio se incrementará.

Así mismo la *Relación de precio* nos indica que un aumento en el valor para cualquier bien o servicio que se oferte, ya sea a corto o largo plazo tendrá una influencia que disminuirá la demanda e incrementará la oferta. En un mismo sentido cualquier baja en el precio provocará un aumento en su demanda y disminución en la oferta.

Finalmente la *Afinidad oferta - demanda* nos menciona que la coincidencia para el precio de un bien o servicio de forma indistinta, siempre tendrá un comportamiento en el cual su demanda igualará a la oferta.

Una de las finalidades para el establecimiento de un mercado competitivo es determinar su punto de equilibrio, ya que es importante determinar la cantidad de ventas que se requieren para abarcar un determinado mercado, así como el precio en el que los consumidores estarán dispuestos a comprar los productos que se ofertan. Siendo así el precio en el que ambas partes (tanto los consumidores como los productores) se encontrarán satisfechos con sus respectivas funciones.

Es así como la determinación del punto de equilibrio entre la oferta y la demanda permite conocer la conducta ideal a esperar, que comprenda la estrecha relación entre ambos factores económicos y su asociación en el comportamiento para determinados bienes y servicios [57].

4.2. Análisis de Elasticidad de la Demanda

Como se menciona anteriormente la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) permite observar la capacidad de respuesta mediante la relación del precio (P) reflejado mediante el precio medio facturado, en este caso del consumo de energía tomando en cuenta a la tarifa DAC como objeto particular de estudio y la cantidad demanda (C_D) representada por la demanda máxima anual para dicho bien/servicio eléctrico.

A continuación se presenta el desarrollo en ambos parámetros y los resultados mediante la conformación e interpretación de *Curvas de Demanda* correspondientes para cada región:

4.2.1. Precio medio facturado para tarifa DAC

La clasificación que emplea la CFE para la distinción en el cobro de la tarifa, considera una división del País en 6 regiones (Peninsular, Noroeste, Noreste, Central, Norte y Sur) la cual es representativa del SIN; a diferencia de la regionalización que utiliza la SENER (10 regiones) de las cuales 7 son las que se encuentran interconectadas ya que ambos toman en cuenta a Baja California y Baja California Sur (así como Mulegé en el caso de la SENER) como sitios independientes del Sistema Interconectado Nacional (SIN)⁷⁹ y que debido a las determinaciones planteadas en el alcance del trabajo al no ser catalogadas como incorporadas a la red, tampoco serán consideradas.

La diferencia entre metodologías solo se distingue por la división en 2 zonas de la región Sur (en Occidental y Oriental por parte de la SENER), sin embargo los estados y municipios que ambos agrupan son los mismos, por lo tanto no existe una disparidad significativa que no permita su integración y análisis en conjunto.

El comportamiento que ha presentado la tarifa DAC considerando dentro de los objetivos planteados en el trabajo, su análisis durante el período (2005 - 2015) como antecedente representativo de su tendencia, muestra (véase Fig. 4.1) una variación ascendente del precio medio facturado, el cual maneja un valor de 3.023 \$/kWh promedio por consumo de energía para el SIN durante ese ciclo.

Así mismo nos muestra una disminución notable en 2009 que puede ser asociada a la implementación de políticas públicas como el Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables, así como de los primeros resultados de proyectos de generación de energía eléctrica que aprovecharán este tipo de recursos tales como el PERGE (2006) y

⁷⁹ Secretaría de Energía. SENER., (2015). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015 - 2029 (PRODESEN)*. México. [PDF] Recuperado a partir de http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2015/PRODESEN_2015-2029.pdf

el Fondo Verde (2007) que permitieron diversificar la matriz energética y reducir el margen de los costos asociados a la generación de electricidad en el País.

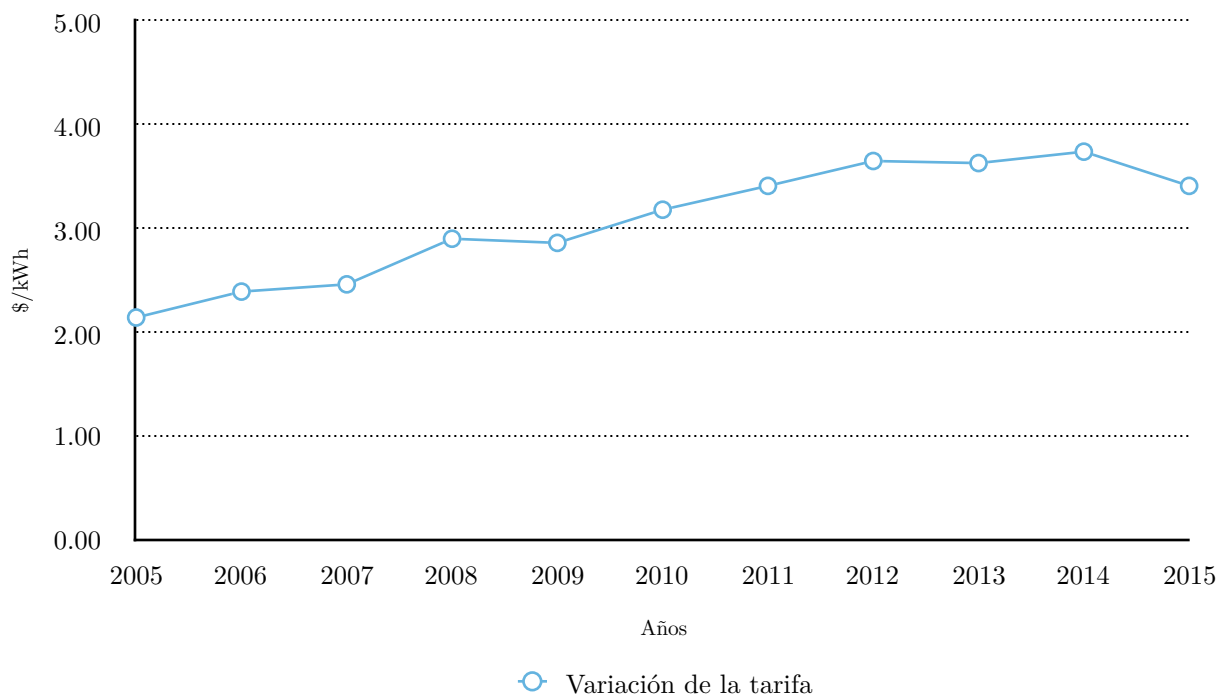


Figura 4.1. Gráfica del Precio Medio Facturado para tarifa DAC del SIN. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos SIE, 2017)

A pesar de ello la conducta en general de la tarifa puede ser justificada dado el incremento normal de la demanda de energía durante ese tiempo y su relación con la cantidad de usuarios que fueron incorporados a la tarifa a partir del 2002. Sin embargo, dado que los hábitos y necesidades de consumo de electricidad no son iguales en todo el País, los cuales son reflejados en los diferentes límites definidos para cada tarifa residencial realizar un análisis para cada una de las regiones que considera la CFE para la disposición de la tarifa DAC, permite identificar escenarios más particulares.

De esta manera estudiar la situación que intervine en la conformación del precio de esta tarifa eléctrica, recordando que el establecimiento y desarrollo del sector eléctrico se encuentra relacionado con el comportamiento económico de todo el País, reconocer factores asociados como la generación de energía eléctrica, la capacidad de distribución y transmisión de cada región y la tendencia de los usuarios del servicio eléctrico son elementos que se pueden relacionar dentro del esquema de análisis regional como el que se presenta.

a) *Región Peninsular*

La región Peninsular se encuentra conformada por todos los municipios de los estados de Quintana Roo, Campeche y Yucatán; se considera como parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y por lo tanto se encuentra dentro de la Red Nacional de Transmisión (RNT)⁸⁰ en donde se ubican 5 puntos de transmisión de energía eléctrica de la red (41. Lema, 42. Mérida, 43. Cancún, 44. Chetumal y 45. Cozumel).

La capacidad de generación bruta de energía eléctrica de los estados que componen la región presentan una disminución notable durante el período de estudio; Yucatán (-5.9%), Quintana Roo (-55.1%) y el caso de Campeche con (-61.2%) ya que en 2005 registraba 2,439.8 GWh y paso a 947.4 GWh para 2015.⁸¹

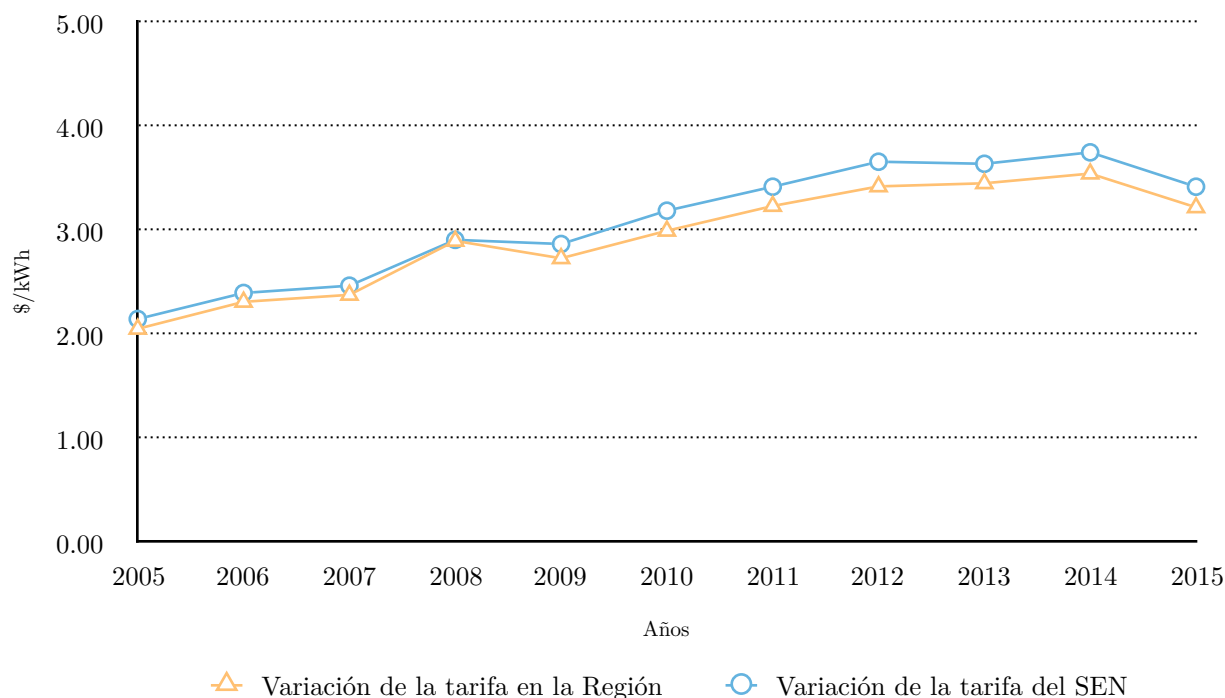


Figura 4.2. Gráfica del Precio Medio Facturado para tarifa DAC en Región Peninsular. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos SIE/CFE, 2017)

⁸⁰ La Red Nacional de Transmisión (RNT) se agrupa en 53 regiones de transmisión, de las cuales 45 están interconectadas entre sí por lo que conforman un total de 62 enlaces en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Secretaría de Energía. SENER., (2015). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015 - 2029 (PRODESEN)*. México. [PDF] Recuperado a partir de http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2015/PRODESEN_2015-2029.pdf

⁸¹ Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Generación bruta de energía eléctrica por entidad federativa*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

La tendencia de los usuarios de servicio eléctrico durante el mismo lapso se incremento en todos los estados, 38.8% en Yucatán, 47.2% Campeche y el de mayor presencia Quintana Roo con un aumento del 77.0% de 336,907 en 2005 a 596,546 a 2015.⁸²

Considerando estos aspectos los cuales se encuentra involucrados en el comportamiento tarifario de la región, en lo que respecta a la tarifa DAC esta mostró una variación ascendente del precio medio facturado (véase Fig. 4.2) la cual alcanzó su mayor precio (3.581 \$/kWh) en Agosto 2014 y que manejo un cifra promedio durante el período (2005 - 2015) de 2.923 \$/kWh por consumo de energía, que en comparación con el valor registrado para todo el SIN se encuentra por debajo y que la ubica como la cuarta región del País con el mayor precio para esta tarifa.

b) Región Noroeste

La región Noroeste se encuentra conformada por todos los municipios de los estados de Sinaloa y Sonora;⁸³ ambas localidades se considera como parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y por lo tanto integradas en la Red Nacional de Transmisión (RNT), en donde se ubican 6 puntos de transmisión de energía eléctrica de la red (1.Hermosillo, 2. Cananea, 3. Obregón, 4. Los Mochis, 5. Culiacán y 6 Juárez).

Sólo Sonora presenta un aumento de la capacidad de generación bruta de energía eléctrica con un 23.3%, ya que paso de 8,618.1 GWh en 2005 a 10,625.2 GWh para 2015; caso contrario al estado de Sinaloa el cual redujo su generación en un -32.45% durante el mismo período de tiempo.⁸⁴ En lo que respecta a la cantidad de usuarios del servicio eléctrico, el incremento en ambos estados que integran la región con relación al 2005 fue similar, en un (30.4%) y (30.7%) para Sinaloa y Sonora respectivamente.⁸⁵

Si se considera estos aspectos como parte del comportamiento tarifario de la región, en lo que respecta a la tarifa DAC la cual mostró una tendencia creciente del precio medio facturado (véase Fig. 4.3) la cual alcanzó su mayor precio en el año 2014 con un valor de 3.614 \$/kWh por consumo de energía.

⁸² Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Usuarios de Energía eléctrica por entidad federativa*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

⁸³ A excepción de San Luis Río Colorado, Son. ya que se considera dentro de la región de Baja California.

⁸⁴ Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Generación bruta de energía eléctrica por entidad federativa*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

⁸⁵ Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Usuarios de Energía eléctrica por entidad federativa*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

Durante el período (2005 - 2015) manejo un cifra promedio de 2.957 \$/kWh que en comparación con los precios presentados del resto de las zonas de estudio, ubica a esta región como la segunda más alta para esta tarifa eléctrica.

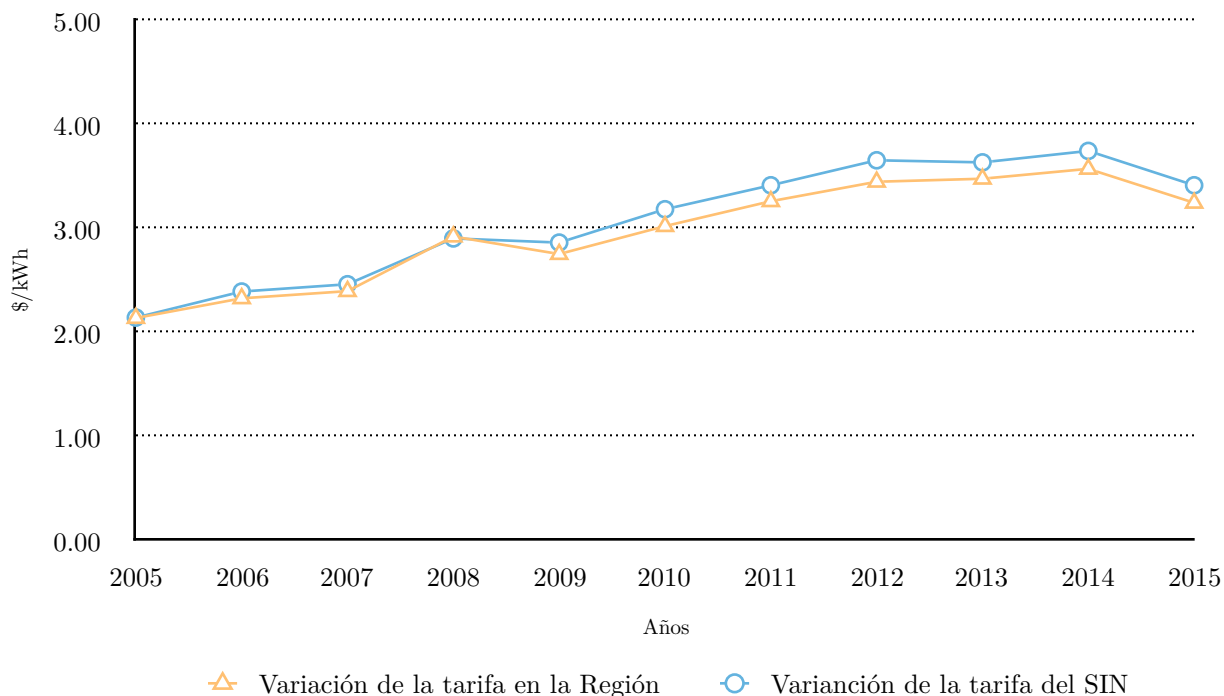


Figura 4.3. Gráfica del Precio Medio Facturado para tarifa DAC en Región Noroeste. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos SIE/CFE, 2017)

c) *Región Noreste*

Esta región considera dentro de la su jurisdicción a los estados de Nuevo León y Tamaulipas, San Luis Potosí. Así como algunas localidades del estado de Zacatecas, Coahuila y Veracruz.⁸⁶ La región forma parte de SIN y en ella se encuentra 9 puntos de transmisión de energía eléctrica (13. Nuevo Laredo, 14. Reynosa, 15 Matamoros, 16. Monterrey, 18. Valles, 19. Huasteca, 20. Tamazunchale, 21. Güémez y 25. San Luis Potosí.) de la Red Nacional de Transmisión (RNT). Es considerada como una de las zonas de mayor demanda de energía eléctrica del País (18.9%)⁸⁷ debido al desarrollo comercial y de servicios

⁸⁶ Se consideran para Zacatecas los municipios de Concepción del Oro y El Salvador; para Veracruz Pánuco, Pueblo Viejo, Tampico Alto, Ozuluama de Mazcareñas, El Higo y Huayacocotla. Y para Coahuila los municipios de Torreón, San Pedro de Las Colinas, Matamoros, Viesca, Parras de La Fuente, Francisco I. Madero, Ocampo y Sierra Mojada.

⁸⁷ Sin considerar la Demanda Máxima de las zonas aisladas de Baja California, Baja California Sur y Mulegé.

Secretaría de Energía. SENER., (2015). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015 - 2029 (PRODESEN)*. México. [PDF] Recuperado a partir de http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2015/PRODESEN_2015-2029.pdf

que integran la industria en la zona. La cual se ve reflejada con el crecimiento durante el período 2005 - 2015 de la cantidad de usuarios del servicio eléctrico; en el caso de Nuevo León del 41.8%, San Luis Potosí con 30.8% y Tamaulipas en un 20.9%.⁸⁸

La capacidad de generación bruta de energía eléctrica de los estados de esta región presentan un considerable incremento tomando como referencial el período anterior, en donde el estado de Tamaulipas se distingue del resto con un aumento del 74.7% pasando de 19,781.6 GWh en 2005 a 34,553.2 GWh que lo ubicó como el principal estado de república en 2015 en este rubro. En el caso de Nuevo León y San Luis Potosí alcanzaron valores de incremento del 40.8% y 21.1% respectivamente.⁸⁹

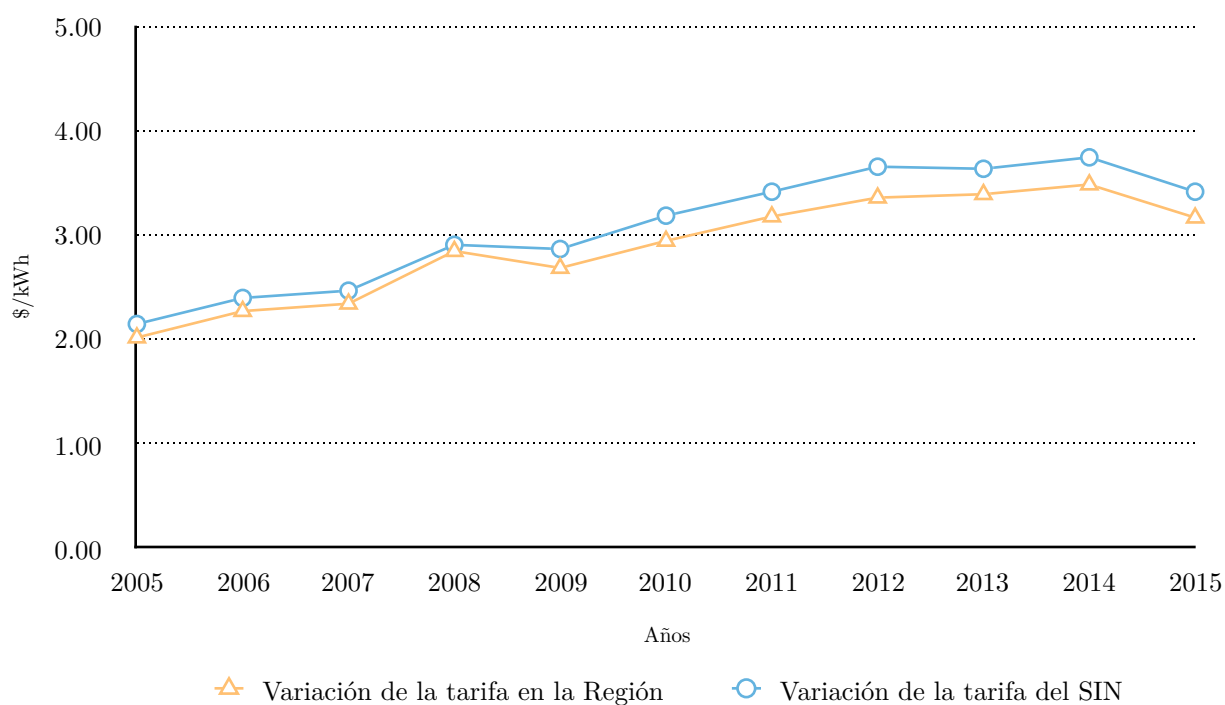


Figura 4.4. Gráfica del Precio Medio Facturado para tarifa DAC en Región Noreste. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos SIE/CFE, 2017)

⁸⁸ Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Usuarios de Energía eléctrica por entidad federativa*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

⁸⁹ Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Generación bruta de energía eléctrica por entidad federativa*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

Es importante mencionar que México cuenta con 11 interconexiones de energía eléctrica con EE.UU., de las cuales 5 se ubican en esta región. Dentro de las catalogadas como interconexiones permanentes (en las cuales se permite la exportación e importación de energía eléctrica) se encuentran Nuevo Laredo-Laredo (100 MW), Cumbres F.-Planta Frontera (150 MW) y Cumbres F.-Railroad (150 MW); la dos restantes Matamoros-Brownsville (25 MW) y Matamoros-Military (80 MW) se consideran como interconexiones de emergencia.

Considerando estos aspectos involucrados como pauta para el establecimiento tarifario de la zona, en lo que respecta al comportamiento para la tarifa DAC durante el período de estudio (véase Fig. 4.4), alcanzó su cifra más alta en Febrero 2014 (3.522 \$/kWh) presentó un promedio del precio medio facturado de 2.874 \$/kWh, que en comparación con el valor obtenido para todo el SIN (de 3.023 \$/kWh) ubica a esta región como la de menor precio para esta tarifa de todo el País.

d) *Región Central*

Esta región considera dentro de su jurisdicción todos los municipios de la Ciudad de México y la gran parte del Estado de México bajo algunas excepciones.⁹⁰ Como una parte importante del Sistema Interconectado Nacional (SIN) debido a la gran concentración de población en la zona, es que se encuentra el principal punto de transmisión de energía eléctrica de la Red Nacional de Transmisión (RNT), el 31. Central.

Se considerada como la segunda región con mayor demanda de energía eléctrica del País con (19.8%),⁹¹ debido al crecimiento demográfico de la zona metropolitana de la Ciudad de México, el cual ha sido notorio en cuanto al aumento en el número de usuarios del servicio eléctrico, que durante el período 2005 - 2015 presentó una tasa del 10.8% para la Ciudad de México y del 61.5% en el Estado de México.⁹²

⁹⁰ Para el Estado de México se consideran a los municipios de Tultepec, Tuititán, Ixtapaluca, Chalco de Díaz Covarrubias, Huixquilucan de Degollado, San Mateo Atenco, Toluca, Tepetzotlán, Cuautitlán, Coacalco, Cuautitlán Izcalli, Atizapan de Zaragoza, Tlanepantla, Naucalpan de Juárez, Ecatepec, Chimalhuacán, San Vicente Chicoloapan, Texcoco, Ciudad Nezahualcóyotl y Los Reyes la Paz; así como el municipio de Cuernavaca, Mor.

⁹¹ Sin considerar la Demanda Máxima de las zonas aisladas de Baja California, Baja California Sur y Mulegé.

Secretaría de Energía. SENER., (2015). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015 - 2029 (PRODESEN)*. México. [PDF] Recuperado a partir de http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2015/PRODESEN_2015-2029.pdf

⁹² Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Usuarios de Energía eléctrica por entidad federativa*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

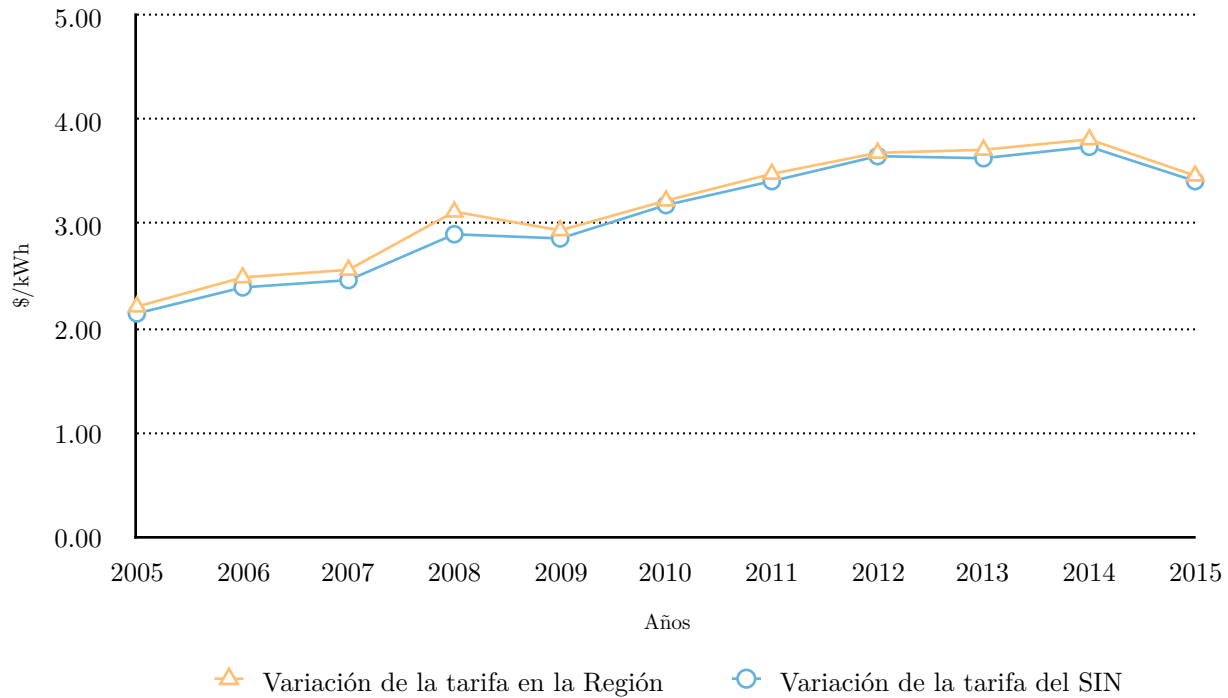


Figura 4.5. Gráfica del Precio Medio Facturado para tarifa DAC en Región Central. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos SIE/CFE, 2017)

Aunque esta región no se distingue por su generación de energía eléctrica, más bien por sus altos niveles de consumo como se menciona anteriormente; la capacidad conjunta total de la región tomando como referencial el período anterior se incrementó en un 45.5%, ya que en el año 2005 generaba cerca de 5,646.8 GWh que para 2015 se convirtieron en cerca de 10,366.6 GWh, donde el Estado de México integra el mayor porcentaje de esta cifra.⁹³

Si se toman en cuenta estos aspectos como parte del comportamiento tarifario para la comercialización de energía eléctrica en esta región, considerando la variación en la tendencia del valor de la tarifa DAC durante el período 2005 - 2015 (véase Fig. 4.5) se puede identificar que con relación al precio medio facturado para el SIN de 3.023 \$/kWh y el resto de las zonas que conforma al País, registra el precio más alto para esta tarifa eléctrica con un valor promedio de 3.152 \$/kWh, la cual llegó a alcanzar su registro más alto en Agosto del 2014 con 3.860 \$/kWh por consumo de energía.

⁹³ Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Generación bruta de energía eléctrica por entidad federativa*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

e) *Región Norte*

Esta región se encuentra conformada por todos los municipios de los estados de Chihuahua, Durango y gran parte Zacatecas y Coahuila.⁹⁴ Integran dentro de la RNT 8 puntos de transmisión (7. Juárez, 8. Moctezuma, 9. Chihuahua, 10. Durango, 11. Laguna, 12. Río Escondido, 17. Saltillo y 24. Aguascalientes). Así mismo cuenta con 4 interconexiones de energía eléctrica con EE.UU., de las cuales 3 se encuentran en la frontera con Chihuahua (Ribereña-Ascárate de 200 MW, ANAPRA-Diablo de 200 MW y Ojinaga-Presidio de 6 MW) son catalogadas como interconexiones de emergencia y la última Piedras Negras-Eagle Pass (36 MW) ubicada en el estado de Coahuila es de tipo permanente.⁹⁵

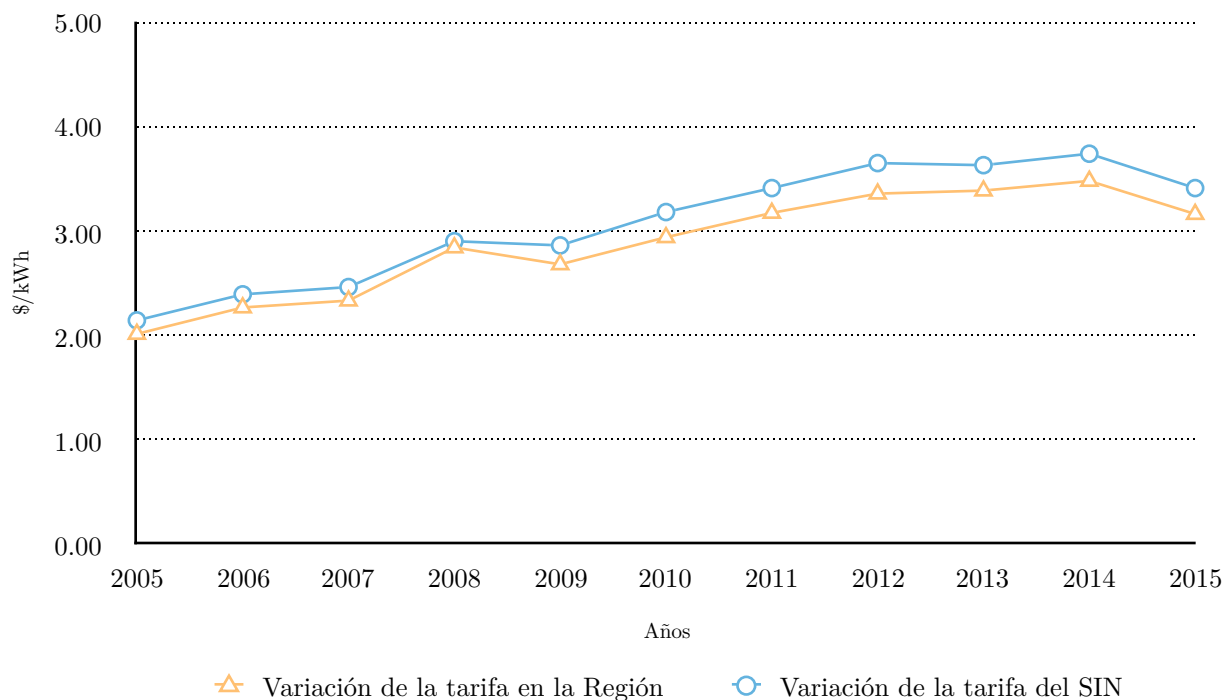


Figura 4.6. Gráfica del Precio Medio Facturado para tarifa DAC en Región Norte. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos SIE/CFE, 2017)

En cuanto a la capacidad de generación bruta de energía eléctrica durante el período de estudio para la región, presenta un comportamiento diferenciado, en donde Chihuahua y Durango muestran un incremento del 33.1% y 43% respectivamente, mientras que los estados de Coahuila, el cual en el 2005 se encontraba como la segunda máxima entidad del

⁹⁴ Para el estado de Zacatecas se consideran los municipios de Chalhchihuites, Jiménez del Teúl, Sombrerete, Sain Alto, Jerez, Juan Aldama, Río Grande, Gral. Francisco Murgía, Mazapil y Melchor Ocampo.

⁹⁵ Secretaría de Energía. SENER., (2015). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015 - 2029 (PRODESEN)*. México. [PDF] Recuperado a partir de http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2015/PRODESEN_2015-2029.pdf

País en este rubro con 19,908.8 GWh, tuvo una disminución relativa (-3.8%) para ubicarse en 19,185.5 GWh para 2015;⁹⁶ y Zacatecas del cual no existen referencias que indiquen presencia durante todo el ciclo en alusión a su capacidad de generación de energía eléctrica. En contraparte la cantidad de usuarios de energía eléctrica mostró un crecimiento similar en toda la región, con valores durante el período 2005 - 2015 del 24.3% para Zacatecas, 21.9% Durango, 20.6% en Coahuila y el de menor aumento para el estado de Chihuahua con el 15.8%.⁹⁷

Tomando en cuenta estos aspectos involucrados para el establecimiento tarifario de la zona, el comportamiento del precio medio facturado para la tarifa DAC (véase Fig. 4.6) se ubicó en un valor promedio de 2.874 \$/kWh (mismo precio que en la Región Noreste) y el cual alcanzó su cifra más alta durante el año 2014 con 3.524 \$/kWh en el mes de Agosto. Finalmente, la cifras que se obtiene ubican a esta región como la segunda más baja en precio para esta tarifa eléctrica.

f) *Región Sur*

De acuerdo con la división geográfica para la conformación en el cobro de la tarifa DAC, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) agrupa dentro de esta región a todos los municipios de Chiapas, Oaxaca, Guerrero, Morelos, Michoacán y Tabasco. Así como los que se encuentran en la zona del Bajío-Occidente que comprenden a los estados de Aguascalientes, Jalisco, Colima, Nayarit, Guanajuato y Querétaro.⁹⁸

Como se mencionó anteriormente el establecimiento de esta metodología difiere en menor medida con la establecida por la SENER en cuanto a la conformación regional de la distribución del SIN, sin embargo al considerar las mismas localidades en ambos métodos, no existe una disparidad significativa que no permita su estudio en conjunto.

Al considerar dentro de su delimitación gran parte de los estados en esta región, forma parte fundamental de la Red Nacional de Transmisión (RNT) que concentra 15 de los principales puntos de transmisión de la red (28. Tepic, 23. Guadalajara, 26. Salamanca, 27. Manzanillo, 28. Carapan, 29. Lázaro Cárdenas, 30. Querétaro, 32. Poza Rica, 33. Veracruz, 34. Puebla, 35. Acapulco, 36. Temascal, 37. Coatzacoalcos, 38. Tabasco y 39. Grijalva) los cuales establecen la interconexión Norte - Sur del País.

⁹⁶ Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Generación bruta de energía eléctrica por entidad federativa*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

⁹⁷ Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Usuarios de Energía eléctrica por entidad federativa*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

⁹⁸ También son considerados algunos de los municipios de los estados de Hidalgo, Tlaxcala, Puebla y gran parte de Veracruz.

Debido a que en la región se hacen presentes algunos estados los cuales presentan un antecedente importante como principales generadores de energía eléctrica del País, como es el caso de Veracruz, el cual en 2015 se ubicó como el segundo estado con la máxima capacidad de generación bruta de energía eléctrica (sólo detrás de Tamaulipas) con 33,131.7 GWh; y Guerrero en el tercer sitio con una aportación de 19,968.1 GWh. Se destacan los valores porcentuales de crecimiento para este rubro durante el período (2005 - 2015) de algunos otros estados como Puebla (65%), Oaxaca (53.7%), Querétaro (27.3%) y Colima (27.2%).⁹⁹

En general el comportamiento de la región a ido en aumento a lo largo del período de estudio, sin embargo existen localidades que de acuerdo a los datos de referencia de la SENER, no presentan capacidad de generación alguna, como es el caso de los estados de Morelos, Tabasco, Aguascalientes y Tlaxcala.

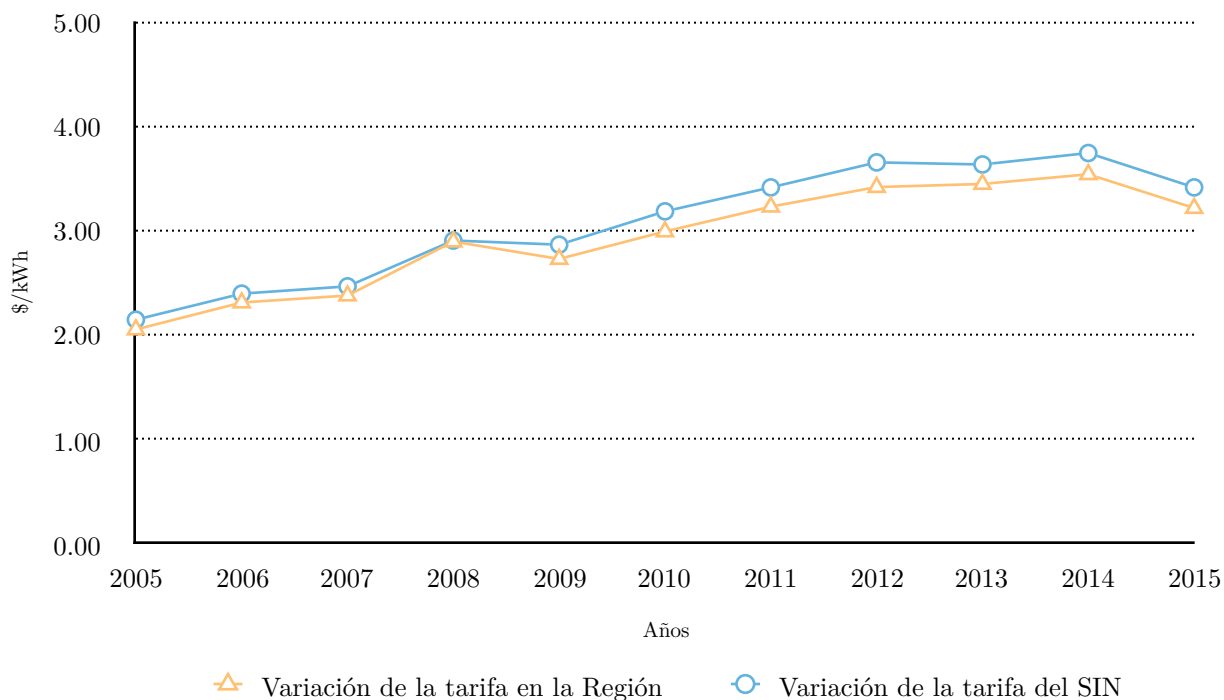


Figura 4.7. Gráfica del Precio Medio Facturado para tarifa DAC en Región Sur. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos SIE/CFE, 2017)

En lo que se refiere a la tendencia en cuanto a usuarios del servicio eléctrico, considerando el mismo ciclo de tiempo, la región presentó un incremento general del 27.74%; en donde Querétaro, Morelos y Chiapas presentaron las mayores incorporaciones con un aumento del 39.8%, 31.8% y 32.4% respectivamente.

⁹⁹ Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Generación bruta de energía eléctrica por entidad federativa*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

Siendo Jalisco con (2,771,487) y Veracruz (2,672,889) los estados con la mayor cantidad de consumidores de energía eléctrica en 2015 de toda la región y ubicados tercero y cuarto a nivel nacional, sólo detrás del Estado de México y la Ciudad de México.¹⁰⁰

Tomando en cuenta dichos aspectos mencionados, los cuales son considerados para la determinación tarifaria en esta región, se puede observar que el comportamiento en lo que respecta a la tarifa DAC en el período (2005 - 2015) (véase Fig. 4.7) presenta un incremento relativo, el cual de acuerdo a su variación anual alcanza su punto máximo en 2014. En ese año el mayor precio registrado fue de 3.581 \$/kWh con un promedio del precio medio facturado para todo el ciclo de 2.923 \$/kWh (mismo precio que en la Región Peninsular), que considerando el valor obtenido para todo el SIN ubica a esta región como la tercera más alta en cuanto al precio para esta tarifa de todo el País.

4.2.2. Demanda máxima anual de energía eléctrica

La caracterización de la demanda como componente del bien/servicio que se pretende analizar, para la conformación de la E_D que en el caso del presente trabajo es a través de la demanda máxima anual de energía eléctrica nos permite aplicar (al igual que en caso anterior concerniente al precio por consumo de energía para la tarifa DAC) un análisis característico para cada región que integra el SIN en México.

Dicho enfoque nos permite identificar el comportamiento de las cargas horarias específicas para cada una de las 6 regiones, mediante la obtención de promedios anuales asociados al período de análisis establecido (2005 - 2015) cuya finalidad es generar un antecedente en cuanto a la tendencia de la demanda de energía eléctrica del País.

De acuerdo con la metodología empleada por la SENER para la determinación de la demanda máxima anual¹⁰¹ es realizada mediante la valoración a una hora específica del año, de las demandas coincidentes para cada región a una hora en común.

Se toman en cuenta factores de carga determinados para los diferentes tipos de usuarios del servicio eléctrico en cada zona, así como su distribución en cuanto redes de transmisión, capacidad de generación, requerimientos en los diferentes centros de demanda y la cantidad de usuarios; los cuales como agentes asociados ya han sido identificados anteriormente.

¹⁰⁰ Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Usuarios de Energía eléctrica por entidad federativa*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

¹⁰¹ Secretaría de Energía. SENER., (2015). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2015 - 2029*. México. [PDF] Recuperado a partir de [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva del Sector Electrico.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf)

a) *Región Peninsular*

La región Peninsular muestra un comportamiento de incremento constante en cuanto a la demanda máxima anual (DMA) a lo largo del período (2005 - 2015); sin embargo su valor promedio se encuentra muy por debajo del correspondiente al registrado para todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN) (véase Fig. 4.8).

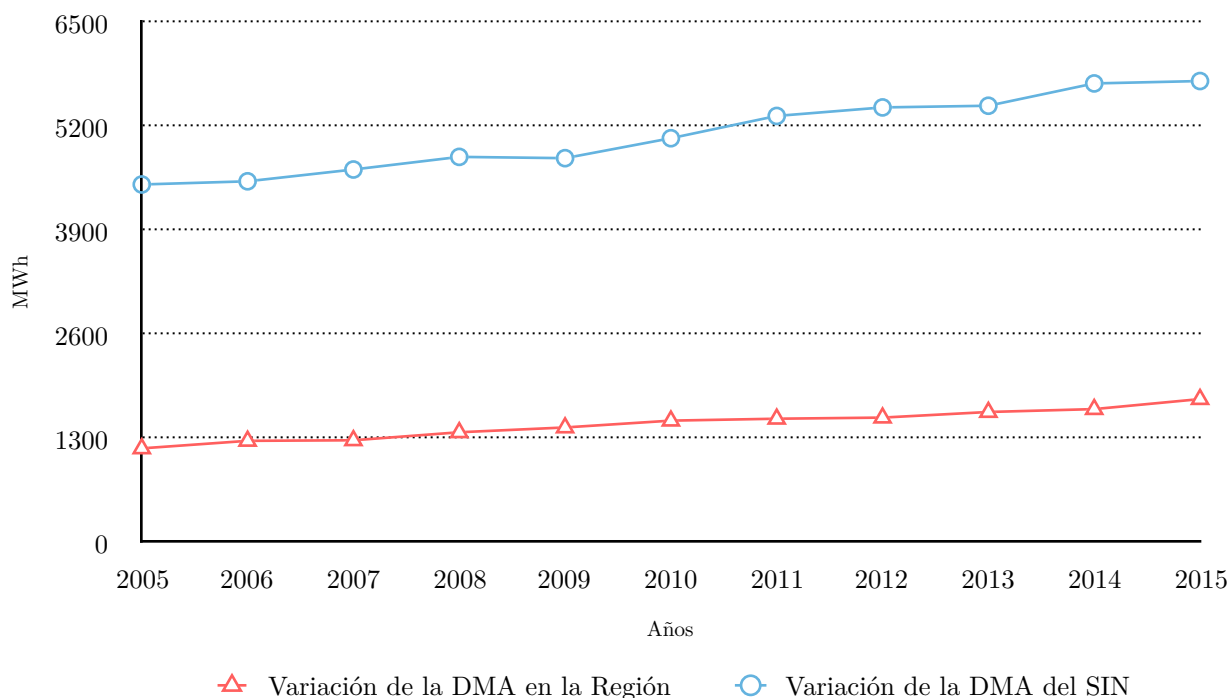


Figura 4.8. Gráfica de Demanda Máxima Anual en Región Peninsular. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos CENACE, 2017)

Dentro de los valores analizados durante el período de estudio se tiene como registro que el año 2015 fue el de mayor demanda de todo el ciclo con un valor de 1,785 MWh para la región, que en comparación con lo solicitado para ese mismo año por parte del SIN (5,758 MWh) nos muestra que las características de demanda energética de las localidades que componen esta zona son muy inferiores a las del resto del País.

Dichos datos del período ubican a esta región como la de menor demanda máxima anual de energía eléctrica (DMA) de todo el País.

b) Región Noroeste

La región Noroeste conformada principalmente por todos los municipios de los estados de Sonora y Sinaloa, al igual que la región anterior muestra un comportamiento de incremento constante a lo largo del período (2005 - 2015) de la demanda máxima anual (DMA), así como un valor promedio por debajo del registrado para el SIN (véase Fig. 4.9).

La región muestra un incremento abrupto de la DMA a partir del año 2008 con un valor de 3,072 MWh y el cual se mantiene hasta 2014, mismo año en el cual registra su mayor valor (4,337 MWh) durante el período.

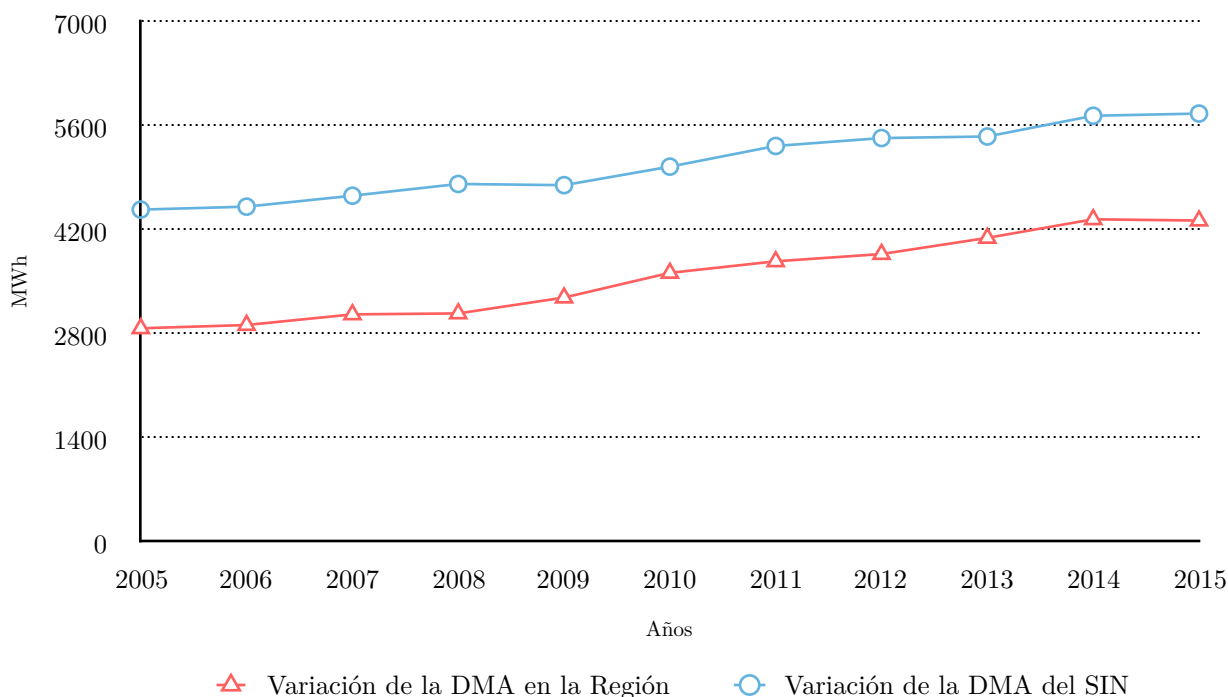


Figura 4.9. Gráfica de Demanda Máxima Anual en Región Noroeste. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos CENACE, 2017)

Aunque las características de la región en cuanto a demanda de energía son significativamente más altas en comparación con otras zonas esta no logra rebasar el valor medio del SIN, sin embargo se encuentra como la cuarta región a nivel nacional con la mayor demanda máxima anual de energía eléctrica (DMA) de todo el País.

c) Región Noreste

Las características de demanda máxima anual (DMA) para la región Noreste, la cual cuenta dentro de su jurisdicción a unos de los estados que alberga una de las principales áreas conurbadas del País (Monterrey) como los es Nuevo León; muestra un comportamiento a largo del período (2005 - 2015) de incremento constante. Es una de las tres regiones que se encuentra por encima del promedio de demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La región registra un aumento considerable de la DMA a partir del año 2010 (7,070 MWh), 2011 (7,587 MWh) y 2012 (7,798 MWh), sin embargo, esta conducta se ve alterada al siguiente año (2013) con una ligera disminución de la demanda equivalente al 0.2% que representó 7,781 MWh (véase Fig. 4.10).

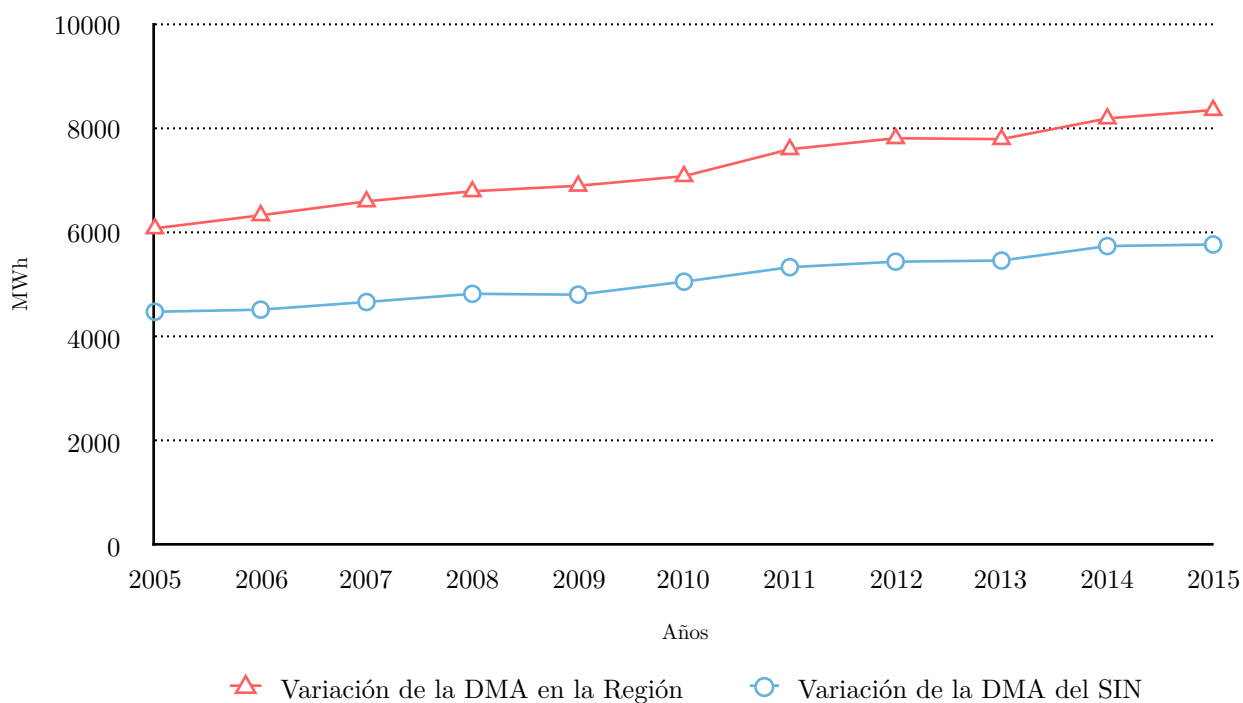


Figura 4.10. Gráfica de Demanda Máxima Anual en Región Noreste. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos CENACE, 2017)

Dentro de las cifras arrojadas durante el período de estudio, la región alcanzó su mayor registro en 2015 con un valor de 8,339.5 MWh que en comparación con el SIN para ese mismo año (5,758 MWh) muestra un comportamiento en cuanto a la demanda de energía eléctrica significativo. Finalmente dentro de las características en cuanto a los datos para las localidades que conforman a esta la región, el valor medio de la demanda máxima anual (DMA) la ubica como la tercera más alta en cuanto este rubro del País.

d) *Región Central*

La región Central la cual se encuentra conformada por los estados con la mayor cantidad de usuarios del servicio eléctrico del País (Ciudad de México y Estado de México), muestra un comportamiento en cuanto a su demanda máxima anual (DMA) de energía eléctrica muy particular.

La oscilación de la curva de DMA de la región a lo largo del período (2005-2015) muestra incrementos durante los años 2005 (8,287 MWh), 2006 (8,419 MWh), 2007 (8,606 MWh), 2009 (8,702 MWh), 2010 (9,004 MWh) y 2014 (8,763 MWh); y disminuciones en 2008 (8,435 MWh), 2011 (8,844 MWh), 2012 (8,651 MWh), 2013 (8,511 MWh) y 2015 (8,261 MWh) (véase Fig. 4.11).

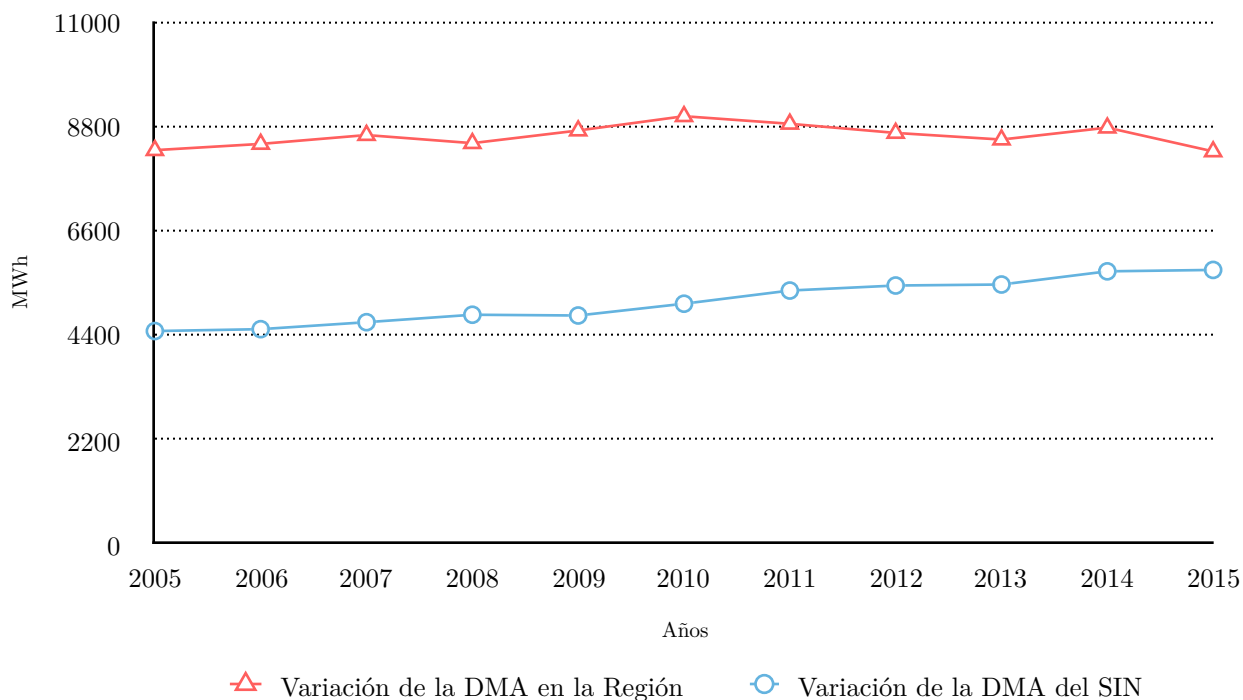


Figura 4.11. Gráfica de Demanda Máxima Anual en Región Central. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos CENACE, 2017)

A pesar de dicha conducta de la región esta se encuentra por encima del valor promedio de demanda del SIN, ubicándola como la zona con la más alta DMA de energía eléctrica de todo el País. Entre los valores más notables durante el período de estudio, fue en 2010 el mayor registrado con 9,004 MWh, en contraparte de los 8,261 MWh en 2015 como el más bajo.

e) *Región Norte*

La región Norte la cual muestra un comportamiento de la demanda máxima anual (DMA) de constante incremento a lo largo del período (2005 - 2015); sin embargo su valor promedio se encuentra por debajo del registrado para Sistema Interconectado Nacional (SIN) de forma considerable (véase Fig. 4.12).

Dicha conducta de la curva para la región muestra una discrepancia a la baja en el año 2009 (3,248 MWh) respecto al año anterior (3,328 MWh), con una disminución en la demanda del 2.5%; a partir de 2010 y hasta 2015 el incremento de la DMA nunca se reduce, siendo en ese mismo año su mayor registro (4,100 MWh).

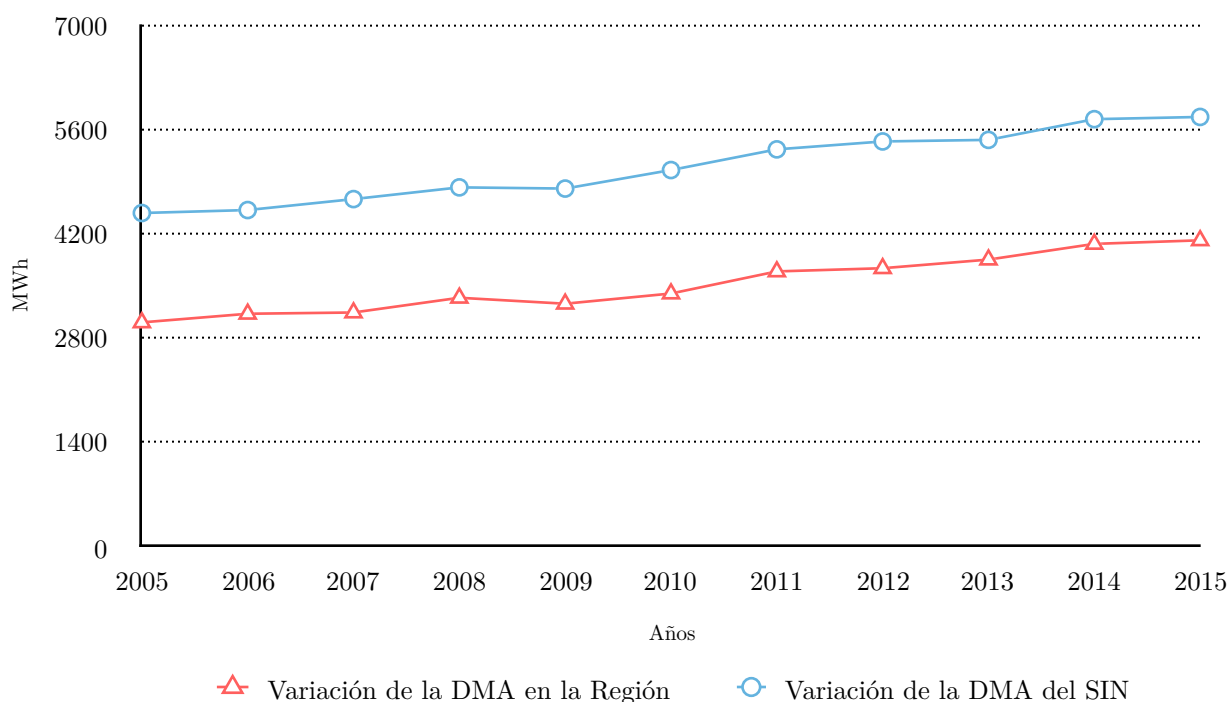


Figura 4.12. Gráfica de Demanda Máxima Anual en Región Norte. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos CENACE, 2017)

Finalmente dentro de las características en cuanto a los datos para los municipios de los estados que componen la región, el valor medio la ubica como la segunda más baja en cuanto a demanda máxima anual (DMA) del País, sólo por encima de la región Peninsular.

f) *Región Sur*

Las características de demanda máxima anual (DMA) para la región Sur, la cual cuenta dentro de su jurisdicción a la mayor cantidad de estados del Sureste y Bajío - Occidente. El comportamiento a lo largo del período (2005 - 2015) como en la mayoría de las regiones presentó un incremento constante de la demanda máxima anual de energía eléctrica, siendo la última de las tres regiones que mostró un valor medio por encima del promedio para el SIN durante el mismo tiempo (véase Fig. 4.13).

La conducta de la curva para la región muestra una discrepancia, con un aumento de la demanda de 6,611.5 MWh en 2007 a 7,125 MWh en 2008; para el año siguiente la DMA disminuiría en un 3.0% ubicando dicho parámetro en 6,917 MWh. A partir de ese año y hasta 2015 la región presentaría un comportamiento de crecimiento constante en el valor para la región, siendo 2014 el año en el cual se registraría su mayor valor (8,246.5 MWh).

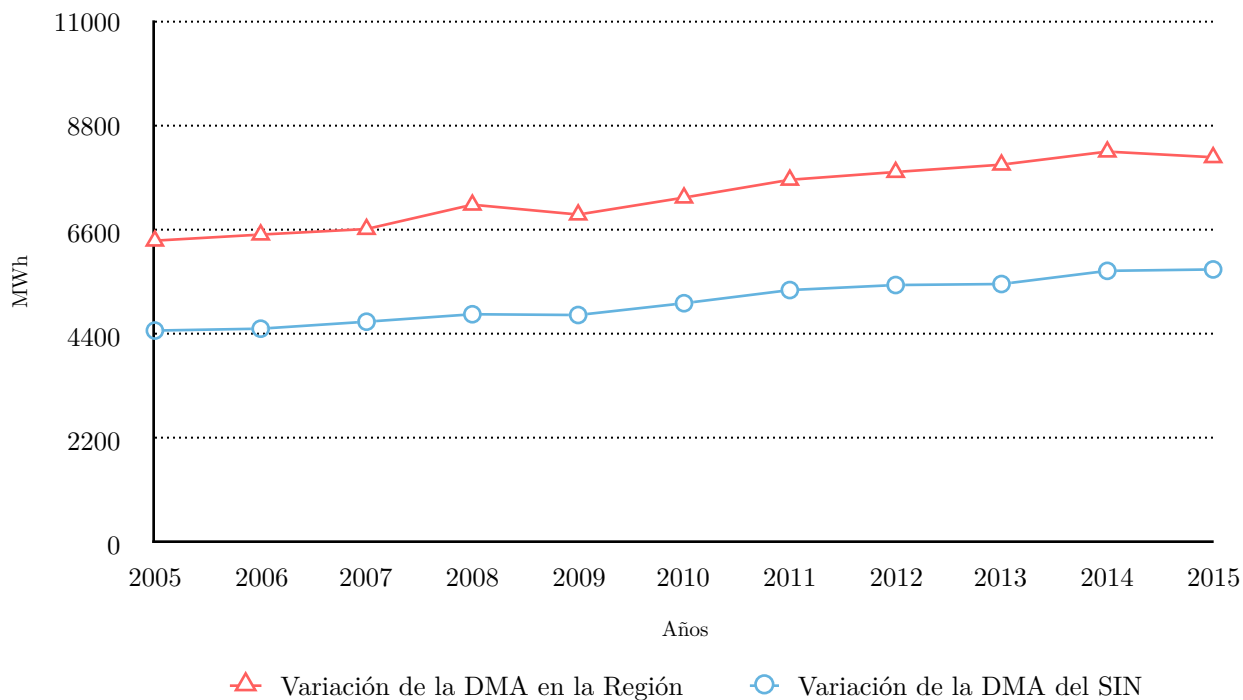


Figura 4.13. Gráfica de Demanda Máxima Anual en Región Sur. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos CENACE, 2017)

Dichos datos considerados durante el período de estudio la ubican como la segunda región de mayores registros en cuanto a demanda máxima anual de energía eléctrica (DMA) de todo el País, solo por detrás de la región Central.

4.2.3. Curvas de Demanda

La conformación de las *Curvas de Demanda* permite expresar mediante una representación gráfica, el comportamiento de un determinado bien/servicio entre su precio de venta y la relación de demanda por el mismo, a través de la *Elasticidad de la Demanda* (E_D). En el caso del presente trabajo una vez analizadas las conductas asociadas al precio medio facturado para tarifa DAC y la demanda máxima anual (DMA) para cada una de las 6 regiones que componen el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en México, se da paso a dicha conformación e interpretación de las curvas obtenidas presentadas a continuación.

a) *Región Peninsular*

De acuerdo a las características particulares de la ubicación, la región Peninsular muestra un comportamiento en donde tanto su demanda de energía eléctrica (DMA) como el precio asociado a la tarifa DAC, mostraron una tendencia de incremento a lo largo del período de estudio (2005 - 2015).

A pesar de que la relación de crecimiento de la demanda máxima anual (DMA) la ubica no sólo por debajo del promedio correspondiente al SIN, sino además se encuentra catalogada como la región de menor demanda del País (véase Fig. 4.8) y su valor en cuanto al precio medio facturado para tarifa DAC como el cuarto más alto (véase Fig. 4.2) también por debajo del precio promedio para todo el SIN.

La *Curva de Demanda* que la describe (véase Fig. 4.14), muestra que la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) durante los años que constituyen el período indican un comportamiento en su totalidad inelástico (es decir que la E_D es mayor que -1).

Esto nos dice que la variación en el precio para dicho bien/servicio no muestra un efecto relativamente evidente o es menor con relación a la cantidad que se demanda del mismo; al considerarse al servicio de energía eléctrica como un bien de primera necesidad¹⁰² no importando su connotación tarifaria, el comportamiento de la *Curva de Demanda* es que presenta una pendiente positiva y un menor índice de elasticidad para esta región durante el período (2005 - 2015).

¹⁰² En el sentido económico se asume que los bienes necesarios corresponden a todos aquellos bienes o servicios sin los cuales no es posible llevar a cabo una determinada actividad considerada como cotidiana e indispensable y por tanto su consumo no disminuye. Ejemplos como los alimentos, el servicio eléctrico, el agua o energéticos como el gas, gasolina u otros derivados son considerados como bienes necesarios. Cuanto más necesario es un bien o servicio, menor elasticidad de la demanda tendrá, debido a que los consumidores tratarán de comprarlo con poca sensibilidad ante su variación en el precio.

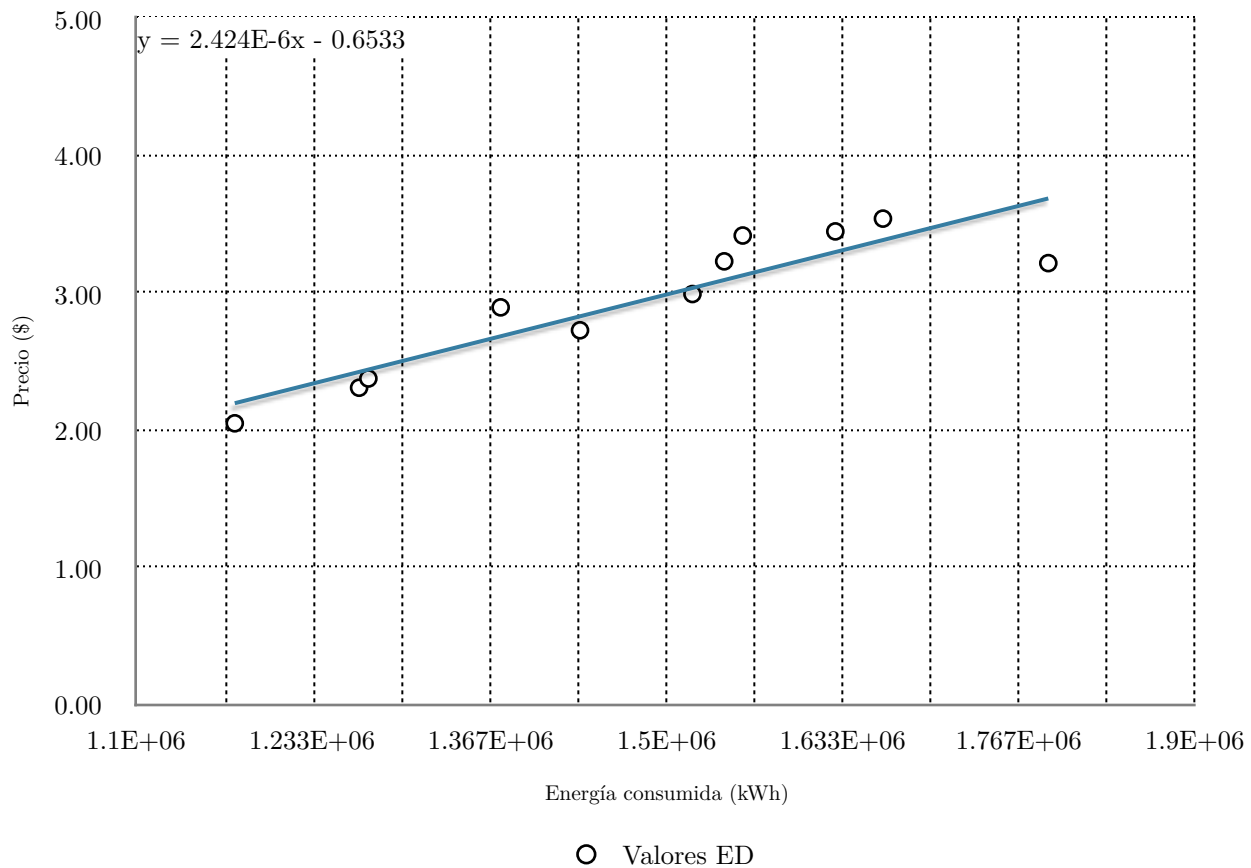


Figura 4.14. Gráfica de Curva de Demanda en Región Peninsular. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos CFE/CENACE, 2017)

A pesar de los resultados obtenidos a lo largo de la curva, se presentan valores de *Elasticidad de la Demanda* (E_D) particulares en algunos de los años considerados dentro del ciclo de tiempo que se analiza. Tal es el caso del año 2008 y 2014 en donde para la región de acuerdo con la relación precio - demanda de esas anualidades registraron una E_D igual a -0.8, siendo las cifras más cercanas a una tendencia elástica de la curva. En contraparte fue el año 2012 el que registro el valor más alto de *Elasticidad de la Demanda* (E_D) con una cifra determinada de 5.1 (véase Anexo A8).

b) *Región Noroeste*

La región Noroeste (considera todos los municipios Sinaloa y Sonora exceptuando a San Luis Río Colorado dentro de su jurisdicción) presenta un comportamiento en donde demanda máxima anual (DMA) así como precio medio facturado para tarifa DAC se muestran con una tendencia que se incrementa durante el período (2005 - 2015).

La DMA se encuentra catalogada como la cuarta de mayor demanda del País (véase Fig. 4.9) y la cual se ubica aún por debajo del promedio del Sistema Interconectado Nacional (SIN); la relación con respecto al precio medio facturado la posiciona como la segunda zona con el mayor valor asociado a la tarifa DAC, que en algunos puntos del período incluso logra sobrepasar el promedio registrado por el SIN (véase Fig. 4.3).

El comportamiento de la *Curva de Demanda* que define esta región (véase Fig. 4.15) muestra que la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) de forma general a lo largo del período indica una conducta mayormente inelástica (es decir que la E_D es mayor que -1).

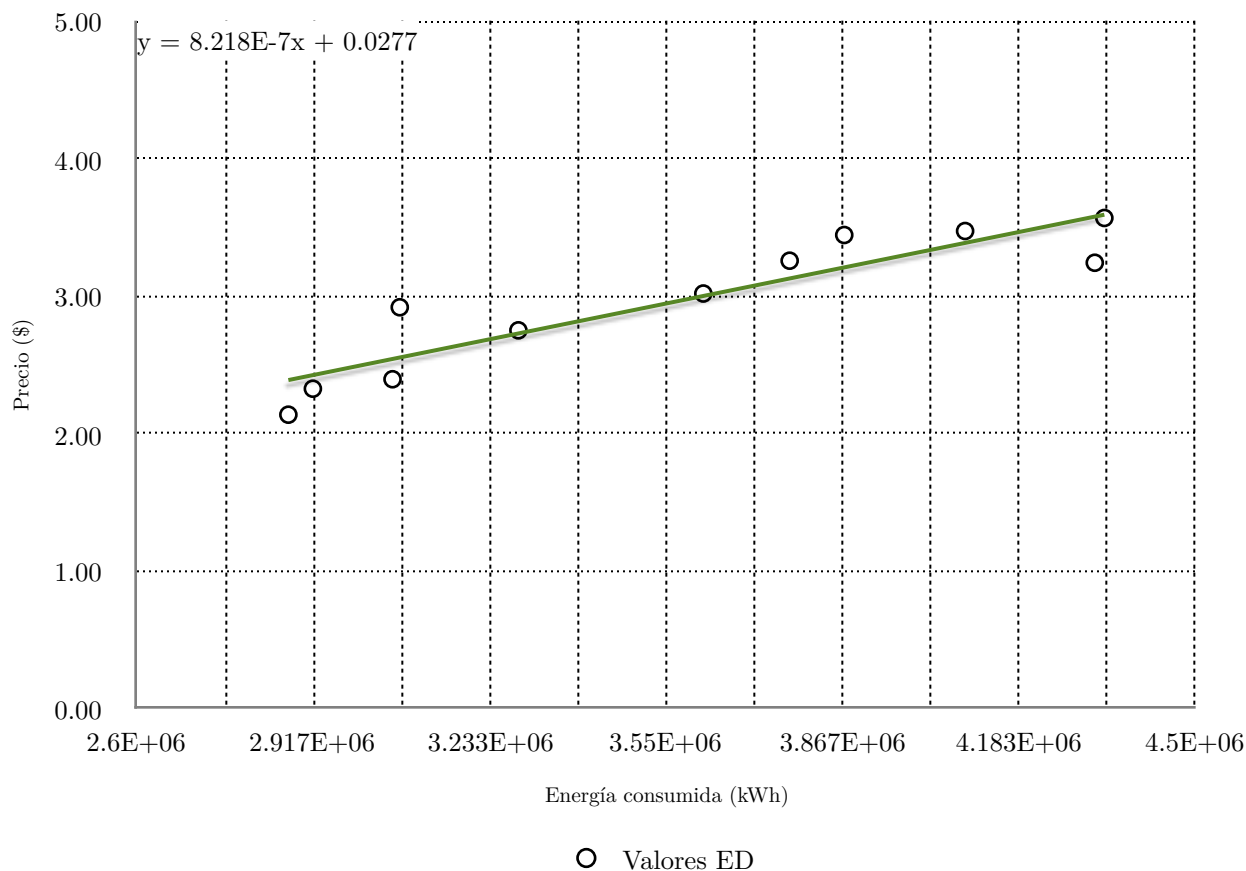


Figura 4.15. Gráfica de Curva de Demanda en Región Noroeste. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos CFE/CENACE, 2017)

Por lo tanto se infiere que la variación en el precio para dicho bien/servicio no muestra un efecto evidente con relación a la cantidad que se demanda por el, ya que al igual que en el caso anterior, el comportamiento de un bien considerado de primera necesidad (como es el caso del servicio de energía eléctrica) la curva presenta una pendiente positiva con un bajo índice de elasticidad general para la región.

Es de destacarse los resultados obtenidos que se presentan para algunos de los valores a lo largo de su *Curva de Demanda* durante el período, como es el caso de 2007 y 2014 en donde su valor fue igual a cero ($E_D = 0$), lo que nos indica que la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) para dichos años fue perfectamente inelástica (es decir, que la variación en el precio no afectó la cantidad demandada del bien/servicio).

Otra resultado a considerar es el de 2008, en donde de acuerdo con la relación precio - demanda del año, el valor calculado de la E_D fue de -1.2 lo cual nos indica un comportamiento elástico ($E_D < -1$) para ese año (véase Anexo A9).

c) *Región Noreste*

Las características de la *Curva de Demanda* de los estados que forman esta región entre los cuales se encuentra Nuevo León, se ubica un de los municipios (Monterrey) considerados como una de las grandes urbes del País. Muestra un comportamiento en donde la demanda máxima anual (DMA) de energía eléctrica (véase Fig. 4.10) así como el precio asociado a la tarifa DAC (véase Fig. 4.4), presentan una tendencia que se incrementa durante el período (2005 - 2015).

En lo que respecta a la DMA su relación de crecimiento la ubica por debajo del promedio correspondiente al del Sistema Interconectado Nacional (SIN), al igual que el valor del precio medio facturado para la tarifa de estudio; sin embargo, la conducta particular que se presenta para cada uno de estos parámetros ubica a la región Noreste como una de las zonas en donde el precio asociado a la tarifa DAC es el más bajo del País y cuya demanda energética evaluada a través de la demanda máxima anual (DMA) la posiciona como la tercera de mayor requerimiento de dicho servicio eléctrico a nivel nacional.

Es por ello que la *Curva de Demanda* que la describe (véase Fig. 4.16), muestra que la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) durante los años que constituyen el período indican un comportamiento en su totalidad inelástico (E_D es mayor que -1) es decir, que la variación en el precio para dicho bien/servicio no muestra un efecto relativamente evidente con relación a la cantidad que se demanda.

Al tratarse de un bien de primera necesidad (como es el caso del servicio eléctrico) el comportamiento de la *Curva de Demanda* nos muestra una pendiente positiva y su vez un menor índice de elasticidad a largo de todo el período (2005 - 2015) sin importar la variación en el precio de la tarifa DAC.

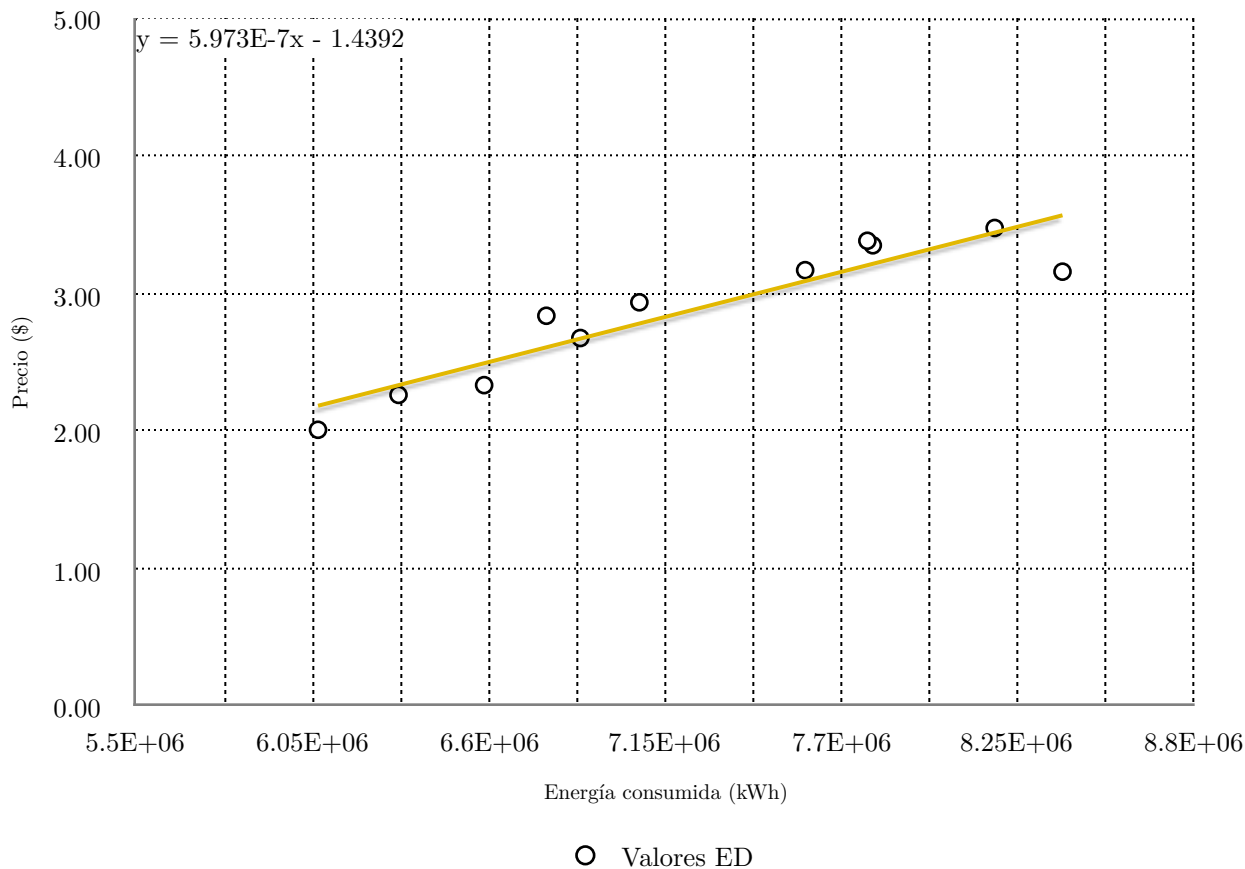


Figura 4.16. Gráfica de Curva de Demanda en Región Noreste. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos CFE/CENACE, 2017)

A pesar de dicho comportamiento inelástico, la región presenta valores particulares para algunos de los años que integran el ciclo de estudio, como es el caso del 2008, 2012 y 2014 en donde la zona de acuerdo con la relación precio - demanda para esas anualidades registro una *Elasticidad de la Demanda* (E_D) de -0.3, -0.2 y -0.2 respectivamente, siendo las cifras más cercanas a una tendencia elástica para la curva que describe a esta región Noreste.

Es importante mencionar que en el caso del 2008, dicha zona contó con el mayor índice de aumento para la tarifa (2.840 \$/kWh) que incluso logró posicionarla a la par de valor promedio del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en aquel año y cuya relación con la DMA permitió que la región se mostrará de dicha manera, es decir más elástica. Por otro lado en 2013 se registro el valor más alto de *Elasticidad de la Demanda* (E_D) con una cifra determinada de 1.9 (Véase Anexo A10).

d) *Región Central*

La descripción de la *Curva de Demanda* muestra el comportamiento de la región la cual dentro de su jurisdicción cuenta con dos de los estados de la república (Ciudad de México y el Estado de México), que componen la mayor concertación de usuarios del servicio eléctrico del País; muestran un comportamiento característico de su curva la cual se debe a la relación entre el precio medio facturado de la tarifa DAC (véase Fig. 4.5), que registra el valor tarifario más alto (3.152 \$/kWh) de todo el País y que se encuentra incluso por encima del promedio determinado para SIN de 3.023 \$/kWh durante todo el período en cuanto a consumo de energía.

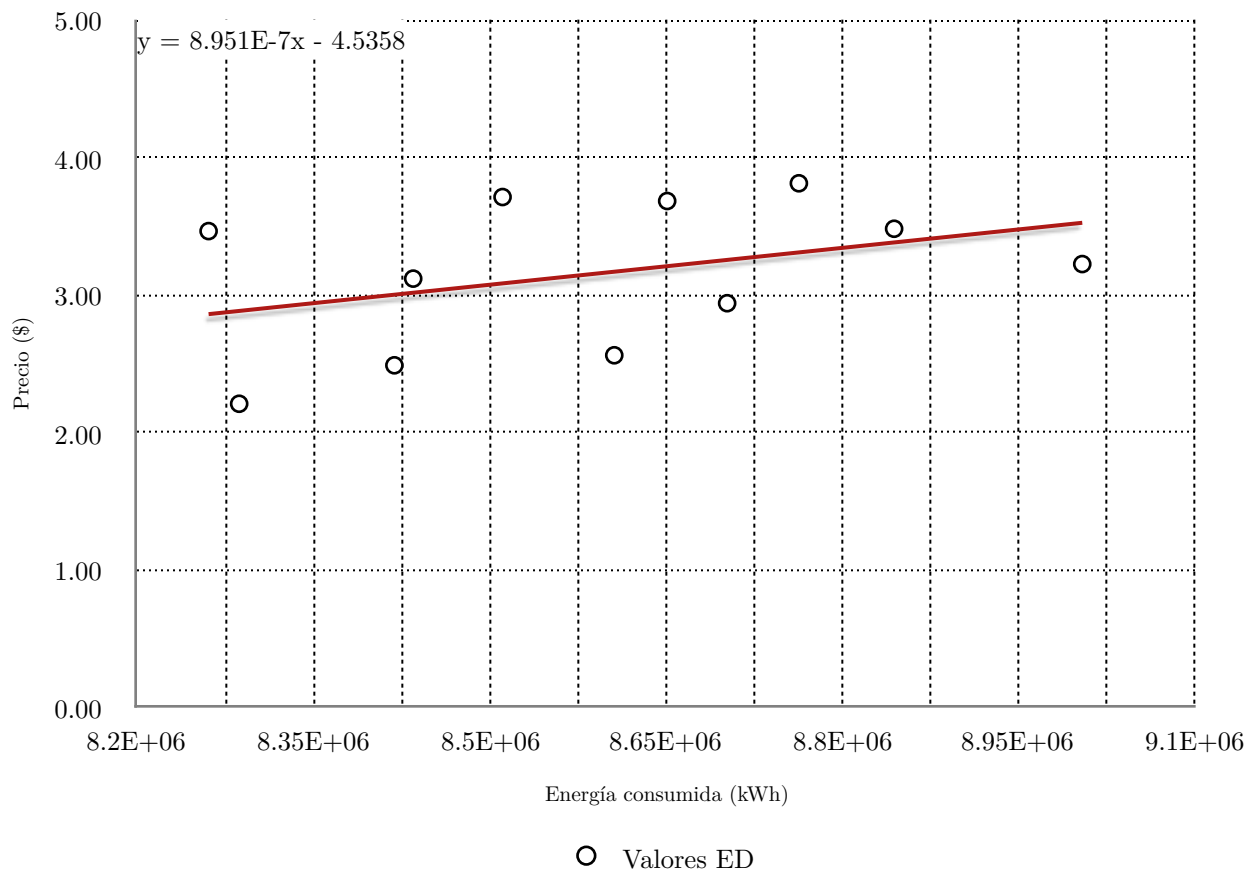


Figura 4.17. Gráfica de Curva de Demanda en Región Central. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos CFE/CENACE, 2017)

Y la demanda máxima anual (DMA) la cual se comporta de forma oscilante mostrando incrementos y disminuciones a lo largo de los años; a pesar de dicho comportamiento esta no solo se encuentra por encima del promedio del Sistema Interconectado Nacional (SIN), sino es considerada como la región de mayor demanda de energía eléctrica a nivel nacional.

De esta forma su *Curva de Demanda* (véase Fig. 4.17), muestra que la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) durante el período de estudio (2005 - 2015) indican un comportamiento relativamente inelástico (E_D es mayor que -1). Al igual que en las regiones analizadas anteriormente al tratarse de un bien de primera necesidad, el comportamiento de su curva muestra una pendiente positiva (aunque en menor proporción), con la diferencia que de forma gráfica se puede observar una tendencia de mayor elasticidad que el resto de las regiones que se toman en cuenta en el presente trabajo a lo largo del mismo período de tiempo. Es así que la conducta que describe la curva nos da como resultado una variación en los valores de su E_D los cuales (aunque no en su totalidad), nos indican que el precio para dicho bien/servicio muestra un efecto relativo con la cantidad que se demanda.

Tal es el caso del año 2012 en donde el valor de la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) fue de -2.1, que nos define un comportamiento elástico para esa anualidad. Otros ejemplos que mostraron una tendencia muy cercana a la elasticidad fue durante el 2007 (-0.1), 2008 (-0.6), 2010 (-0.2) y 2011 (-0.4) que caracterizan a la zona como la más cercana a dicha conducta. Finalmente la región Central registró su valor más alto de E_D en el año 2013 con una cifra calculada de 1.1 (véase Anexo A11) que la ubica como la zona con la menor cifra de inelasticidad de todas las que integran al País.

e) *Región Norte*

La región Norte presenta un comportamiento en donde la demanda máxima anual (DMA) a pesar de mostrar una tendencia que crece a lo largo del período de estudio (2005 - 2015) (véase Fig. 4.12), se ubica muy por debajo del promedio alcanzado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y que a su vez la posiciona como una de las regiones de menor demanda energética (la penúltima más baja) de todo el País.

En lo que respecta al precio medio facturado, la zona muestran de la misma manera una tendencia de incremento para la tarifa DAC (véase Fig. 4.6) que de igual forma que los registros relacionados a su DMA, también se encuentra catalogada como la segunda con el menor valor asociado para esta tarifa eléctrica.

Dentro de los datos que fueron recopilados que nos permiten definir la querencia para el SIN, la región Norte en algunos puntos del período logra empatar su cifras (como fue el caso del lapso entre 2005 a 2008) promediado un valor de 2.879 \$/kWh (mismo precio que la Región Noreste) durante el período de estudio y el cual alcanzó su cifra más alta en el año 2014 (con 3.524 \$/kWh).

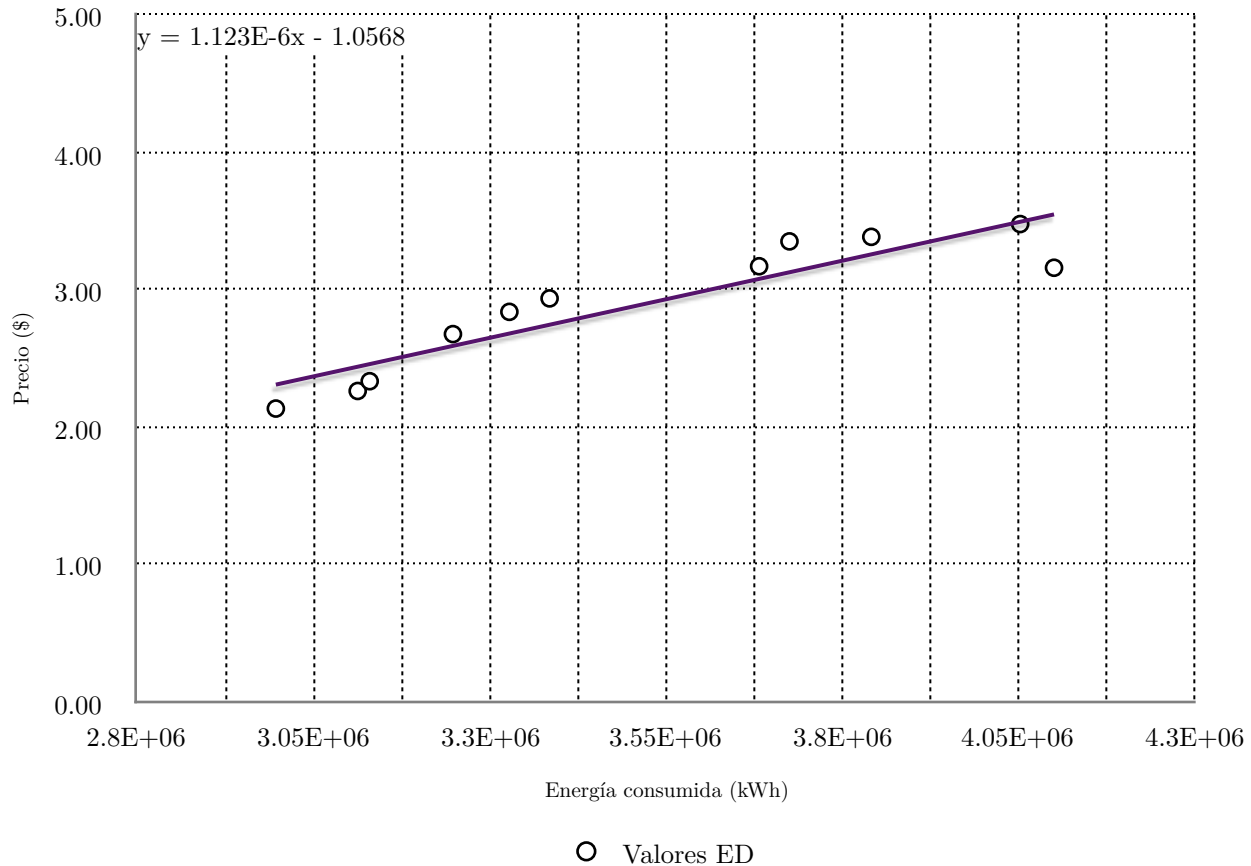


Figura 4.18. Gráfica de Curva de Demanda en Región Norte.
Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos CFE/CENACE, 2017)

En lo que respecta al comportamiento de la *Curva de Demanda* que caracteriza la región (véase Fig. 4.18) esta nos muestra una tendencia de su *Elasticidad de la Demanda* (E_D) totalmente inelástica (donde E_D es mayor que -1), lo cual nos indica que para esta zona la variación en el precio por el bien del servicio de energía eléctrica no muestra un efecto evidente con relación a la cantidad que se demanda. Considerando que se trata de un bien de primera necesidad es de esperarse que la conducta de dicha curva nos muestre una pendiente positiva y un bajo índice de elasticidad de forma general durante el período de estudio (2005 - 2015).

Dentro de los resultados obtenidos para algunos de los años de dicho período se destacan el 2012 y 2013 en donde de acuerdo con la relación precio - demanda, el valor calculado de la E_D fue de 3.2 y 2.0 respectivamente (véase Anexo A12) y los cuales representaron los mayores registros alcanzados, indicando un comportamiento inelástico ($E_D > -1$) para esos años. En contra punto en 2014 el valor obtenido fue de -0.1 considerada como la cifra más cercana a la elasticidad.

f) *Región Sur*

Como se mencionó anteriormente la conformación de esta región considera dentro de su demarcación territorial gran parte de los estados del Sureste, Centro y Bajío-Occidental del País. Dentro de las características que conforman a esta gran zona se puede observar que la relación entre la demanda - precio, la cual en primera instancia es reflejada a través de la demanda máxima anual (DMA) de energía eléctrica la ubica por encima del promedio evaluado para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) (véase Fig. 4.13).

Mostrando una tendencia de crecimiento constante a lo largo del período de estudio (2005 - 2015), alcanzado cifras (por ejemplo de 8,246.5 MWh/h en 2014) de demanda similares a las registradas en la región Central (la cual de acuerdo con los resultados del presente análisis es considerada como la zona de mayor demanda eléctrica a nivel nacional) se encuentra ubicada solo por detrás de esta en dicho parámetro.

Por otro lado el precio medio facturado asociado a la tarifa DAC (véase Fig. 4.7) el cual en el año 2008 logró alcanzar el valor medio (2.900 \$/kWh) correspondiente al Sistema Interconectado Nacional (SIN), mostró de forma general una tendencia la cual se incrementa a lo largo del período (2005 - 2015) y que a excepción de ese año, siempre se mantuvo por debajo de la curva de estimación anual del SIN.

En cuanto a la *Curva de Demanda* que describe a esta región (véase Fig. 4.19), la cual nos muestra que la tendencia de los valores de la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) favorecen un comportamiento en su totalidad inelástico (es decir que la E_D es mayor que -1).

En donde a diferencia del resto de las localidades las cuales han sido objeto de análisis a lo largo del presente trabajo, la región Sur no cuenta con ningún valor que se encuentre en el rango de los negativos (es decir cercano a -1) de todas las zonas que conforman al País.

La variación que se presenta entre el precio para dicho bien/servicio no muestra de forma significativa un efecto evidente con relación a la cantidad que se demanda por el mismo, con lo cual al tratarse de un bien de primera necesidad (como es el caso del servicio de energía) hace evidente que la connotación en los incrementos para la tarifa, pasa a un segundo termino casi al grado de considerarse de forma irrelevante ante la indispensable necesidad por el recurso eléctrico.

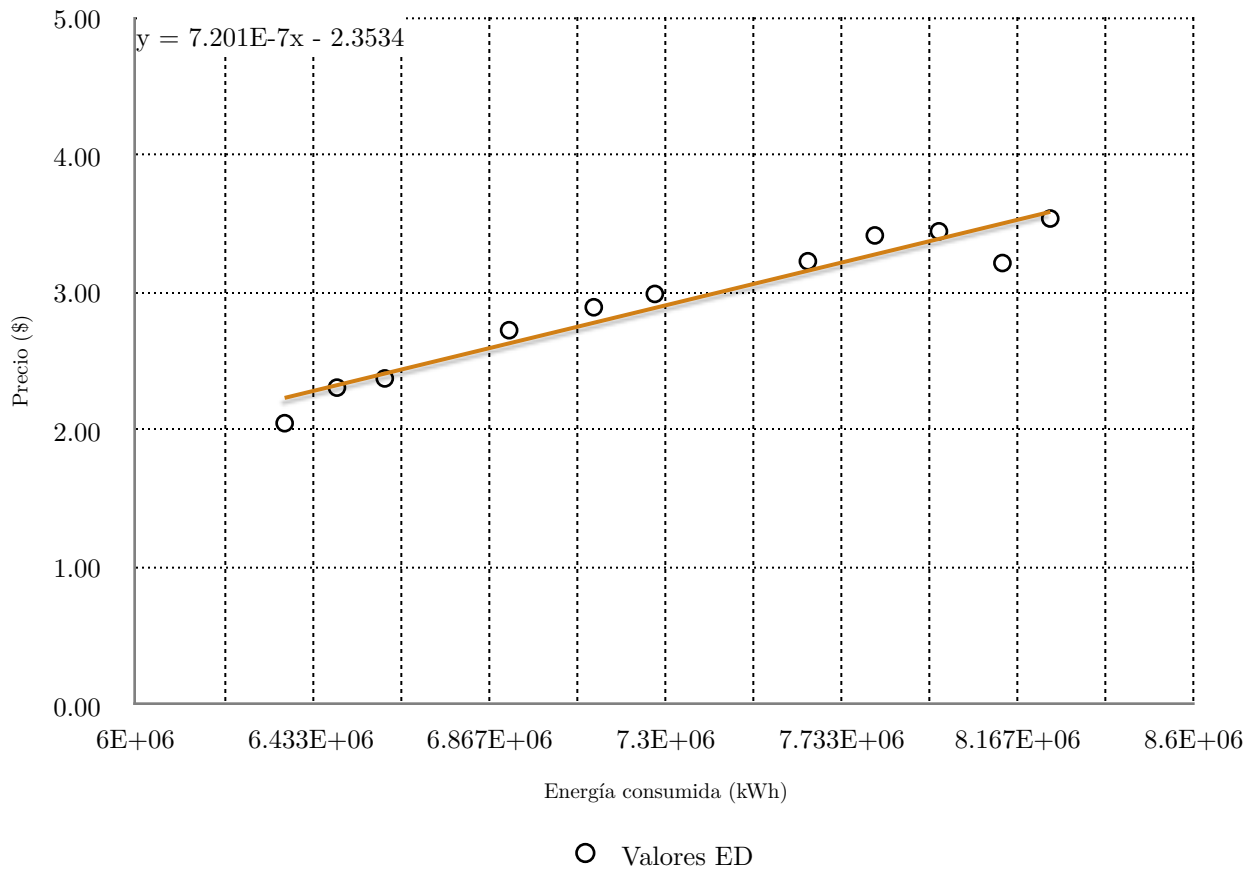


Figura 4.19. Gráfica de Curva de Demanda en Región Sur. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos CFE/CENACE, 2017)

De esta forma su comportamiento se justifica con una tendencia de la curva cuya pendiente positiva y su índice de elasticidad obtenido durante el período (2005 - 2015) presenta una mayor predilección hacia la inelasticidad.

Todo esto se ve reflejado con lo antes mencionado en cuanto a la querencia de valores positivos a lo largo de la curva, en donde se presentan las cifras más altas de la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) durante el 2012 con 2.3 y 2013 de 1.3 respectivamente.

Finalmente es en los años de 2005 y 2014 en donde la región de acuerdo con la relación precio - demanda para esas anualidades, registró su menor valor de la E_D igual a 0.2 (para ambos casos) siendo así los registros más cercanos a la tendencia de elasticidad de su *Curva de Demanda* (véase Anexo A13).

4.3. Análisis de Elasticidad de la Oferta

Como se menciona al inicio de este capítulo la *Elasticidad de la Oferta* (E_o) nos permite estudiar la capacidad de respuesta de la cantidad ofertada (C_o) esquematizada por la generación anual eléctrica mediante energía solar fotovoltaica (de ahora en adelante GAEFV) a nivel nacional, la cual se encuentra definida dentro de los alcances del presente trabajo por un período de estudio de 10 años (2005 - 2015). Y su relación con la tendencia en cuanto al precio (P) representado a través del precio medio de generación eléctrica (de ahora en adelante PMGE) para esta tecnología a lo largo de dicho período de tiempo.

A continuación se presenta el desarrollo para ambos parámetros y los resultados mediante la conformación e interpretación de la *Curva de Oferta* correspondiente para dicho sistema de generación de energía eléctrica renovable:

4.3.1. Precio medio de generación eléctrica a través de sistemas fotovoltaicos

Para la determinación del precio asociado a la generación de energía eléctrica por medio de SFV se requiere de la consideración de diferentes factores asociados, como lo son la zona geográfica, el clima y más importante aún las condiciones en cuanto a la disponibilidad del recurso solar aprovechable. En lo que se refiere a México (y como se menciona en el apartado 3.1.3) el nivel de irradiancia es mayor a los 5 kWh/m² diarios en múltiples regiones, con lo cual se podría pensar que la relación para dichas condiciones son las ideales para que el precio de generación a través de tecnologías como los SFV sea relativamente baja en comparación con otros sitios en el mundo.

Bajo dicha premisa el estudio realizado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)¹⁰³ consideró un análisis de las diferentes regiones que conforman el País, para cada una de las tarifas eléctricas (que en el caso del sector residencial) también es desarrollada la tarifa DAC, para la determinación de los precios asociados y la factibilidad de acuerdo a la tendencia de dichas tarifas, con el fin de identificar las áreas potenciales para el desarrollo de este tipo de sistemas de generación de energía. En el estudio se tomaron en cuenta para el cálculo de los precios de generación (\$/kWh) diferentes municipios representativos de cada una de las tarifas eléctricas y regiones del País, con la finalidad de crear un perfil que permita identificar las condiciones en cuanto irradiación solar (kW/m²) y consumo de energía (kWh/mes) mostrando que dicho precio presente una variación de acuerdo a cada localidad considerada.

¹⁰³ Agencia Alemana de Cooperación Técnica. GTZ., (2009). *Nichos de Mercado para Sistemas Fotovoltaicos en Conexión a la Red Eléctrica en México*. [PDF]. Recuperado a partir de <http://www.gtz.de/en/dokumente/en-market-niches-for-gride-connected-photovoltaic-systems-mexico.pdf>

Para el caso de la tarifa DAC el estudio de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) toma en cuenta dos posibles esquemas, en donde la conformación de los SFV cubra un suministro parcial del consumo o la totalidad del mismo, siendo este último el escenario de resultados los cuales son considerados y referidos en el presente trabajo, debido a que durante la investigación documental realizada, se valora que el potencial para el aprovechamiento de este tipo de tecnologías renovables tiene la posibilidad de poder alcanzar dichas expectativas de generación de energía.¹⁰⁴

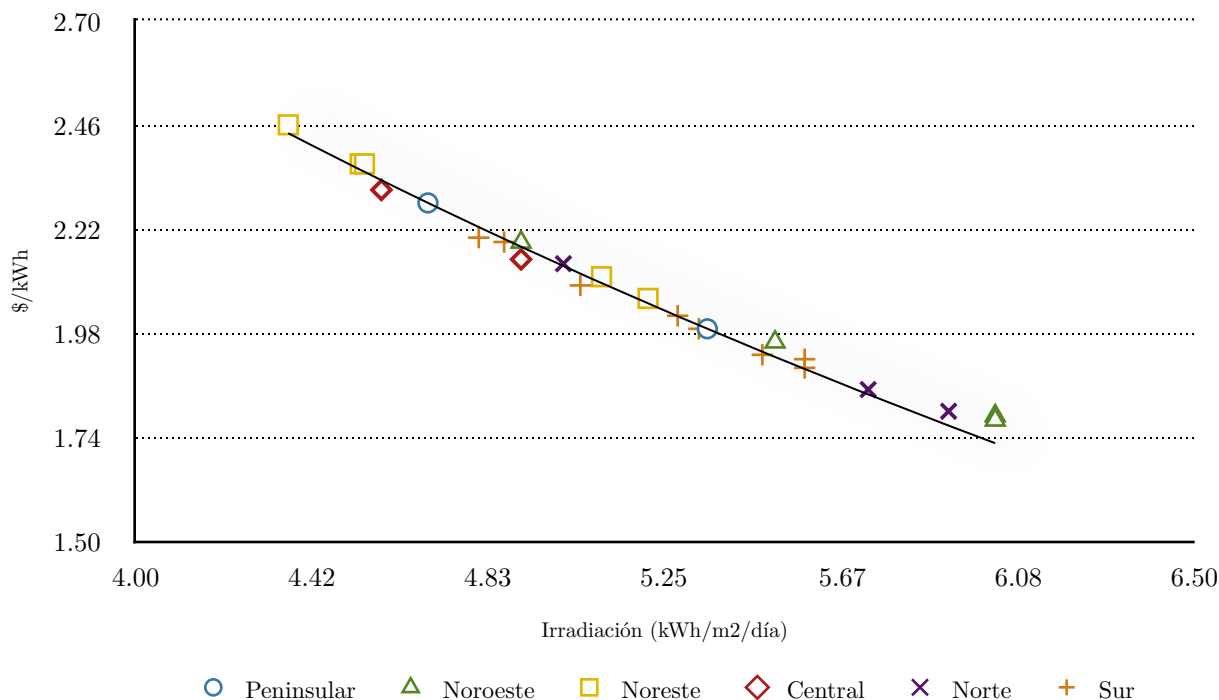


Figura 4.20. Gráfica de Precio Medio de Generación eléctrica a través de SFV. (con relación a niveles de irradiación en México). (Elab. propia con datos GIZ/ CONUEE, 2009)

De esta forma el estudio considera dentro de su análisis para el caso de la región Peninsular los municipios de Tulum y Mérida con un promedio de irradiación para la zona de 5.020 kW/m² al día y una relación en cuanto al precio de generación de energía eléctrica por medio de SFV de 2.135 \$/kWh (véase Anexo A14).

¹⁰⁴ Dentro de la metodología empleada se realizan algunas consideraciones que permiten la conformación dicho esquema, para el caso del suministro completo, el tamaño de los sistemas fotovoltaicos se basa en el rango establecido de consumo de energía eléctrica para cada una de las tarifas residenciales (1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E y 1F), para la Tarifa DAC dicho dimensionamiento considera un volumen de consumo adicional del 20% al límite más alto para cada tarifa y una potencia pico máxima de hasta 10 kWp por m². Así mismo se toman en cuenta especificaciones determinadas para dichos sistemas compuestos por módulos de tipo Policristalinos, Eficiencia ($\eta_{PFV} = 16\%$), Coeficiente de Temperatura ($C_{tem} = 0.5\% / ^\circ C$), Coeficiente de Rendimiento ($C_{REN} = 0.73$) y una Vida útil ($V_{UT} = 20$ años).

Agencia Alemana de Cooperación Técnica. GTZ., (2009). *Nichos de Mercado para Sistemas Fotovoltaicos en Conexión a la Red Eléctrica en México*. [PDF]. p. VII-XI Recuperado a partir de <http://www.gtz.de/en/dokumente/en-market-niches-for-gride-connected-photovoltaic-systems-mexico.pdf>

A pesar que puede ser considerado poco representativo el empleo de solo dos localidades, estas son referidas debido a ser sitios principales de consumo de energía de los estados (Quintana Roo y Yucatán respectivamente) y que la ubican como la tercera de mayor precio asociado en cuanto a generación eléctrica por medio de este tipo de tecnología del País (véase Fig. 4.20).

Para la región Noroeste se tomaron en cuenta las ciudades de municipios como Nogales, Hermosillo, Guaymas, Cd. Obregón y Mazatlán cuyo promedio la ubicó como la zona de mayor índice de irradiación de todo el País con 5.502 kW/m² al día y a su vez con el menor precio asociado de generación de electricidad (1.964 \$/kWh) mediante SFV, indicando tal como se muestra (véase Fig. 4.20) la relación directa ligada a la disponibilidad del recurso y el comportamiento en cuanto al precio.

En el caso de las localidades de Cd. Juárez, Victoria de Durango, Chihuahua y Piedras Negras pertenecientes a los estados de la república que integran a la región Norte, muestran un comportamiento en cuanto al nivel de irradiación muy similar al que se presenta en la zona Noroeste, con un promedio diario de 5.298 kW/m² (véase Anexo A14) con un precio de generación eléctrica a partir de tecnología fotovoltaica que va desde el 1.80 a los 2.37 \$/kWh.

Por otra parte la región Noreste cuyos ciudades son consideradas por el GIZ para su estudio fueron Monterrey, Tampico, Matamoros, Reynosa y San Luis Potosí. A pesar de su localización presentan un comportamiento muy particular, (similar al mostrado en el análisis previo realizado para la descripción de la tendencia de su tarifa DAC) nos muestra una relación en cuanto al precio de generación mediante SFV de 2.274 \$/kWh que contrasta con los considerables niveles de irradiación, los cuales promedian 4.748 kW/m² diarios y que la ubican como la región en dicha zona norte del País con el menor potencial para la implementación de este tipo de tecnología y la más alta en México.

En lo que respecta a la región Sur, la cual se encuentra conformada por la mayor cantidad de estados dentro de su jurisdicción en lo que respecta al servicio de suministro eléctrico definido por parte de la CFE, son consideradas las ciudades de algunos municipios como Oaxaca, Cd. Altamirano, Acapulco, Tepic, Guadalajara, Puebla de Zaragoza, Poza Rica, y Los Tuxtlas.¹⁰⁵ Debido a ello el comportamiento en cuanto niveles de irradiación que componen a esta región, muestra una particular diversidad que van desde los 4.81 kW/m² al día en municipios como Puebla de Zaragoza, hasta los 5.58 kW/m² en localidades como Cd. Altamirano ubicada en el estado de Guerrero (véase Anexo A14).

¹⁰⁵ Esta localidad se encuentra conforma por cuatro municipios San Andrés Tuxtla, Santiago Tuxtla, Catemaco y Hueyapan de Ocampo todos ellos pertenecientes al estado de Veracruz y que en donde son considerados en el estudio como una misma entidad.

De igual manera la conducta con relación a los precios de generación (véase Fig. 4.20) para esta región, presenta un comportamiento similar (que como se muestra en la información mostrada para las localidades previamente analizadas en este trabajo) se asocia directamente a dichos nivel de irradiación característicos para cada ciudad. Los precios alcanzan un promedio general de 2.030 \$/kWh que la posiciona como una de las zonas (la tercera más baja) para la generación de energía eléctrica mediante SFV.

Finalmente la región Central la cual al igual que la región Peninsular durante el estudio realizado por parte de la GIZ, son tomadas en cuenta sólo dos ciudades perteneciente a los respectivos estados que integran la zona. La primera de ellas es la Ciudad de México, la cual es una de áreas conurbadas de mayor extensión del País y alberga uno de los puntos con la mayor cantidad de usuarios pertenecientes al servicio de energía eléctrica, que se refleja en el alto índice de demanda eléctrica que incluso se encuentra por encima del promedio nacional (véase Fig. 4.11). Y por otro la localidad de Cuautitlán (Estado de México) la cual por su localización es catalogada como parte de la Zona Metropolitana del Valle de México y por lo tanto parte de uno de los puntos de mayor concentración de actividad comercial del País.

En lo que respecta las cifras de la región presenta una irradiación solar de 4.91 kW/m² para la Ciudad de México y 4.58 kW/m² en el municipio de Cuautitlán ubicándola como la zona con el mayor déficit en cuanto recurso solar aprovechable, repercutiendo en su relación en el precio de generación de energía eléctrica a través de SFV con un registro promedio de 2.230 \$/kWh posicionándola como una la segunda zona de mayor valor asociado (solo por detrás de la región Noreste) en este aspecto a nivel nacional (véase Anexo A14).

Todos estos valores referidos en el trabajo *Nichos de Mercado para Sistemas Fotovoltaicos en Conexión a la Red Eléctrica en México* (GIZ, 2009) permiten observar la relación en cuanto a el precio que caracterizan de forma particular a cada una de las regiones que integran al País. Dichos resultados sólo son presentados de manera esquemática para el presente análisis, ya que no pueden ser utilizados para la conformación de la *Curva de Oferta* debido a que se encuentra asociados a parámetros de irradiación específicos (kW/m²) y no representan la tendencia histórica del período (2005 - 2015) que fue establecido para la realización del presente trabajo.

Sin embargo, es importante mencionar que la relevancia de los mismos se destaca en el hecho que nos da la posibilidad de poder ubicar las condiciones en las cuales se encuentra posicionado nuestro territorio, como un elemento de suma importancia en el sentido de poder realizar observaciones con algunas otras zonas a nivel mundial, respecto a los precios de generación para esta tecnología documentados en múltiples bibliografías como las que se mencionarán a continuación.

La tendencia en cuanto al precio promedio internacional por la generación de energía eléctrica a través de SFV a mostrado un comportamiento decreciente a lo largo del tiempo, en donde la perspectiva económica que rodea a este tipo de tecnología ubicaba su precio entre los 0.08 y 0.10 USD por kWh (aprox. 1.63 a 2.04 \$/kWh)¹⁰⁶ para aplicaciones a nivel residencial considerando que dicha electricidad generada fuera situada y distribuida a través de la red eléctrica.¹⁰⁷

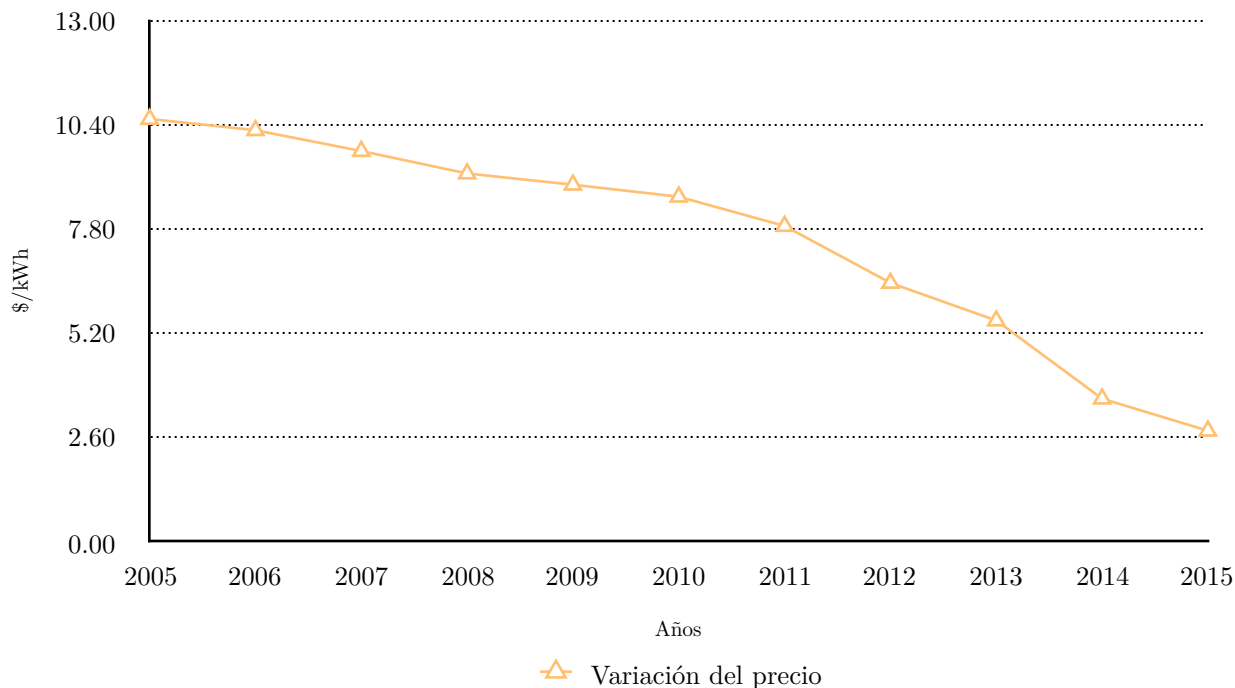


Figura 4.21. Gráfica del Precio Medio de Generación eléctrica a través de SFV a nivel Mundial. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos OpenEI, 2017)

Dichas expectativas en cuanto a su tendencia (véase Fig. 4.21) presentan una evidente disminución del precio de la energía eléctrica generada a partir de este tipo de sistemas renovables durante el período (2005 - 2015). Dentro de la consulta de investigación realizada en Open Energy Information (OpenEI)¹⁰⁸ para la conformación de la curva del precio medio de generación eléctrica (PMGE) fue realizado un promedio de los valores registrados en dicha plataforma por parte de las diferentes fuentes documentadas.

¹⁰⁶ Considerando un tipo de cambio promedio de \$20.47 MXN por USD (Precio registrado del 31 de Diciembre de 2016).

¹⁰⁷ Estrada Gasca C., Islas Amperio J., (2010). *Energías alternativas: propuesta de investigación y desarrollo tecnológico para México*. Academia Mexicana de Ciencias. Ed. 1ª. México. p. 22-25.

¹⁰⁸ OpenEI es una base de datos a cargo del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) creado por iniciativa del Departamento de Energía de los EE.UU (DOE) el cual se encuentra vinculado a diferentes instituciones a nivel mundial con el objetivo de recopilar información, análisis y publicaciones referentes a temas de energía.

En dicha consulta se hace referencia (véase Anexo A15) a fuentes de información como el Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) el cual dentro de sus diferentes publicaciones compiladas en la plataforma, presenta datos del valor de la energía generadas a partir de SFV el cual alcanzaban los 0.81 USD por kWh (aprox. 13.91 \$/kWh) en 2005 y cuya tendencia muestra un disminución del precio año con año, (83.33% entre 2005 - 2010 así como del 154.16% del 2010 al 2015) en donde se destaca dentro de dicho período la minoración interanual (equivalente al 70.83%) presentada durante el 2013 - 2014 como el mejor registro evaluado con precios asociados de 0.48 y 0.31 USD por kWh respectivamente.

Otra de las referencias que proporciona información referente al tema dentro de la base de datos del Open Energy Information (OpenEI) es el National Renewable Energy Laboratory (NREL), el cual tal y como se muestra en la tendencia de la gráfica (Véase Fig. 5.21) durante el 2013 - 2014 documenta un registro en relación con la disminución del precio, equivalente al 16.67% ligada a un valor del 0.21 USD por kWh (aprox. 3.60 \$/kWh) y 0.17 USD por kWh (aprox. 2.91 \$/kWh) al concluir ese lapso.

Finalmente una más de las fuentes de referencia que fueron empleadas para la conformación de la curva del PMGE a través de SFV es el Departamento de Energía de los EE.UU. (DOE), en donde presenta valores estimados que alcanzaban los 0.47 USD por kWh (aprox. 8.07 \$/kWh) en 2010 y el cual mostraba una disminución para 2013 de 0.19 USD por cada kWh de energía generada (aprox. \$3.26 MXN) por año, equivalente al 79.16% de reducción en el precio durante ese tiempo (véase Anexo A15).

Es así como la determinación para la tendencia del PMGE considerando las cifras obtenidas a través de la base de datos de OpenEI, nos permite visualizar el comportamiento durante el período establecido de análisis del precio asociado a esta tecnología y con ello poder ubicar la relación de dichos valores, a los obtenidos en el estudio realizado por la (GIZ, 2009) para México.

Con ello es posible identificar un escenario el cual permita de cara a la conformación de la *Curva de Oferta*, que nos indique un comportamiento más factible para la implementación de SFV, debido al inminente incremento en los precios de electricidad presentados anteriormente (tomando en cuenta para el presente trabajo sólo a la tarifa DAC) que permitan una mayor viabilidad para las diferente regiones que integran al País, en el establecimiento de dichos sistemas para la generación de energía eléctrica.

4.3.2. Generación anual eléctrica mediante energía solar fotovoltaica

Para la determinación de la *Elasticidad de la Oferta* (E_o) es necesario la definición de los valores de generación anual eléctrica mediante energía solar fotovoltaica (GAEFV), de tal forma que sea posible establecer una relación que muestre la capacidad de respuesta de la oferta (C_o) respecto al precio (P) planteado anteriormente a través del precio medio de generación eléctrica (PMGE) para esta tecnología.

De acuerdo con los lineamientos del presente trabajo, se establece dentro de los alcances un período de estudio de 10 años (2005 - 2015) sobre el cual, se toma como referencia para la determinación de los valores anuales respectivos, que perfilen el comportamiento de generación de energía eléctrica mediante este tipo de tecnología a lo largo del tiempo referido.

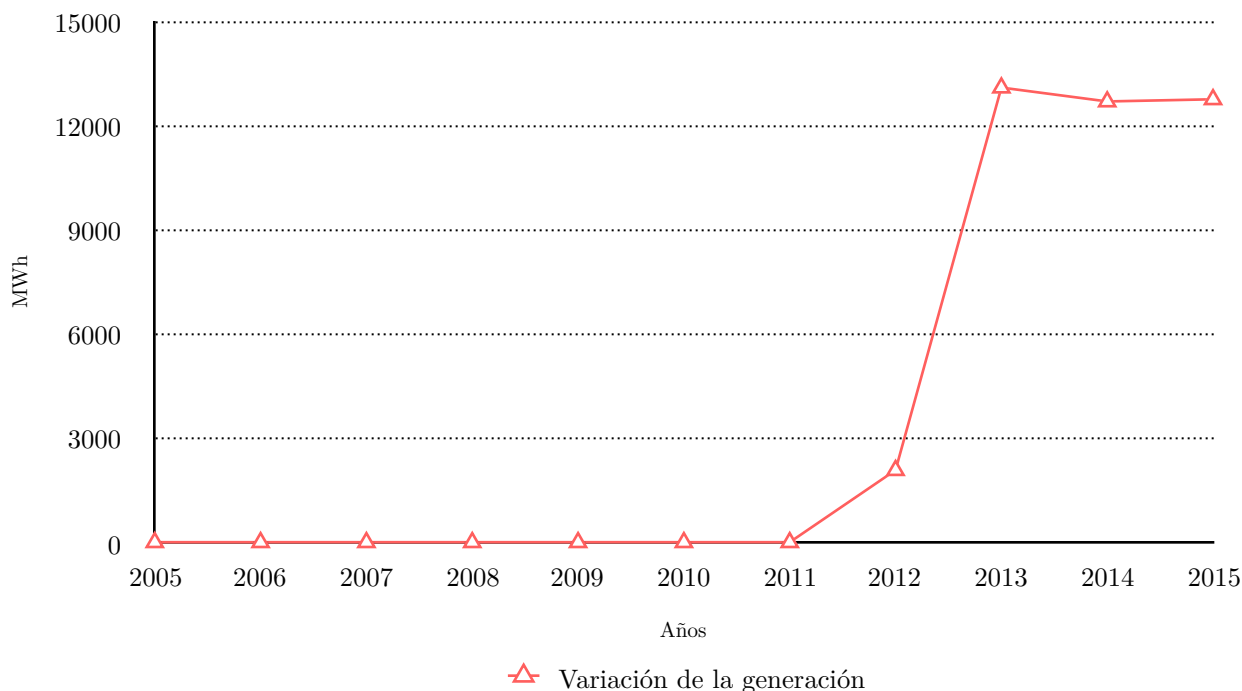


Figura 4.22. Gráfica de Generación Anual de energía eléctrica a través de SFV. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos SIE, 2017)

De esta manera es posible establecer una tendencia en cuanto el comportamiento y disponibilidad de la oferta, como un componente de bien/servicio como es el caso de la energía eléctrica. Es así como (véase Fig. 4.22) la gráfica de generación muestra una tendencia en cuanto a la oferta de energía eléctrica producida por medio de SFV durante el 2005 - 2015 y la cual de acuerdo con la terminología establecida por la SENER, es

representada a través de la generación bruta de energía eléctrica.¹⁰⁹ Como se observa, los valores obtenidos a partir del Sistema de Información Energética (SIE) indican que entre 2005 y 2011 la generación de energía a partir de SFV no era significativa, por lo cual no existe valor alguno documentado en dicha referencia consultada que permita reflejar su aportación a la red eléctrica del País.

Sin embargo, dicha tendencia se ve modificada a partir del 2012 con una incorporación de 2,076.42 MWh de generación para ese año, seguido de un incremento interanual sustancial del 530.61% equivalente a 13,094.26 MWh para 2013, (es decir 11,017.84 MWh de generación de energía eléctrica adicionales) con relación al año previo.

Dicha tendencia se mantuvo en años subsecuentes (2014 se registraron 12,694.21 MWh y 2015 con 12,756.86 MWh) aunque en menor proporción, la aportación de electricidad generada por medio de SFV comenzó a ser considerada como una de las tecnologías renovables de energía (solo detrás de la eólica e hidroenergía) con mayor relevancia en México.

Tal y como se menciona en el apartado 3.1.3 (véase Tabla 3.3) la conformación de proyectos para el aprovechamiento del recurso solar a través de SFV en México hasta el año 2015, se encontraba conformado de acuerdo con la SENER¹¹⁰ en diferentes proyectos de generación de energía eléctrica distribuidos en diversas regiones del País, de los cuales se destacan las instalaciones de Cerro Prieto con una generación de 10.7 GWh y Santa Rosalía con 2.0 GWh ambas propiedad de CFE; así como la central propiedad de Gauss Energía, Aura Solar I con 30.4 GWh bajo el esquema de Pequeña Producción (P.P.) con contrato de compraventa de energía eléctrica a CFE.

Aunque de forma aparente la muestra de valores respecto a la GAEFV documentada a partir del SIE, nos indique una limitada perspectiva respecto al comportamiento de esta tecnología renovable durante los primeros años del período de estudio. Es importante destacar el hecho que a pesar de dicho antecedente, la relación de valores en cuanto a los niveles de generación con respecto a los precios asociados a este tipo de tecnologías (PMGE a través de sistemas fotovoltaicos) previamente analizados, permiten identificar de cara a la conformación de la *Curva de Oferta* una pauta de viabilidad para la generación de energía eléctrica a través de SFV, la cual ante dicho comportamiento es conjuntada y desarrollada a continuación.

¹⁰⁹ Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Generación bruta de energía eléctrica por tecnología*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>

¹¹⁰ Secretaría de Economía. SE., (2016). *ProMéxico: Energías Renovables*. Unidad de Inteligencia de Negocios. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.promexico.gob.mx/documentos/diagnosticos-sectoriales/energias-renovables.pdf>

4.3.3. Curva de Oferta

La conformación de la *Curva de Oferta* permite identificar mediante una representación gráfica, la relación del comportamiento para un bien/servicio (en este caso energía eléctrica) a través de su precio (P) asociado de generación por medio de SFV y su disponibilidad en cuanto aprovechamiento, es decir cantidad ofertada tecnológica (C_o) para dicho mercado, definido gracias a la *Elasticidad de la Oferta* (E_o).

Previamente en el presente trabajo se describen dichos parámetros, en donde se identifican las tenencias asociadas a la oferta de GAEFV así como el PMGE para esta tecnología, ambas a nivel nacional y durante el mismo período de tiempo (2005 - 2015) establecido. Es así como se da paso a la descripción correspondiente de la curva obtenida y la interpretación de dichos resultados.

Los valores asociados para México en cuanto al precio correspondiente a la generación de energía eléctrica por medio de SFV, considerando el análisis realizado asociado directamente con la disponibilidad del recurso solar (véase Fig. 4.20) de las diferentes regiones que conforman el País, presenta cifras que muestran un rango promedio en cuanto al precio de generación muy variado, que va desde los 2.274 \$/kWh para la región Noreste hasta los 1.964 \$/kWh en la región Noroeste, así como estimaciones positivamente significativas (considerando su capacidad en cuanto a recurso) de 2.135 y 2.230 \$/kWh respectivamente, en regiones como la Peninsular y Central (véase Anexo A14).

De manera general el comportamiento del PMGE muestra una tendencia decreciente a lo del período de estudio (véase Fig. 4.21), en donde se identifica un notable disminución en cuanto a dicho valor a lo largo del tiempo, con cifras promedio documentadas (OpenEI, 2016) en 2005 de 10.53 \$/kWh, para el año 2010 se reducirán hasta los 8.59 \$/kWh, para finalmente alcanzar un precio equivalente a los 2.88 \$/kWh en 2015 (véase Anexo A15).

Si se realiza una comparación considerando dicha tendencia en cuanto a los valores resultantes, se observa que el precio de cualquiera de las regiones que componen al País, se encuentra dentro de un margen de precio considerablemente menor al mostrado por la gráfica que define los mismos datos (véase Fig. 4.21) a nivel mundial y lo cual nos permite remarcar el hecho de los considerables atributos con los cuales México cuenta, de acuerdo a los resultados que este parámetro nos indican. La relación de dicho decrecimiento en el precio asociado con la generación anual eléctrica mediante energía solar fotovoltaica (GAEFV) el cual de acuerdo con la tendencia de dicho criterio aunque de forma paulatina, comenzó a cobrar importancia dentro de la matriz energética nacional, la cual presenta una conducta de incremento (véase Fig. 4.22) a partir del año 2012.

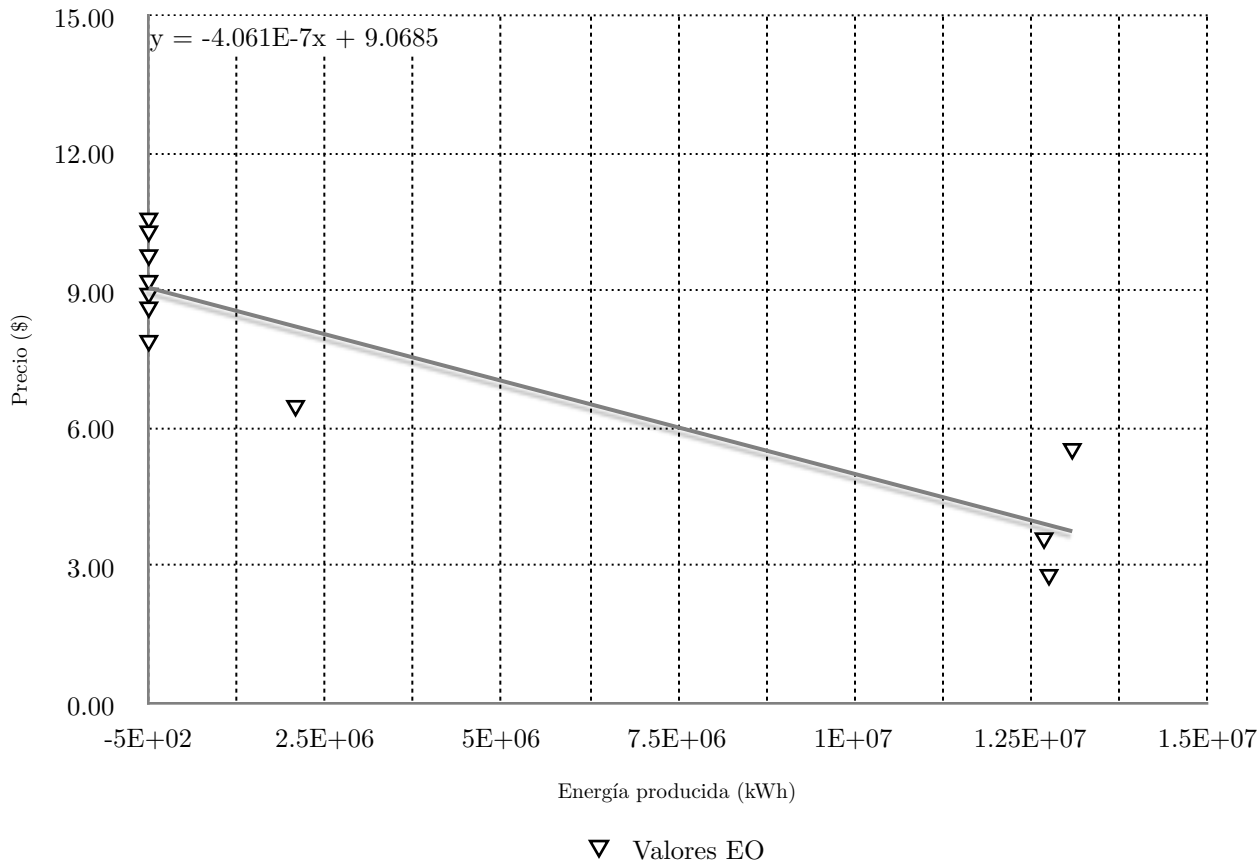


Figura 4.23. Gráfica de Curva de Oferta para SFV. Período (2005 - 2015). (Elab. propia con datos SIE/OpenEI, 2017)

De esta manera la correspondencia entre ambos parámetros representada por medio de la *Curva de Oferta* (véase Fig. 4.23) indicada dado el comportamiento en cuanto a su *Elasticidad de la Oferta* (E_o) durante el período (2005 - 2015) es mayormente elástico es decir, que la E_o es mayor que -1, que nos indica que los cambios presentes en el precio de dicho bien/servicio reaccionan de manera aparente, en cuanto a la cantidad que se oferta de ellos a razón de un incremento en cuanto a su disponibilidad, por una disminución en su precio.

Considerando que el servicio de energía eléctrica es catalogado como un bien de primera necesidad, al cual debe agregarse el hecho que se considera que dicha energía es por medio de un mecanismo alternativo de generación (en este caso SFV), el comportamiento mostrado por la *Curva de Oferta* cuya pendiente es negativa, nos indica una tendencia que favorece el hecho de acuerdo al tiempo establecido en el análisis, el aumento en la oferta de producción de electricidad por medio de este tipo de tecnologías se encuentre ligado de forma notable a la disminución en los precios de generación.

Es así que la conducta descrita por la curva, nos muestra una variación en los valores de la E_O los cuales (aunque en los primeros años se consideren poco representativos debido a la ausencia de datos de GAEFV), es posible identificar dicho comportamiento de la curva con la identificación del cambio en la tendencia entre diferentes años que conforman el período, en donde el valor de la *Elasticidad de la Oferta* (E_O) en el caso del año 2005 era de 0.0 (es decir, que mostraba un comportamiento perfectamente elástico) y el cual en 2012 a raíz del incremento sustancial en la generación de energía eléctrica a partir de SFV modificó su tendencia, la cual se reflejó en su valor de E_O con 0.10 (inelástico). Finalmente es en 2013 y 2015 cuando la conducta de la *Curva de Oferta* muestra sus valores más representativos al tipo de esquema esperado para dicho bien, con valores que definen una tendencia favorablemente elástica de 0.1 y 1.2 respectivamente (véase Anexo A16).

4.4. Análisis del Punto de Equilibrio

Una vez determinadas las diferentes componentes correspondientes a la oferta y demanda, es posible establecer un parámetro de análisis que permita identificar de manera conjunta la relación entre ambas variables económicas, esto a través del *Punto de Equilibrio* (Pt_E).

La determinación de dicho punto se obtiene por medio de la igualación de las ecuaciones que definen a la *Curva de Oferta y Demanda*, (véase Ec. 19) de tal forma que sea previsible identificar el precio de competencia del mercado, en donde de acuerdo con la tendencia de la cantidad ofertada y demandada se posible asociar un precio determinado en el que los consumidores estarán dispuestos a adquirir dicho bien/servicio que se les oferta [59].

En el caso de nuestro bien/servicio de estudio, la energía eléctrica (considerando sólo a la tarifa DAC) muestra un comportamiento muy particular de acuerdo a cada una de las regiones del País, las cuales como se muestra anteriormente presentan una relación directa con condiciones de consumo de energía y precio asociado, reflejadas en el comportamiento de sus *Curvas de Demanda*.

En lo que concierne a la oferta esquematizada en la correlación generación - precio de electricidad a través de SFV, la pauta mostrada por su *Curva de Oferta* presenta una tendencia cuya viabilidad en comparación con los sistemas tradicionales de generación muestran un panorama alentador como alternativa tecnológica.

4.4.1. Caso 1: Región Central

El comportamiento mostrado por la relación de la *Curva de Oferta* de generación de energía eléctrica a través de SFV y su contraparte de Demanda para el caso particular de la tarifa Domestica de Alto Consumo (DAC), permiten identificar la existencia de un *Punto de Equilibrio* (Pt_E) (véase Fig. 4.24) con características particulares para esta región.

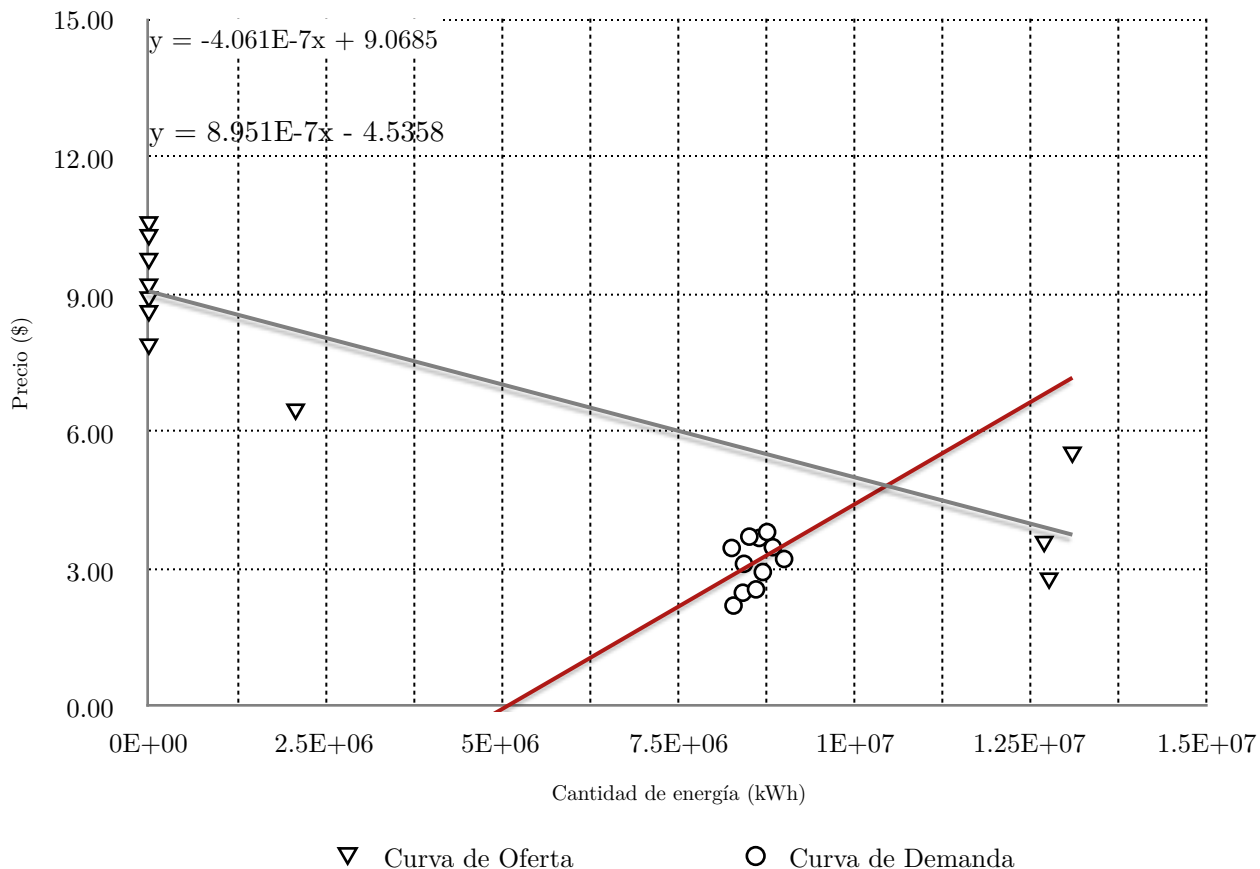


Figura 4.24. Gráfica de Punto de Equilibrio en Región Central. Período (2005 - 2015)
(Elab. propia con datos SIE/OpenEI/CFE/CENACE, 2017)

Esto se debe a la pauta marcada por las variables que integran a la *Curva de Demanda* (véase Fig. 4.17), en donde el precio medio facturado de la tarifa DAC (véase Fig. 4.5), registra el mayor valor promedio de la tarifa (3.152 \$/kWh) de todo el País (incluso por encima del promedio determinado para SIN de 3.023 \$/kWh); así como la conducta de su demanda máxima anual (DMA) de energía (véase Fig. 4.11), cuya disposición a pesar de ser variable (incrementos y disminuciones) a lo largo del período de estudio (2005 - 2015) la ubica como la región de mayor demanda promedio de energía eléctrica a nivel nacional con 8,589.4 MWh.

A pesar de ello, la relación en cuanto a la tendencia obtenida para la *Curva de Oferta* (véase Fig. 4.23) que describe la brecha de oportunidad para la generación de electricidad por medio de SFV, aún se encuentra por encima del precio (con 4.822 \$/kWh) a diferencia de lo que implicaría su generación convencional, es decir que para la región Central la tendencia en el precio de la tarifa DAC aún no a logrado una alza significativa que represente competitiva la aplicación de SFV para la generación de electricidad para esta tarifa.

Sin embargo, considerando el hecho que la región albergan a una de las principales áreas urbanas del País, así como la mayor concertación de usuarios del servicio eléctrico (Ciudad de México con 3,044,484 y Estado de México 4,438,148 en 2015) el aumento en la tendencia de sus niveles de demanda de energía podría ser el factor que permita la implantación de tecnologías alternativas de generación de electricidad como los SFV.

De acuerdo con los resultados obtenidos, el P_{tE} en cuanto a la cantidad de energía requiere alcanzar una demanda aproximada de 10,456 MWh, la cual no parece improbable de necesitar en un futuro habiendo antecedentes de DMA cercanos a los 9,004 MWh en años anteriores como 2010.

Es así como se identifica la situación mostrada en el caso de la región Central, da como resultado una perspectiva positiva, tomando en cuenta que la proporción de energía que demanda dicha región y la relación con el aumento gradual del precio de la tarifa DAC permitirá que la implementación de SFV sea competitiva en el corto plazo (menos de 5 años).

Dicho argumento se justifica considerando que de acuerdo a cifras documentadas por la CFE¹¹¹ el precio de la tarifa DAC, a alcanzando los 4.050 \$/kWh para Diciembre 2016 y los 4.365 \$/kWh en Diciembre del 2017. Dichos valores en comparación con el precio de equilibrio de electricidad por medio de SFV para la región obtenido en este análisis (de 4.822 \$/kWh) nos permiten realizar dicha aseveración, considerando que el margen presente muestra una diferencia menor a los 0.5 centavos de peso (0.457¢) entre el valor por kWh a pagar por la electricidad para esta tarifa y el precio que implicaría si esta fuera generada a partir de SFV a nivel residencial.

¹¹¹ Comisión Federal de Electricidad. CFE., (2017). *Tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica (2016 - 2017)*. Tarifas. México. [ASPX] Recuperado a partir de http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas_casa.asp?Tarifa=DACTAR1A&anio=2017

4.4.2. Caso 2: Región Noreste

En el caso de esta zona la cual de igual manera que en caso anterior también alberga una de las principales áreas conurbadas del País (Monterrey) en el estado de Nuevo León. La región Noreste presenta un comportamiento representado por medio del análisis de su *Punto de Equilibrio* (Pt_E) (véase Fig. 4.25) derivado de la relación de la *Curva de Oferta* (esquematzada por la generación de energía a través de SFV) y su *Curva de Demanda* (representando la tendencia del consumo eléctrico y el precio establecido para la tarifa DAC) muy específico.

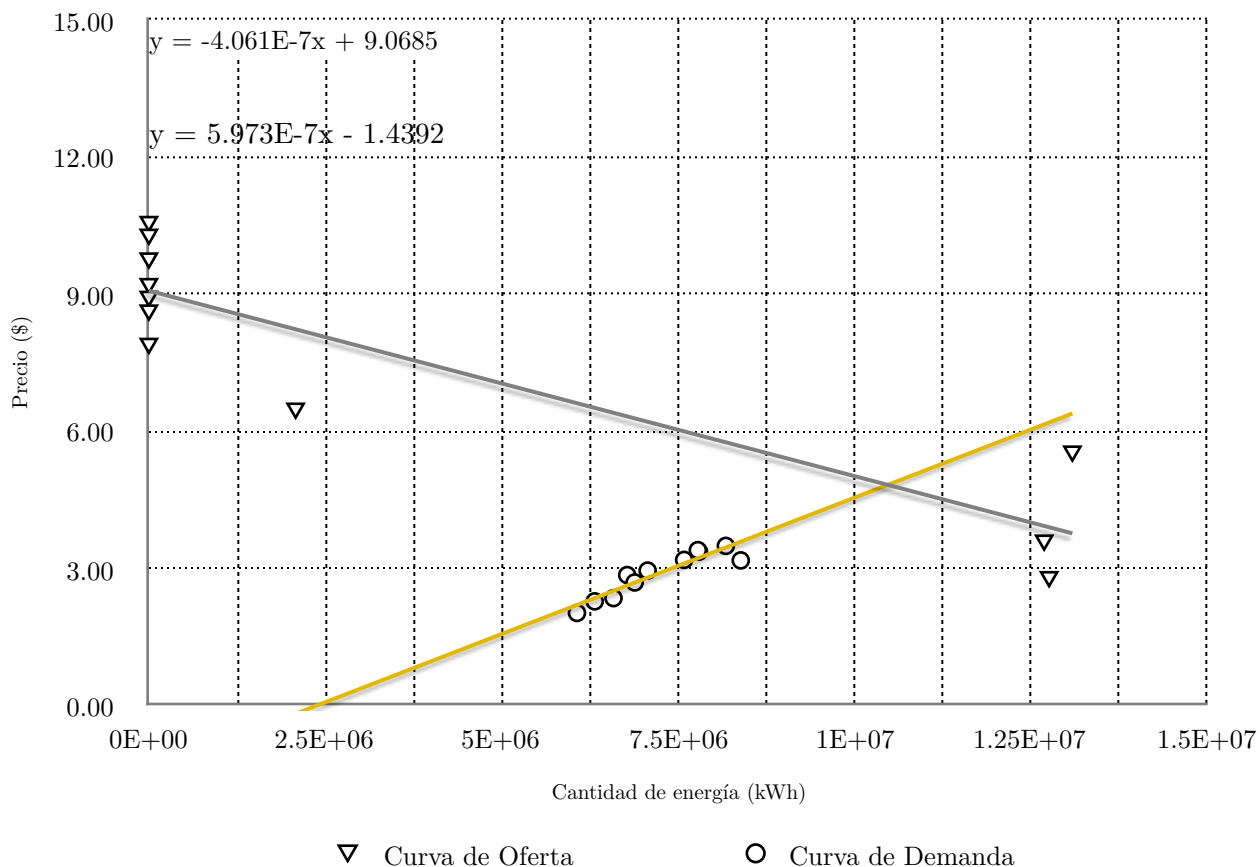


Figura 4.25. Gráfica de Punto de Equilibrio en Región Noreste. Período (2005 - 2015)
(Elab. propia con datos SIE/OpenEI/CFE/CENACE, 2017)

La conducta marcada por parte de su *Curva de Demanda* (véase Fig. 4.16), muestra cifras particulares en cuanto al precio medio facturado de la tarifa DAC (véase Fig. 4.4) la cual en comparación con el resto de las regiones que integran al País, la posicionan como la de menor valor promedio con 2.874 \$/kWh (incluso por debajo del establecido por el SIN equivalente a 3.023 \$/kWh).

Sin embargo, en lo que respecta al comportamiento de su demanda máxima anual (DMA) de energía eléctrica (véase Fig. 4.10) muestra una tendencia a largo del período de estudio (2005 - 2015) de constante incremento, en donde se destacan cifras alcanzadas en 2010 (7,070 MWh), 2011 (7,587 MWh), 2012 (7,798 MWh) y 2015 (8,339.5 MWh) superando en este caso el promedio registrado (al igual que la región Central y Sur) de DMA del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

No obstante la relación con la *Curva de Oferta* (véase Fig. 4.23) la cual representa la disponibilidad en cuanto a la generación de electricidad por medio de SFV, de acuerdo con su *Punto de Equilibrio* (Pt_E) el precio asociado se ubica en los 4.815 \$/kWh (siendo el mejor precio obtenido del presente análisis para las 6 regiones de México) sin embargo, este se encuentra por encima del valor que implicaría continuar bajo el esquema convencional de consumo de electricidad otorgado por la CFE. Así se puede entre ver que la región presenta una afinidad que permite que el precio medio facturado de la tarifa DAC y la demanda máxima anual (DMA) de energía tenga un índice de costo - beneficio bajo, entre ambas variables que permita que la aplicación de SFV para la generación de electricidad tenga una área de oportunidad menor.

A todo esto es importante considerar que esta región cuenta con 5 interconexiones de energía eléctrica con EE.UU., de las cuales 3 son consideradas como permanentes Nuevo Laredo-Laredo (100 MW), Cumbres F.-Planta Frontera (150 MW) y Cumbres F.-Railroad (150 MW) y las dos restantes (Matamoros-Brownsville de 25 MW) y Matamoros-Military 80 MW) catalogadas como interconexiones de emergencia. Lo cual podría traducirse en una estabilidad energética que proporciona una ventaja al resto de las zonas que componen al País.

Tomando en cuenta los resultados obtenidos de acuerdo con la tendencia de la *Curva de Demanda*, esta nos indica que la cantidad de energía requerida para establecer el Pt_E deberá alcanzar los 10,472 MWh o a su vez que el precio de la tarifa DAC se incremente. Aunque las cifras promedio documentadas de los últimos años del período de estudio, 2014 (3.479 \$/kWh) y 2015 (3.161 \$/kWh) (véase Anexo A3), así como cifras consultada para Diciembre 2016 y 2017 (3.699 \$/kWh y 3.986 \$/kWh respectivamente)¹¹² muestran una evidente pauta hacia dicho comportamiento, esta aún se encuentra por encima (0.829¢) del precio de equilibrio determinado (4.815 \$/kWh) para que la generación de electricidad por medio de SFV pueda considerarse como competitiva a el corto plazo (menos de 5 años).

¹¹² Comisión Federal de Electricidad. CFE., (2017). *Tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica (2016 - 2017)*. Tarifas. México. [ASPX] Recuperado a partir de http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas_casa.asp?Tarifa=DACTARIA&anio=2017

4.4.3. Caso 3: Región Norte - Noroeste

El análisis en conjunto de las siguiente regiones (Norte - Noroeste) como se observará a continuación tiene como motivo, una similitud en cuanto los elementos que integran sus respectivas *Curvas de Demanda*, así como los resultados obtenidos durante la determinación de su *Punto de Equilibrio* (Pt_E).

Dentro de los elementos que integran la *Curva de Demanda* de la región Norte (véase Fig. 4.18) la tendencia del precio medio facturado de la tarifa DAC (véase Fig. 4.6) para esta zona presenta un comportamiento de incremento constante, mostrando un valor promedio durante el período de estudio definido (2005 - 2015) de 2.874 \$/kWh (mismo precio que en la Región Noreste). En lo que se refiere a la conducta de su demanda máxima anual (DMA) de energía (véase Fig. 4.12), cuya disposición a pesar de ser semejante a la tendencia a la alza mostrada por el precio asociado a la tarifa DAC, ubica a esta región como la segunda con el menor índice de requerimiento de energía eléctrica del País (con un promedio de 3,509.2 MWh); sin embargo, la zona a alcanzado cifras en los últimos años del período por encima de dicho promedio, con 3,841 MWh (2013), 4,052 MWh (2014) y 4,100 MWh en (2015).

Por medio del análisis del Pt_E (véase Fig. 4.26) obtenido de la correspondencia entre la *Curva de Oferta*, que esquematiza la promisión en cuanto a generación de electricidad por medio de SFV (véase Fig. 4.23) y su contraparte de Demanda para en el caso particular de la tarifa DAC la cual es descrita anteriormente. La resultados nos indica que la cantidad de energía requerida para establecer el Pt_E deberá alcanzar los 6,621.7 MWh y en lo que se refiere a su precio de equilibrio este se encuentra en los 6.379 \$/kWh, que en comparación con la tendencia en los precios alcanzados para la tarifa, este valor se ubica por encima (\$3.505 más por kWh) si la generación de electricidad se realizara por medio de SFV.

De esta forma se puede ultimar que para esta región, la afinidad entre el precio medio facturado de la tarifa DAC y la relación con su DMA de energía, presente un índice bajo en cuanto al importe tarifario y el beneficio obtenido por el suministro eléctrico a través de CFE. Es así como la aplicación de SFV como opción para la generación de energía sea considerada en este caso, como una alternativa poco provechosa desde el punto de de vista del análisis econométrico realizado.

No obstante una de las principales ventajas que caracterizan a la región Norte, de acuerdo con los datos documentados en el análisis realizado por (GIZ, 2009) (mencionado en el apartado 4.3.1) es su estimación en cuanto el nivel de irradiación promedio diario en la zona cercano a los 5.298 kW/m² (véase Anexo A14).

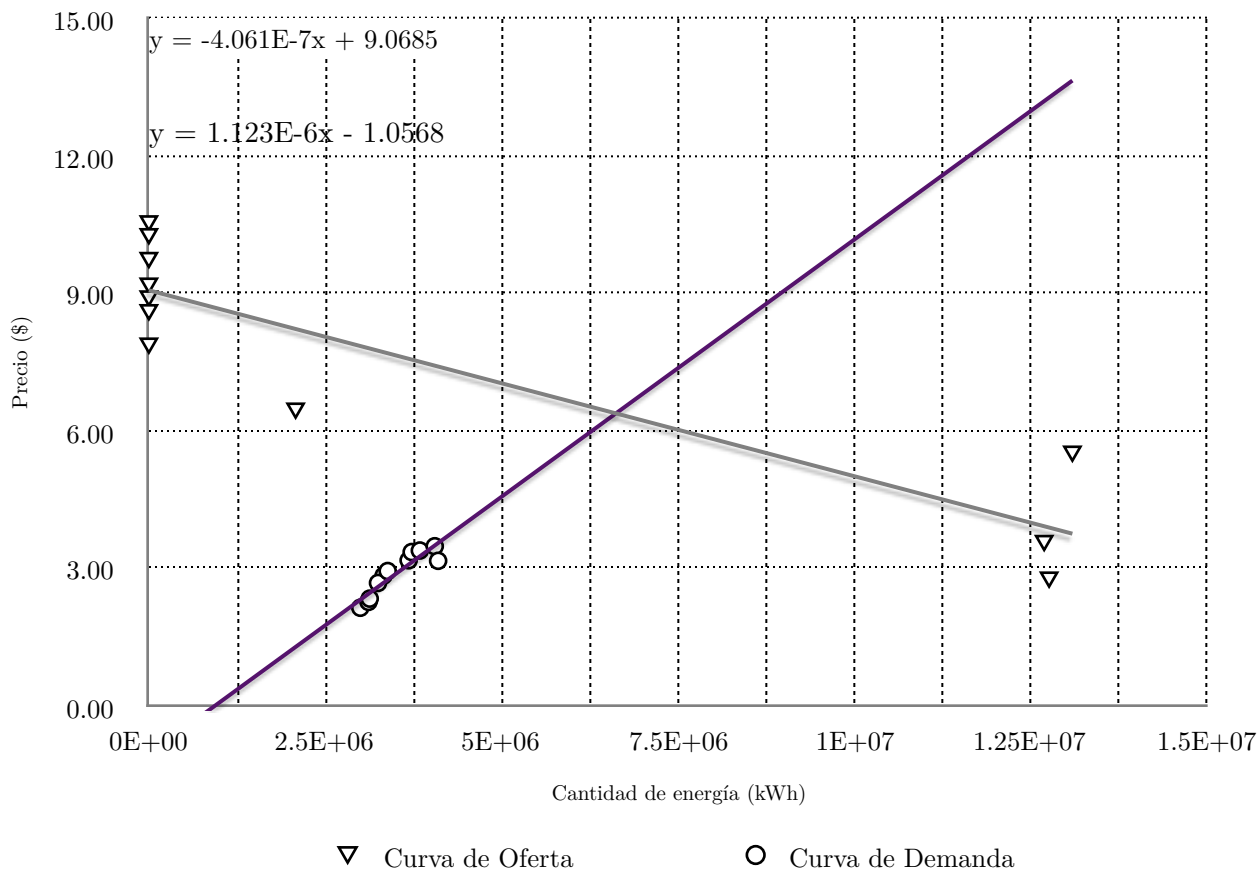


Figura 4.26. Gráfica de Punto de Equilibrio en Región Norte. Período (2005 - 2015)

Fuente: Elaboración propia con datos SIE/OpenEI/CFE
CENACE (2017)

Tomando en consideración cifras registradas para diferentes localidades como Cd. Juárez (5.01 kW/m²), Victoria de Durango (5.73 kW/m²), Chihuahua (5.92 kW/m²) y Piedras Negras (4.53 kW/m²), proporciona un margen de precio medio de generación eléctrica (PMGE) para este tipo de tecnología conveniente, el cual va desde los 1.80 a 2.37 \$/kWh, destacando el hecho que dichas cifras sean consideradas como valor agregado, pese a los resultados determinados a través del Pt_E para favorecer su adopción.

En el caso de la región Noroeste, como se puede observar en la conformación de su *Curva de Demanda* (véase Fig. 4.15) la pauta marcada por su precio medio facturado de la tarifa DAC (véase Fig. 4.3) registra un valor promedio de 2.957 \$/kWh, mostrando una tendencia de constante incremento a lo largo de todos los años que conforman el período de estudio (2005 - 2015), datando valores por ejemplo de 3.257 \$/kWh (2011), 3.444 \$/kWh (2012), 3.473 \$/kWh (2013) y 3.568 \$/kWh en (2014). Dicho antecedente la posiciona como la segunda región con el mayor valor tarifario registrado (sólo por detrás de la región Central).

En lo que se refiere al otro parámetro necesario para poder definir el comportamiento de la curva, la demanda máxima anual (DMA) (véase Fig. 4.9) muestra al igual que la región Norte una tendencia de incremento en cuanto requerimiento de energía eléctrica durante el período, alcanzando su mayor cifra en 2014 (4,337 MWh) y registrando un promedio de 3,564.3 MWh (ubicándola como la cuarta región con el mayor índice de DMA a nivel nacional).

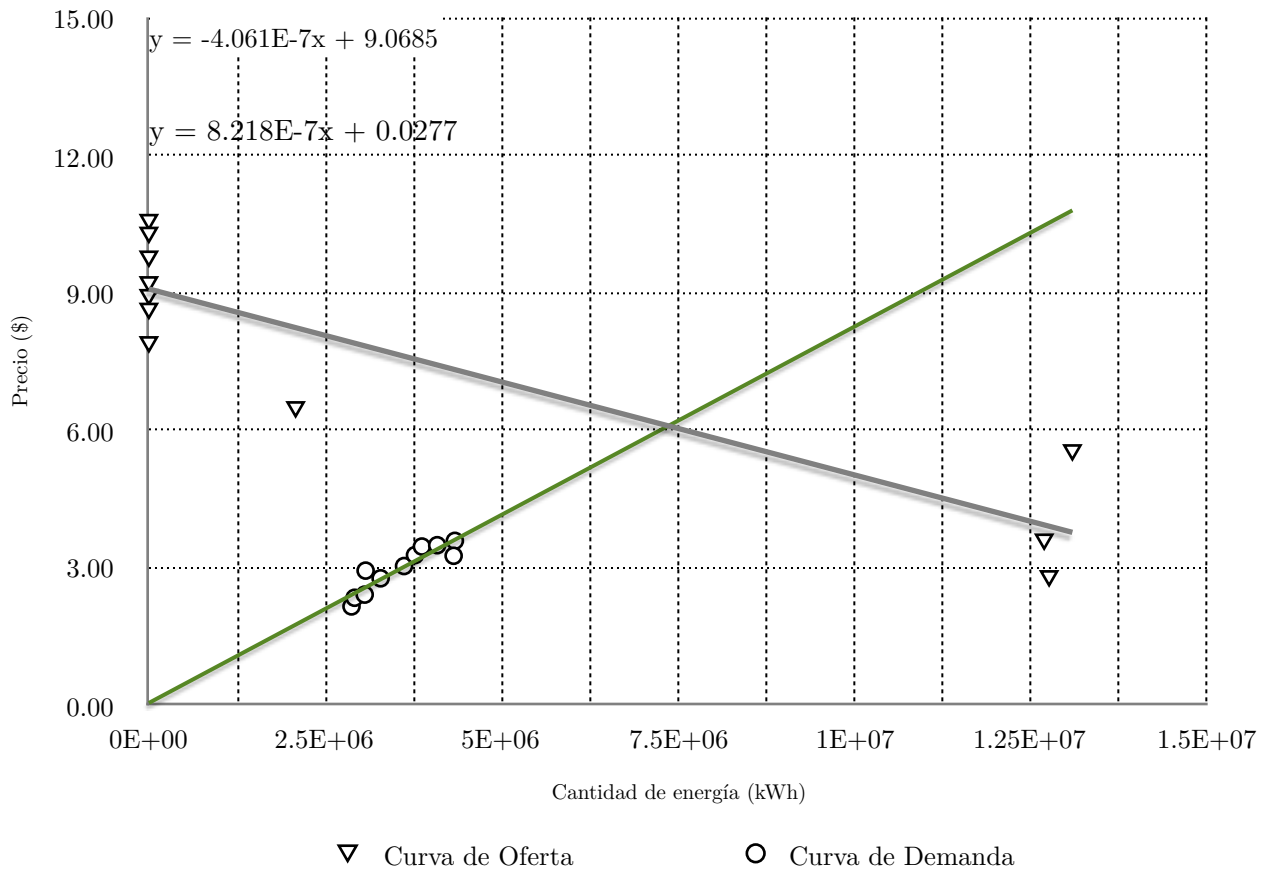


Figura 4.27. Gráfica de Punto de Equilibrio en Región Noroeste. Período (2005 - 2015)
(Elab. propia con datos SIE/OpenEI/CFE/CENACE, 2017)

En el establecimiento del *Punto de Equilibrio* (Pt_E) para esta región (véase Fig. 4.27), la relación con la *Curva de Oferta* (véase Fig. 4.23) la cual permite observar la tendencia en cuanto a la capacidad de incorporación para la generación de electricidad por medio de SFV y que de acuerdo con los resultados obtenidos el precio de equilibrio se encuentra en los 6.078 \$/kWh (\$3.121 más por kWh) que el precio promedio establecido para la región, si esta no fuera generada por medio de SFV.

En el caso de la cantidad de energía requerida para establecer el Pt_E a pesar que la zona presenta un antecedente de DMA de energía considerable, esta aún se encuentra por debajo de la cuota necesaria (7,362.8 MWh) para su establecimiento en cuanto a requerimiento eléctrico se refiere.

Al igual que la región Norte, esta muestra una gran ventaja pese a las limitaciones concluidas del análisis basado en los parámetros económicos, en donde a diferencia del resto de las zonas que integran al País, presenta niveles de irradiación promedio diario de acuerdo con los datos documentados y presentados anteriormente, que indican una estimación de 5.502 kW/m² (que la ubica como la zona de mayor índice de irradiación solar en México); tomando en cuenta ciudades cuyos valores asociados con el precio medio de generación eléctrica (PMGE) mediante SFV son destacadamente bajos, tal es el caso de Nogales (2.10 \$/kWh), Hermosillo (1.79 \$/kWh), Guaymas (1.78 \$/kWh), Cd. Obregón (1.96 \$/kWh) y Mazatlán con (2.19 \$/kWh) (véase Anexo A14).

4.4.4. Caso 4: Región Sur - Peninsular

Para el resto de las regiones que componen nuestro estudio (Sur y Peninsular) es decidido su análisis en conjunto, debido a que durante la determinación de uno de los elementos que integran la *Curva de Demanda* (véase Fig. 4.19 y 4.14) para las respectivas zonas, como el precio medio facturado de la tarifa DAC para ambos casos fue similar. A pesar de ello la tendencia expresada en cuanto al resultado del *Punto de Equilibrio* (Pt_E) fue distinto, de tal forma que tanto los valores para el establecimiento del precio y cantidad de energía (no obstante otras similitudes como niveles de irradiación promedio diarios en dichas regiones, así como sus respectivos valores asociados con el precio medio de generación eléctrica (PMGE) mediante SFV, relativamente bajos en ambos casos) permitiría inferir un proceder semejante al obtenido.

Como se menciona en el caso de ambas regiones, de acuerdo con las cifras obtenidas para la determinación del precio medio facturado de la tarifa DAC, tanto Sur (véase Fig. 4.7) como Peninsular (véase Fig. 4.2) registrando un precio promedio durante el período (2005 - 2015) de 2.923 \$/kWh en dichas zonas. Con una tendencia idéntica en cuanto a incremento tarifario anual, ambas documentan sus mayores registrados en el año 2014 con un precio de 3.536 \$/kWh, ubicándolas de forma consecutiva (tercera y cuarta) en cuanto al valor asociado a esta tarifa para todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En lo que se refiere a la conducta de su demanda máxima anual (DMA) de energía para la región Sur (véase Fig. 4.13), la tendencia mostrada durante los 10 años definidos como antecedente para el estudio, presentan un incremento constante en cuanto el requerimiento energético se refiere.

En dicha tendencia se destaca el hecho que esta zona pertenece al grupo compuesto por la región Central y Noreste, en donde su valor promedio de demanda (7,327.1 MWh) se encuentra por encima del definido para el resto del País equivalente a 5,087.7 MWh.

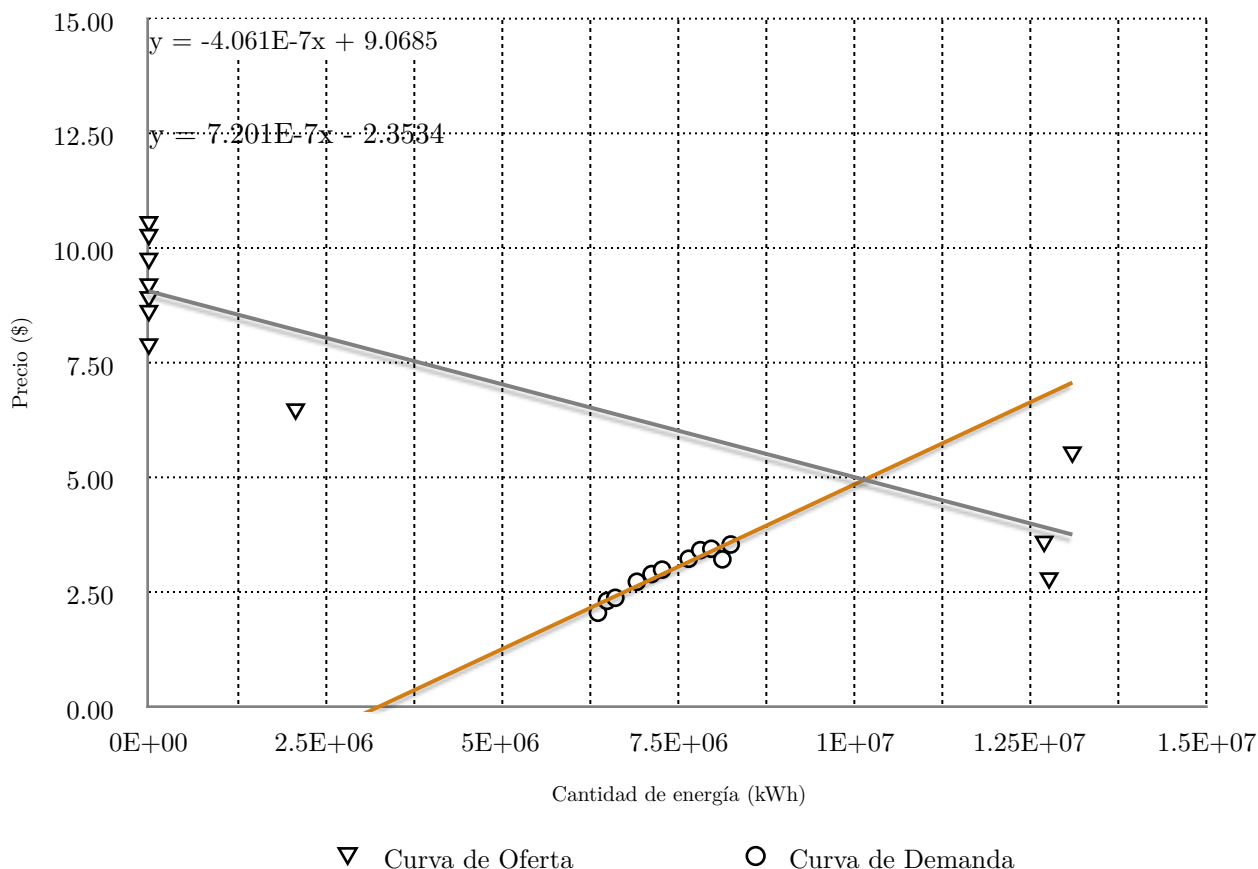


Figura 4.28. Gráfica de Punto de Equilibrio en Región Sur. Período (2005 - 2015)
(Elab. propia con datos SIE/OpenEI/CFE/CENACE, 2017)

Es así como de acuerdo con los resultados obtenidos en el *Punto de Equilibrio* (Pt_E) para la esta región (véase Fig. 4.28) en cuanto a la cantidad de energía requerida para alcanzar dicho punto, es necesaria establecer una demanda aproximada de 10,142 MWh, la cual se considera el antecedente para DMA antes mencionado (como valores cercanos a los 8,246.5 MWh en 2014 y 8,127 MWh para 2015), no parece improbable un escenario en el corto plazo (menos de 5 años) en el cual dichas cifras puedan lograrse, tomando en cuenta la gran proporción de estados con sus respectivos municipios que integran a esta región.

En lo que respecta al precio de equilibrio establecido, este se ubicó como uno de los mejores valores determinados del análisis en general con 4.949 \$/kWh (sólo por debajo de los obtenidos para las zonas Central y Noreste); si se considera el comportamiento mostrado de la tarifa DAC para ambas regiones, en donde se han registrado cifras para Diciembre 2016

de 3.755 \$/kWh y 4.048 \$/kWh para Diciembre 2017,¹¹³ dicho precio determinado aún se encuentra 0.901¢ (centavos de pesos) por encima de lo que implicaría una generación de electricidad por medio de SFV, se puede concluir que la factibilidad de acuerdo al esquema de análisis realizado hace posible su aplicación para esta región en el corto plazo (menos de 5 años).

Por otro lado, el comportamiento de la región Peninsular en lo que se refiere a la demanda máxima anual (DMA) de energía (véase Fig. 4.8) aunque mostró un crecimiento en gradual y constante durante los años que conforman el período de estudio (2005 - 2015) posiciona a la zona como la de menor DMA de todas la que integran el SIN, con una cifra promedio de 1,490.3 MWh.

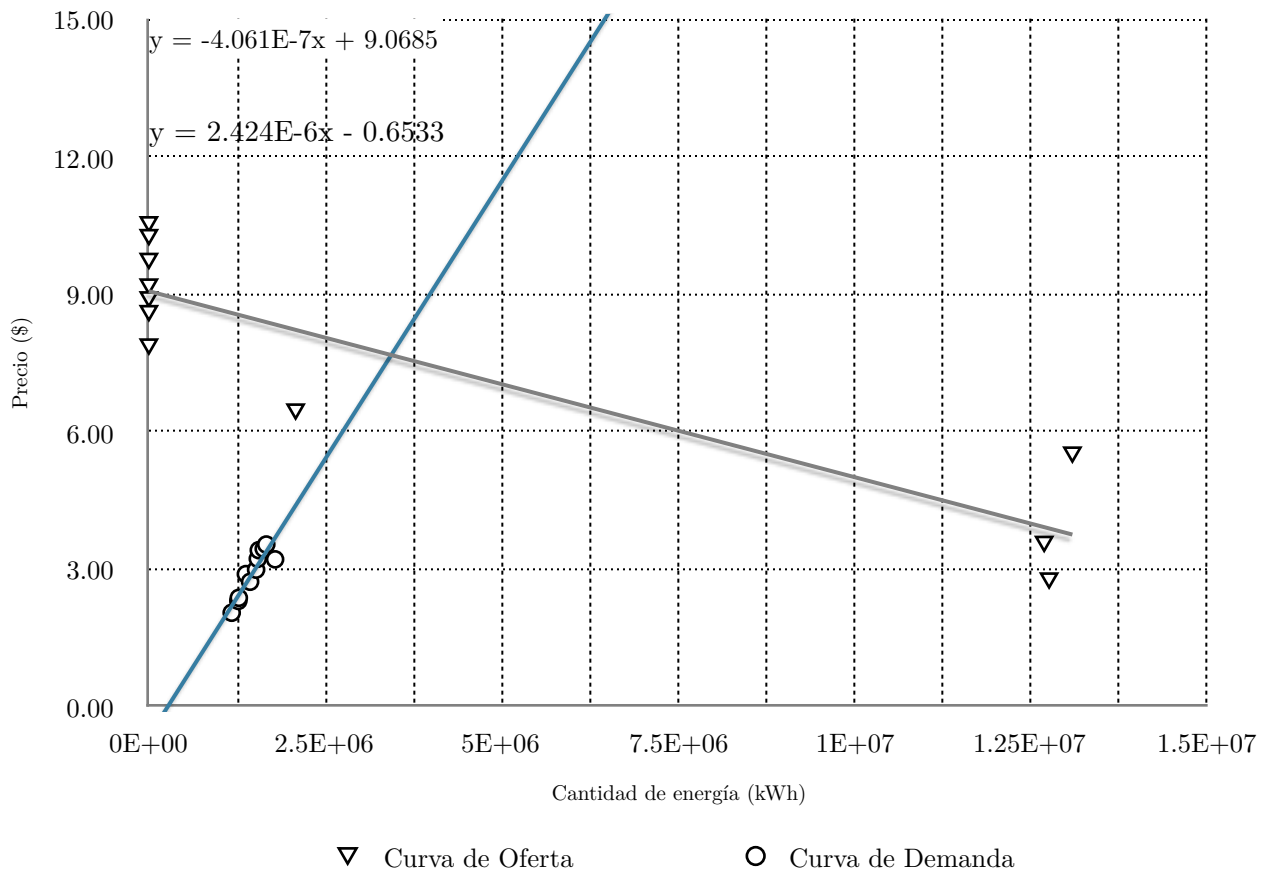


Figura 4.29. Gráfica de Punto de Equilibrio en Región Central. Período (2005 - 2015)
(Elab. propia con datos SIE/OpenEI/CFE/CENACE, 2017)

¹¹³ Comisión Federal de Electricidad. CFE., (2017). *Tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica (2016 - 2017)*. Tarifas. México. [ASPX] Recuperado a partir de http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas_casa.asp?Tarifa=DACTARIA&anio=2017

La determinación del su *Punto de Equilibrio* (Pt_E) (véase Fig. 4.29), considerando dicha tendencia en cuanto a la demanda máxima anual (DMA) de energía, reflejada en la pauta marcada por su *Curva de Demanda* (véase Fig. 4.14) establece un valor de cantidad de energía cercano a los 3,435 MWh (en donde de acuerdo con los datos antes mencionados) ubica a esta cifra muy por arriba del valor promedio e incluso máximo registrado (de 1,736 MWh en 2015) para esta región.

Finalmente en el establecimiento del precio de equilibrio para la zona, la relación con la *Curva de Oferta* (véase Fig. 4.23) presentó la cifra más alta registrada para todas las regiones que integran el presente análisis, con un valor de 7.673 \$/kWh. Que al igual que los precios obtenidos para las regiones de Norte y Noroeste, se encuentra a razón de más de (\$3.625 pesos por kWh) por encima del valor promedio que implicaría la implementación de tecnologías como la fotovoltaica. Con lo cual, se concluye que en lo que respecta a los resultados obtenidos mediante el análisis para la región Peninsular, la implementación de SFV implica de acuerdo con las tendencias se determina un costo demasiado alto, con relación al posible beneficio alcanzable si se optara por el establecimiento de un modelo de generación de energía eléctrica como el fotovoltaico.

De esta manera es como queda definido a lo largo de este capítulo la noción principal del presente trabajo de tesis, cuyo análisis desde el punto de vista del fundamento teórico - económico define los perfiles correspondientes para cada una de las 6 regiones, estimando sus condiciones particulares en cuanto a la demanda de energía eléctrica y el precio asociado a la tarifa de estudio (tarifa DAC) mediante la conformación de sus *Curvas de Demanda*.

A fin de establecer los elementos pertinentes, para la integración de una relación a partir de los antecedentes en cuanto a generación y precio asociados a tecnologías fotovoltaicas en México (*Curva de Oferta*). Que permitan definir la viabilidad en cada zona, con base en dicha correspondencia (Demanda - Oferta) en la aplicación de SFV para la generación de electricidad a nivel residencial, como respuesta a los costos asociados por el consumo de energía de los usuarios involucrados en dicha tarifa eléctrica.

Con el propósito de definir los elementos que permita que los resultados concluyentes obtenidos en dicho trabajo de análisis sirvan como fundamento principal, que proporcionen una idea del panorama en cuanto al potencial económico y energético del sector residencial. Es que se pretende definir a manera de recomendación, la conformación de un esquema que permita la integración de dichos resultados como justificación para el planteamiento inicial de una política pública transversal, que sirva como una herramienta que considere su funcionamiento, bajo los lineamientos definidos en el *Nuevo Mercado Eléctrico* y ayude en la incorporación de este tipo de tecnologías renovables de energía en la sociedad.

Capítulo 5. Conclusiones

“El desarrollo de las energías renovables requiere un esfuerzo económico y una voluntad política. Las justificaciones para demandar ese esfuerzo y esa voluntad se viven por la sociedad y sus agentes desde diferentes ópticas.”

Energías Renovables, sustentabilidad y creación de empleo (Emilio Menéndez, 2001)

5.1. ¿Qué nos deja este análisis?

Las conclusiones obtenidas del análisis realizado en el presente trabajo a través de la determinación de parámetros económicos (*Elasticidad de la Demanda y Elasticidad de la Oferta*) a modo que fuese posible establecer la relación entre la demanda de energía de los usuarios de servicio eléctrico para cada una de las 6 regiones (Peninsular, Noroeste, Noreste, Central, Norte y Sur) que integran el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Y el precio tarifario residencial el cual, debido a sus altos niveles de consumo los considera dentro del esquema de la tarifa DAC; dando como resultado gráfico de dicha asociación las *Curvas de Demanda* respectivas a cada zona.

Y por otro lado el comportamiento correspondiente a la oferta de energía eléctrica a partir de SFV (considerando a esta tecnología como alternativa de generación) y su tendencia en cuanto al precio por kWh de energía producida, el cual es representado a partir de la *Curva de Oferta*.

Es así como fue posible a partir de la vinculación de dichas curvas (Demanda - Oferta) la determinación del *Punto de Equilibrio* (Pt_E) que define tanto el precio como la cantidad de energía asociadas, para el establecimiento del estado en donde el mercado precise una situación de estabilidad, entre los oferentes (definidos por la capacidad de generación de electricidad a través de SFV a un precio señalado) y los demandantes (usuarios del servicio eléctrico en tarifa DAC). En donde ambos agentes estén vinculados de forma proporcional, permitiendo conceder viabilidad y fortalecimiento de competencia para la implantación de este tipo de tecnología renovable de energía.

De acuerdo a las características del presente trabajo es posible realizar conclusiones particulares conforme a cada una de las regiones establecidas, en donde el análisis manifestó que:

En cuanto a la región Central:

- El comportamiento de la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) durante el período de estudio es relativamente inelástico ($E_D > -1$) es decir, que el precio por la energía eléctrica no manifiesta un efecto de cambio en relación con la cantidad que se demanda.
- La tendencia de su *Curva de Demanda* responde a la expectativa de un bien de primera necesidad (pendiente positiva) sin embargo, la proporción manifestada es la de menor ascendencia de todas las curvas correspondientes al resto de las regiones.
- El valor promedio de Demanda Máxima Anual de energía eléctrica fue el más alto registrado a nivel nacional durante el período de estudio (2005 - 2015) con 8,589.4 MWh.
- La cantidad de energía necesaria para alcanzar el equilibrio requiere una demanda aproximada de 10,456 MWh.
- El precio de equilibrio determinado es de 4.822 \$/kWh, con una diferencia de 0.457c (centavos de peso) más por kWh, si la generación de electricidad fuera a partir de SFV (con relación al valor consultado para la tarifa DAC de Diciembre 2017 de 4.365 \$/kWh).
- El *Punto de Equilibrio* (Pt_E) obtenido del análisis indica que la relación (Demanda - Oferta), hace que la implementación de tecnología fotovoltaica sea una alternativa económicamente viable para la generación de energía eléctrica en esta región.

En cuanto a la región Noreste:

- El comportamiento de la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) durante el período de estudio es totalmente inelástico ($E_D > -1$) es decir, que la variación en el precio para dicho bien/servicio no presentó un efecto de cambio con relación a la cantidad que se demanda.
- La tendencia de su *Curva de Demanda* responde a la expectativa de un bien de primera necesidad, cuya pendiente es positiva.
- El valor promedio determinado de Demanda Máxima Anual de energía eléctrica durante el período de estudio (2005 - 2015) fue de 7,217.5 MWh. Cuya cantidad de energía de equilibrio requiere alcanzar una demanda aproximada de 10,472 MWh.
- El precio de equilibrio obtenido es de 4.815 \$/kWh, con una diferencia de 0.829c (centavos de peso) más por kWh si la generación de electricidad fuera a partir de SFV (con relación al valor consultado para la tarifa DAC de Diciembre 2017 de 3.986 \$/kWh); siendo el precio más bajo determinado de las 6 regiones.

• El *Punto de Equilibrio* (Pt_E) obtenido del análisis indica que la relación (Demanda - Oferta), considerando el hecho que concentra una de las principales áreas conurbadas del País, la ubica como una de las zonas con el mayor índice de consumo de energía a nivel nacional; en donde la implementación de tecnología fotovoltaica es una alternativa económicamente viable para la generación de energía eléctrica en esta región.

En cuanto a la región Norte:

• El comportamiento de la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) durante el período de estudio (2005 - 2015) es totalmente inelástico ($E_D > -1$) es decir, que la variación en el precio para dicho bien/servicio no manifestó un efecto de cambio con relación a la cantidad que se demanda.

• La tendencia de su *Curva de Demanda* responde a la expectativa de un bien de primera necesidad, cuya pendiente se conduce de forma positiva.

• La cantidad de energía de equilibrio requiere alcanzar una demanda aproximada de 6,621 MWh. Cuyo valor promedio de Demanda Máxima Anual de energía eléctrica es de 3,509.2 MWh

• El precio de equilibrio se ubicó en los 6.379 \$/kWh, con una diferencia de \$3.505 (pesos) más por kWh si la generación de electricidad fuera a partir de SFV (con relación al Precio Medio Facturado para la tarifa DAC de 2.874 \$/kWh).

• El *Punto de Equilibrio* (Pt_E) obtenido del análisis indica que la relación (Demanda - Oferta) presenta una brecha notable en el precio de energía eléctrica si la generación fuese través de SFV.

• Deben tomarse en cuenta factores que beneficiarían el rendimiento asociado a la tecnología como consecuencia de la alta disponibilidad del recurso solar (niveles de irradiación) en la región, cuyo promedio estimado diario es de aprox. 5.298 kW/m².

En cuanto a la región Noroeste:

• El comportamiento de la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) durante el período de estudio fue mayormente inelástico ($E_D > -1$), en donde incluso se registraron valores de ($E_D = 0$) que representan un conducta perfectamente inelástica.

• La tendencia de su *Curva de Demanda* responde a la expectativa de un bien de primera necesidad cuya pendiente es positiva.

- El valor promedio determinado de Demanda Máxima Anual de energía eléctrica durante el período de estudio (2005 - 2015) fue de 3,564.3 MWh. Cuya cantidad de energía de equilibrio requiere alcanzar una demanda aproximada de 6,078 MWh.
- El precio de equilibrio se ubicó en los 6.078 \$/kWh, con una diferencia de \$3.121 (pesos) más por kWh si la generación de electricidad fuera a partir de SFV (con relación al Precio Medio Facturado para la tarifa DAC de 2.957 \$/kWh).
- El *Punto de Equilibrio* (Pt_E) obtenido del análisis indica que la relación (Demanda - Oferta) presenta una brecha notable en el precio de energía eléctrica si la generación fuese través de SFV.
- Deben tomarse en cuenta factores que beneficiarían el rendimiento asociado a la tecnología como consecuencia de la alta disponibilidad del recurso solar en la región, cuyo promedio estimado es de aproximadamente 5.502 kW/m² diarios, con localidades que registran niveles de irradiación cercanos a los 6.03 kW/m² como Guaymas y Hermosillo.

En cuanto a la región Sur:

- El comportamiento de la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) durante el período de estudio (2005 - 2015) fue totalmente inelástico ($E_D > -1$) es decir, que el precio por la energía eléctrica no presenta un efecto de cambio (aumento o disminución) en relación con la cantidad que se demanda por esta.
- La tendencia de su *Curva de Demanda* esta responde a la expectativa de un bien de primera necesidad cuya pendiente es positiva.
- El valor promedio determinado de Demanda Máxima Anual de energía eléctrica durante el período de estudio fue de 7,327.1 MWh (tercer promedio más alto registrado a nivel nacional). Cuya cantidad de energía de equilibrio requiere alcanzar una demanda aproximada de 10,142 MWh.
- El precio de equilibrio se ubicó en los 4.949 \$/kWh con una diferencia de 0.901¢ (centavos de peso) más por kWh si la generación de electricidad fuera a partir de SFV (con relación al valor consultado para la tarifa DAC de Diciembre 2017 de 4.048 \$/kWh); mismas cifras registrada para la región Peninsular.
- El *Punto de Equilibrio* (Pt_E) obtenido del análisis indica que la relación (Demanda - Oferta) presenta una brecha entre el precio por generación de energía a través de SFV, sin embargo, se muestra como una alternativa económicamente viable de acuerdo con la localidad específica (tomando en cuenta la gran proporción de estados de la república los

cuales son estimados dentro de la jurisdicción de esta zona) en donde se pretenda establecer dicha tecnología.

- La presencia de un margen muy variado en cuanto a niveles de irradiación diarios (por ejemplo Cd. Altamirano con 5.58 kW/m² y Poza Rica 4.87 W/m²) hace el rendimiento asociado a la tecnología como consecuencia de la disponibilidad del recurso solar presente una compensación relativa a la localidad.

En cuanto a la región Peninsular:

- El comportamiento de la *Elasticidad de la Demanda* (E_D) durante el período de estudio (2005 - 2015) es totalmente inelástico ($E_D > -1$) es decir, que el precio por la energía eléctrica no muestra un efecto de cambio en relación con la cantidad que se demanda por esta.

- La tendencia de su *Curva de Demanda* responde a la expectativa de un bien de primera necesidad cuya pendiente se conduce de forma positiva.

- El valor promedio determinado de Demanda Máxima Anual de energía eléctrica durante el período de estudio fue de 1,490.3 MWh (el menor promedio registrado). Cuya cantidad de energía de equilibrio requiere alcanzar una demanda aproximada de 3,435 MWh.

- El precio de equilibrio obtenido fue de 7.673 \$/kWh (siendo el precio más alto determinado de las 6 regiones), con una diferencia de \$3.625 (pesos) más por kWh si la generación de electricidad fuera a partir de SFV (con relación al valor consultado para la tarifa DAC de Diciembre 2017 de 4.048 \$/kWh); mismas cifras registradas que en la región Sur.

- El *Punto de Equilibrio* (Pt_E) obtenido del análisis indica que la relación (Demanda - Oferta) que la implementación de tecnología fotovoltaica no es una alternativa económicamente viable para la generación de energía eléctrica en esta región.

5.2. Recomendaciones para trabajos futuros

Con la intención de establecer los lineamientos pertinentes basados en el desarrollo y resultados obtenidos a lo largo del presente trabajo de tesis, en donde de forma adyacente fue posible identificar los diferentes actores involucrados en la cadena de valor del mercado eléctrico, en lo que se refiere de manera específica a la consolidación en cuanto a la implementación de SFV, siendo este el concepto principal propuesto como alternativa de solución, para la generación de electricidad a nivel residencial en usuarios involucrados en

tarifa DAC. Es como se dispone tomando en consideración las conclusiones resultantes del análisis, que la brecha económica existente para que dicha alternativa de solución sea materializable, requiere de la asociación de tales actores y que esta sea llevada a cabo en un mismo nivel, lo cual es posible a través de la constitución de una política pública.

Es por ello que debe tomarse en cuenta que la viabilidad en gran parte de este tipo de proyectos requiere de un perspectiva que va más allá del despliegue técnico (asociado sólo al desarrollo tecnológico y el cual muchas veces no es llevado a la aplicación) y cuyo exposición deba hacerse llegar a la óptica de los tomadores de decisiones.

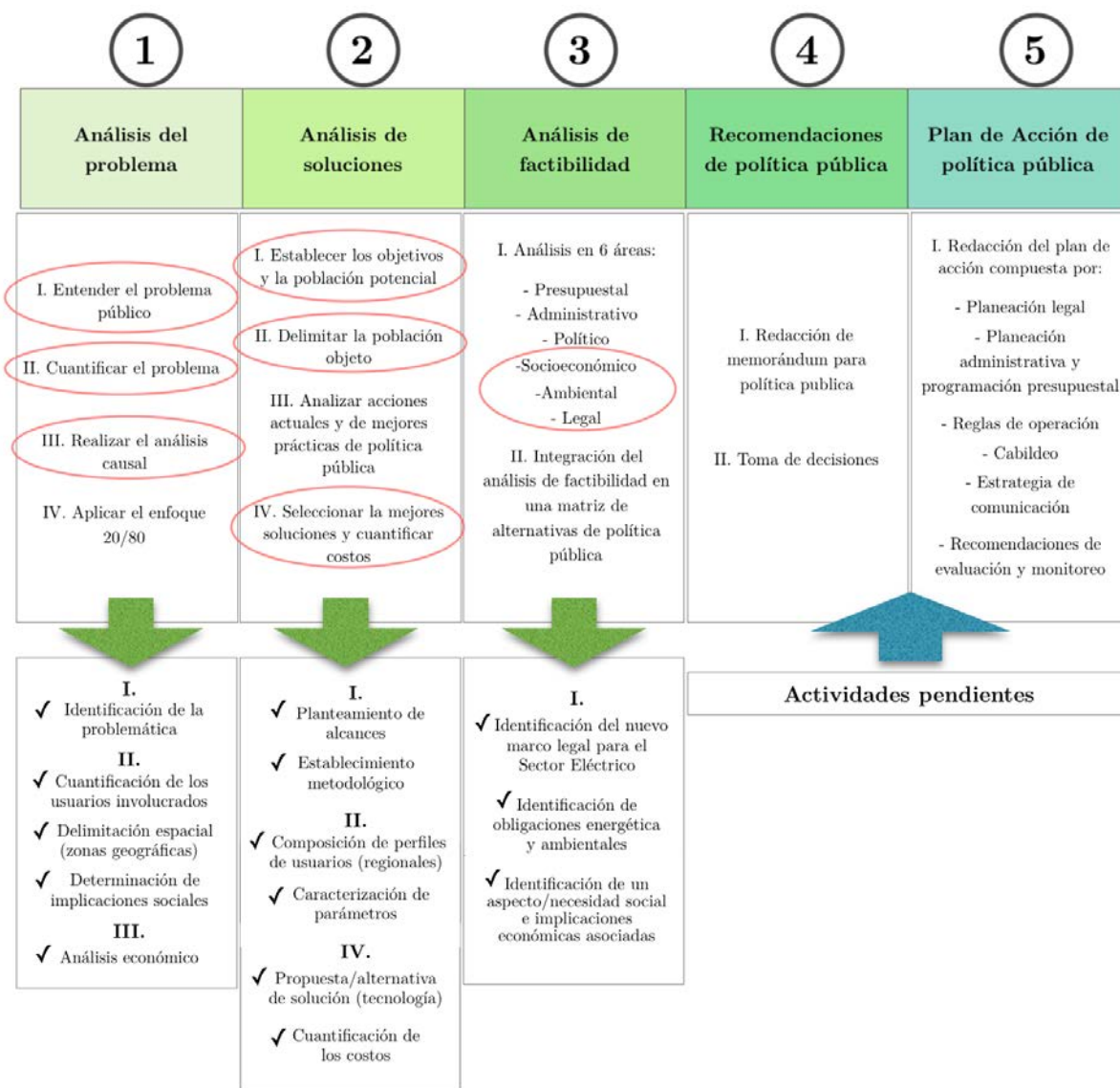


Figura 5.1. Esquema de etapas para el diseño de una política pública. (Elab. propia con información Franco, 2013)

Por tanto es que se recomienda para la realización de trabajos futuros la conformación de una política pública transversal, en la cual se consideren dentro de dicho planteamiento los antecedentes identificados durante el desarrollo y resultados de esta tesis, incorporado aspectos complementarios los cuales debido a las características y naturaleza de este trabajo no son abordados.

Como parte de esto se propone un esquema básico, en cinco etapas principales (véase Fig. 5.1), consideradas dentro de un planteamiento inicial el cual permita encausar la realización de dicha política pública, a manera de herramienta para el desarrollo de la recomendación propuesta.

Así mismo se presenta dentro de dicho esquema las actividades la cuales fueron identificadas a lo largo del planteamiento del trabajo, que forman parte del cuadro propuesto para el desarrollo de algunas de las etapas iniciales (1. Análisis del problema, 2. Análisis de soluciones y 3. Análisis de factibilidad) definidas para la creación de este instrumento. Criterios como Identificación de la problemática, Delimitación espacial, Planteamiento de alcances, Análisis económico, Identificación del marco legal; son algunos de los lineamientos definidos y los cuales deben ser reagrupados de manera específica para su desarrollo con el objetivo de cumplir con la secuencia pertinente para la conformación de la política pública que se propone.

A1. Tabla de Precios Medios Facturados Anuales para Tarifa DAC. (Región Peninsular)

\$/kWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Enero	2.070	2.208	2.350	2.538	2.817	2.892	3.020	3.475	3.454	3.546	3.399
Febrero	2.019	2.187	2.283	2.579	2.711	3.026	3.060	3.486	3.387	3.579	3.359
Marzo	2.002	2.184	2.270	2.646	2.652	3.060	3.114	3.400	3.365	3.534	3.270
Abril	1.969	2.148	2.272	2.736	2.700	3.044	3.104	3.367	3.396	3.555	3.192
Mayo	1.984	2.191	2.294	2.802	2.657	2.960	3.216	3.386	3.490	3.520	3.175
Junio	2.004	2.280	2.324	2.882	2.599	2.967	3.258	3.389	3.452	3.523	3.142
Julio	2.025	2.390	2.379	2.953	2.604	3.003	3.281	3.445	3.411	3.541	3.136
Agosto	2.051	2.439	2.429	3.040	2.725	3.025	3.246	3.459	3.434	3.581	3.155
Septiembre	2.054	2.431	2.466	3.118	2.685	3.022	3.289	3.376	3.398	3.557	3.277
Octubre	2.067	2.433	2.466	3.129	2.728	2.944	3.303	3.332	3.477	3.510	3.238
Noviembre	2.109	2.391	2.466	3.125	2.859	2.971	3.364	3.407	3.514	3.498	3.162
Diciembre	2.195	2.378	2.466	3.129	2.943	2.931	3.449	3.439	3.532	3.484	3.035
Promedio Anual	2.046	2.305	2.372	2.890	2.723	2.987	3.225	3.413	3.443	3.536	3.212
Promedio (05 - 15)	2.923										

A7. Tabla de Demanda Máxima Anual (DMA) para todas las Regiones.

MWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Peninsular	1175.0	1284.0	1290.0	1404.0	1441.0	1534.0	1562.0	1583.0	1653.0	1731.0	1736.0
Noroeste	2872.0	2916.0	3059.0	3072.0	3285.0	3617.0	3772.0	3870.0	4087.0	4337.0	4319.8
Noreste	6068.0	6319.0	6586.0	6780.0	6886.0	7070.0	7587.0	7798.0	7781.0	8178.0	8339.5
Central	8287.0	8419.0	8606.0	8435.0	8702.0	9004.0	8844.0	8651.0	8511.0	8763.0	8261.0
Norte	2997.0	3113.0	3130.0	3328.0	3248.0	3385.0	3682.0	3725.0	3841.0	4052.0	4100.0
Sur	6365.5	6494.0	6611.5	7125.0	6917.0	7275.0	7651.0	7815.5	7970.5	8246.5	8127.0
SIN	4466.9	4506.7	4653.9	4811.5	4795.4	5044.3	5322.3	5428.6	5449.7	5728.0	5757.9

A8. Tabla de Elasticidad de la Demanda (E_D). (Región Peninsular)

	C_D	ΔC_D	%D	P	ΔP	%P	E_D	Conducta
2005	1174	94	8.01	2.046	0.259	12.66	0.6	INE
2006	1268	7	0.55	2.305	0.067	2.91	0.2	INE
2007	1275	100	7.84	2.372	0.518	21.84	0.4	INE
2008	1375	60	4.36	2.890	-0.167	-5.78	-0.8	INE
2009	1435	85	5.92	2.723	0.264	9.70	0.6	INE
2010	1520	24	1.58	2.987	0.238	7.97	0.2	INE
2011	1544	14	0.91	3.225	0.188	5.83	0.2	INE
2012	1558	70	4.49	3.413	0.030	0.88	5.1	INE
2013	1628	36	2.21	3.443	0.093	2.70	0.8	INE
2014	1664	125	7.51	3.536	-0.324	-9.16	-0.8	INE
2015	1789	32	1.79	3.212	0.492	15.32	0.1	INE
2016	1821	---		3.704	---			

A9. Tabla de Elasticidad de la Demanda (E_D). (Región Noroeste)

	C_D	ΔC_D	%D	P	ΔP	%P	E_D	Conducta
2005	2872	44	1.53	2.136	0.189	8.85	0.2	INE
2006	2916	143	4.90	2.325	0.069	2.97	1.7	INE
2007	3059	13	0.42	2.394	0.524	21.89	0.0	PERFECTA INE
2008	3072	213	6.93	2.918	-0.168	-5.76	-1.2	ELA
2009	3285	332	10.11	2.750	0.268	9.75	1.0	INE
2010	3617	155	4.29	3.018	0.239	7.92	0.5	INE
2011	3772	98	2.60	3.257	0.187	5.74	0.5	INE
2012	3870	217	5.61	3.444	0.029	0.84	6.7	INE
2013	4087	250	6.12	3.473	0.095	2.74	2.2	INE
2014	4337	-17.2	-0.40	3.568	-0.326	-9.14	0.0	PERFECTA INE
2015	4319.8	237.3	5.49	3.242	0.498	15.36	0.4	INE
2016	4557.1	---		3.74	---			

A10. Tabla de Elasticidad de la Demanda (E_D). (Región Noreste)

	C_D	ΔC_D	%D	P	ΔP	%P	E_D	Conducta
2005	6068	251	4.14	2.010	0.254	12.64	0.3	INE
2006	6319	267	4.23	2.264	0.071	3.14	1.3	INE
2007	6586	194	2.95	2.335	0.505	21.63	0.1	INE
2008	6780	106	1.56	2.840	-0.162	-5.70	-0.3	INE
2009	6886	184	2.67	2.678	0.260	9.71	0.3	INE
2010	7070	517	7.31	2.938	0.234	7.96	0.9	INE
2011	7587	211	2.78	3.172	0.181	5.71	0.5	INE
2012	7798	-17	-0.22	3.353	0.033	0.98	-0.2	INE
2013	7781	397	5.10	3.386	0.093	2.75	1.9	INE
2014	8178	161.5	1.97	3.479	-0.318	-9.14	-0.2	INE
2015	8339.5	204.2	2.45	3.161	0.487	15.41	0.2	INE
2016	8543.7	---	---	3.648	---	---	---	---

A11. Tabla de Elasticidad de la Demanda (E_D). (Región Central)

	C_D	ΔC_D	%D	P	ΔP	%P	E_D	Conducta
2005	8287	132	1.59	2.206	0.280	12.69	0.1	INE
2006	8419	187	2.22	2.486	0.073	2.94	0.8	INE
2007	8606	-171	-1.99	2.559	0.558	21.81	-0.1	INE
2008	8435	267	3.17	3.117	-0.179	-5.74	-0.6	INE
2009	8702	302	3.47	2.938	0.285	9.70	0.4	INE
2010	9004	-160	-1.78	3.223	0.257	7.97	-0.2	INE
2011	8844	-193	-2.18	3.480	0.202	5.80	-0.4	INE
2012	8651	-140	-1.62	3.682	0.029	0.79	-2.1	ELA
2013	8511	252	2.96	3.711	0.100	2.69	1.1	INE
2014	8763	-502	-5.73	3.811	-0.348	-9.13	0.6	INE
2015	8261	132.2	1.60	3.463	0.531	15.33	0.1	INE
2016	8393.2	---	---	3.994	---	---	---	---

A12. Tabla de Elasticidad de la Demanda (E_D). (Región Norte)

	C_D	ΔC_D	%D	P	ΔP	%P	E_D	Conducta
2005	2997	116	3.87	2.136	0.128	5.99	0.6	INE
2006	3113	17	0.55	2.264	0.071	3.14	0.2	INE
2007	3130	198	6.33	2.335	0.505	21.63	0.3	INE
2008	3328	-80	-2.40	2.840	-0.162	-5.70	0.4	INE
2009	3248	137	4.22	2.678	0.260	9.71	0.4	INE
2010	3385	297	8.77	2.938	0.234	7.96	1.1	INE
2011	3682	43	1.17	3.172	0.181	5.71	0.2	INE
2012	3725	116	3.11	3.353	0.033	0.98	3.2	INE
2013	3841	211	5.49	3.386	0.093	2.75	2.0	INE
2014	4052	48	1.18	3.479	-0.318	-9.14	-0.1	INE
2015	4100	222.1	5.42	3.161	0.487	15.41	0.4	INE
2016	4322.1	---	---	3.648	---	---	---	---

A13. Tabla de Elasticidad de la Demanda (E_D). (Región Sur)

	C_D	ΔC_D	%D	P	ΔP	%P	E_D	Conducta
2005	6365.5	128.5	2.02	2.046	0.259	12.66	0.2	INE
2006	6494	117.5	1.81	2.305	0.067	2.91	0.6	INE
2007	6611.5	513.5	7.77	2.372	0.518	21.84	0.4	INE
2008	7125	-208	-2.92	2.890	-0.167	-5.78	0.5	INE
2009	6917	358	5.18	2.723	0.264	9.70	0.5	INE
2010	7275	376	5.17	2.987	0.238	7.97	0.6	INE
2011	7651	164.5	2.15	3.225	0.188	5.83	0.4	INE
2012	7815.5	157.5	2.02	3.413	0.030	0.88	2.3	INE
2013	7973	273.5	3.43	3.443	0.093	2.70	1.3	INE
2014	8246.5	-117.5	-1.42	3.536	-0.324	-9.16	0.2	INE
2015	8129	323	3.97	3.212	0.492	15.32	0.3	INE
2016	8452	---	---	3.704	---	---	---	---

A14. Tabla de Precios Medios de Generación eléctrica a través de SFV.
(con relación a niveles de irradiación por región en México)

Región	Ciudad	Irradiación (KWh/m2/día)	Precio de Generación (\$/kWh)	Tipo de tarifa
NORO	Nogales	5.03	2.10	1F
NORO	Mazatlán	4.91	2.19	1D
NORO	Hermosillo	6.03	1.79	1F
NORO	Guaymas	6.03	1.78	1E
NORO	Cd. Obregón	5.51	1.96	1F
Promedios		5.502	1.964	1E
NORE	San Luis Potosí	5.10	2.11	1C
NORE	Monterrey	4.36	2.46	1C
NORE	Tampico	4.53	2.37	1C
NORE	Matamoros	5.21	2.06	1D
NORE	Reynosa	4.54	2.37	1E
Promedios		4.748	2.274	1C
NORT	Durango	5.73	1.85	1
NORT	Chihuahua	5.92	1.80	1B
NORT	Cd. Juárez	5.01	2.14	1C
NORT	Piedras Negras	4.53	2.37	1E
Promedios		5.298	2.040	1C
SUR	Oaxaca	5.33	1.99	1
SUR	GDL	5.58	1.90	1
SUR	Tepic	5.48	1.93	1
SUR	Puebla	4.81	2.20	1A
SUR	Los Tuxtlas	5.05	2.09	1A
SUR	Acapulco	5.28	2.02	1B
SUR	Poza Rica	4.87	2.19	1B
SUR	Cd. Altamirano	5.58	1.92	1D
Promedios		5.248	2.030	1A
PENIN	Tulum	5.35	1.99	1B
PENIN	Mérida	4.69	2.28	1C
Promedios		5.020	2.135	1B
CENT	CDMX	4.91	2.15	1
CENT	Cuautitlán	4.58	2.31	1
Promedios		4.745	2.230	1

A15. Tabla de Precios Medios de Generación eléctrica a través de SFV a nivel Mundial.

Años	Datos								Promedio Anual (USD)	Promedio Anual (MXN)
	USD/kWh									
2005	---	---	0.400	0.810	0.630	---	---	---	0.613	10.53
2006	---	---	0.380	0.800	0.610	---	---	---	0.597	10.25
2007	---	---	0.350	0.770	0.580	---	---	---	0.567	9.73
2008	---	---	0.320	0.780	0.560	0.290	0.720	---	0.534	9.17
2009	---	---	---	0.720	---	0.250	0.580	0.520	0.518	8.89
2010	0.470	---	---	0.610	---	---	0.480	0.440	0.500	8.59
2011	0.430	---	---	0.590	---	---	0.430	0.380	0.458	7.86
2012	0.290	---	---	0.510	---	---	0.360	0.340	0.375	6.44
2013	0.280	0.210	---	0.480	---	---	0.350	0.280	0.320	5.50
2014	---	0.170	---	0.310	---	---	0.140	---	0.207	3.55
2015	---	---	---	0.240	---	---	0.095	---	0.168	2.88
2016	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
DOE	Department of Energy (EE.UU.)								Consideraciones OpenEI	
NREL	National Renewable Energy Laboratory (NREL)								Tasa de descuento: 10%	
Logan, et al.	Strategic Energy Analysis Centre (2008)								Vida útil: 20 años	
MiniCAM	Pacific Northwest National Laboratory								Factor de Planta: 15.8%	
Klein, et al.	Comparative Costs of California Central Station Electricity Generation Technologies (2009)								Depreciación: 83.155%	
IEA	International Energy Agency								Tipo de cambio: \$17.175 MXN por USD	
LBNL	Lawrence Berkeley National Laboratory								(Precio registrado del 31 de Diciembre de 2015)	
Feldman, et al.	Photovoltaic (PV) Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections (2012)									

A16. Tabla de Elasticidad de la Oferta (E_o). (SFV)

	C_o	ΔC_o	%O	P	ΔP	%P	E_o	Conducta
2005	0.0	0.0	0.0	10.53	-0.280	-2.66	0.0	PERFECTA ELA
2006	0.0	0.0	0.0	10.25	-0.520	-5.07	0.0	PERFECTA ELA
2007	0.0	0.0	0.0	9.73	-0.560	-5.76	0.0	PERFECTA ELA
2008	0.0	0.0	0.0	9.17	-0.280	-3.05	0.0	PERFECTA ELA
2009	0.0	0.0	0.0	8.89	-0.300	-3.37	0.0	PERFECTA ELA
2010	0.0	0.0	0.0	8.59	-0.730	-8.50	0.0	PERFECTA ELA
2011	0.0	2076.4	0.00	7.86	-1.420	-18.07	0.0	PERFECTA ELA
2012	2076.4	11017.8	530.62	6.44	-0.940	-14.60	-36.4	INE
2013	13094.3	-400.1	-3.06	5.50	-1.950	-35.45	0.1	ELA
2014	12694.2	62.7	0.49	3.55	-0.800	-22.54	0.0	PERFECTA ELA
2015	12756.9	-6006.9	-47.09	2.75	-1.040	-37.82	1.2	ELA
2016	6750.0	---	---	1.71	---	---	---	---

Bibliografía

- [1] Agencia Alemana de Cooperación Técnica. GTZ., (2009). *Nichos de Mercado para Sistemas Fotovoltaicos en Conexión a la Red Eléctrica en México*. [PDF]. Recuperado a partir de <http://www.gtz.de/en/dokumente/en-market-niches-for-gride-connected-photovoltaic-systems-mexico.pdf>
- [2] Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica. EPIA. (2008). *Solar Generation V – 2008* [PDF] Recuperado a partir de http://www.aperca.org/temp/pdf/EPIA_Sept2008.pdf
- [3] Bloomberg Finance L.P., (2014). *PV production 2013: an all Asian affair*. [PDF] Recuperado a partir de <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/4/2014/04/2014-04-16-PV-production-2013-an-all-Asian-affair.pdf>
- [4] Braun J. E., J. C. Mitchell., (1983). *Solar geometry for fixed and tracking surfaces*. Solar Energy, Vol. 31, (5), p. 439-444. DOI: 10.1016/0038-092X(83)90046-4
- [5] Carta González, J. A., et al., (2013). *Centrales de Energías Renovables: Generación eléctrica con energías renovables*. Pearson Educación. Ed. 2ª. España. ISBN:9788483229972. p. 866.
- [6] Collares-Pereira, M., Rabl, A., (1979). *The average distribution of solar radiation - Correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values*. Solar Energy, Vol. 22, (2), p. 155–164. DOI: 10.1016/0038-092X(79)90100-2
- [7] Comisión Federal de Electricidad. CFE., (2014). *CFE y la electricidad en México*. Acerca de CFE. México. [ASPX] Recuperado a partir de http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/CFE_y_la_electricidad_en_Mexico/Paginas/CFEylaelectricidadMexico.aspx
- [8] Comisión Federal de Electricidad. CFE., (2017). *Tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica (2016 - 2017)*. Tarifas. México. [ASPX] Recuperado a partir de http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas_negocio.asp
- [9] Comisión Reguladora de Energía. CRE., (2011). *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.cre.gob.mx/documento/1211.pdf>

- [10] Comisión Reguladora de Energía. CRE., (2013). *Nueva Regulación en temas Eléctricos: FAQ*. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf>
- [11] Darghouth, N. R., et al., (2014). *Historical Summary Installed Photovoltaics Price U.S. 1998 - 2013*. Lawrence Berkeley National Laboratory. Recuperado a partir de <http://emp.lbl.gov/publications/tracking-sun-vii-historical-summary-installed-price-photovoltaics-united-states-1998-20>
- [12] Diccionario Español de Ingeniería (DEI 1.0). Real Academia de Ingeniería. España. [En línea] Recuperado a partir de <http://diccionario.raing.es/es/lema/transmitancia-total>
- [13] Erbs D., Klein S., Duffie. J., (1982). *Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly average global radiation*. Solar Energ. Vol. 28, (4), p. 293–302. DOI: 10.1016/0038-092X(82)90302-4
- [14] Estrada Gasca C., Islas Amperio J., (2010). *Energías alternativas: propuesta de investigación y desarrollo tecnológico para México*. Academia Mexicana de Ciencias. Ed. 1^a. México. p. 22-25.
- [15] European Photovoltaic Industry Association. EPIA., (2013). *Global Market Outlook for Photovoltaics 2014 - 2018*. [PDF] Recuperado a partir de http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publicaciones/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018_-_Medium_Res.pdf
- [16] Feldman, D., et al., (2012). *Photovoltaic (PV) Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections*. International Energy Agency. [PDF] Recuperado a partir de <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56776.pdf>
- [17] Franco, C. J., (2013). *Diseño de Políticas Públicas*. IEXE. Ed. 2^a. México. ISBN: 978-607-95539-5-1. p. 122-242.
- [18] Galt Energy., (2015). *Guía de paneles solares*. N.L., México. [PDF] Recuperado a partir de <http://galt.mx/>
- [19] Guillén, Solís O., (2004). *Energías renovables: una perspectiva ingenieril*. Trillas. Ed. 1^a. México. p. 128.

- [20] Hottel, H. C., (1976). *A simple model for estimating the transmittance of direct solar radiation through clear atmospheres*. Solar Energy, Vol. 18, (2), p. 129-134. DOI: 10.1016/0038-092X(76)90045-1
- [21] International Energy Agency. IEA., (2010). *Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy*. [PDF] Recuperado a partir de http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv_roadmap.pdf
- [22] International Energy Agency. IEA., (2011). *Solar Energy Perspectives*. [PDF] Recuperado a partir de https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspectives2011.pdf
- [23] International Renewable Energy Agency. IRENA., (2015). *Renewable Energy Prospects: Mexico, REmap 2030 Analysis*. Abu Dhabi. [PDF] Recuperado a partir de www.irena.org/remap
- [24] International Renewable Energy Agency. IRENA., (2017). *Estadística de Energías Renovables 2017*. [PDF] Recuperado a partir de http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Renewable_Energy_Statistics_2017.pdf
- [25] J. Viqueira., (2007). *Energía e Impacto ambiental*. Universidad Nacional Autónoma de México. UNAM. Facultad de Ingeniería. Ed. 1ª. México. p. 400.
- [26] Jimenez, R., J. Navarro., (2007). *La Reforma del Sector Eléctrico Mexicano y el modelo británico: ideas para un debate*. Revista Siglo XXI Editores. SIP-IPN. Vol 3, (10), p. 9. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.mundosigloxxi.ipn.mx/pdf/v03/10/05.pdf>
- [27] Klein, J., (2009). *Comparative Costs of California Central Station Electricity Generation Technologies*. California Energy Commission. [PDF] DOI: CEC-200-2009-017
- [28] K. P. Schröder., R. Smith., (2008). *Distant future of the Sun and Earth revisited*. Monthly Notices of the Royal Astronomical Society. Vol. 386, (1). p. 155-163. DOI: 10.1111/j.1365-2966.2008.13022.x
- [29] Logan, J., et al., (2009). *Evaluating a Proposed 20% National Renewable Portfolio Standard*. National Renewable Energy Laboratory. EE.UU. [PDF] Recuperado a partir de <https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/45161.pdf>

- [30] López Ortiz, B., (2005). *Impacto de los costos económicos y ambientales en el sector eléctrico mexicano: un modelo de simulación para la energía eólica y solar fotovoltaica* (Tesis Licenciatura en Economía). Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Economía.
- [31] Maldonado Sotero, B., (2014). *Aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica dentro de un proyecto de vivienda sustentable* (Tesis Licenciatura en Ingeniería Mecánica Eléctrica). Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- [32] Matthews, J., (1993). *Introducción al diseño y análisis de sistemas eléctricos de edificios*. Springer. Ed. 1a. EE.UU. ISBN: 0442008740. p. 86.
- [33] Messenger, R., J. Ventre., (2005). *Photovoltaic systems engineering*. CRC Press LLC. Ed. 2ª. Washington D.C., EE.UU. ISBN: 0-8493-1793-2. p. 458.
- [34] Open Energy Information. OpenEI., (2017). *Transparent Cost Database*. [En línea]. Recuperado a partir de <https://openei.org/wiki/Data>
- [35] Organización de las Naciones Unidas. ONU., (2015). *COP21: FAQ*. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.un.org/sustainabledevelopment/wp-content/uploads/2015/10/COP21-FAQ-ES.pdf>
- [36] Price Waterhouse Coopers, S.C., PwC., (2014). *Transformación del sector eléctrico mexicano: Implicaciones de la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de la CFE*. México. [PDF] Recuperado a partir de <https://www.pwc.com/mx/es/industrias/archivo/2014-08-transformacion-sector-electrico-mexicano.pdf>
- [37] Perpiñán, O., (2015). *Energía Solar Fotovoltaica*. Creative Commons. Versión 1.8. España. [PDF] Recuperado a partir de <http://oscarperpinan.github.io/esf/>
- [38] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. REN21., (2016). *Energías Renovables 2016: Reporte de la Situación Mundial*. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.ren21.net/gsr-2016/>
- [39] Rodríguez Ibáñez, M. A., (2009). *Administración de la demanda eléctrica: propuesta de tarifas horarias*. (Tesis Licenciatura en Ingeniería Eléctrica). Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.

- [40] Sarbani Basu, HM Antia., (2008). *Heliosismología y abundancias solares*. Physics Reports, Vol. 457, p. 217-283. DOI: 10.1016/j.physrep.2007.12.002
- [41] Secretaría de Economía. SE., (2016). *ProMéxico: Energías Renovables*. Unidad de Inteligencia de Negocios. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.promexico.gob.mx/documentos/diagnosticos-sectoriales/energias-renovables.pdf>
- [42] Secretaría de Energía. SENER., (2005). *Balance Nacional de Energía 2004*. México. [PDF] p. 34.
- [43] Secretaría de Energía. SENER., (2006). *Proyecto de Energías Renovables a Gran Escala (PERGE)*. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.gob.mx/sener/articulos/proyecto-de-desarrollo-de-energia-renovable-a-gran-escala-perge>
- [44] Secretaría de Energía. SENER., (2013). *Prospectiva de Energías Renovables 2013-2027*. México. [PDF] Recuperado a partir de http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/ENE_2013-2027.pdf
- [45] Secretaría de Energía. SENER., (2013). *Balance Nacional de Energía 2012*. México. [PDF] p. 24-25.
- [46] Secretaría de Energía. SENER., (2014). *Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014 - 2018 (PRONASE)*. México. [PDF] Recuperado a partir de <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/224/PRONASEpendt.pdf>
- [47] Secretaría de Energía. SENER., (2014). *Ley de la Industria Eléctrica (LIE)*. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://cdn.reformaenergetica.gob.mx/2-ley-de-la-industria-electrica.pdf>
- [48] Secretaría de Energía. SENER., (2015). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2015 - 2029*. México. [PDF] Recuperado a partir de [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva del Sector Electrico.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf)
- [49] Secretaría de Energía. SENER., (2015). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015 - 2029 (PRODESEN)*. México. [PDF] Recuperado a partir de http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2015/PRODESEN_2015-2029.pdf

- [50] Secretaría de Energía. SENER., (2016). *Prospectiva de energías renovables 2016 - 2030*. México. [PDF] Recuperado a partir de [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177622/Prospectiva de Energ as Renovables 2016-2030.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177622/Prospectiva_de_Energias_Renovables_2016-2030.pdf)
- [51] Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Generación bruta de energía eléctrica por tecnología*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>
- [52] Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Precio Medio de Energía Eléctrica por Sector*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>
- [53] Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Usuarios de Energía eléctrica por Sector Tarifario*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>
- [54] Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Usuarios de Energía eléctrica por entidad federativa*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>
- [55] Sistema de Información Energética. SIE., (2017). *Ventas internas de Energía eléctrica por Tarifa*. México. [ASPX] Recuperado a partir de <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=applyOptions>
- [56] SolarPower Europe., (2016). *Global Market Outlook for Solar Power 2017 - 2021*. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.solarpowereurope.org/reports/global-market-outlook-2017/>
- [57] Samuelson, P. A., Nordhaus, W. D., (2001). *Macroeconomía*. McGraw-Hill Interamericana. Ed. 16^a. España. ISBN: 8-4481-2886-9. p. 462.
- [58] Soteris A, Kalogirou., (2009). *Solar Energy Engyneering: Processes and systems*, Academic Press, Elsevier Science. Ed. 1. ISBN: 978-0-12-374501-9. p. 817.
- [59] Stonier, A. W., et al., (1981). *Manual de teoría económica*. Aguilar. Ed. 5^a. Madrid. ISBN: 9788403182776. p. 776.
- [60] The World Bank Group. WBG., (2017). *World Bank Open Data*. Washington D.C., EE.UU. World Bank. Recuperado a partir de <https://data.worldbank.org/>

[61] TLCANHOY., (2015). *Tratado de Libre Comercio de América del Norte*. Acerca del TLCAN. México. [ASPX] Recuperado a partir de http://www.tlcanhoy.org/faq_es.asp#faq-1

[62] Universidad Nacional Autónoma de México. UNAM., (2009). *Proyecto de Energías Renovables a Gran Escala (PERGE)*. Programa Universitario de Estudios de la Diversidad Cultural y la Interculturalidad. México. [PDF] Recuperado a partir de <http://www.nacionmulticultural.unam.mx/mezinal/docs/275.pdf>

[63] Wesley, C., et al., (2016). *Standard Scenarios Report: A U.S. Electricity Sector Outlook*. National Renewable Energy Laboratory. EE.UU. [PDF] Recuperado a partir de <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68548.pdf>