



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA - SOLAR FOTOVOLTAICA

**ANÁLISIS ECONÓMICO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
INTERCONECTADOS A LA RED A MEDIA ESCALA**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
JUAN CARLOS PERCINO PICAZO

TUTOR PRINCIPAL:
DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES, UNAM

MÉXICO, D.F. JUNIO DE 2016



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.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Manuel Martínez Fernández

Secretario: Aarón Sánchez Juárez

Vocal: Favio Manzini Poli

1^{er.} Suplente: Oscar Alfredo Jaramillo Salgado

2^{do.} Suplente: José Jassón Flores Prieto

Lugar donde se realizó la tesis:

Instituto de Energías Renovables, UNAM
Temixco Morelos

TUTOR DE TESIS

DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ

FIRMA

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi asesor, el Dr. Aarón Sánchez, por la tutoría y dirección en este trabajo. De igual manera, agradezco la gran ayuda proporcionada, en la revisión de este trabajo, por el Dr. Manuel Martínez, el Dr. Oscar Jaramillo, El Dr. Fabio Manzini y el Dr. Jassón Flores.

Quisiera hacer extensiva mi gratitud a compañeros y amigos con quienes conviví a lo largo del desarrollo de este proyecto, en especial a Javier, Irving, Alex, Manolo, Edgar, Amilcar y Manuel. Quienes me brindaron su apoyo y amistad.

Un especial agradecimiento a Gaby, por su confianza, comprensión y sobre todo por su infinito amor.

Por último quiero agradecer a mi familia, que siempre ha estado ahí para apoyarme y ha sido paciente conmigo. Un agradecimiento especial a mis padres, Rolando y Modesta, a quienes debo y agradezco todo lo que soy.

Resumen

Este trabajo analiza la factibilidad económica de instalar Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red (SFV-IR) para usuarios del servicio eléctrico en tarifas eléctricas suministradas en media y baja tensión en diferentes regiones de México. Se revisan los aspectos técnicos y regulatorios de la tecnología fotovoltaica, para después analizar el aspecto económico. Mediante diferentes escenarios se analizó el efecto de considerar tarifas de energía constantes, crecientes, y adicionalmente, con tarifas crecientes y un incentivo fiscal de depreciación acelerada.

Para el análisis económico se emplearon los siguientes métodos de evaluación: Valor Presente Neto (VPN), relación Beneficio Costo (B/C), Periodo de Recuperación (Payback), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Costo Nivelado de la Energía (LCOE).

Los resultados muestran que es económicamente factible instalar SFV-IR bajo el régimen de las tarifas: Doméstica de Alto Consumo (DAC), 5, 5A, 6, 7, 9, 9M y 2. El escenario que mejores valores entrega es aquel con tarifas crecientes y el incentivo fiscal. Los tiempos de retorno de la inversión para la tarifa DAC son de no más de 4 años y se recupera hasta 3.3 veces la inversión inicial para el mejor caso en tarifa 1. Las tarifas de alumbrado público muestran tiempos de retorno de alrededor de 6 años y valores de relación B/C de 2.5. Los valores más altos se obtienen para las tarifas 9 y 9M con tiempos de retorno de 1.5 años y relación B/C de hasta 35. Por su parte las tarifas de uso industrial como lo son las tarifas 3, O-M y H-M por su bajo costo de energía, no son prospectos para la implementación de SFV-IR para satisfacer determinada demanda energética por su largo tiempo de retorno.

El LCOE se calculó para dos escenarios económicos y se obtuvo un valor promedio de \$2.81/kWh en el escenario con incentivo y \$3.91/kWh para el escenario sin incentivo. Finalmente, del análisis de sensibilidad se observó que, parámetros económicos como el incentivo fiscal y la tasa de descuento, repercuten de manera considerable en los resultados de los métodos de evaluación.

Abstract

This work evaluates the feasibility to install Photovoltaic Systems (PVS) in electricity tariffs supplied in medium and low voltage in different regions of Mexico. Technical and regulatory aspects of photovoltaic technology are reviewed, and then the analysis of economic aspect is performed.

Scenarios by considering the effect of constant energy prices, growing energy prices and additionally another scenario with rising rates and a tax incentive of accelerated depreciation is analyzed.

For economic analysis the following evaluation methods were used: Net Present Value (NPV), Benefit Cost ratio (B/C) Recovery Period (Payback), Internal Rate of Return (IRR) and Levelled Cost of Energy (LCOE).

The results show that it is feasible to install PVS under the regime of the High Domestic Consumption (DAC), 5, 5A, 6, 7, 9, 9M and 2. The scenario that best values is that with increasing delivery rates and tax incentive.

Payback for the DAC are no more than 4 years and recovered 3.3 times the initial investment for the best case in tariff 1. Tariffs 5 and 5A show Payback time about 6 years and the B/C ratio shows values of 2.5. The highest values were obtained for tariffs 9 and 9M with return times of 1.5 years and B/C ratio of up to 35. Meanwhile industrial tariffs as 3, O-M and H-M, because its low cost of energy, do not allow the implementation of PVS to meet the energy demand. It is observed that economic parameters such as the tax incentive and the discount rate, have a substantial impact on the results of the VPN.

Contenido

Resumen	v
<i>Abstract</i>	v
Lista de Figuras	XI
Lista de Tablas	XV
Introducción	XXI
1. Aspectos Técnicos de Sistemas Fotovoltaicos	1
1.1. Naturaleza de la Radiación Solar	1
1.1.1. Constante solar	2
1.1.2. Distribución espectral de la radiación solar	2
1.1.3. Radiación directa, difusa y global	4
1.1.4. Concepto de Irradiancia, Irradiación, y Hora Solar Pico	4
1.2. Tecnología Fotovoltaica	6
1.2.1. Efecto Fotovoltaico y Celda Solar	8
1.2.2. Parámetros Eléctricos de una Celda Solar Bajo Iluminación	10
1.2.3. Influencia de la irradiancia y la temperatura	11
1.3. Módulos Fotovoltaicos	12
1.4. Sistemas Fotovoltaicos	13
1.4.1. Partes y Componentes de Sistemas Fotovoltaicos	14
1.5. Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos	18
1.6. Aplicaciones	19
2. Aspectos Económicos de Sistemas Fotovoltaicos	21
2.0.1. Valor Presente Neto	21
2.0.2. Tasa Interna de Retorno	22
2.0.3. Periodo de Recuperación	23
2.0.4. Relación Beneficio-Costo	23
2.0.5. Costo nivelado de la Energía (LCOE)	24
2.1. Estructura Tarifaria de CFE	24

2.1.1.	Tarifas de Uso Específico	27
2.1.2.	Tarifas de uso general	32
3.	Marco Regulatorio e Incentivos de SFV	41
3.1.	Marco Regulatorio de Sistemas Fotovoltaicos en México	41
3.1.1.	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética(LAERFTE)	42
3.1.2.	Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña y Mediana Escala	43
3.1.3.	Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables 2014-2018	43
3.1.4.	Ley General de Cambio Climático	44
3.1.5.	Estrategia Nacional de Energía	45
3.2.	Desarrollo tecnológico y formación de recursos humanos	45
3.3.	Mecanismos de fomento y sistemas de financiamiento	46
3.3.1.	Depreciación acelerada	46
3.3.2.	Arancel Cero	46
3.3.3.	Certificados de energías limpias	47
3.3.4.	SAGARPA	47
3.3.5.	CONUEE	48
4.	Metodología	51
5.	Resultados	57
5.1.	Tarifas domésticas	57
5.2.	Tarifas de uso específico	62
5.2.1.	Tarifas de alumbrado público	62
5.2.2.	Tarifas de bombeo y uso temporal	68
5.2.3.	Tarifas de uso agrícola	71
5.3.	Tarifas de uso general	75
5.3.1.	Tarifas en baja tensión	75
5.3.2.	Tarifas en media tensión	78
5.4.	Costo Nivelado de la Electricidad	80
5.5.	Análisis de sensibilidad	80
6.	Conclusiones	85
	Conclusiones	86
	Anexos	87
A.	Resultados del VPN	89
B.	Resultados del Payback	121

CONTENIDO	IX
C. Resultados de la TIR	143
D. Resultados de la relación Beneficio/Costo	163
E. Resultados del Costo Nivelado de la Electricidad	199
Bibliografía	206

Lista de Figuras

1.1. Relaciones geométricas Sol-Tierra	2
1.2. Esquema masa de aire	4
1.3. Espectro solar	5
1.4. Irradiancia en un día soleado y nublado.	6
1.5. Concepto de hora solare pico (hsp).	7
1.6. Curva I-V de la celda solar en obscuridad.	8
1.7. Estructura de una celda solar.	9
1.8. Curva I-V de una celda solar bajo iluminación.	11
1.9. efecto de la temperatura en celdas solares.	12
1.10.Efecto de la irradiancia sobre una celda solar.	13
1.11.Corte transversal de un módulo FV.	14
1.12.Diagrama esquemático de un SFV-IR.	14
1.13.Etiqueta de especificación de un módulo FV.	15
2.1. Regiones CFE	26
2.2. Costo de la energía en el sector residencial en centavos por kW-h.	30
2.3. Costo de la energía en tarifa 5 y 5A en media y baja tensión durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).	31
2.4. Costo de la energía en tarifa 6 y 7 durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).	31
2.5. Costo de la energía en tarifa 9, 9M, 9CU y 9N durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).	33
2.6. Costo de la energía en tarifa 2 y 3 durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).	34
2.7. Costo de la energía en tarifa O-M durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).	35
2.8. Costo de la energía en tarifa H-M durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).	36
2.9. Costo de la energía en tarifa H-M durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).	37
2.10.Costo del cargo por demanda y energía en tarifa H-MC durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).	38

2.11. Costo de la energía en tarifa H-MC durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).	40
3.1. Esquema del proceso de financiamiento de un proyecto por la CONUEE. . .	49
4.1. Esquema de la metodología para la obtención de los indicadores económicos.	52
4.2. Ciudades a evaluar factibilidad de instalación de SFV.	54
5.1. Comparativa del VPN y la energía producida por un SFV	58
5.2. VPN de los ahorros generados por un SFV vs Potencia pico. (a) Escenario con tarifa constante. (b) Escenario con tarifa creciente.	59
5.3. Relación B/C en función de la potencia FV. En (a) se observa el escenario con tarifas constantes y en (b) se observa el escenario con tarifas crecientes.	60
5.4. Periodo de recuperación de un SFV con diferentes potencias. (a) Escenario con tarifas constantes y (b) escenario con tarifas crecientes.	61
5.5. TIR para las 7 tarifas domésticas en función de la potencia FV. En la figura (a) se plantea el escenario de tarifas constantes y en la figura (b) el escenario con tarifas crecientes.	62
5.6. VPN y relación B/C para la tarifa 5 en baja tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.	63
5.7. VPN y relación B/C para la tarifa 5 en baja tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.	64
5.8. VPN y relación B/C para la tarifa 5 en media tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.	65
5.9. Payback y TIR para la tarifa 5 en media tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.	65
5.10. VPN y relación B/C para la tarifa 5A en baja tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.	66
5.11. Payback y TIR para la tarifa 5A en baja tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.	67
5.12. VPN y relación B/C para la tarifa 5A en media tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.	68
5.13. Payback y TIR para la tarifa 5A en media tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.	68
5.14. VPN y relación B/C para la tarifa 6 en media tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 60 kW.	69
5.15. VPN y relación B/C para la tarifa 7 en media tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 30 kW.	70
5.16. Payback y TIR para la tarifa 7 en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 30 kW.	71
5.17. VPN y relación B/C para la tarifa 9 en baja tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 30 kW.	72

5.18. Payback y TIR para la tarifa 9 en baja tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.	73
5.19. VPN y relación B/C para la tarifa 9 en media tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 120 kW.	73
5.20. VPN y relación B/C para la tarifa 9CU en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 30 kW.	74
5.21. VPN y relación B/C para la tarifa 9N en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 30 kW.	75
5.22. VPN y relación B/C para la tarifa 2 en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 3 kW.	76
5.23. Payback y TIR para la tarifa 2 en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 3 kW.	77
5.24. VPN y relación B/C para la tarifa 3 en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 80 kW.	78
5.25. VPN y relación B/C para la tarifa OM en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 80 kW.	79
5.26. VPN y relación B/C para la tarifa HM en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 350 kW.	79
5.27. LCOE para las tarifas de uso doméstico, uso específico y general.	81
5.28. En la figura (a) se grafica la tasa de descuento vs VPN para la tarifa 2, 5 y 6, para un SFV de $1kW_p$. El VPN de la tarifa 5 corresponde al eje vertical de la izquierda. En la figura (b) se grafica la tasa de descuento vs VPN para la tarifa 7 y 9, para un SFV de $1kW_p$. El VPN de la tarifa 7 (uso temporal) corresponde al eje vertical de la izquierda.	82
5.29. En la figura (a) se grafica el VPN en función de el tipo de cambio peso/USD para la tarifa 2, 5 y 6, para un SFV de $1kW_p$. El VPN de la tarifa 5 (alumbrado público) corresponde al eje vertical de la izquierda. En la figura (b) se grafica el VPN vs el tipo de cambio en tarifa 7 y 9, para un SFV de $1kW_p$. El VPN de la tarifa 7 corresponde al eje vertical de la izquierda.	83

Lista de Tablas

2.1. Intervalos de consumo correspondientes a cada tarifa eléctrica residencial.	28
2.2. Costo de la energía al año 2015 y tendencia de crecimiento promedio anual, en los últimos 13 años.	29
2.3. Resumen de tarifas de uso específico, precios al 2015.	39
4.1. Potencias empleadas para el análisis de cada tarifa.	54
A.1. Potencias empleadas para el análisis de cada tarifa.	89
A.2. Escenarios económicos del VPN en tarifa 5 en baja tensión	90
A.3. Escenarios económicos del VPN en tarifa 5 en media tensión	90
A.4. Escenarios económicos del VPN en tarifa 5A en baja tensión	91
A.5. Escenarios económicos del VPN en tarifa 5A en media tensión	92
A.6. Escenarios económicos del VPN en tarifa 6	95
A.7. Escenarios económicos del VPN en tarifa 7	97
A.8. Escenarios económicos del VPN en tarifa 9	100
A.9. Escenarios económicos del VPN en tarifa 9M	103
A.10. Escenarios económicos del VPN en tarifa 9-CU	106
A.11. Escenarios económicos del VPN en tarifa 9N	109
A.12. Escenarios económicos del VPN en tarifa 2	112
A.13. Escenarios económicos del VPN en tarifa 3	114
A.14. Escenarios económicos del VPN en tarifa O-M	116
A.15. Escenarios económicos del VPN en tarifa H-M	118
B.1. Potencias empleadas para el análisis de cada tarifa.	121
B.2. Escenarios económicos del Payback en tarifa 5 en baja tensión	122
B.3. Escenarios económicos del Payback en tarifa 5 en media tensión	122
B.4. Escenarios económicos del Payback en tarifa 5A en baja tensión	122
B.5. Escenarios económicos del Payback en tarifa 5A en media tensión	124
B.6. Escenarios económicos del Payback en tarifa 6	127
B.7. Escenarios económicos del Payback en tarifa 7	130
B.8. Escenarios económicos del Payback en tarifa 9	133
B.9. Escenarios económicos del Payback en tarifa 9M	136
B.10. Escenarios económicos del Payback en tarifa 2	139

C.1. Escenarios económicos de la TIR en tarifa 5 en baja tensión	143
C.2. Escenarios económicos de la TIR en tarifa 5 en media tensión	144
C.3. Escenarios económicos de la TIR en tarifa 5A en baja tensión	144
C.4. Escenarios económicos de la TIR en tarifa 5A en media tensión	146
C.5. Escenarios económicos de la TIR en tarifa 6	148
C.6. Escenarios económicos de la TIR en tarifa 7	151
C.7. Escenarios económicos de la TIR en tarifa 9	154
C.8. Escenarios económicos de la TIR en tarifa 9M	157
C.9. Escenarios económicos de la TIR en tarifa 2	160
D.1. Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 5 en baja tensión	163
D.2. Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 5 en media tensión . . .	164
D.3. Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 5A en baja tensión . . .	164
D.4. Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 5A en media tensión . .	166
D.5. Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 6	169
D.6. Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 7	172
D.7. Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 9	175
D.8. Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 9M	178
D.9. Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 9-CU	181
D.10. Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 9N	184
D.11. Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 2	187
D.12. Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 3	190
D.13. Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa O-M	193
D.14. Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa H-M	196
E.1. Escenarios económicos del LCOE para diferentes ciudades del país	199

Nomenclatura

Mayúsculas

C_0	—	Inversión Inicial
C_{CFE_t}	—	Costos de CFE en el año t
C_{SFV_t}	—	Costos del SFV en el año t
C_t	—	Costos en el año t
E_C	—	Energía consumida
E_{cP}	—	Energía en la banda de valencia
E_{cn}	—	Energía en la banda de conducción
E_G	—	Energía generada
E_t	—	Energía generada en el año t
EF_n	—	Consumo de energía de suministro en el mes n
EES_n	—	Energía entregada por el suministrador en el mes n
ERG_n	—	Energía entregada a la red por el generador en el mes n
FF	—	Factor de llenado
G	—	Irradiancia
H	—	Irradiación
I	—	Corriente
I_r	—	Corriente de recombinación
I_{SC}	—	Corriente de corto circuito
I_g	—	Corriente generada
P_M	—	Pago mínimo a CFE
P_P	—	Potencia Pico
R_s	—	Resistencia en serie
R_S	—	Recurso Solar
R_P	—	Resistencia paralelo
R_T	—	Rendimiento Térmico
R_X	—	Perdidas por orientación, suciedad y polvo
S	—	Área de captación
S_t	—	Valor de Salvamento
T	—	Temperatura
T_{amb}	—	Temperatura Ambiente
T_{celda}	—	Temperatura de la celda
T_{STC}	—	Valor de la temperatura en condiciones estándares de prueba
V	—	Voltaje
V_{OC}	—	Voltaje a circuito abierto
V_0	—	Diferencia de potencial

Minúsculas

i	—	Tasa de descuento
k_B	—	Constante de Boltzmann
q	—	Carga del electrón
t	—	Tiempo

Letras griegas

η	—	Eficiencia de conversión
η_T	—	Eficiencia total en el manejo de energía
η_I	—	Eficiencia del inversor
η_O	—	Eficiencia por orientación
η_{SP}	—	Eficiencia por suciedad y polvo
η_W	—	Eficiencia por cableado

Acrónimos

AM	—	Masa de Aire
ANCE	—	Asociación Nacional de Normalización y Certificación del Sector Eléctrico
BOS	—	Balance of System
B/C	—	Relación Beneficio Costo
CA	—	Corriente Alterna
CD	—	Corriente Directa
CdTe	—	Teluro de Cadmio
CEL	—	Certificado de Energía Limpia
CEMIE	—	Centros Mexicanos de Inovación en Energía
CFE	—	Comisión Federal de Electricidad
CIGS	—	Cobre Indio Galio Selenio
CONACyT	—	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
CONUEE	—	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CRE	—	Comisión Reguladora de Energía
DAC	—	Tarifa Doméstica de Alto Consumo
DAI	—	Development Alternative Inc.
ENE	—	Estrategia Nacional de Energía
FIDE	—	Fideicomiso Para el Ahorro de Energía
FIRCO	—	Fideicomiso de Riego Compartido
FSE	—	Fondo Sectorial de Sustentabilidad Energética
GEF	—	Fondo Mundial para el Medio Ambiente

GIZ	—	Sociedad Alemana Para la Cooperación Internacional
GTZ	—	Agencia Alemana para la Cooperación Técnica
HSP	—	Horas Solares Pico
IFC	—	Corporación Financiera Internacional
IIE	—	Instituto de Investigaciones Eléctricas
IMP	—	Instituto Mexicano del Petróleo
INDESOL	—	Instituto Nacional de Desarrollo Social
INECC	—	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
INEGI	—	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
ININ	—	Instituto de Investigaciones Nucleares
LAERFTE	—	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
LCOE	—	Costo Nivelado de la Energía
LGC	—	Ley General de Cambio Climático
LSPEE	—	Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica
NASA	—	Administración Nacional de Aeronáutica y Espacio
O&M	—	Operación y Mantenimiento
PAYBACK	—	Periodo de Recuperación
PEAR	—	Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables
PEMEX	—	Petróleos Mexicanos
PIB	—	Producto Interno Bruto
PROMEXICO	—	Fideicomiso del Gobierno Mexicano Para la Promoción del Comercio e Inversión Internacional
ProSolar	—	Programa de Fomento de Sistemas Fotovoltaicos en México
PYME	—	Fondo de Apoyo para la Micro, Pequeña y Mediana Empresa
SAGARPA	—	Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo rural, Pesca y Alimentación
SEDESOL	—	Secretaría de Desarrollo Social
SEN	—	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	—	Secretaría de Energía
SFV	—	Sistema Fotovoltaico
SHCP	—	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
TIR	—	Tasa Interna de Retorno
UNICEF	—	Fondo de las Naciones Unidas para la Infancia
USAID	—	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional
VPN	—	Valor Presente Neto
WACC	—	Weighted Average Cost of Capital
WRC	—	Centro de Radiación Mundial

Introducción

El uso de la energía en el desarrollo de las civilizaciones ha sido de fundamental importancia a lo largo de la historia[1, 2], sin embargo las necesidades de cada civilización aunado al desarrollo tecnológico y la disponibilidad de los recursos energéticos, han traído consigo una transición energética que puede ser descrita en términos de tres características correlacionadas: estructura, relacionado con la evolución de la matriz energética, la forma de producir, procesar y despachar la energía; cantidad, aumento en la magnitud del consumo energético mundial; y calidad, referente a la densidad energética y características de impacto ambiental[3]. En concordancia con estas características, el uso de la madera predominó como fuente de energía hasta 1800, en el siglo XIX el carbón se colocó como el principal energético, y el uso del petróleo se intensificó en el siglo XX. Por su parte el consumo energético mundial en 1800 se estimó en 20 EJ, mientras que en el año 2000 se calculó en 440 EJ lo cual representa un crecimiento de más de 20 veces en 200 años[4].

En la actualidad, la matriz energética aún se basa en el uso de combustibles fósiles pero existe una aportación importante de energías renovables y en menor medida de energía nuclear[3]. Por otro lado, hoy en día, existen en el mundo alrededor de siete mil millones de personas de las cuales mil millones han adoptado un alto consumo energético en su estilo de vida el cual no es sostenible. Esto a su vez ha traído como consecuencia un incremento en las emisiones de CO₂ y existen registros de la concentración de este compuesto en la atmósfera que coinciden con el proceso de industrialización[5].

Esto y otros factores han demostrado la necesidad de mirar hacia nuevas formas de generar energía sin producir desechos contaminantes, romper esquemas de consumo en cuanto a la dependencia de los combustibles fósiles y enfocar la atención en diversificar las fuentes de producción de energía existentes.

Las fuentes de energía renovables han representado una alternativa de diversificación para la generación de electricidad, y dentro de estas el binomio de generación limpia: energía solar y tecnología fotovoltaica representan parte de la solución integral al problema energético mundial ya que como se podrá observar en el capítulo I, las bondades de esta fuente de energía aunado al avance tecnológico para aprovecharla son bastante atractivos para considerarla como la columna vertebral de la matriz energética mundial en los años venideros.

Existen tres aspectos importantes asociados a la implementación y buen funcionamiento

de la tecnología fotovoltaica, estos son: el aspecto técnico, el cual debe apearse a una normatividad bien definida para SFV-IR en México; el legal, que tiene por objeto regular el aprovechamiento de la energía solar y establecer estrategias e instrumentos de promoción y financiamiento para el aprovechamiento de la misma; y el económico, cuyos indicadores determinan la factibilidad de instalar sistemas fotovoltaicos y permiten establecer toma de decisiones para su promoción e instalación.

Hay una cantidad abundante de estudios acerca de aspectos económicos en SFV. Paudel et al. realizan un análisis económico de una planta FV interconectada a la red de 1.2 MW, poniendo especial atención al comportamiento de la tasa interna de retorno en diferentes escenarios[6]. Sanchez R. et al. presentan un análisis beneficio-costos de una planta FV de 10 MW en Argentina y complementan su estudio con la determinación del ángulo óptimo de inclinación de los paneles FV para una máxima producción[7].

Zhang et al. realizan un estudio del impacto de las nuevas políticas en generación distribuida en el este de China, principalmente en sistemas de uso residencial. Analizan las barreras técnicas y financieras de la generación distribuida y concluyen con las implicaciones de los cambios en políticas de la generación distribuida implementadas en 2014[8]. Cristaldi L. et al. presenta un análisis económico de un sistema fotovoltaico contemplando las pérdidas por contaminación y polvo, el modelo empleado permite determinar el plan de mantenimiento óptimo para obtener el máximo beneficio económico[9]. Existen estudios de factibilidad económica que promocionan el uso de SFV como alternativa a otras fuentes de energía. Ssenoga T. et al. presenta una comparativa entre un SFV y un motogenerador diesel para uso doméstico en Uganda, mostrando que el SFV es una buena alternativa como generador a largo plazo[10].

Por su parte el análisis de factibilidad económica en SFV en México, ha sido estudiado recientemente debido al gran potencial de aplicación. En los últimos años se tiene reportes tecno-económicos elaborados principalmente por la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Nacional Para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) en colaboración con la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) y la Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ).

En junio de 2009 la CONUEE en colaboración con la GTZ, desarrollan un estudio para determinar los nichos de mercado para la generación de energía eléctrica mediante SFV en tres sectores: industrial, servicios y residencial, siendo el residencial el más significativo. Además determinan el tamaño de estos nichos en términos de la capacidad instalable (MW_p) y dimensionan el impacto de los subsidios en los nichos de mercado para las tarifas residenciales. En sus resultados muestran que bajo un escenario de "Precios actuales de la tecnología (2007)", la electricidad generada con un SFV-IR, es siempre más cara que la electricidad adquirida de la red eléctrica. En el escenario de "Perspectiva optimista", existen nichos para SFV-IR en las tarifas: residenciales y comerciales (2 y 3) en todo el territorio mexicano, sin embargo, las tarifas O-M y HM-C solo en regiones con valores de

irradiancia entre 5 y 6 kWh/m²/da [11].

En 2012 la SENER en colaboración con la GIZ, a través del Programa de Fomento de Sistemas Fotovoltaicos en México (ProSolar), realizan un análisis de posibles mecanismos de fomento para superar las barreras financieras todavía existentes en México. Como resultado, exponen un conjunto de mecanismos financieros entre los que destacan: el financiamiento a través de hipotecas, créditos a tasas preferenciales, subsidios a compradores y vendedores, exención de impuestos y esquemas de contratos de arrendamiento de SFV-IR [12]. En ese mismo año, Development Alternative Inc. (DAI, por sus siglas en inglés) prepara un informe por encargo de Earth Fund del Fondo Mundial para el Medio Ambiente (GEF, por sus siglas en inglés) y la Corporación Financiera Internacional (IFC), miembro del Grupo Banco Mundial, en el cual dimensionan el mercado y las oportunidades de desarrollo para el sector financiero en materia de eficiencia energética y energías renovables en México, en particular se tiene un análisis enfocado en el sector agroindustrial en los estados de Nuevo León, Jalisco y el Estado de México[13]. En 2013, Islas Samperio et al. por encargo de la SENER realizan un análisis del potencial de los sistemas fotovoltaicos por entidad federativa en el sector residencial, público e industrial y determinan que, el sector industrial no representa aún un nicho de oportunidad para los SFV-IR, mientras que el sector residencial sí[14]. El Centro de Investigación para el Desarrollo, A.C. en 2013 realiza un estudio del potencial de las energías renovables en México y hace una comparativa con el resto del mundo, abordan el marco regulatorio existente en materia de energías renovables y enfocan su estudio en identificar el área de oportunidad en materia de políticas y regulación para impulsar el desarrollo de las energías renovables en México[15].

Por parte de la academia, el aporte en investigación en este aspecto ha sido enfocado a evaluar la factibilidad de instalación de SFV en el sector residencial, específicamente para la tarifa 1 y otros cuantos a sistemas fotovoltaicos autónomos. Genice G. et al. realizan un estudio de factibilidad de SFV-IR en el sector residencial y abordan el estudio desde la perspectiva del usuario y desde la perspectiva del gobierno, identifican un nicho de mercado de más de 400 MW_p y encuentran que la reducción de emisiones de CO₂ son de alrededor de 841 toneladas por año [16].

El costo de los SFV por su parte, ha ido disminuyendo en sus partes y componentes, de tal forma que actualmente el costo por Watt pico de módulos FV ronda los \$0.5 USD, mientras que el resto de los componentes en conjunto, inversor, estructura, aditamentos eléctricos, etc. (BOS, por sus siglas en inglés) tienen un costo de \$1.7 USD/W_p a nivel mundial[17].

Además, el avance tecnológico en cuestión a SFV-IR, ha mejorado el desempeño y elevado la eficiencia de los módulos FV y los componentes más importantes que, han permitido el aprovechamiento del recurso solar en regiones con baja irradiación.

Adicionalmente, el costo de las tarifas eléctricas en México han tenido un compor-

tamiento fluctuante en el periodo 2001-2015 e incluso a la baja en 2014, sin embargo, indudablemente la tendencia del costo de la energía es a la alza en todas las tarifas[18].

Por lo expuesto anteriormente, resulta relevante realizar un análisis de factibilidad económica de SFV-IR, con datos actuales de costos de la tecnología, incentivos, subsidios y precios recientes en cada una de las tarifas eléctricas del sector residencial, servicios e industrial, con objeto de presentar un panorama de los nichos de oportunidad para los SFV-IR en cada una de las tarifas y evidenciar el beneficio de los diferentes mecanismos de fomento de las energías renovables, en particular de la solar fotovoltaica.

El objetivo principal de este trabajo es realizar un análisis económico de SFV-IR para las tarifas en el sector residencial, servicios e industrial, en las ciudades más importantes de la República Mexicana.

Como objetivos secundarios se tiene

- Emplear los métodos de Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Periodo de Recuperación (PAYBACK) y relación Beneficio-Costo (B/C), con objeto de reforzar y enriquecer la información del análisis económico para cada uno de los casos de estudio.
- Determinar el Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) para SFV-IR y compararlo con el costo medio de la energía en cada una de las tarifas.
- Realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros que modifican notablemente los resultados de la evaluación económica.

En lo que concierne a la estructura de la tesis, ésta se compone de 6 capítulos y 4 anexos mientras que el contenido de cada capítulo se organiza de la siguiente manera:

- En el capítulo 1 se presentan los aspectos técnicos de la tecnología FV, el funcionamiento de la celda solar y el método de dimensionamiento. Al final del capítulo se exponen algunas de las aplicaciones de los SFV-IR.
- En el capítulo 2 se aborda el marco teórico del aspecto económico y se exponen los métodos de evaluación económica, posteriormente se hace una descripción de las tarifas eléctricas y la evolución de los precios en cada una de ellas en el periodo 2001-2015.
- En el capítulo 3 se hace una presentación del marco regulatorio así como los incentivos y los sistemas de financiamiento disponibles para SFV-IR.
- En el capítulo 4 se describe detalladamente la metodología empleada para el análisis de datos en cada tarifa y se presenta un caso de estudio como ejemplo de la metodología.

- En el capítulo 5 se hace una presentación de los resultados obtenidos en los métodos de evaluación por cada tarifa, tomando un grupo selecto de ciudades.
- Finalmente en el capítulo 6 se enlistan las conclusiones más relevantes del trabajo.

Capítulo 1

Aspectos Técnicos de Sistemas Fotovoltaicos

El objetivo principal de este capítulo se centra en describir las características de la radiación solar dentro y fuera de la atmósfera terrestre, su intensidad y su distribución espectral. Revisaremos los conceptos de radiación, irradiancia y hora solar pico.

Comprender los conceptos de la radiación solar, la geometría solar y el recurso solar disponible en México es de fundamental importancia para entender el funcionamiento de la tecnología fotovoltaica, que concierne al capítulo II.

1.1. Naturaleza de la Radiación Solar

El sol es nuestra principal fuente de energía, su estructura y características determinan la naturaleza de la energía que radía hacia el espacio y por ende hacia la tierra. El sol es una esfera de materia gaseosa en la cual hidrógeno es convertido en helio continuamente, tiene un diámetro de 1.39×10^9 m y se encuentra a una distancia de la tierra de 1.5×10^8 km lo que también es conocido como una unidad astronómica (U.A.). En la figura (1.1) se observa un esquema de la situación geométrica Sol-Tierra. La energía que emite el sol es radiada en todas direcciones y se estima que la potencia con la que emite es de 3.8×10^{20} MW, de dicha energía una pequeña fracción llega fuera de la atmósfera terrestre con diminutas variaciones a lo largo del año debidas principalmente a factores astronómicos, pero para fines prácticos se considera un valor constante. A la potencia de la radiación solar recibida en un captador en una unidad de área se le llama irradiancia, G , y se mide en unidades de W/m^2 ; mientras que, la energía recibida en el captador por unidad de tiempo se le llama irradiación, H , y se mide en unidades de J/m^2 o Wh/m^2 .

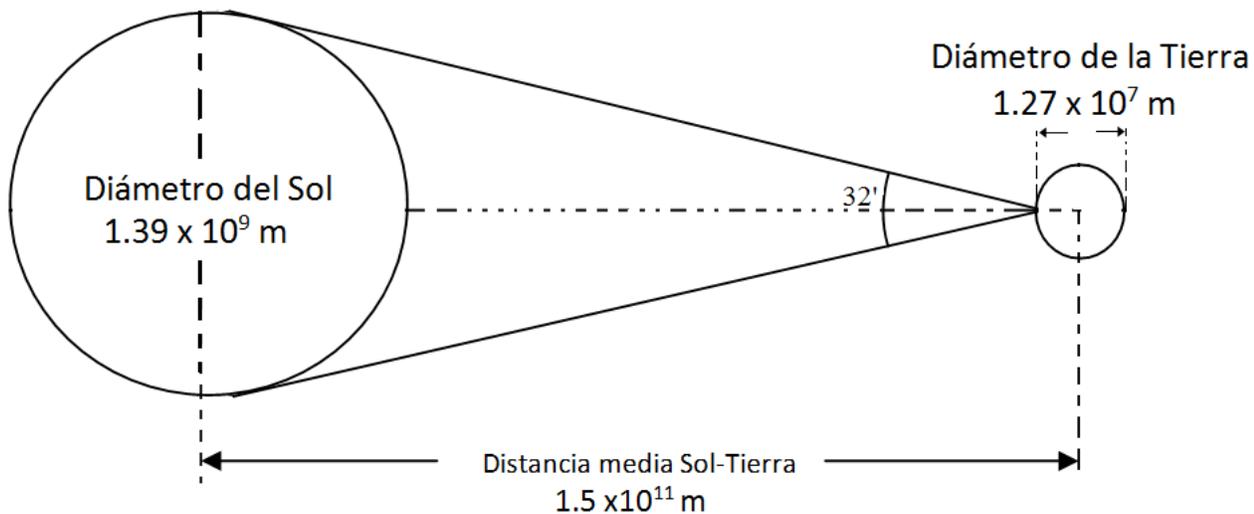


Figura 1.1: Relaciones geométricas Sol Tierra .

1.1.1. Constante solar

La constante solar G_0 , se define como la energía proveniente del Sol, por unidad de tiempo, recibida en una superficie perpendicular a los rayos del sol fuera de la atmósfera terrestre. El valor de esta constante varía entre 1338 y 1386 W/m^2 y El Centro de Radiación Mundial ó WRC (por sus siglas en inglés World Radiation Center), ha adoptado el valor de 1367 W/m^2 como estandar. La radiación emitida por el Sol no es exactamente constante, sino que sufre de fluctuaciones caóticas y periódicas de muy pequeña amplitud, las variaciones periódicas tiene relación con la abundancia de manchas solares en la fotosfera, con periodos de manifestación de 11 años aproximadamente y con los parámetros orbitales de la Tierra, especialmente con la excentricidad. Estas variaciones no afectan en sí a la energía media recibida a largo plazo, pero sí a las variaciones de energía estacionales.

La radiación del Sol es emitida en todas las longitudes de onda, no obstante la mayor cantidad se emite en un rango muy pequeño del espectro electromagnético con un máximo en la región de luz visible. En la siguiente sección, se presenta la distribución espectral de la radiación solar dentro y fuera de la atmósfera y se presentan los factores que atenúan dicha distribución por la interacción con la atmósfera terrestre.

1.1.2. Distribución espectral de la radiación solar

Un absorbedor perfecto se llama **cuerpo negro**, y se define como un objeto ideal que absorbe toda la radiación que llega a su superficie y emite radiación en cualquier longitud de onda. Así, la distribución espectral del sol puede aproximarse a aquella emitida por un cuerpo negro a 5779 K. La radiación del sol que llega a la Tierra, se distribuye sobre el rango de las longitudes de onda desde los 300 nm hasta 4 μm aproximadamente, es par-

cialmente reflejada por la atmósfera y parcialmente transmitida hacia la superficie de la Tierra. Aplicaciones fotovoltaicas usadas para el espacio, tales como satélites o naves espaciales, tienen una radiación solar disponible diferente que las aplicaciones fotovoltaicas en la superficie de la Tierra.

No toda la radiación solar extraterrestre que intercepta la Tierra llega a la superficie de la misma, aún en condiciones de cielo despejado. La atmósfera terrestre está constituida por una masa gaseosa y se supone algo menor que la millonésima parte de la masa del planeta, cuyo masa se estima en 5.97×10^{24} kg. La composición es constante: 78 % N₂, 21 % O₂, 0.9 % Ar, 0.03 % CO₂, y restos de otros gases, así como ozono y vapor de agua en la vecindad del suelo. Cabe apuntar que todo el vapor de agua se encuentra concentrado en la proximidad de la superficie, encontrándose 95 % del total entre 0 y 5 000 m de altura. Una propiedad importante del ozono es que absorbe las radiaciones ultravioletas de longitud de onda inferior a 0.35 μm ; por lo tanto, la existencia del gas en la atmósfera impide la llegada de dichos rayos a la superficie terrestre. El vapor de agua absorbe fuertemente la radiación solar en las bandas infrarrojas. Más allá de 2.3 μm , la transmisión en la atmósfera es muy baja debido fundamentalmente a la absorción de energía por el vapor de agua y el dióxido de carbono. Dado que la radiación solar extraterrestre más allá de 2.3 μm es menos del 5 % del total del espectro, la energía recibida sobre la superficie de la Tierra es todavía más pequeña.

En resumen, solamente la radiación solar extraterrestre comprendida entre 290 nm y 2300 nm es transmitida con atenuaciones a la superficie de la Tierra. Esta atenuación se debe a los fenómenos de absorción por O₃, H₂O y CO₂, así como por la dispersión de otros componentes en la atmósfera: moléculas de aire, polvo, vapor de agua, etc.

Con el objeto de analizar el fenómeno de atenuación que experimenta la radiación solar a través de la atmósfera, se define el concepto de **masa de aire** (AM por sus siglas en inglés) como una unidad de medida del espesor de la atmósfera terrestre y su expresión matemática viene dada por $AM = \frac{1}{\cos \theta}$ donde θ es el ángulo formado por el cenit y el rayo del sol (véase la figura 1.2). Con base a esta definición una masa de aire igual a 1, es la trayectoria recorrida por los rayos solares a través de la atmósfera hasta el nivel del mar, con el sol en el cenit.

El coeficiente de masa de aire es comúnmente usado para caracterizar el desempeño de las celdas solares bajo condiciones estandarizadas, y es una práctica común distinguir dos diferentes *distribuciones espectrales*:

- a) AM0 = espectro fuera de la atmósfera.
- b) AM1.5 = espectro universalmente empleado para caracterizar paneles solares de aplicación terrestre.

La industria fotovoltaica de Estados Unidos (EUA) en colaboración con la Sociedad Americana de Materiales y Ensayos (ASTM pro sus siglas en inglés) y el departamento

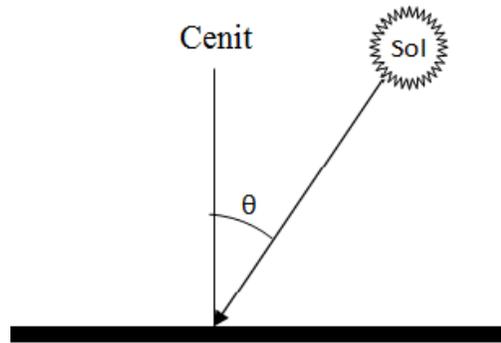


Figura 1.2: La masa de aire se define como $1/\cos \theta$.

de investigación del gobierno de EUA se han encargado de medir y publicar los espectro asociados a los coeficientes AM0 y AM1.5, en la figura(1.3) se puede ver una comparación entre dichos espectros.

1.1.3. Radiación directa, difusa y global

Se ha dicho que parte de la radiación solar que incide sobre la tierra es atenuada por dispersión o absorción debido a los diferentes componentes de la atmósfera, mientras que otra fracción llega a la superficie de la tierra sin haber sufrido cambios en su trayectoria. La radiación que es dispersada por los componentes de la atmósfera se conoce como radiación difusa, mientras que la radiación que no sufre cambios en su trayectoria se conoce como radiación directa. Hay otra componente de la radiación solar que puede recibir un captador; la que proviene del reflejo difuso de los alrededores. La magnitud de este tipo de radiación depende del llamado coeficiente de reflexión de la superficie o albedo. Al conjunto de radiación directa y difusa se le conoce como radiación global y sus unidades se expresan en W/m^2 .

1.1.4. Concepto de Irradiancia, Irradiación, y Hora Solar Pico

Existen algunos conceptos útiles asociados a la radiación y al recurso solar, entre los cuales podemos encontrar la irradiancia, irradiación, insolación y hora solar pico. Por lo cual es relevante definir estos conceptos en la presente sección.

Se define la irradiancia como la potencia instantánea de radiación solar incidente en una superficie de un metro cuadrado de área, se denomina por la letra G y sus unidades son W/m^2 . A su vez la irradiación se define como la cantidad de energía de radiación solar captada en una superficie en una unidad de tiempo, se denomina con la letra H y sus unidades son J/m^2 o bien Wh/m^2 .

Dado que a nivel del mar, al medio día solar, sin absorción molecular y estando el sol en el cenit del captador, la magnitud de la irradiancia es de $956 W/m^2$ (espectro AM1), y

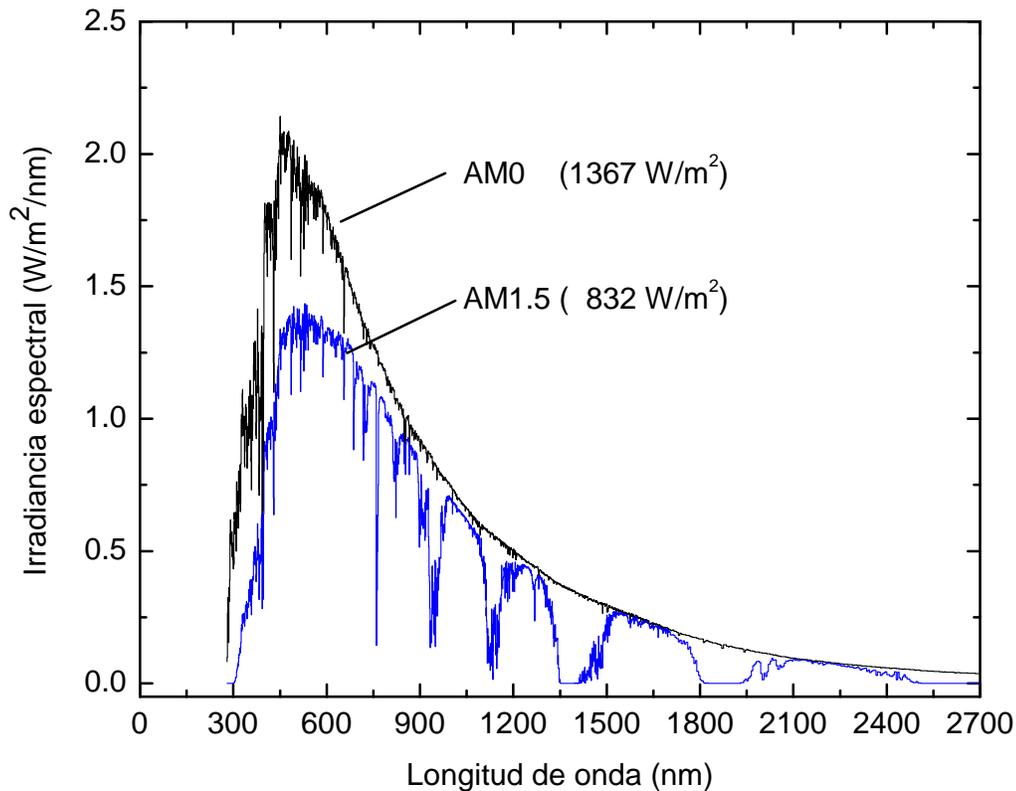


Figura 1.3: Irradiancia espectral vs longitud de onda, para AM0 y AM1.5

bajo las mismas condiciones excepto que para un a altitud de 5,000 msnm se obtiene una irradiancia de $1,050 \text{ W/m}^2$, se ha convenido, para fines estimativos tomar como valor pico de la irradiancia la magnitud de $1,000 \text{ W/m}^2$; es decir $G_p = 1,000 \text{ W/m}^2$. La figura (1.4a) muestra el comportamiento de la irradiancia durante un día típico soleado sin nubes en la localidad de Temixco, mientras que la figura (1.4b) muestra el comportamiento de la irradiancia para un día con nubosidad. El área bajo la curva de irradiancia global representa la energía solar disponible en dicho sitio a lo largo de un día.

Un concepto más útil es el de hora solar pico (HSP) el cual en lugar de considerar una irradiancia variable a lo largo del día, considera la irradiancia constante con un valor de 1000 W/m^2 y un periodo de tiempo más corto, de tal forma que el área bajo la curva es la misma que aquella encerrada en el rectángulo definido por la altura 1000 W/m^2 y el número de horas correspondientes, en la figura (1.5) se puede apreciar el concepto de HSP.

Para la generación de energía fotovoltaica, es necesario saber con que recurso solar diario se cuenta para determinada localidad. Para ello, existen bases de datos de recurso solar, algunas de ellas abiertas al público y sin fines de lucro, otras de paga y adicionadas con

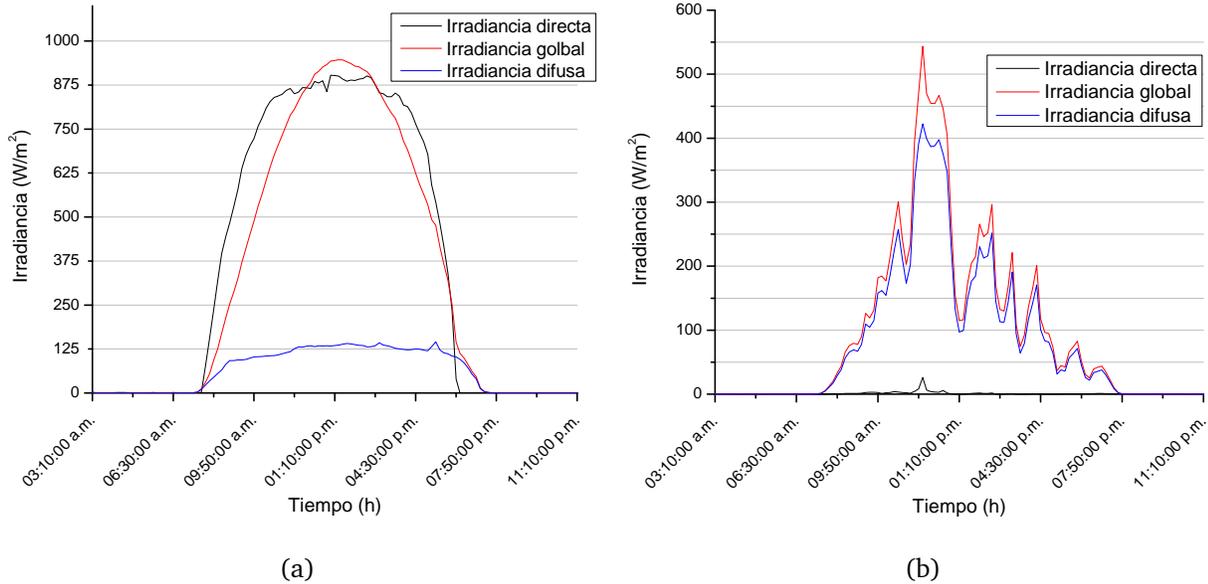


Figura 1.4: a) Comportamiento de la irradiancia en un día soleado típico en Temixco. b) Comportamiento de la irradiancia en un día nublado, observe el cambio en las componentes de radiación directa y difusa de a) y b).

alguna herramienta para realizar cálculos de dimensionamiento.

El sitio en internet *Surface meteorology and Solar Energy* con dirección electrónica <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>, posee una base de datos de recursos de energía renovable además de datos meteorológicos útiles para el dimensionamiento de sistemas solares térmicos y fotovoltaicos. Este sitio es patrocinado por el programa de Ciencias de la Tierra de la NASA y los datos son disponibles al público en general. Entre los datos que posee, destaca la base de datos de radiación solar de la cual se obtuvieron los datos utilizados para el presente trabajo.

1.2. Tecnología Fotovoltaica y su Funcionamiento

A la conversión directa de energía solar en electricidad en un dispositivo optoelectrónico debido a su absorción se le llama *efecto fotovoltaico*, y a la unidad mínima de conversión se le llama *celda solar*. De esta manera se puede decir que una celda solar es un dispositivo que convierte la energía de la radiación solar en energía eléctrica en forma directa, sin la necesidad de piezas móviles o algún tipo de combustible. Esto es posible gracias al material del cual están construidas las celdas solares, los semiconductores, cuyas características permiten el aprovechamiento de la energía solar para generar energía eléctrica.

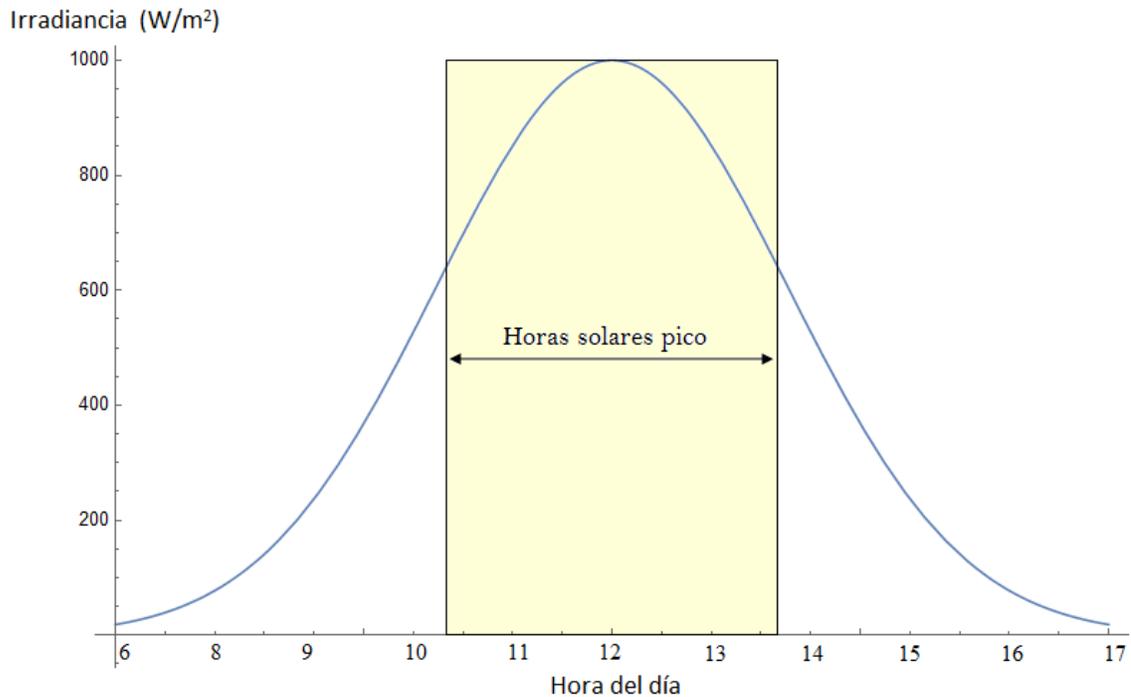


Figura 1.5: Concepto de hora solare pico (hsp).

El descubrimiento del efecto fotovoltaico data del siglo XIX, Edmond Becquerel publicó un trabajo en el cual reportaba que en una batería con electrodos de plata, se producía un incremento en la diferencia de potencial al iluminar los electrodos. Posteriormente en 1877, Adams y Day, de la universidad de Cambridge, presentaron un informe a la Royal Society de Londres, donde expusieron sus observaciones sobre los cambios que detectaron en las propiedades eléctricas del selenio cuando este material era expuesto a la luz solar. C.E. Fritts en 1884, partiendo del trabajo de Adams y day, patentó una celda solar hecha con delgadas laminas de selenio e hilos de oro, logrando una eficiencia de conversión del 1 %.

Es importante mencionar que todos los logros mencionados fueron de naturaleza empírica, ya que la teoría que describe el fenómeno fotovoltaico apareció hasta 1900 con la teoría cuántica de Planck y 1905 con la explicación del efecto fotoeléctrico por Einstein, y en todas las teorías sobre el enlace que fueron sucediendo hasta aparecer el concepto de dualidad onda-corpúsculo y la mecánica ondulatoria.

En 1948 aparecen los transistores. Los físicos de laboratorios Bell, Bardeen y Brattain, emplean silicio de elevada pureza dopado con boro y fósforo para el diseño del dispositivo. En 1954 Chapin, Fuller y Pearson, científicos de los mismos laboratorios Bell, crean la primera celda fotovoltaica con una eficiencia del 6%. A partir de este momento ha ocurrido un avance acelerado en el desarrollo de la tecnología fotovoltaica aunado a una caída de los precios y un incremento considerable en la eficiencia de conversión.

1.2.1. Efecto Fotovoltaico y Celda Solar

Las celdas solares se construyen al unir íntimamente un semiconductor con comportamiento eléctrico negativo (tipo N) con un semiconductor con comportamiento eléctrico positivo (tipo P). Esta unión P-N crea un campo eléctrico interno en el dispositivo que hace que el comportamiento $I - V$ sea idéntico al de un diodo rectificador de corriente. Cuando esta se encuentra en la obscuridad y se le aplica una tensión eléctrica variable, el comportamiento $I - V$ es el que se muestra en la figura (1.6) y la ecuación que describe el comportamiento corresponde a la expresión de Shockley (ec. 1.1).

$$I_D = I_0[\exp(qV/k_B T) - 1] \quad (1.1)$$

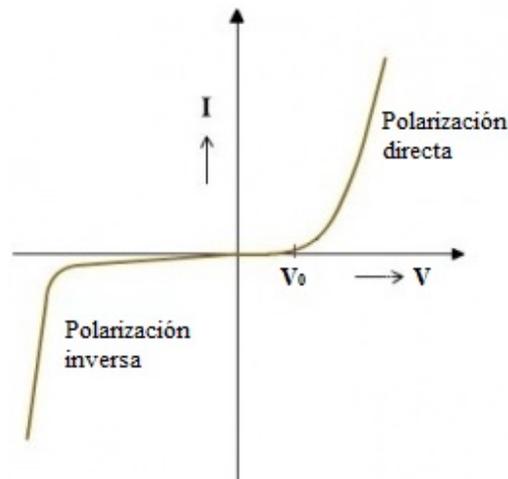


Figura 1.6: Comportamiento rectificador de la celda solar al aplicar un voltaje variable en oscuridad.

Donde I_D es la corriente del diodo, I_0 es la corriente de saturación, q es la carga del electrón, V es el voltaje aplicado, k_B es la constante de Boltzmann y T es la temperatura.

Cuando la celda solar se ilumina, se generan pares electrón hueco y debido al campo eléctrico interno una corriente eléctrica se genera. La dirección de la corriente fotogenerada se da en sentido contrario a la corriente generada por polarización directa en oscuridad. La corriente fotogenerada depende linealmente de la intensidad de la radiación, ya que la absorción de la luz produce una mayor generación de pares electrón-hueco. La corriente total de la celda bajo iluminación es entonces

$$I = I_D - I_L \quad (1.2)$$

sustituyendo la ec.(1.1) se obtiene

$$I = I_0[\exp(qV/k_B T) - 1] - I_L \quad (1.3)$$

La corriente eléctrica generada en la celda es extraída mediante los contactos metálicos en la parte frontal y posterior de la celda, además una capa antirreflejante se añade en la parte frontal para minimizar la reflexión de radiación incidente(ver fig. 1.7). La resistencia en serie R_s total es de la forma

$$R_s = R_{cp} + R_{bp} + R_{cn} - R_{bn} \quad (1.4)$$

donde R_{cp} es la resistencia entre el contacto metálico y el semiconductor tipo p, R_{bp} es la resistencia asociada al propio semiconductor tipo p, R_{cn} la resistencia entre el contacto metálico y el semiconductor tipo n y R_{bn} la resistencia del propio semiconductor tipo n. Adicionalmente existe otra pérdida de corriente debido a los efectos de superficie en los bordes de la unión, dicha pérdida se asocia a la magnitud de la resistencia en paralelo, cuando dicha resistencia posee un valor infinito no hay fuga de corriente, sin embargo en la realidad nunca ocurre así. La corriente total, incluyendo las resistencias, es entonces

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q(V - IR_s)}{k_B T} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V - IR_s}{R_p} \right) \quad (1.5)$$

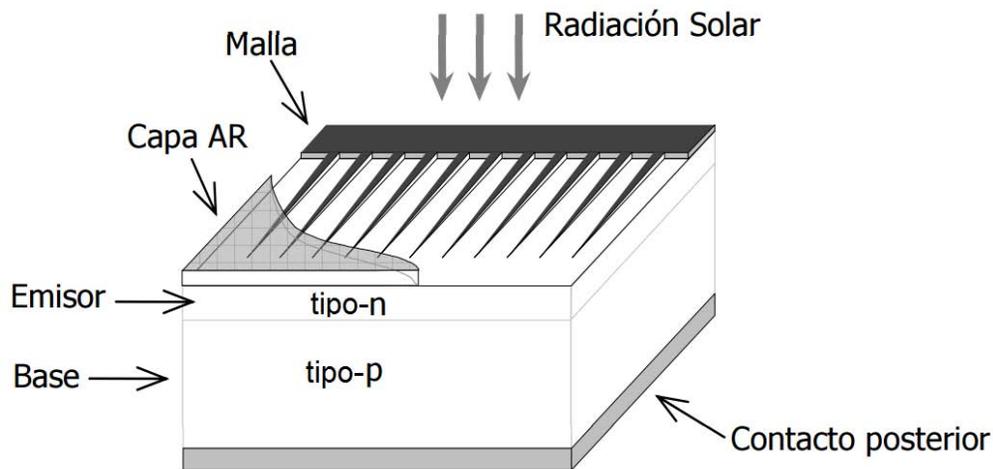


Figura 1.7: Estructura básica de una celda solar de silicio

La estructura de la celda solar no se limita a un solo modelo o estructura de la unión. En la explicación del efecto fotovoltaico descrito en secciones anteriores, se consideró una celda solar con unión tipo P-N en la cual, las capas P y N son del mismo material (silicio) pero impurificadas con boro y fósforo respectivamente, a este tipo de uniones se les conoce como homouniones.

Existen otro tipo de uniones en las cuales también se genera el efecto fotovoltaico, dichas uniones se enlistan a continuación:

Homounión Material semiconductor dopado tal que un lado es tipo-N y el otro tipo-P. La máxima cantidad de luz es absorbida en la unión P-N.

Heterounión La unión se forma al poner en contacto dos materiales semiconductores distintos. La capa superior (ventana) se selecciona con una brecha prohibida grande para permitir la absorción en la capa inferior (absorbedor), la cual posee una brecha prohibida menor que la ventana y absorbe la radiación solar.

pin Unión de tres capas: semiconductor tipo-P, intrínseco y tipo-N. La mayor cantidad de electrones fotogenerados se produce en el semiconductor intrínseco.

1.2.2. Parámetros Eléctricos de una Celda Solar Bajo Iluminación

Existen algunos parámetros importantes asociados a la ecuación de la curva I-V (ec. 1.5), estos valores corresponden al voltaje a circuito abierto V_{OC} , a la corriente de corto circuito I_{SC} y al voltaje V_m y corriente I_m en el punto de máxima potencia.

La figura (1.8) muestra tres puntos, el primer punto ubicado en la intersección de la curva I-V con el eje de las abscisas, define el valor de voltaje a circuito abierto y sucede cuando la celda solar bajo iluminación permanece desconectada de cualquier carga de tal forma que la corriente es cero. Con esta condición, de la ec. (1.5) se obtiene que

$$V_{OC} = \frac{Ak_B T}{q} \ln \left(\frac{I_L + I_0}{I_0} \right) \quad (1.6)$$

De la ec. (1.6) se observa que V_{OC} decrece linealmente con la temperatura ya que q , la carga del electrón, es negativa, y crece de forma logarítmica ya que I_L depende de la irradiancia.

El segundo punto se da cuando se interceptan el eje de las ordenadas con la curva I-V, a esta condición se le conoce como condición de corto circuito y se da cuando las terminales de una celda solar bajo iluminación se unen sin la adición de una carga externa, de tal forma que el voltaje es cero y la corriente generada es máxima, a esta corriente se le conoce como corriente de corto circuito I_{SC} y de la ecuación (1.5) sustituyendo $V = 0$ se desprende que I_{SC} dependerá de I_L que a su vez depende de la irradiancia incidente y por lo tanto I_{SC} dependerá linealmente de la irradiancia.

El tercer punto de la figura (1.8) pertenece al voltaje y a la corriente asociados al punto de máxima potencia. Se sabe que en general, para la celda solar la condición de máxima potencia es

$$dP = IdV + VdI = 0 \quad (1.7)$$

la cual toma la forma

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (1.8)$$

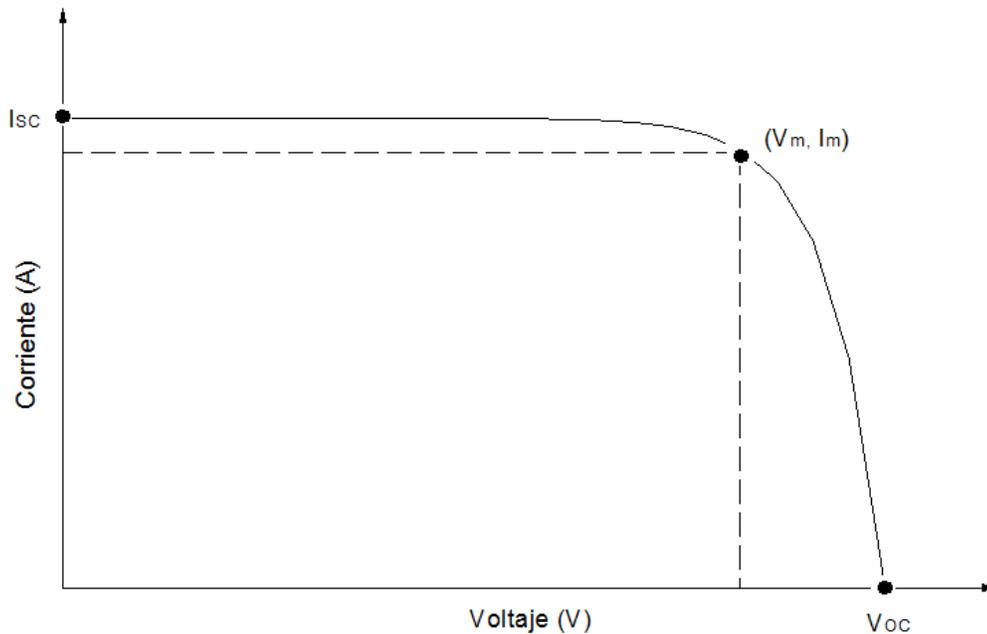


Figura 1.8: Parámetros eléctricos principales de una celda solar bajo iluminación.

y en base a esta condición se pueden obtener V_m e I_m .

Existe otro parámetro importante llamado factor de llenado FF , que nos indica la calidad de la curva I-V, nos dice que tan bien hecha se realizó la unión p-n y que tan baja es la resistencia en serie. La eficiencia de conversión se define como

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_{OC} \times I_{SC} \times FF}{G \times S} \quad (1.9)$$

donde G es la radiación incidente y S es el área de la celda. Para las celdas de silicio cristalino, valores record de eficiencia se ubican alrededor de $25.6 \pm 0.5\%$.

1.2.3. Influencia de la irradiancia y la temperatura

Las celdas solares al estar expuestas al sol se calientan y el aumento de la temperatura afecta las características eléctricas de estas. En la figura (1.9) se muestra el comportamiento de la curva de una celda solar en función de la temperatura de la celda. Se observa que I_{SC} aumenta ligeramente mientras que el valor de V_{OC} disminuye.

Los cambios en la magnitud de la irradiancia G también producen cambios en la curva I-V de la celda solar. En la figura (1.10) se observa que el valor de V_{OC} permanece casi constante en un rango amplio de valores de la irradiancia, mientras que los valores de I_{SC} cambian proporcionalmente al valor de la irradiancia.

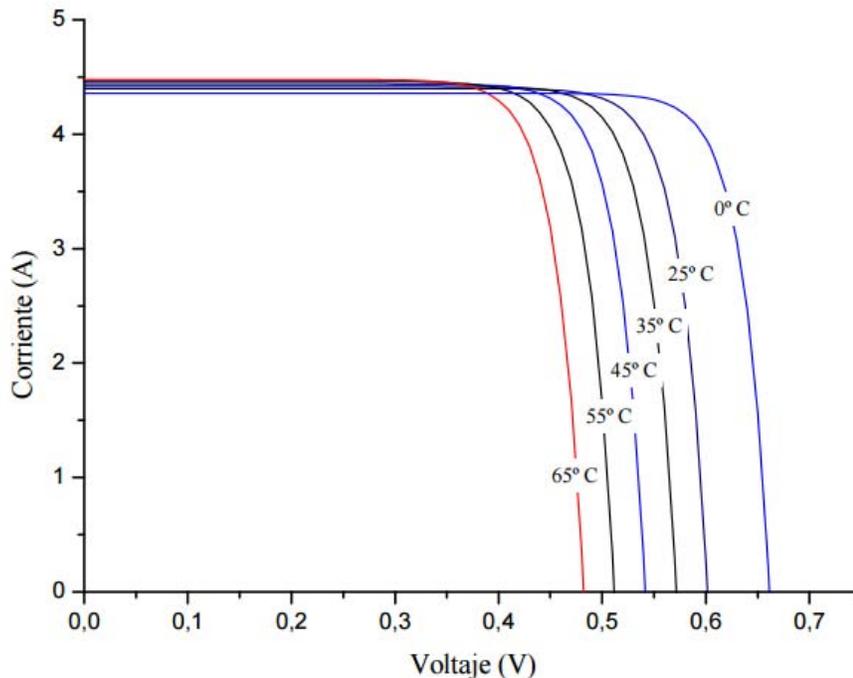


Figura 1.9: Efecto de la temperatura sobre una celda solar.

1.3. Módulos Fotovoltaicos

Las celdas solares por si mismas son frágiles y vulnerables a las condiciones del medio ambiente. El voltaje y corriente que entregan son pequeños en comparación con los valores requeridos para aplicaciones diversas, conectando las celdas en serie y paralelo se logra elevar el voltaje y la corriente, logrando así los valores deseados. Para su comercialización, el número de celdas de silicio en un módulo varía desde 30, 36, 60, 72 y hasta 80 celdas. Una vez determinado el número de celdas a emplear en un módulo, estas se enmarcan en una estructura rígida y se protegen mediante un encapsulante para formar un módulo fotovoltaico. En la figura (1.11) se muestra un corte transversal del módulo fotovoltaico en el que se aprecian las componentes de las protecciones que se emplean para proteger a las celdas solares. En primera instancia, las celdas solares son laminadas entre dos polímeros (Etil Vinil Acetato) para aislarlas contra la humedad y protegerlas de las condiciones atmosféricas. Para protegerlas de posibles impactos se añade un vidrio templado. El laminado es colocado en un marco metálico, mediante la utilización de un sello de goma, para dar mayor rigidez y dar un soporte para anclar el módulo, Por último, se coloca una caja de conexión en la parte posterior, donde se conectarán las terminales de salida del módulo, además de los diodos de protección.

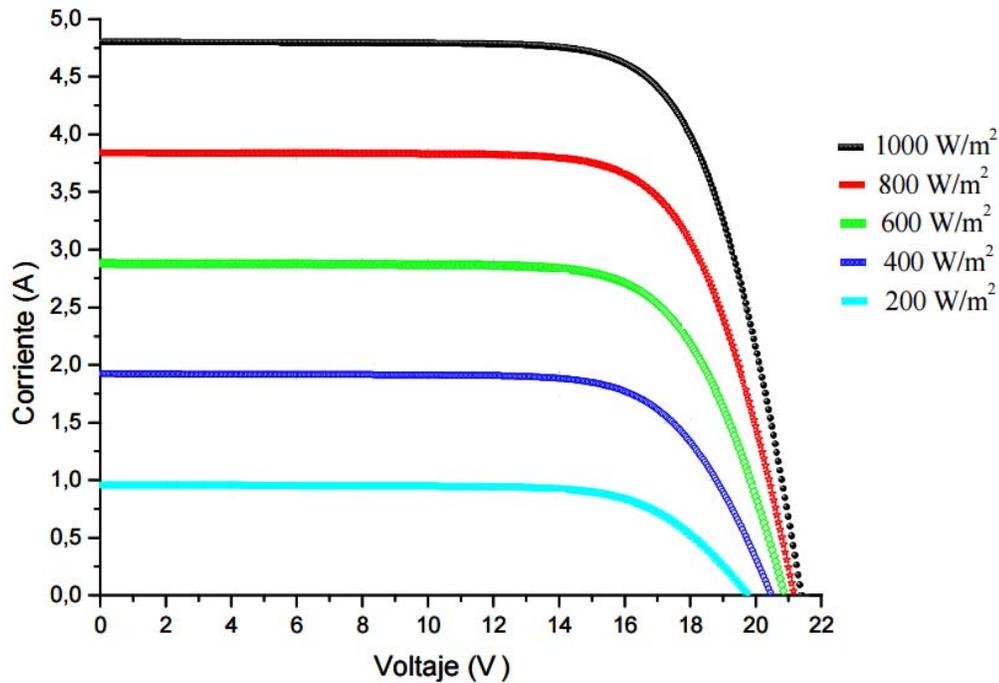


Figura 1.10: Efecto de la irradiancia sobre una celda solar.

1.4. Sistemas Fotovoltaicos

Muchas veces, las aplicaciones de la tecnología fotovoltaica no requiere de grandes potencia a instalar, de modo que con un par de módulos la demanda energética queda cubierta, sin embargo, en muchos casos la demanda energética es considerable de tal forma que, se requiere conectar un gran número de módulos. La integración de un sistema fotovoltaico (SFV) es necesario para resolver este problema.

Los módulos solares no son los únicos componentes de un SFV, se requieren de otros elementos necesarios para satisfacer la demanda de energía de una forma segura y confiable durante el ciclo de vida del mismo. Las celdas solares generan corriente directa y la mayoría de los dispositivos eléctricos trabajan con corriente alterna, surge entonces la necesidad de incorporar un acondicionador de energía. Por otro lado, muchos de los SFV son provistos de acumuladores de energía para proveer electricidad durante la noche, o en periodos de clima adverso. Otros elementos de seguridad y control se requieren para interconectar los componentes antes mencionados, y en muchos casos es necesario monitorear el comportamiento del SFV. En la figura (1.12) se muestra un diagrama esquemático de un SFV de baja potencia interconectado al Sistema eléctrico Nacional (SEN).

Todos los componentes antes mencionados deben ser dimensionados, especificados y conectados adecuadamente, para un buen desempeño de la tecnología. En esta sección se

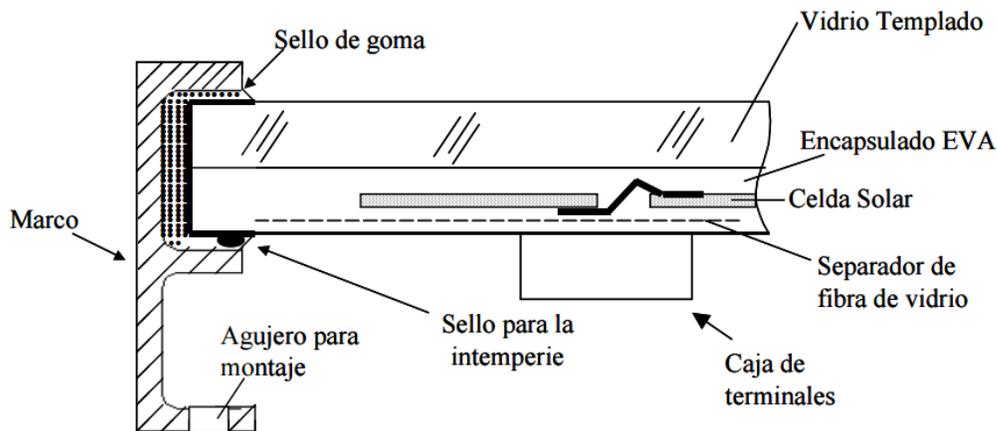


Figura 1.11: Corte transversal de un módulo fotovoltaico formado por la unión de celdas en serie y paralelo.

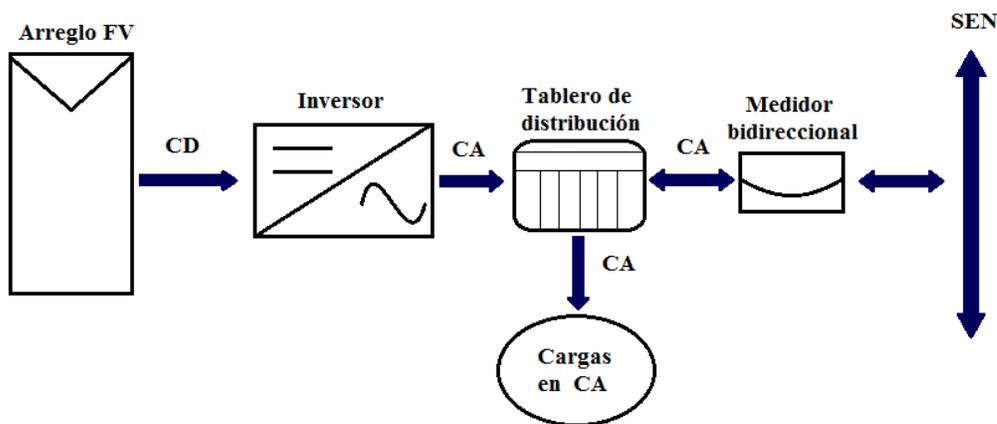


Figura 1.12: Diagrama esquemático de un SFV-IR de baja potencia.

mostrará la estructura de un SFV-IR, y como las partes y componentes trabajan para lograr un buen desempeño del sistema en general, se mostrará que un correcto dimensionamiento del SFV-IR puede hacer de la energía solar una fuente muy confiable de energía.

1.4.1. Partes y Componentes de Sistemas Fotovoltaicos

Dependiendo de la aplicación del SFV se pueden clasificar en sistemas aislados o sistemas interconectados a la red. A continuación se describirán las partes de los sistemas interconectados.

Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico, como se ha expuesto anteriormente, está formado por la unión en serie y paralelo de la unidad mínima de generación: la celda fotovoltaica. En la práctica es frecuente utilizar el término panel para referirse a un módulo, si bien no hay gran confusión para referirse al módulo esta denominación es más propia para hablar de un conjunto de módulos en una unidad compacta de montaje.

Los módulos fotovoltaicos se caracterizan por su potencia y su tensión nominal, su marca y modelo correspondiente. En la parte posterior del módulo se pueden encontrar dichos datos en una etiqueta de especificación además de otros parámetros como son: el voltaje a circuito abierto, la corriente de corto circuito, el voltaje y tensión en el punto de máxima potencia, y en ocasiones los coeficientes de temperatura. (Ver fig. 1.13)



Figura 1.13: Etiqueta típica de especificación de un módulo FV.

Las características eléctricas especificadas por el fabricante de módulos, se obtienen bajo determinadas condiciones:

- Irradiancia incidente: 1000 W/m²
- AM=1.5
- Temperatura: 25 °C

A dichos requisitos se le conocen como condiciones estándares de prueba STC (Standard Test Conditions por sus siglas en inglés).

La fabricación de módulos fotovoltaicos ha ido evolucionando en el tipo de materiales empleados de tal forma que se han ido obteniendo mejores eficiencias, mejores rendimientos térmicos, así como el tiempo de vida útil de la tecnología. Se puede encontrar en la

literatura una clasificación de las celdas fotovoltaicas según la generación a la cual pertenece, dicha clasificación se enlista a continuación con la eficiencia alcanzada en laboratorio para módulos en 2015[[19]].

- Primera Generación
 - Obleas de silicio cristalino (c-Si) 22.9 %
- Segunda Generación
 - Silicio Amorfo (a-Si) 12.2 %
 - Silicio policristalino (p-Si) 18.5 %
 - Teluro de cadmio (CdTe) 17.5 %
 - Cobre indio galio selenio (CIGS) 15.7 %
- Tercera Generación
 - Celdas solares de nanocristales
 - Celdas fotoelectroquímicas (PEC)
 - Celdas Grätzel
 - Celdas solares sensibilizadas con colorante (DSSC)
 - Celda solar a base de polímero
 - Orgánicas 8.7 %
- Cuarta Generación
 - Híbridas, Cristales inorgánicos con una matriz de polímero

La eficiencia de los módulos fotovoltaicos disponibles comercialmente es menor que las eficiencias reportadas en laboratorio. Para módulos de 60 celdas de c-Si se tienen valores desde 15 %¹ hasta 20.1 %², para módulos con p-Si se tienen eficiencias alrededor del 16 %³, la tecnología de CdTe presenta valores alrededor del 17 %⁴, mientras que módulos de CIGS tienen eficiencias del 16 %⁵.

El tiempo de vida útil de la tecnología también se ha visto modificado en los últimos años. Los fabricantes pasaron de proyectar tiempos de vida de 20 hasta 30 años, con garantías de hasta 12 años contra defectos de fábrica[20, 21]. La garantía por potencia mínima entregada también varía de acuerdo al fabricante y en consecuencia al tipo de tecnología

¹<http://www.solartec.mx/>

²<http://www.yinglisolar.com/>

³<http://www.solarworld.es/>

⁴<http://www.calyxo.com/>

⁵<http://www.tsmc-solar.com/>

del módulo. Los módulos de película delgada, como lo son el CdTe y el CIGS, tienen garantías de entrega mínima de potencia del 90 % de la potencia nominal durante los primeros 10 años de operación y los siguientes 15 años reducen la potencia al 80 % de la potencia nominal[22, 21]. La tecnología de silicio en general prevé una pérdida lineal del 1 % anual durante 25 años, y fabricantes como LG prometen pérdidas de hasta 0.6 % anual durante 25 años[23].

Estructura mecánica

La estructura mecánica para un arreglo fotovoltaico tiene varias funciones que permiten la optimización de espacio y mejor aprovechamiento de la tecnología solar FV. Entre las más importantes se encuentra:

- Servir de soporte y fijación de los módulos, facilitando el montaje y formación de los paneles.
- Dotar de una inclinación y orientación adecuada.
- Evitar sombras mediante la elevación de los módulos.

Las características de la estructura dependen del lugar de instalación, ya sea sobre el techo de un edificio o en el piso, etc. En general deben ser aptas para su colocación a la intemperie, con materiales protegidos contra los fenómenos de corrosión, principalmente. Deberán estar bien ancladas para soportar las cargas máximas de viento previstas en el lugar. Los materiales más empleados en las estructuras son el acero galvanizado, el acero al carbón y el aluminio.

Existen empresas dedicadas a fabricar estructuras para aplicaciones específicamente fotovoltaicas facilitando en gran medida la labor del instalador, sin embargo, cuando la obra así lo requiera, es recomendable encargar la ejecución y montaje de la estructura a un especialista.

Inversor

La energía producida por un SFV-IR se realiza en corriente continua (C.C.) mientras que la energía requerida para muchas aplicaciones requiere de energía en corriente alterna (C.A.), esto hace necesario la inclusión de un elemento que se encargue de acondicionar las características eléctricas del SFV con las de la carga, dicho elemento se denomina inversor. El inversor también incorpora una serie de protecciones, tanto para la instalación solar como para la red eléctrica, que son obligatorias en el contrato de interconexión a CFE. Como toda la energía pasa por el inversor, es habitual que incorporen también tarjetas o elementos de comunicaciones que informen acerca del estado de la instalación, de la energía generada o que generen alarmas en caso de averías o mal funcionamiento. Esta comunicación puede ser local; en forma de display o en conexión directa a una computadora.

Las características principales del inversor son las siguientes:

- Potencia máxima de entrada C.C. (kW)
- Rango de tensión de entrada C.C. (V)
- Corriente continua máxima de entrada (A)
- Potencia nominal de salida C.A. (kW)
- Tensión de trabajo C.A. de salida (V)
- Corriente C.A. nominal de salida (A)

Un factor determinante a la hora de seleccionar el inversor viene dado por la eficiencia, que determina el porcentaje de rendimiento de la potencia entregada en la salida del inversor respecto a la potencia de salida nominal. La eficiencia de inversores disponibles en el mercado, se encuentra alrededor del 96 %.

Otros elementos

Además de los elementos descritos hasta ahora, que se pueden considerar como componentes principales de un SFV-IR, existe una serie de elementos y dispositivos que complementan la instalación y posibilitan el adecuado y buen funcionamiento:

- Cables
- Protecciones eléctricas
- Sistema de monitoreo
- Puesta a tierra

1.5. Dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos

El dimensionamiento de SFV-IR se basa en el criterio de balance de energía, el cual sugiere que la energía generada sea igual a la energía consumida, de modo que se puede establecer una relación algebraica de la siguiente forma

$$E_G = \frac{E_C}{\eta_T} \quad (1.10)$$

donde E_G es la energía generada, E_C es la energía consumida y η_T es la eficiencia global por el manejo de la energía[24]. De esta forma, se puede calcular la energía producida E_G por un SFV-IR con una potencia pico P_P , un rendimiento térmico R_T , un coeficiente de

perdidas globales (orientación, suciedad y polvo) R_X y un recurso solar R_S en determinada localidad[25], esto es:

$$E_G = P_P \cdot R_S \cdot R_T \cdot R_X \quad (1.11)$$

Las pérdidas asociadas al efecto de la temperatura se calculan mediante el rendimiento térmico de los módulos y se define de la siguiente manera.

$$R_T = 1 - \Delta P \quad (1.12)$$

Donde $\Delta P = -\partial P/\partial T \cdot \Delta T/100$, en esta ecuación tenemos que; $\partial P/\partial T$ es el coeficiente de pérdidas por temperatura de potencia del módulo y $\Delta T = T_{celda} - T_{STC}$, además $T_{celda} = T_{amb} + C_1 \cdot G$, donde T_{amb} es la temperatura ambiente máxima del lugar registrada en el año, G es la irradiancia máxima asociada al día más caliente y finalmente $C_1 = (T_{NOCT} - 20^\circ\text{C})/(800\text{W}/\text{m}^2)$ donde T_{NOCT} también es un dato que provee el fabricante y $T_{STC} = 25^\circ\text{C}$.

Para el manejo y acondicionamiento de la energía, se define la eficiencia total del sistema como:

$$\eta_T = \eta_W \cdot \eta_I \quad (1.13)$$

Donde η_W es la eficiencia del cableado, η_I es la eficiencia del inversor y es proporcionada por el fabricante.

1.6. Aplicaciones de la Tecnología Fotovoltaica

El potencial de aplicación de la tecnología fotovoltaica es extensa, debido a su característica modular se puede emplear en proyectos de Watts hasta Megawatts, abarcando los sistemas autónomos hasta los interconectados a la red. A continuación se presentan algunas de las aplicaciones de SFV-IR en el ámbito rural y urbano.

Sector agrario

Las actividades más estimuladas en este sector son: irrigación, iluminación (aves de corral, ganado), bombeo de agua, refrigeración de cultivos, carne, lácteos, etc. Al emplear un SFV en el sector agrario, los beneficios se ven reflejados en: mayor productividad, menos pérdidas (decesos de ganado), cosechas múltiples al año y acceso a mercados más lucrativos (mediante la conservación del producto para transportarlo o procesarlo).

Telecomunicaciones

En el sector de telecomunicaciones se pueden instalar SFV en repetidoras de radio y televisión, aparatos telefónicos y de transmisión de datos (meteorológicos, sísmicos, sobre

los niveles de un curso de agua, sobre la presencia de incendios), a menudo muy útiles en servicios de protección civil.

Sanidad

El uso en este sector se enfoca sobre todo en refrigeradores, muy útiles en particular en los países en vías de desarrollo para la conservación de vacunas y sangre.

Los SFV para la atención sanitaria en el medio rural comenzaron a utilizarse en 1970, cuando la Organización Mundial de la Salud (en colaboración con UNICEF, USAID y los gobiernos nacionales) empezaron a evaluar la utilización de la energía FV para la refrigeración de vacunas. Rápidamente se aceptó la confiabilidad de la tecnología FV para refrigeradores para conservación de vacunas y se introdujeron programas a gran escala en Indonesia, Myanmar, Perú, Uganda, Zaire y muchos otros países

Servicios públicos

La mayor aplicación de la tecnología FV se encuentra en iluminación de calles y jardines así como señalización vial.

Uso residencial

De acuerdo al reporte anual de energías renovables *Renewables 2015 Global Status Report* (referencia residencial) el sector con mayor potencia FV instalada es el sector a gran escala, sin embargo, los sistemas instalados en azoteas con capacidades menores a 10 kW ocupan cerca del 20% de la capacidad total a nivel mundial. La aplicación de los SFV-IR para uso residencial en un inicio se encontraba destinada para iluminación, pero en la actualidad su uso se ha generalizado para cualquier tipo de electrodoméstico. En México, la estructura tarifaria en el sector doméstico ha permitido el aprovechamiento de los SFV-IR para usuarios de alto consumo (DAC), por lo que muchas veces los usuarios solo instalan la potencia necesaria para reclasificarse en una tarifa de bajo consumo, sin tener que cubrir la demanda total de energía.

Capítulo 2

Aspectos Económicos de Sistemas Fotovoltaicos

En el capítulo anterior se expuso el aspecto tecnológico de los SFV-IR. Se mostraron las características del recurso solar y se mostró que en México existe un gran potencial técnico para la instalación de SFV-IR debido al alto recurso solar que recibe gran parte del país. Se abordó el funcionamiento de la tecnología y se mostraron algunas de las aplicaciones de los SFV-IR.

Sin embargo, surgen las preguntas: ¿Cuánto cuesta un SFV?, ¿Qué es más factible, instalar un SFV-IR para cubrir la demanda energética, o seguir consumiendo energía de la red eléctrica?, ahora bien, suponiendo que es más factible la instalación de la tecnología fotovoltaica, ¿En qué tiempo recupero la inversión del SFV-IR? y una cuestión más ¿Bajo qué tarifas es viable instalar un SFV-IR?. Estas y otras preguntas similares pueden formularse, al encontrarse un usuario ante la disyuntiva de adquirir o no un SFV-IR.

En este capítulo se mostrará la evolución de los precios de SFV-IR a nivel mundial y posteriormente se hará una comparativa con el caso mexicano. Se abordarán los métodos de evaluación que responden a las preguntas planteadas al inicio de este capítulo, y se explicará la manera de interpretarlos para saber qué tan viable es invertir en un SFV-IR, en cuánto tiempo recuperamos nuestra inversión, etc., es decir, saber tomar una decisión de acuerdo a la información obtenida de dichos indicadores.

De manera complementaria, se describe la estructura de las tarifas eléctricas utilizadas en el presente trabajo, así como el comportamiento de los costos de la energía asociados a cada una de ellas.

2.0.1. Valor Presente Neto

El método de Valor Presente Neto (VPN), ampliamente utilizado para la valoración de proyectos, permite calcular el valor presente de un determinado flujo de caja. A través de la tasa de descuento, se determina la equivalencia en el año cero de los flujos de efectivo futuros, de tal forma que se puede comparar esta equivalencia con la inversión inicial[26,

27]. Dicho de otra manera, el VPN nos indica el monto total que obtendríamos al realizar una supuesta inversión.

La forma en que se calculó el VPN fue de la manera habitual y se obtiene de acuerdo a la siguiente expresión:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (2.1)$$

para nuestro estudio, en realidad estamos calculando el VPN de los ahorros obtenidos al implementar un SFV-IR para satisfacer determinada demanda de energía. Entonces, para cada año calculamos el costo de la energía asociado a cada opción (CFE o SFV) y C_t toma la siguiente forma

$$C_t = C_{CFE_t} - C_{SFV_t} \quad (2.2)$$

donde C_{CFE_t} representa el pago anual de energía realizado por el usuario a CFE y C_{SFV_t} representa el costo anual de energía al implementar un SFV-IR. Para el año cero $C_{SFV_{t=0}}$ representa el gasto por inversión inicial, mientras que para el resto de los años $C_{SFV_t} = PM_{CFE_t} + (O\&M)_t - S_t$ donde PM_{CFE_t} es el pago mínimo a CFE en caso de que el SFV-IR produzca el 100% de la demanda energética o en su defecto, el pago por la energía complementaria que se tomó de la red para cubrir la demanda. $(O\&M)_t$ representa los gastos por operación y mantenimiento y para el año 10 incluye el costo de reemplazo del inversor. Por último S representa el valor de salvamento al final de la vida útil del SFV-IR. De esta forma C_{SFV_t} se escribe como:

$$C_{SFV_t} = Inv\ Inicial + PM_{CFE_t} + (O\&M)_t - S_t \quad (2.3)$$

n representa el tiempo de vida del SFV-IR y corresponde a 20 años, e $i\%$ es la tasa de descuento empleada.

La manera de interpretar el resultado del VPN es de la siguiente manera. Cuando $VPN > 0$ el costo de la energía empleando el SFV-IR, es más barata en comparación con el costo de CFE, entonces el proyecto es factible y puede aprobarse. Si $VPN < 0$ entonces el costo de la energía empleando el SFV-IR es más caro en comparación con el costo de CFE y por lo tanto el proyecto se rechaza. Si $VPN = 0$, la energía generada con el SFV-IR tiene el mismo costo que el de CFE, entonces el proyecto no generará ganancias ni pérdidas y el proyecto deberá juzgarse bajo otros criterios.

2.0.2. Tasa Interna de Retorno

La TIR es la tasa de interés ganada por una inversión sobre el saldo no recuperado de una inversión[26, 27], se utiliza como un indicador de la rentabilidad de un proyecto,

diversos autores la conceptualizan como la tasa de descuento con la que el VPN es igual a cero, es decir, aquel valor de i que satisface la ecuación:

$$0 = C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (2.4)$$

Las tasas internas de retorno se utilizan habitualmente para evaluar la conveniencia de las inversiones o proyectos. Cuanto mayor sea la tasa interna de retorno de un proyecto, más deseable será llevar a cabo dicho proyecto. Suponiendo que todos los demás indicadores sean iguales entre los diferentes proyectos, el proyecto de mayor TIR probablemente sería considerado el primer y mejor realizado.

El discriminante empleado para decidir cuando se acepta o se rechaza la TIR de un proyecto, es la tasa de descuento i , aquella que se utilice para determinar el VPN. Cuando $TIR < i$ el proyecto se rechaza, cuando $TIR = i$ se es indiferente al proyecto y cuando $TIR > i$ el proyecto es económicamente viable y por lo tanto se aprueba.

2.0.3. Periodo de Recuperación

El periodo de recuperación de la inversión (Payback) es un instrumento que permite medir el tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial[28]. Para calcular el Payback, se considera el flujo de efectivo actualizado acumulado del proyecto durante el tiempo de vida del mismo. El Payback será aquel año para el cual el flujo acumulado de efectivo sea positivo. Cuando el flujo acumulado de efectivo no cambia de signo, es decir no se vuelve positivo, entonces se dice que el proyecto no recuperó la inversión inicial.

2.0.4. Relación Beneficio-Costo

La relación Beneficio-Costo (B/C) nos proporciona información similar a aquella que obtuvimos del VPN, por cada peso invertido nos indica que fracción de él obtuvimos de ganancia. A diferencia del VPN, que nos indica en concreto cual fue el ahorro neto al instalar un SFV-IR, la relación B/C indica el ahorro en proporción a la inversión. En este caso es útil tener un método de comparación que sustente los resultados obtenidos mediante el VPN[26, 28].

La forma de calcular la relación B/C es de la siguiente manera:

$$\frac{B}{C} = \frac{VPN_B - VPN_{DB}}{Inversión\ Inicial - VPN_S} \quad (2.5)$$

Donde VPN_B representa el valor presente de los beneficios y es igual a $C_{CFE} - PM_{CFE}$. Por su parte C_{CFE} es el costo de energía de CFE sin SFV-IR, y PM_{CFE} es el pago mínimo a CFE por concepto de interconexión a la red. El VPN_{DB} implica los costos de operación

y mantenimiento y el costo de reemplazo del inversor a los 10 años. Finalmente VPN_S representa el valor de salvamento.

2.0.5. Costo nivelado de la Energía (LCOE)

El costo nivelado de la energía (LCOE) es equivalente al precio promedio de la energía que los usuarios tendrían que pagar para cubrir el costo total del ciclo de vida de una planta de generación eléctrica.[29] El LCOE se calcula dividiendo el costo del ciclo de vida de la planta entre la energía total producida en su ciclo de vida.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T C_t / (1+i)^n}{\sum_{t=0}^T E_t / (1+i)^n} \quad (2.6)$$

La inversión de capital, los costos de operación y mantenimiento (O&M), el pago de intereses si el proyecto fue financiado con algún préstamo, los incentivos de gobierno si los hubo y el valor de salvamento, son elementos incluidos en C_t en el año t . Por otro lado E_t es la energía generada en el año t y se calcula mediante la ec. (1.11). Para realizar un cálculo más realista de la energía generada anualmente, se considera una pérdida anual del 1% debido a la degradación natural de los módulos fotovoltaicos.

El LCOE nos permite comparar el costo de la electricidad de un SFV-IR con el costo de la energía asociado a la red, en particular, nos permite determinar en que tarifas eléctricas es factible instalar un SFV-IR y en cuales no.

2.1. Estructura Tarifaria de CFE y Costo de la Electricidad

La estructura tarifaria para suministro de energía eléctrica en el país es bastante compleja, se tiene un registro de hasta 44 diferentes tarifas publicadas por Comisión Federal de Electricidad (CFE) en su página oficial. Para asignar dichas tarifas, CFE ha realizado una división geográfica del territorio mexicano y considera 8 regiones en el país. Las regiones de CFE se agrupan de acuerdo a municipios y su clasificación es la siguiente:

- Región Baja California:
Todos los municipios del Estado de Baja California. Municipios del Estado de Sonora: San Luis Río Colorado.
- Región Baja California Sur:
Todos los municipios del Estado de Baja California Sur.
- Región Noroeste:
Todos los municipios del Estado de Sonora excepto el comprendido en la Región de Baja California. Todos los municipios del Estado de Sinaloa.

- **Región Norte:**
Todos los municipios de los Estados de Chihuahua y Durango. Municipios del Estado de Zacatecas: Chalchihuites, Jiménez del Teúl, Sombrerete, Sain Alto, Jerez, Juan Aldama, Río Grande, General Francisco Murguía, Mazapil, Melchor Ocampo. Municipios del Estado de COAHUILA: Torreón, San Pedro de las Colonias, Matamoros, Viesca, Parras de la Fuente, Francisco I. Madero, Ocampo y Sierra Mojada.
- **Región Noreste:**
Todos los municipios de los Estados de Nuevo León y Tamaulipas. Todos los municipios del Estado de Coahuila excepto los comprendidos en la Región Norte. Municipios del Estado de Zacatecas: Concepción del Oro y El Salvador. Municipios del Estado de San Luis Potosí: Vanegas, Cedral, Cerritos, Guadalcázar, Ciudad Fernández, Rioverde, San Ciro de Acosta, Lagunillas, Santa Catarina, Rayón, Cárdenas, Alaquines, Ciudad del Maíz, Ciudad Valles, Tamazopo, Aquismón, Axtla de Terrazas, Tamazunchale, Huehuetlán, Tamuín, Tancahuitz, Tanlajas, San Antonio, Coxcatlán, Tampamolón, San Vicente Tancuayalab, Ebano, Xilitla, Tampacán, Tanquián de Escobedo. Municipios del Estado de Veracruz: Pánuco, Tempoal, Pueblo Viejo, Tampico Alto, Ozuluama de Mazcareñas, El Higo, Huayacocotla.
- **Región Central:**
Todas las Delegaciones del Distrito Federal. Municipios del Estado de México: Tultepec, Tultitlán, Ixtapaluca, Chalco de Díaz Covarrubias, Huixquilucan de Degollado, San Mateo Atenco, Toluca, Tepotzotlán, Cuautitlán, Coacalco, Cuautitlán Izcalli, Atizapán de Zaragoza, Tlalnepantla, Naucalpan de Juárez, Ecatepec, Chimalhuacán, San Vicente Chicoloapan, Texcoco, Ciudad Nezahualcóyotl, Los Reyes La Paz. Municipios del Estado de Morelos: Cuernavaca.
- **Región Sur:**
Todos los municipios de los Estados de: Nayarit, Jalisco, Colima, Michoacán, Aguascalientes, Guanajuato, Querétaro, Hidalgo, Guerrero, Tlaxcala, Puebla, Oaxaca, Chiapas, Tabasco. Todos los municipios de los Estados de Zacatecas, San Luis Potosí y Veracruz no comprendidos en la Región Norte o en la Región Noreste. Todos los municipios de los Estados de México y Morelos no comprendidos en la Región Central.
- **Región Peninsular:**
Todos los municipios de los Estados de: Yucatán, Campeche y Quintana Roo.

En la figura (2.1) se observa el mapa de la República Mexicana con la división municipal agrupados por regiones.

Otro elemento útil para la clasificación de las tarifas es la tensión a la cual es suministrada la energía, dicho esto, es necesario describir la clasificación que maneja CFE, para lo cual se considera que:

a) **Baja tensión:**

Es el servicio que se suministra en niveles de tensión menores o iguales a 1 kV.

b) Media tensión:

Es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 1 kV, pero menores o iguales a 35 kV.

c) Alta tensión a nivel subtransmisión:

Es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a 35 kV, pero menores a 220 kV.

d) Alta tensión a nivel transmisión:

Es el servicio que se suministra en niveles de tensión iguales o mayores a 220 kV.

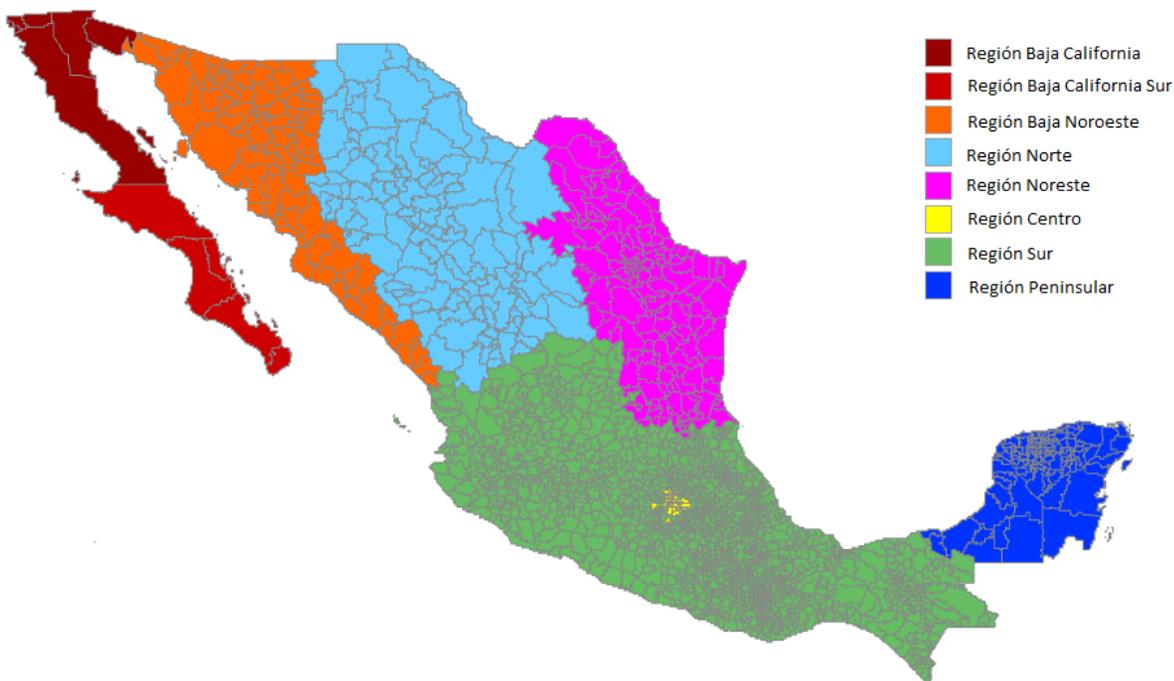


Figura 2.1: Regiones establecidas en la República Mexicana por la CFE.

De acuerdo a lo expuesto, se puede realizar una clasificación de las tarifas eléctricas de acuerdo al uso que se le da a la energía, a la tensión de suministro y a la región CFE. En este entendido, podemos encontrar tarifas de uso específico y de uso general, las **tarifas de uso específico** son:

- Domésticas: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC
- Servicios públicos: 5, 5A y 6
- Agrícolas: 9, 9M, 9-CU y 9-N
- Temporales: 7

- Acuícolas: EA

Por otro lado, las **tarifas de uso general** son aquellas aplicadas a la industria en general, éstas tienen entre sí diferencias en sus estructuras y cargos. Estas tarifas se agrupan de acuerdo a la tensión en la que son suministradas y su orden es el siguiente:

- Baja tensión: 2 y 3
- Media tensión: O-M, H-M y H-MC
 - Con cargos fijos: OMF, HMF y HMCF
- Alta tensión: HS, HS-L, HT, HT-L
 - Con cargos fijos: HSF, HS-LF, HTF, HT-LF
 - Servicio de respaldo: HM-R, HM-RF, HM-RM, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF y HT-RM
 - Servicio interrumpible: I-15 e I-30

2.1.1. Tarifas de Uso Específico

A continuación se describirán a detalle las tarifas de uso específico, incluyendo el costo asociado a cada tarifa así como la tasa de aumento anual registrado en el periodo 2001-2015. Posteriormente se describirán las tarifas de uso general en baja y media tensión, con el mismo detalle que las tarifas de uso específico.

Dentro de las tarifas eléctricas de uso específico, las tarifas de uso doméstico se clasifican de acuerdo a la temperatura promedio mínima en verano de cada localidad, y con ello se establecen diferentes rangos de consumo para cada tarifa, sin embargo, los rangos de consumo varían en el año de acuerdo a dos temporadas, la temporada de verano y la temporada fuera de verano. El costo de la energía en la temporada fuera de verano es más cara que aquella consumida en la temporada de verano, su clasificación se muestra en la tabla (2.1).

En 2012 y años anteriores CFE incentivaba a los usuarios que presentaran un consumo eléctrico reducido, mediante tarifas aún más baratas que aquellas impuestas a usuarios que no rebasaban el Nivel Excedente, pero en 2013 se eliminó dicho incentivo y el costo de la energía se clasificó de acuerdo a tres escalones: Básico, Intermedio y Excedente. Por otra parte, el aumento del costo de las tarifas en los últimos 14 años ha sido diferente para cada nivel de consumo, se ha visto un crecimiento anual del 3.05 % para el Nivel Básico, 2.52 % para el Nivel Intermedio y 3.17 % para el Nivel Excedente, de esta forma en el año 2015 el costo de la energía fue de (\$0.809/kWh), (\$0.976/kWh) y (\$2.859/kWh), respectivamente.

Cuando se supera el consumo promedio mensual, indicado por el límite del Consumo Excedente de la tabla (2.1), el usuario es reclasificado a la tarifa Doméstica de Alto Consumo

Tabla 2.1: Intervalos de consumo correspondientes a cada tarifa eléctrica residencial.

Tarifa	T (°C)	Consumo (kWh/mes)		
		Básico	Intermedio	Excedente
1	<25	75	140	250
1A	25	75	150	300
1B	28	75	175	400
1C	30	75	175	850
1D	31	75	200	1000
1E	32	75	200	2000
1F	33	75	200	2500

(DAC).

La tarifa DAC es la única tarifa eléctrica residencial que no está subsidiada, el costo de la electricidad es más caro y se añade un cargo fijo mensual independientemente del consumo eléctrico. La clasificación de la tarifa DAC ya no se realiza en función de la temperatura promedio mínima de verano, sino a través de las 8 regiones establecidas por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el costo de la electricidad para cada tarifa DAC en 2015, así como el crecimiento anual en los últimos 14 años se observan en la tabla (2.2).

La tarifa 5 se aplica para el suministro de energía eléctrica en semáforos, alumbrado público y alumbrado ornamental por temporadas, en calles, plazas, parques y jardines públicos. El servicio está disponible para baja y media tensión, y las zonas a las cuales aplica el cobro de energía bajo este esquema son las zonas conurbadas del Distrito Federal, Monterrey y Guadalajara. Por su parte, la tarifa 5A tiene el mismo uso que la tarifa 5, se encuentra disponible para baja y media tensión y cubre todo el territorio nacional, exceptuándose las zonas para las cuales rige la tarifa 5.[18] El costo de la energía en la tarifa 5 ha tenido un incremento constante desde 2001 a la fecha con una tasa promedio anual de 9.92 % para el caso de suministro en baja tensión y 9.95 % para media tensión, el precio por cada kWh a finales de 2015 fue de \$3.53 y \$2.96 respectivamente. Análogamente, la tarifa 5A ha mostrado un comportamiento a la alza en el periodo 2001-2015, con tasas anuales de 9.96 % para baja tensión y 9.98 % para la tarifa en media tensión. En la figura (2.3(a)) se puede ver el comportamiento del costo de la energía en tarifa 5 y en la figura (2.3(b)) el comportamiento del costo de la energía en la tarifa 5A, en ambos casos para baja y media tensión en el periodo de 2001 a 2015.

La energía destinada para el bombeo de agua potable y aguas negras de servicio público se cobra de acuerdo a la tarifa 6, para la aplicación de esta tarifa existe un cargo fijo y un cargo por energía consumida. De datos de CFE se puede observar que en el periodo 2001-

Tabla 2.2: Costo de la energía al año 2015 y tendencia de crecimiento promedio anual, en los últimos 13 años.

Rango de consumo	Costo (\$/kWh)	Crecimiento anual (%)
Básico	0.81	3.05
Intermedio	0.98	2.52
Excendente	2.86	3.17
DAC Región Baja California	3.41	4.62
DAC Baja California Sur	3.72	5.03
DAC Región Norte y Noreste	3.20	4.41
DAC Región Sur y Peninsular	3.25	4.49
DAC Región Noroeste	3.28	4.80
DAC Región Central	3.51	4.90

2015 ha habido un incremento anual de 9.95 % para el cargo fijo y un aumento anual de 9.8 % para el cargo por energía. El costo del cargo fijo para diciembre de 2015 llegó a ser de \$335.06 pesos, mientras que para la energía se tiene un valor de \$1.839 pesos por kWh. En la figura(2.4(a)) se aprecian los dos costos, costo por energía y cargo fijo.

La tarifa 7 es aplicada a cualquier uso en general y su particularidad radica en que el servicio es temporal. La vigencia del contrato no excederá los 30 días en ningún caso excepto los casos de personas o negociaciones que utilicen máquinas de pulir, encerar y lavar pisos, pintar y soldar, etc., cuya vigencia puede ser por un plazo mayor. Para la aplicación de esta tarifa existe un costo asociado a la demanda y otro más a la energía, en diciembre de 2015 el costo por cada kilowatt de demanda fue de \$162.42 mientras que el costo por cada kilowatt-hora se ubicó en \$3.86 pesos. Es importante mencionar que la tendencia de los precios en el periodo 20012-2015, tanto de la demanda como de la energía, siempre fue a la alza y las tasas promedio anual asociadas a dicho aumento fueron 9.09 % para la demanda y 7.09 % para la energía. En la figura(2.4(b)) se reporta el comportamiento de dicha tarifa.

La energía destinada para bombeo de agua para riego agrícola se cobra bajo el esquema de las tarifas 9, 9M, 9CU y 9N. En cualquiera de las 4 tarifas, CFE solo cobra cargo por energía y no considera cargo fijo o cargo por demanda. La primera de ellas, la tarifa

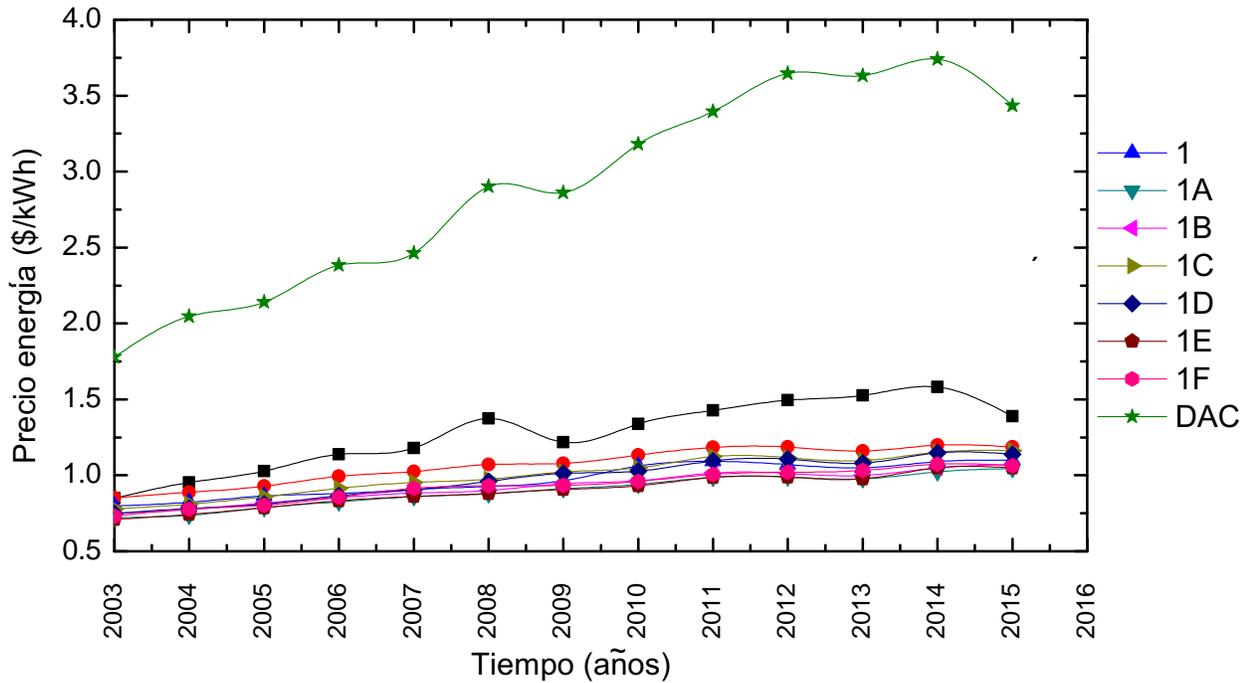


Figura 2.2: Costo de la energía en el sector residencial en centavos por kW-h.

9, es suministrada en baja tensión. La segunda, tarifa 9M, se suministra en media tensión y ambas poseen cuatro rangos de consumo: 0-5000 kWh, 5001-10000 kWh, 10001-15000 kWh y excedente. Por otra parte, se tienen las tarifas 9CU y 9N, que son tarifas de estímulo para bombeo de agua para riego agrícola con cargo único o de uso nocturno respectivamente. Dichas tarifas solo son aplicables a los sujetos productivos inscritos en el padrón de beneficiarios de energéticos agropecuarios, hasta por la cuota energética determinada por la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA). Como particularidad de la tarifa 9N se encuentra que, el uso de la energía solo esta disponible en horario nocturno definido por CFE como el periodo de las 0:00 hrs. a las 8:00 hrs. para cualquier día del año. La energía eléctrica consumida que exceda la cuota energética, será facturada con los cargos de la tarifa 9 o 9M, según corresponda.

Los costos asociados a las tarifas para bombeo de agua para riego agrícola difieren bastante entre sí, a pesar de ser destinadas para el mismo uso, los precios de las tarifas 9 y 9M son mucho más elevados que aquellos impuestos para las tarifas 9CU y 9N. Se puede ver en la figura (2.5) un conjunto de gráficas del comportamiento del precio de la energía en las tarifas 9, 9M, 9CU y 9N, en el periodo 2001-2015. En las figuras (2.5(a) y (b)), se indica la tendencia del crecimiento de las tarifas 9 y 9M, el comportamiento se puede ajustar a un crecimiento exponencial y a finales de 2015 se observa que, el precio de la energía en la tarifa 9, va desde \$6.43 pesos/kWh para el intervalo de 0-5000 kWh hasta \$

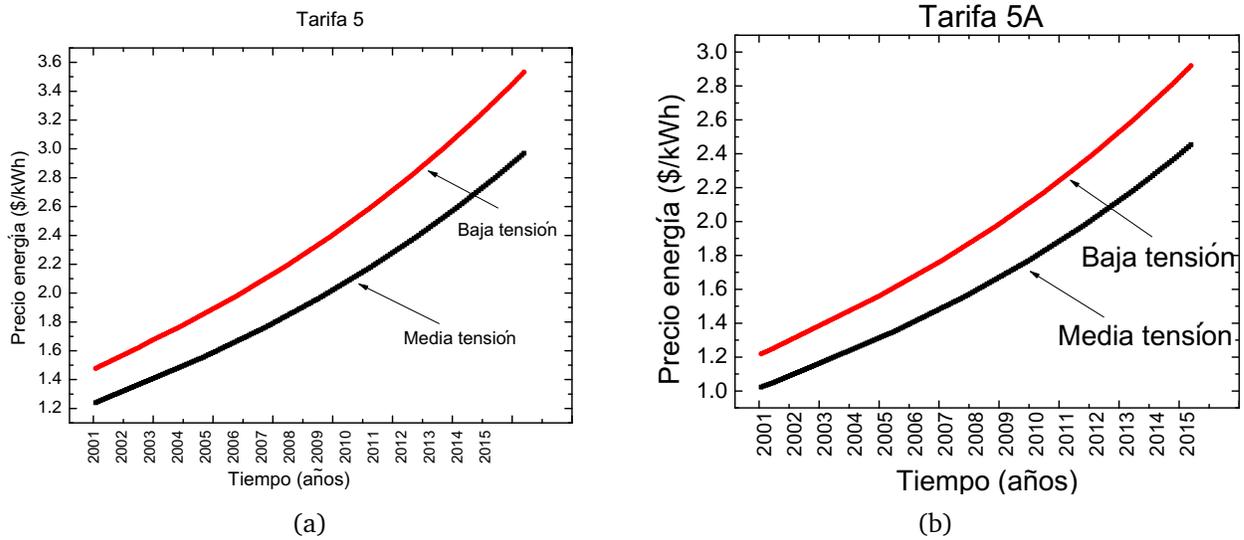


Figura 2.3: Costo de la energía en tarifa 5 y 5A en media y baja tensión durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).

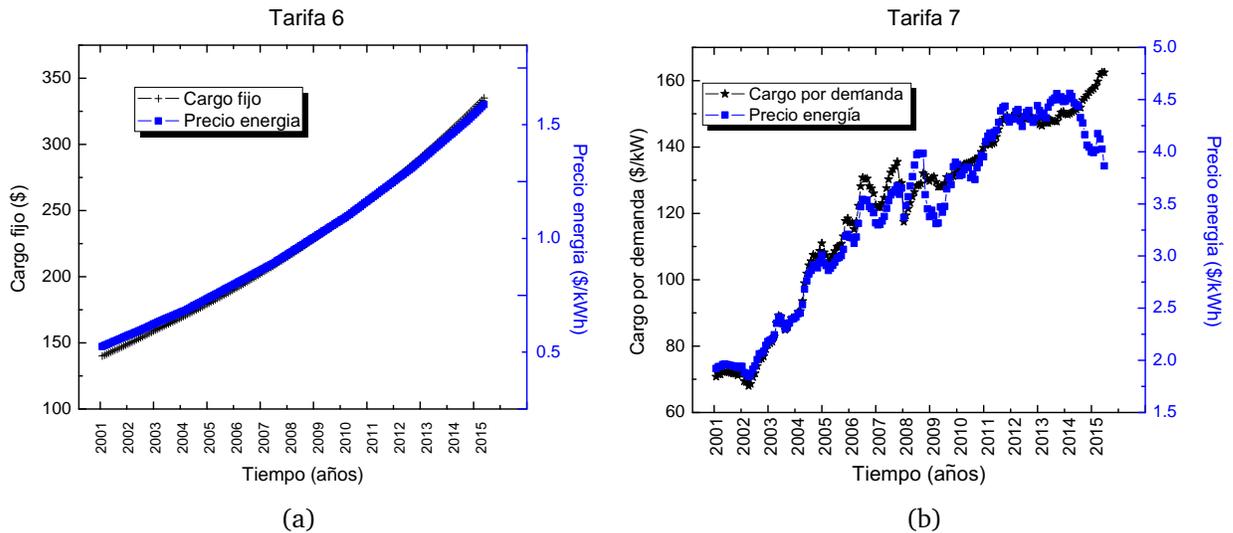


Figura 2.4: Costo de la energía en tarifa 6 y 7 durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).

8.58 pesos/kWh para consumos mayores a 15000 kWh, mientras que para la tarifa 9M el intervalo de 0-5000 kWh costó igual que en la tarifa 9 y consumos mayores a 15000 kWh se cobraban en \$8.62 pesos/kWh.

En contraste con las tarifas 9 y 9M, las figuras (2.5(c) y (d) reflejan el comportamiento del costo de la energía bajo las tarifas 9CU y 9N donde se puede observar, en primera instancia que, los precios se mantiene fijos a lo largo de cada año y la tendencia de aumento se puede aproximar a un ajuste lineal. Bajo estas observaciones el costo de la energía en 2015 fue de \$0.54 pesos/kWh para la tarifa 9CU y \$0.27 pesos/kWh para la tarifa 9N, también cabe mencionar que, los datos para ambas tarifas sólo están disponibles desde 2003 a la fecha.

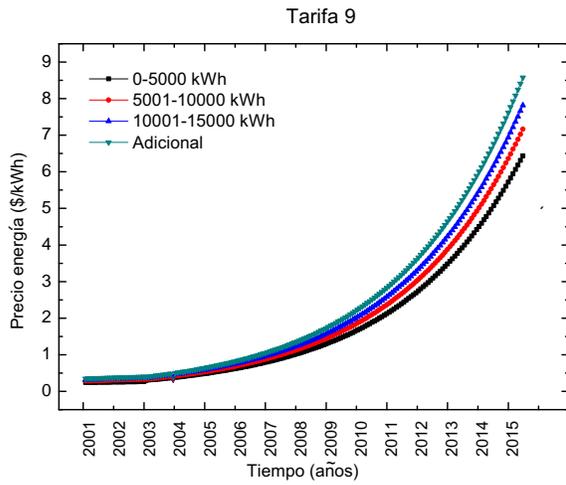
La tarifa acuícola, es la última del grupo de tarifas de uso específico, se considera una tarifa de estímulo para la energía eléctrica consumida en instalaciones acuícolas por personas inscritas en el padrón de beneficiarios de energéticos agropecuarios de la SAGARPA. La facturación de la energía consumida bajo este esquema, se realizará mediante la aplicación de la tarifa que resulte correlativa, multiplicada por el factor de 0.50 (cero punto cinco cero) hasta por la Cuota Energética determinada por la SAGARPA, de acuerdo con los “Lineamientos por los que se Regula el Programa Especial de Energía para el Campo en Materia de Energía Eléctrica para Uso Acuícola”.

2.1.2. Tarifas de uso general

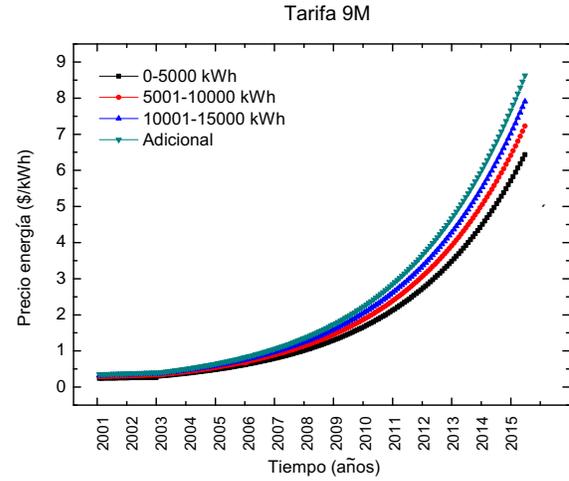
El grupo de tarifas de uso general están destinadas casi en su totalidad para uso industrial, el grueso de las tarifas de uso general se encuentran en la clasificación de alta tensión, a nivel transmisión y subtransmisión, con apartados para tarifas de servicio de respaldo y servicio interrumpible. Sin embargo, las tarifas en baja tensión como lo son la tarifa 2 y 3, y en media tensión como son las tarifas O-M, H-M y H-MC y las respectivas tarifas con cargos fijos asociadas a estas (OMF, HMF y HMCF), son no menos importantes que aquellas en alta tensión, ya que poseen un mayor número de usuarios adscritos en alguna de ellas en comparación con la cantidad de usuarios registrados en tarifas de alta tensión.

La descripción de las tarifas de uso general se centrará en las tarifas en media y baja tensión, dejando para un estudio posterior las tarifas en alta tensión.

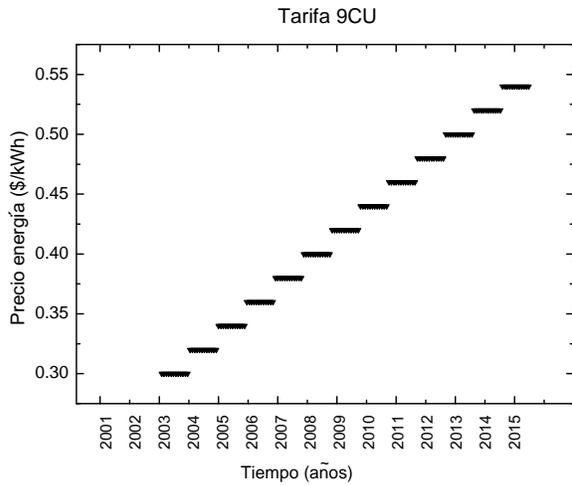
Las tarifas en baja tensión son dos, tarifa 2 y tarifa 3, estas son destinadas a cualquier uso y su aplicación depende de la demanda contratada. Para una demanda menor a 25 kW se aplica la tarifa 2, y para demandas mayores a 25 kW se aplica la tarifa 3. En el caso de la tarifa 2 la energía se cobra de acuerdo a un cargo fijo mensual y a tres intervalos de consumo de energía, 0-50 kWh, 51-100 kWh y de 100 kWh en adelante, en 2015 los costos asociados a los intervalos de consumo fueron de \$1.953 pesos, \$2.357 pesos y \$2.597 pesos respectivamente por cada kilowatt-hora consumido, mientras que el costo del cargo fijo mensual se cotizó en \$56.96 pesos. Las tasas de aumento promedio anual para cada intervalo de consumo fueron de 7.15 %, 7.10 % y 7.09 %, respectivamente y la tasa de aumento del cargo fijo se ubicó en 9.10 %. El comportamiento de la tarifa 2 en el periodo de



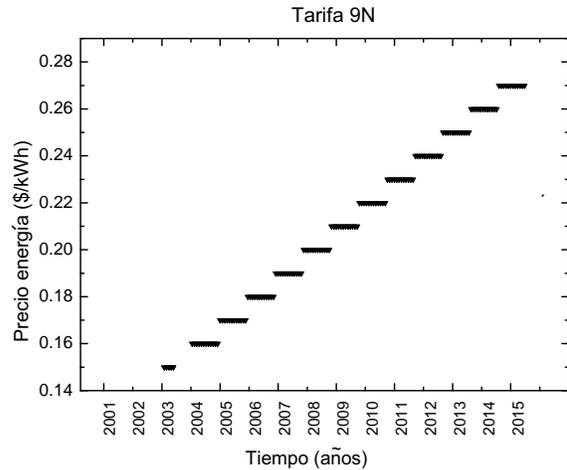
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 2.5: Costo de la energía en tarifa 9, 9M, 9CU y 9N durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).

análisis 2001-2015 se indica en la figura (2.6(a)).

Cuando la demanda del usuario supera, durante dos periodos de facturación, los 25 kW mensuales estipulados en la tarifa 2, el usuario es reclasificado a la tarifa 3 donde hay un cobro por demanda máxima media mensual adicional al cobro por energía consumida. El costo por demanda en tarifa 3 a finales de 2015 fue de \$258.66 pesos por kilowatt con una tasa de aumento promedio anual de 9.09%. Por su parte, la energía, tuvo un costo de \$1.24 pesos por kilowatt-hora consumido, con una tasa de aumento promedio anual de 5.19%. La tendencia de dicha tarifa, tanto en demanda como en energía se observa en la figura (2.6(b)).

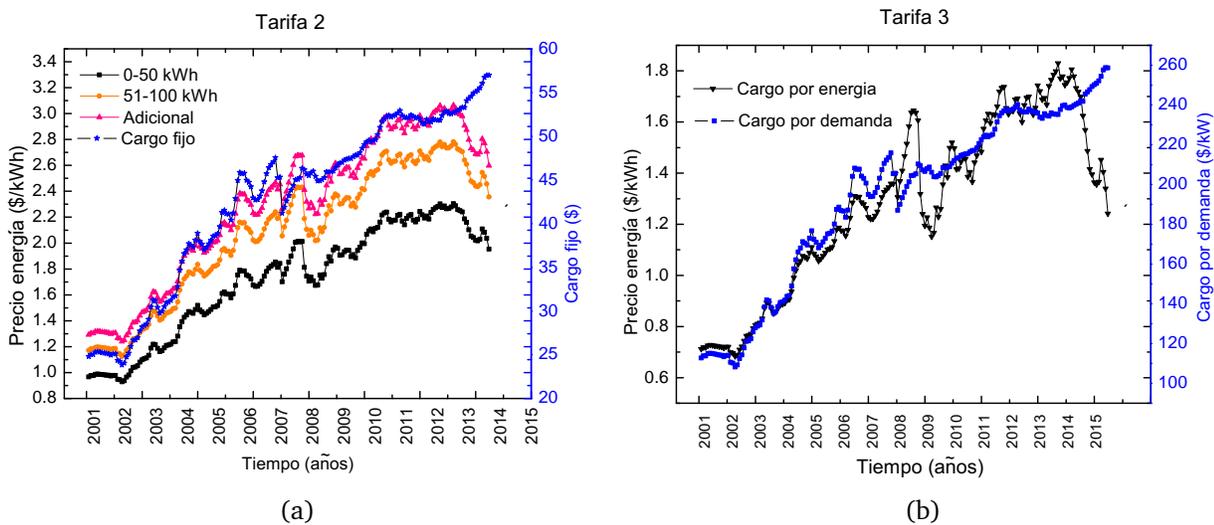


Figura 2.6: Costo de la energía en tarifa 2 y 3 durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).

Dentro de las tarifas en media tensión podemos encontrar a la tarifa O-M cuya energía es destinada para cualquier uso, siempre y cuando la demanda máxima promedio mensual no supere los 100 kW. Para el cobro de la energía bajo este régimen se fija una cuota por demanda (kW) y el correspondiente cargo por kilowatt-hora consumido. Adicionalmente, CFE ha determinado un costo diferente de acuerdo a cada región del país. En la figura (2.7(a)) se puede apreciar el incremento en el cargo por demanda para cada una de las regiones CFE del país. De la figura se ve que la región con el cargo más alto al año 2015 es la región peninsular con un valor de \$184.17 pesos al 2015, seguida por la región sur con un costo de \$178.33 para el mismo año. Posteriores a estas dos regiones se encuentran con valores similares entre sí las regiones: Noroeste, Central, Noreste y Norte. Finalmente, las regiones de Baja California y Baja California Sur presentan un comportamiento en general a la alza, como las regiones anteriores, sin embargo, cuentan con los valores más bajos en comparación con el resto de las regiones, con valores de \$142.84 y \$155.46 por kilowatt respectivamente para cada región. Cabe mencionar que el cargo por demanda para estas

dos últimas regiones oscila entre un máximo y un mínimo de acuerdo a la temporada del año, siendo más caro el cargo en los meses más cálidos del año.

El costo de la energía en tarifa O-M, presenta un comportamiento similar al cargo por demanda, en general a la alza, pero se observa una caída de los precios en 2014 y 2015 con pequeños repuntes a inicio de cada año. La región de Baja California Sur presentó los valores más altos mientras que, la región de Baja California obtuvo el costo de energía más bajo, en estas dos regiones nuevamente se presenta un costo elevado de la energía en los meses más cálidos del año que en los meses restantes. El resto de las tarifas muestran valores similares entre sí durante todo el periodo de análisis. El costo de la energía para esta tarifa se colocó en \$0.90 aproximadamente para el año 2015 (ver figura (2.7(b))).

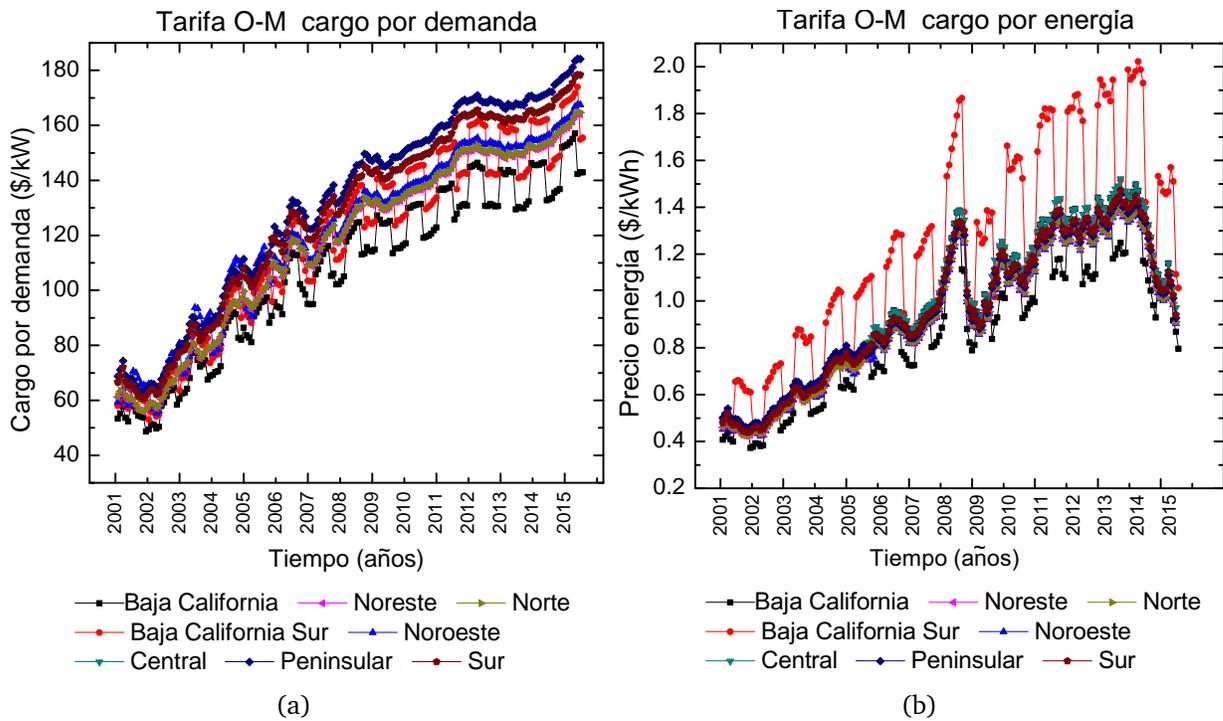


Figura 2.7: Costo de la energía en tarifa O-M durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).

La energía suministrada bajo la tarifa H-M se destina para cualquier uso en general en media tensión, con una demanda de 100 kW o más. Al igual que en la tarifa O-M, la tarifa H-M posee un cargo por demanda y el costo de la energía depende de la región CFE del país, adicionalmente, el costo de la energía depende de la hora del día, estableciéndose tres periodos en que esta se consume (base, intermedio y punta) y varía a lo largo de todo el año.

La tendencia del cargo por demanda para la tarifa H-M en general se reporta a la al-

za, se observa que en el periodo 2001-2005 la región Noroeste posee el cargo más caro, seguido por Baja California y Baja California Sur, sin embargo, a partir de 2006 la región Noroeste reduce drásticamente el cargo por de manda colocándose como uno de los mas baratos en comparación con las demás regiones(ver figura(2.8(a))). El comportamiento del cargo por demanda para las demás regiones se observa similar una con respecto a otras en todo el periodo de análisis.

Para el caso de la energía, en la figura (2.8(b)) se aprecia un crecimiento constante en el precio de la energía punta en el periodo 2001-2007 hasta alcanzar un costo de \$2.5/kWh promedio, pero en 2008 cae el precio drásticamente hasta un valor promedio de \$1.82/kWh, en el periodo restante, el aumento del costo de la energía en periodo punta ya no es tan pronunciado como en 2007 y años anteriores finalmente se ve que en 2014 y 2015 hay nuevamente un decremento del costo de la energía, con un valor promedio de \$1.63/kWh a finales de 2015. El costo de la energía en horario intermedio y base siguen aproximadamente la misma tendencia de crecimiento con un pico pronunciado a finales de 2008 y con una tendencia a la baja en 2014 y 2015(ver figura (2.9)). Se observa que la región Peninsular posee la tarifa mas cara para el horario intermedio mientras que el resto de las regiones poseen costos muy similares entre ellas. Para la energía consumida en horario base, la región de Baja California Sur es la más cara, sin embargo, no se separa drásticamente del resto de las regiones, como sucede con la región Peninsular en horario intermedio.

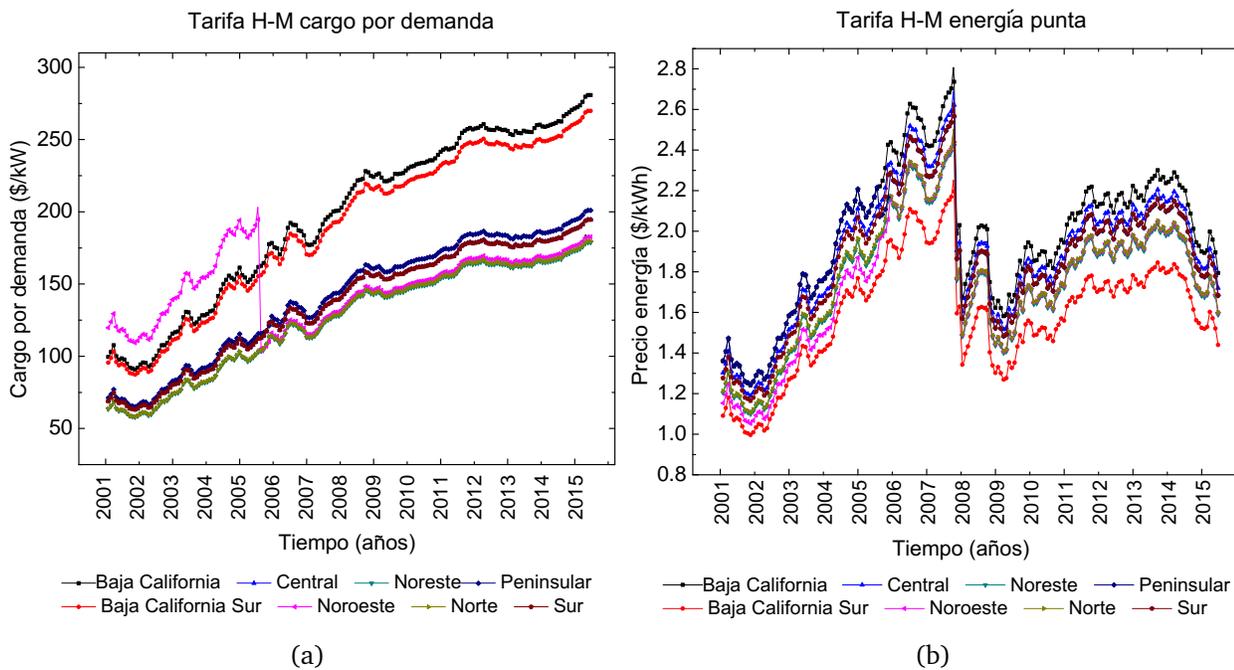


Figura 2.8: Costo de la energía en tarifa H-M durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).

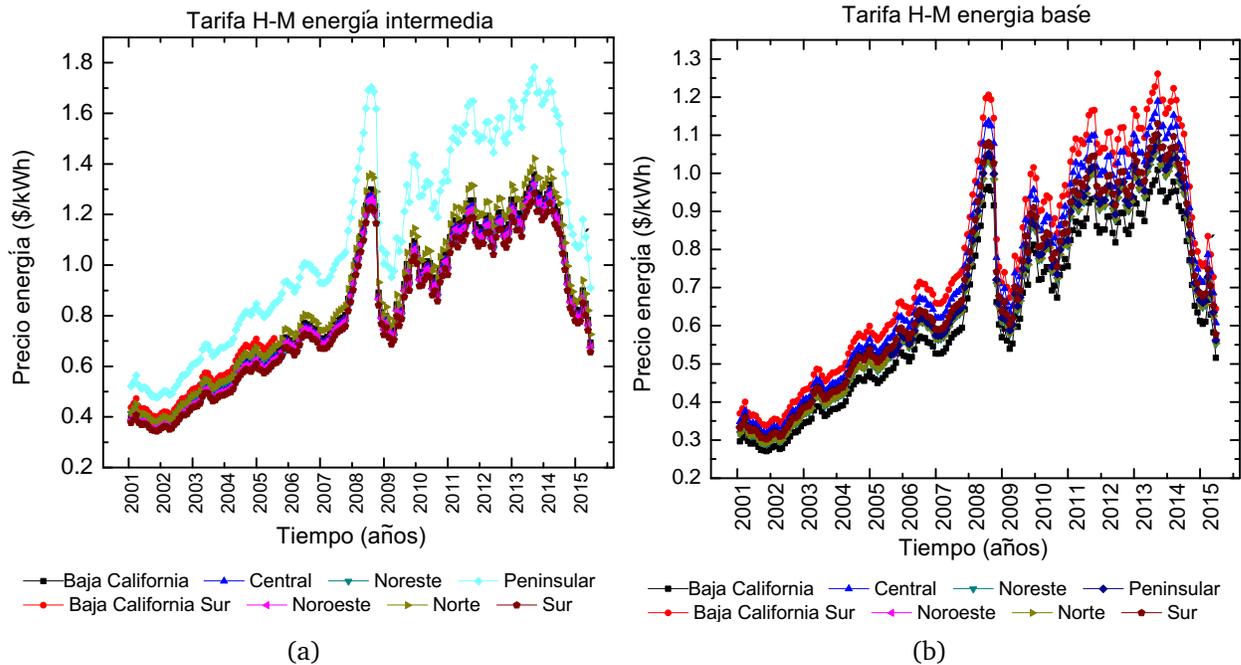


Figura 2.9: Costo de la energía en tarifa H-M durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).

La tarifa H-MC se aplica a los negocios que destinan su energía para cualquier uso en media tensión, con una demanda de 100 kW o más para corta utilización, las regiones donde aplica dicha tarifa son la región de Baja California y la región Noroeste. Al igual que la tarifa H-M, esta también presenta un cargo por demanda y la energía se cobra de acuerdo al horario de consumo, estableciéndose nuevamente los periodos de consumo: base, intermedio y punta. Dichos horarios de consumo no son fijos a lo largo del año, dependen de la temporada del año y de la región a la cual se aplica la tarifa.

La tendencia de los precios en el cargo por demanda tiene diferentes tasas de crecimiento para las dos regiones consideradas. La región de Baja California presenta una tasa de crecimiento de 15.57% mayor que la de la región Noroeste con una tasa de 8.36%.

En cuestión de energía, la región de Baja California presentó tasas de aumento promedio anual del 6.66% para la energía base e intermedia, mientras que para la energía punta la tasa de aumento fue de 3.19%. La región Noroeste presentó tasas de crecimiento del 5.5% y 6.07% para la energía base e intermedia, respectivamente y para la energía punta se observó un decrecimiento con una tasa promedio anual de -0.57%, lo cual la coloca como la primer tarifa que tiene una tendencia de precios a la baja en el periodo 2001-2015. El comportamiento de la tarifa H-MC se puede ver en las figuras (2.10 y 2.11), la tendencia del costo por demanda se observa en la figura (2.10 a) y las figuras (2.10 b y 2.11) representan el comportamiento del costo por energía. Las regiones discontinuas en las curvas, por ejemplo la curva de costo por demanda de la región Noroeste para el periodo 2001-2005, se deben a la falta de datos o datos no disponibles en la página electrónica de CFE.

La tabla (2.3) muestra un resumen comparativo de las tarifas de uso específico, considerando el rango de consumo, la tensión de suministro, la demanda máxima permitida y los cargos asociados a la energía consumida, la demanda o el cargo fijo en caso de que aplique.

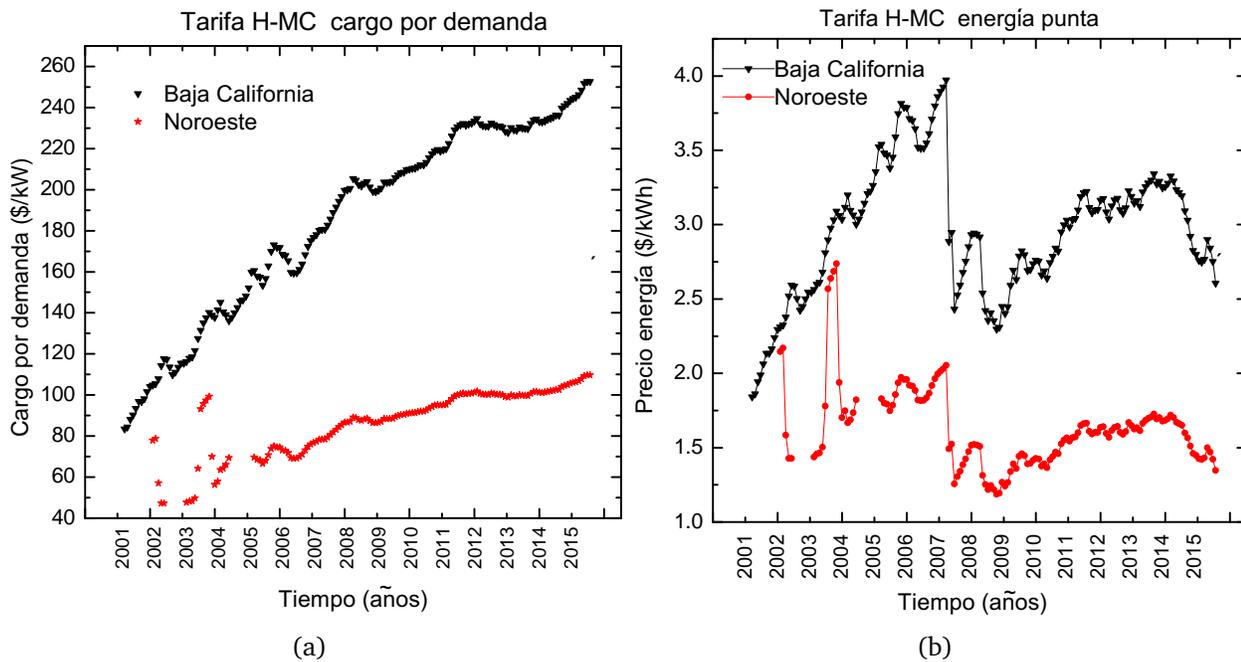


Figura 2.10: Costo del cargo por demanda y energía en tarifa H-MC durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).

Tabla 2.3: Resumen de tarifas de uso específico, precios al 2015.

Tarifa	Rango de consumo (kWh)	Tensión (V)	Demanda (kW)	Cargos por		
				Cargo fijo (\$)	Demanda (\$/kW)	Energía Total (\$/kWh)
Tarifas de uso específico						
Domésticas						
Base	0-75	Baja	<10	19.82	NA	0.79
Intermedio	Según tarifa					0.95
Excedente						2.80
DAC						
Baja C.	Según tarifa	Baja	<10	\$ 86.16	NA	2.73
Baja C. Sur						2.73
Noroeste						3.06
Norte						2.99
Noreste						2.99
Sur						3.03
Peninsular						3.03
Central						3.27
Servicios Públicos						
5	NA	Baja	NA	NA	NA	3.53
		Media				2.97
5A		Baja				2.92
		Media				2.45
6	Baja/Media	333.06	1.84			
Temporal						
7	NA	Baja/Media	NA	NA	162.42	3.86
Agrícolas						
9	0-5000	Baja	NA	NA	NA	6.43
	5001-15000					7.16
	15001-35000					7.82
	Adicional					8.58
9M	0-5000	Media	NA	NA	NA	6.43
	5001-15000					7.22
	15001-35000					7.91
	Adicional					8.63
9-CU	Según acuerdo	Baja/Media	NA	NA	NA	0.54
9N			NA	NA	NA	0.27

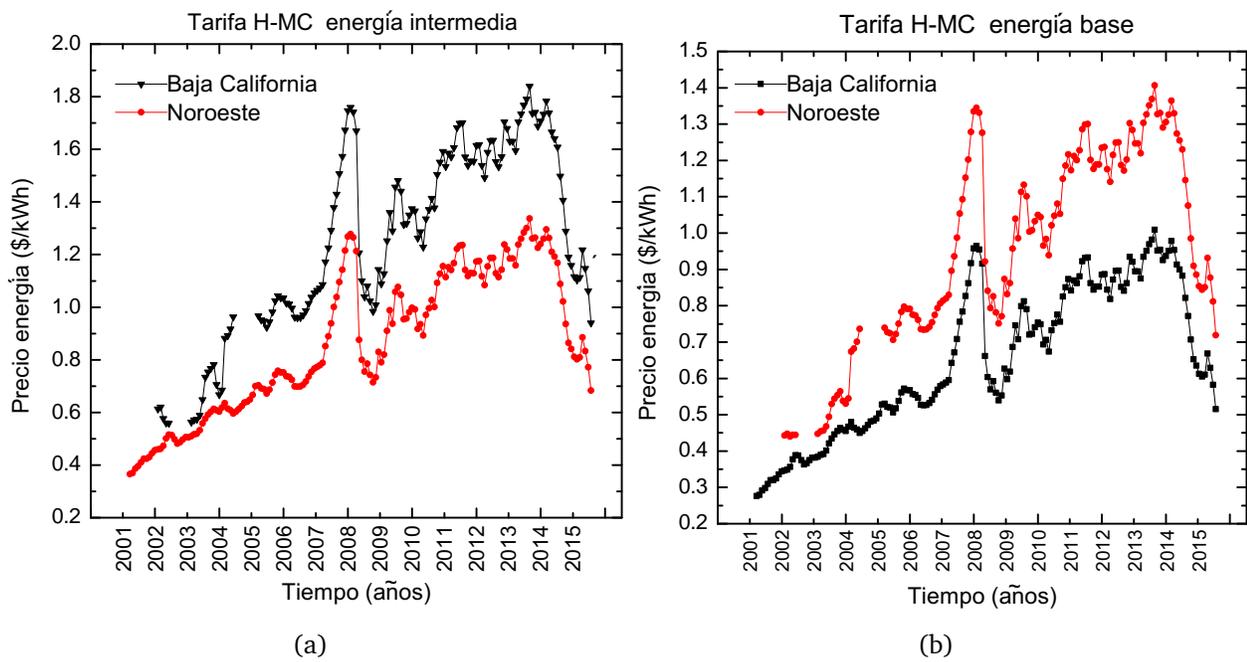


Figura 2.11: Costo de la energía en tarifa H-MC durante el periodo 2001-2015 (Precios en moneda nacional).

Capítulo 3

Marco Regulatorio e Incentivos de SFV

En el capítulo I se expuso el aspecto técnico de los sistemas fotovoltaicos, describiendo los conceptos de radiación solar, el principio de operación de la celda solar y el funcionamiento en general de un sistema fotovoltaico. En el capítulo II se presentaron los aspectos económicos asociados a la tecnología fotovoltaica, comenzando por los métodos de evaluación económica, la descripción de las tarifas eléctricas de CFE y por último los costos asociados a las partes y componentes de un SFV. Sin embargo, existe otro aspecto ligado a la tecnología solar no menos importante, que permite hacer uso de ella cuando se pretende interconectar a la red, y se trata del marco regulatorio sobre el cual se sustenta el uso de las energías renovables.

El presente capítulo esta dedicado a exponer el marco regulatorio, los mecanismos de fomento y los sistemas de financiamiento existentes para la instalación de SFV.

3.1. Marco Regulatorio de Sistemas Fotovoltaicos en México

En México, la introducción de la regulación para el uso de energías renovables es relativamente reciente, se puede considerar que a partir de la modificación a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) en 1992, con la cual se permite la participación de particulares en la generación de energía eléctrica mediante el esquema de autoabastecimiento, es cuando se observa el inicio de la regulación en materia de energía renovable. A partir de ese momento se han venido desarrollando una serie de instrumentos que han ido promoviendo el uso de energía renovable y en particular de la energía solar fotovoltaica.

3.1.1. Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética(LAERFTE)

LA LAERFTE es el documento principal sobre el cual se rige el marco regulatorio de las energías renovables, tiene por objetivo general regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.

Como objetivos secundarios podemos encontrar:

- Coordinar el Consejo Consultivo para las Energías Renovables.
- Definir las políticas y medidas para fomentar una mayor integración de equipos y componentes para el aprovechamiento de las Energías Renovables.
- Observar los compromisos internacionales adquiridos por México en la materia.
- Observar lo establecido en los programas nacionales en materia de mitigación del cambio climático.
- Establecer y actualizar el Inventario Nacional de las Energías Renovables; y Elaborar y publicar el Atlas Nacional de zonas factibles para desarrollar proyectos generadores de Energías Renovables.

En la LAERFTE se propuso alcanzar la meta límite de generación de electricidad con combustibles fósiles de 65 % en 2024, de 60 % en 2035, y de 50 % en 2050. Para alcanzar estos objetivos, con fundamento en dicha ley y su reglamento, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha expedido diferentes instrumentos para la regulación de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas a la red, entre las cuales destacan:

- Modelo de contrato de interconexión a pequeña y mediana escala.
- Modelo de contrato de interconexión a gran escala.
- Metodología de contraprestaciones por servicios de transmisión, la cual determina la reducción en los cargos de porteo, en relación con los generadores convencionales, los cuales son actualizables mensualmente con base en la inflación.
- Reglas generales de interconexión al Sistema Eléctrico Nacional.
- Disposiciones generales para regular el acceso de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica con energías renovables o cogeneración eficiente a la infraestructura de transmisión de la CFE.

En particular, para la generación de energía con SFV en rangos de potencia instalada menores a 30 kW y 500 kW solo aplica el contrato de interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña y Mediana Escala.

3.1.2. Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Pequeña y Mediana Escala

En 2010, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) publicó estos modelos de contrato en el Diario Oficial de la Federación, y tienen como propósito establecer los derechos y obligaciones de un usuario que interconecta una fuente de energía renovable al SEN. Estos contratos de interconexión se basan en el principio de medición neta. De esta forma, cuando el usuario genera más energía de la que consume, puede inyectar a la red la energía excedente y recuperarla cuando la requiera sin cargo alguno. Al final del período de facturación, este último sólo paga por su consumo neto el cual resulta del total de energía eléctrica consumida menos el total de energía eléctrica generada por la fuente de energía renovable.

En el caso de pequeña escala es posible conectar un sistema FV a la red eléctrica de CFE en tensiones inferiores a 1 kV y hasta con una capacidad de 30 kW. En el caso de mediana escala, el principio es el mismo, solo que se permite entregar la energía asociada hasta una capacidad máxima de 500 kW y en tensiones que no sean mayores a 69 kV. En ambos casos no se requiere de un permiso de generación por parte de la CRE ya que dicho requisito solo es necesario para generadores con plantas mayores a 500 kW.

Puesto que los sistemas fotovoltaicos pueden disminuir o dejar de generar electricidad de forma repentina, por ejemplo, en días parcialmente nublados, es también necesario establecer una serie de reglas técnicas que eviten molestias o daños a otros usuarios. Para ello, la CRE y la CFE han desarrollado un marco normativo específico para la interconexión de tecnologías basadas en fuentes renovables, como los sistemas fotovoltaicos:

- Especificación de interconexión en baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW (CFE G0100-04).
- Anexos al Contrato de Interconexión en Mediana Escala: Características de los equipos de medición y comunicación (Anexo E-RMT) y Requisitos técnicos para la interconexión (Anexo ERD-T).
- Reglas Generales de Interconexión al SEN.
- Normas Mexicanas de la Asociación Nacional de Normalización y Certificación del sector eléctrico (ANCE).

3.1.3. Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables 2014-2018

El Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables (PEAR) está compuesto por 5 objetivos, 24 estrategias, 114 líneas de acción y 10 indicadores con metas específicas, tiene objetivos concurrentes con los documentos antes mencionados: expandir la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables, acelerar la inversión

en tecnologías limpias, aprovechar los bioenergéticos, desarrollar más empleo, más empresas, más tecnología enfocada al aprovechamiento de energías renovables en México, y democratizar el aprovechamiento de las energías renovables.

Algunas de sus líneas de acción son las siguientes:

- Emplear Sistemas de Información Geográfica para identificar necesidades, recursos disponibles y analizar la factibilidad de electrificación mediante energías renovables.
- Estudiar la creación incentivos y mecanismos que propicien la inversión y la transferencia tecnológica en el país en el ámbito de componentes o subcomponentes del sector de energías renovables.
- Implementar Normas y Certificaciones Internacionales por parte de las empresas en el sector energía.
- Fortalecer la política de cambio climático y medio ambiente para construir una economía competitiva, sustentable, con mayor resiliencia y de bajo carbono.

Finalmente algunos de los indicadores más importantes a emplear son los siguientes:

- Porcentaje de energía eléctrica a partir de energías renovables.
- Optimización de trámites, permisos y contratos requeridos por desarrolladores de proyectos de energías renovables, para facilitar inversiones en el sector.
- Índice de desarrollo de cadenas de valor y servicios en energía renovable.
- Empleos en el sector de energías renovables.

3.1.4. Ley General de Cambio Climático

La Ley General de Cambio Climático (LGC) representa, no sólo el esquema nacional para hacer frente a los efectos adversos del cambio climático, sino también el compromiso mexicano de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, con el beneficio de posicionar al país hacia una economía competitiva, sustentable y de bajas emisiones.

La Ley tiene como principal objetivo regular las emisiones de gases de efecto invernadero atribuibles directas o indirectamente a la actividad humana. La primera meta es reducir para el año 2020 el 30 % de las emisiones, con respecto de aquellas emitidas en 2000; y la meta siguiente es que tal reducción sea del 50 % para 2050.

En materia de generación de electricidad se plantea una meta de generación con energías limpias del 35 % para el año 2024.

Para lograr estos objetivos la LGC plantea la creación del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) y el Fondo para el Cambio Climático que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público estará a cargo de constituir. Este Fondo estará a cargo de una

sociedad nacional de crédito que fungirá como fiduciaria, y sus recursos estarán destinados al apoyo de las acciones para enfrentar el cambio climático, incluyendo, entre otros, la implementación de proyectos y programas de desarrollo sustentable, conservación de recursos naturales, educación, investigación, así como para el financiamiento de proyectos que se consideren estratégicos en materia de cambio climático.

3.1.5. Estrategia Nacional de Energía

En el sector energía, el principal instrumento de planeación a largo plazo es la Estrategia Nacional de Energía 2013-2018 (ENE), que en materia de electricidad tiene como objetivo la diversificación de la matriz energética y la generación de electricidad con energías limpias y renovables. Ahora bien, se consideran tecnologías limpias a la energía nuclear, la cogeneración eficiente, tecnologías de generación eléctrica con procesos de captura y secuestro de CO_2 , y aquellas otras que, en su caso, determine la Secretaría de Energía. Otro objetivo es ampliar los mecanismos y medios de información que promuevan las energías renovables y la eficiencia energética. Adicionalmente se plantea establecer y actualizar el Inventario Nacional de Energías Renovables por parte de la Secretaría de Energía (SENER), por lo que se tiene como objetivo crear una herramienta que sirva como fuente de información para los proyectos de autoabastecimiento con energías renovables.

En materia de ciencia y tecnología, se plantea que las entidades estatales que contribuyen al desarrollo de ciencia y tecnología en el sector energético (el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ) y Petróleos Mexicanos (PEMEX) y el Fondo Sectorial de Sustentabilidad Energética (FSE)), realicen investigación científica y tecnológica aplicada, así como a la adopción, innovación, asimilación y desarrollo tecnológico, la formación de recursos humanos y el desarrollo de servicios científicos y tecnológicos, mediante la canalización de recursos económicos para dicho fin.

3.2. Desarrollo tecnológico y formación de recursos humanos

En el ámbito del desarrollo de talento y tecnológico en materia de energía, el sector energético cuenta con el Fondo Sectorial SENER-CONACYT de Sustentabilidad Energética (FSE). Este fondo es el instrumento encargado de impulsar la investigación científica y la investigación tecnológica aplicada. En el trabajo del FSE la adopción, innovación, asimilación y desarrollo tecnológico quedan enmarcadas en cuatro líneas: eficiencia energética, fuentes renovables de energía, uso de tecnologías limpias y diversificación de fuentes primarias de energía.

A nivel internacional, México se sitúa como uno de los países con menor gasto en estas

actividades, incluso se encuentra por debajo del promedio latinoamericano con un gasto actual por debajo del 1 % del PIB

Actualmente existen esfuerzos por parte de la Secretaría de Economía y otras dependencias de gobierno, como el Fondo PYME, Fondo de Innovación Tecnológica, Fondo de Capital Emprendedor, Fomento a la Industria Manufacturera, Maquiladora y de Servicios de Exportación, para incentivar una política industrial más verde, principalmente mediante la generación de electricidad de fuentes renovables, sector con facilidad para impulsar el crecimiento, atraer inversión y alta capacidad de crear valor agregado. Adicionalmente PROMEXICO desarrolla estrategias específicas para atraer inversión extranjera que pueda utilizar a México como plataforma de exportación.

Durante 2013 se desarrolló la iniciativa para la conformación de Centros Mexicanos de Innovación en Energía (CEMIE) del FSE, misma que está dirigida al establecimiento de alianzas de innovación en temas de energía eólica, geotérmica y solar. Adicionalmente, están en diseño las convocatorias para CEMIE en nuevas materias. Los CEMIE permitirán al sector abatir las barreras y retos científicos y tecnológicos que enfrenta el país para el aprovechamiento sustentable de la energía. Para ello, se concibe que se integren como redes de formación de capacidades y recursos humanos; de vinculación y expansión del tejido científicotecnológico-empresarial; y de visión, estrategia y prospectiva de la energía en México. Cada uno de los CEMIE tiene un carácter distinto, en virtud de las diferentes necesidades de investigación y desarrollo tecnológico para el subsector en México.

3.3. Mecanismos de fomento y sistemas de financiamiento

3.3.1. Depreciación acelerada

Dentro de los mecanismos de fomento existe un conjunto de instrumentos de política para la promoción de energías renovables; uno de ellos, de carácter fiscal, hace referencia a la depreciación acelerada para inversiones en energías renovables y la cogeneración eficiente (esta última a partir de 2014), este instrumento permite depreciar el 100 % de las inversiones en maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables y de la cogeneración eficiente aplicable, siempre que la maquinaria y equipos se encuentren en operación durante un periodo mínimo de cinco años. Dicho mecanismo de fomento se encuentra en el artículo 34 fracción XIII de la Ley de Impuestos Sobre la Renta.

3.3.2. Arancel Cero

La exención del pago de impuesto general de importación o de exportación a equipos de generación de electricidad mediante energías renovables así como sus partes y componentes, representaba un instrumento más para el fomento del uso de SFV, dicho instrumento fue publicado en el Diario Oficial de la Federación en junio de 2007 y modificado a fina-

les de 2012. Recientemente, el 6 de enero de 2016, se modificó el arancel para módulos fotovoltaicos imponiendo un impuesto del 5%, al considerarse generadores de potencia superior para producir electricidad a partir de fuentes de energía renovable.

3.3.3. Certificados de energías limpias

Los certificados de energías limpias (CEL) es otro mecanismo de impulsar a las energías renovables por parte de la Secretaria de Energía.

De acuerdo con las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista publicado en septiembre de 2015 en el Diario Oficial de la Federación, se contempla una apartado para el mercado de certificados de energías limpias, donde se especifican los detalles del funcionamiento del mismo, las fechas de inicio de operaciones, la cantidad de certificados requeridos por los usuarios de energías convencionales, entre otros.

De acuerdo con las metas de generación limpia establecidas en la ley de la industria eléctrica, las plantas de generación eléctrica deben acreditar un porcentaje de su consumo eléctrico como energía limpia. Los CEL son el instrumento por medio del cual dichas plantas acreditan la cantidad de energía limpia requerida ante la Comisión Reguladora de Energía (CRE). De acuerdo a las bases del mercado eléctrico mayorista, un CEL se obtiene al generar un megawatt-hora mediante cualquier planta de generación de energía limpia.

En 2018 se plantea que se realicen las primeras pruebas del mercado de CEL mientras que la primera etapa se prevee funcione a finales de 2018 e inicios de 2019, de acuerdo a lo establecido por la Secretaría de energía y lo determinado en las disposiciones operativas del mercado. El precio de referencia para el primer mercado de CEL será el valor que represente el 90% del monto mínimo de la multa que de acuerdo con la legislación aplicable deba imponerse a quien incumpla la obligación de adquirir Certificados de Energías Limpias.

3.3.4. SAGARPA

En cuestión de apoyo al campo en materia de energía, la Secretaria de Agricultura, Ganadería, Desarrollo rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA) a través de sus tres dependencias gubernamentales: FIRA, FIRCO y Financiera Rural, en colaboración con el Banco Mundial, provee un incentivo para la implementación de sistemas de generación eléctrica mediante fuentes renovables de energía[30] .

El programa Bioenergía y Sustentabilidad 2015, aprobado por el comité técnico del fondo para la transición energética y el aprovechamiento sustentable de la energía, es a través del cual se otorga un apoyo con un monto equivalente al 50% de la inversión total del SFV sin rebasar dos millones de pesos, para aquellos proyectos que promuevan el uso de energías renovables o alternativas en actividades productivas del sector agropecuario.

El programa de Bioenergía y Sustentabilidad 2015 es antecedido por el programa Bioeconomía 2010 con apoyos similares aunque un poco más reducidos.

3.3.5. CONUEE

La Comisión Nacional para el Ahorro y Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) promueve el aprovechamiento sustentable de la energía mediante la adopción de medidas y mejores prácticas del uso eficiente de la energía en los diferentes sectores de la economía y la población. En el cumplir de este objetivo, la CONUEE es responsable de la aplicación de dos programas a través del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), los cuales son: Eficiencia Energética y Eco-Crédito Empresarial, estos programas promueven el uso eficiente de la energía a través del financiamiento de proyectos que requieran tecnología eficiente y en particular el programa Eficiencia Energética apoya proyectos que integren generadores de energías limpias.

El programa Eficiencia Energética está orientado al sector productivo: Comercios, Industrias, Servicios, Municipios, Micro, Pequeñas, y Medianas Empresas (MIPyMES). Este programa se basa en el otorgamiento de asesoría técnica con y sin financiamiento, para la modernización de instalaciones, desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías, tales como:

1. Aire acondicionado
2. Aislamiento térmico
3. Automatización y monitoreo remoto
4. Generadores de energía eléctrica en pequeña escala hasta 500 kW con fuentes alternas (fotovoltaicas, biogás, gas natural y eólicas)
5. Luminarias y/o lámparas para alumbrado público
6. y, en general, equipos de alta eficiencia energética

El monto del proyecto, la tasa de interés y el plazo de pago dependen de cada proyecto, sin embargo, el proceso de financiamiento del proyecto es el mismo para cualquiera y cubre el 100 % del costo. En la figura (3.1) se puede apreciar el procedimiento del financiamiento por el FIDE.

Los incentivos fiscales, programas de apoyo y financiamientos antes mencionados corresponden a aquellos que han tenido una mayor difusión por parte del gobierno, mas no son los únicos disponibles. De acuerdo al documento electrónico Guía de Programas de Fomento a la Generación de Energía con Recursos Renovables, publicado en su tercera edición por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) en 2015, existe una clasificación de programas de apoyo a las energías renovables que se divide en

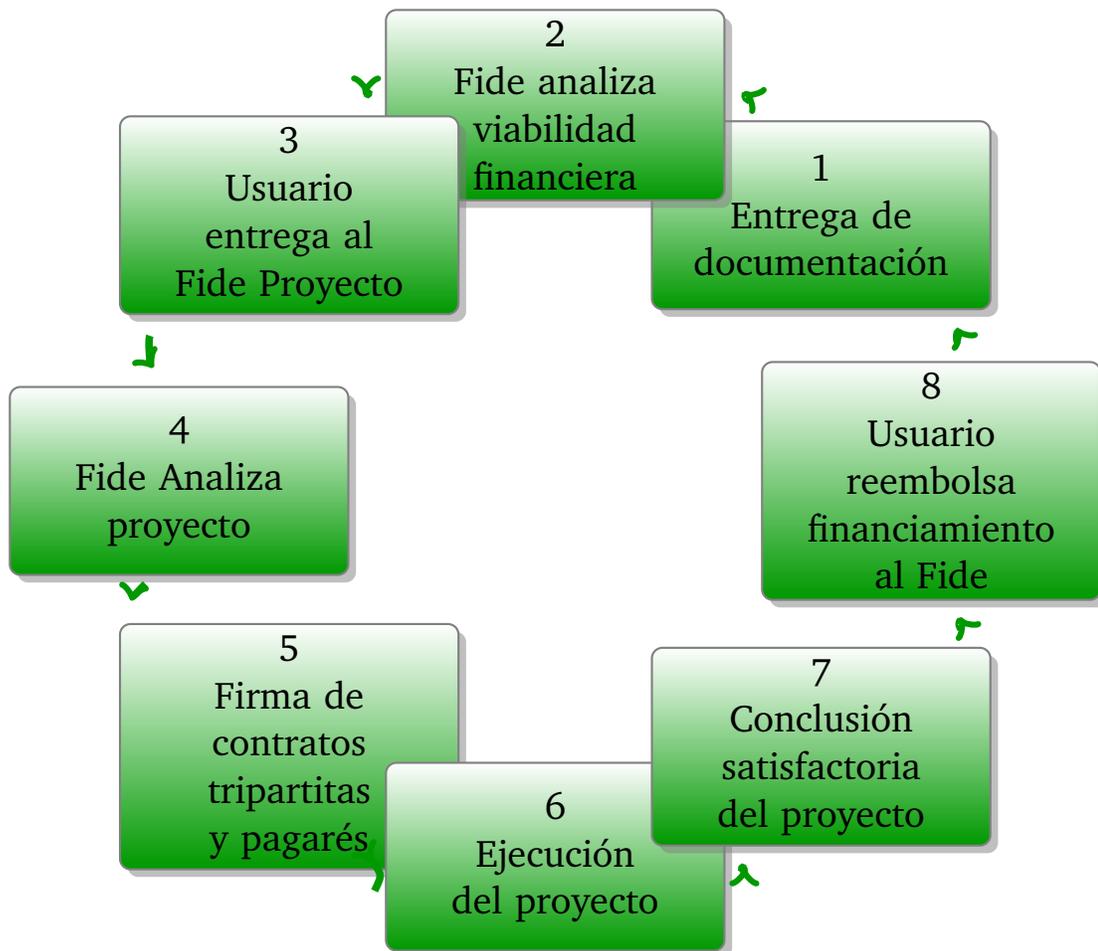


Figura 3.1: Esquema del proceso de financiamiento de un proyecto por la CONUEE.

tres grupos: programas de gobierno federal, programas del sector privado o mixtos y programas internacionales[31].

Existe una gran cantidad de programas con apoyos a energías renovables, enfocados en sectores específicos: municipios, agroindustria, pueblos indígenas, dependencias gubernamentales como: SEDESOL, INDESOL, etc. Por su parte los programas del sector privado, mixtos e internacionales se enfocan al financiamiento y otorgamiento de créditos para proyectos que empleen energías renovables o tecnología de alta eficiencia energética, con tasas de interés por debajo de las establecidas por los bancos convencionales. Para mayor información consulte el documento Guía de Programas de Fomento a la Generación de Energía con Recursos Renovables.

Capítulo 4

Metodología

Conforme a los objetivos planteados al inicio de la tesis, la metodología utilizada se estructuró para que, de acuerdo a los datos meteorológicos, geográficos, tecnológicos, económicos y sociales, se pueda obtener un conjunto de indicadores económicos que permitan identificar en que tarifas eléctricas es factible la instalación de SFV, cuánto dinero se puede ahorrar en comparación con el gasto en CFE, en qué tiempo se recupera la inversión, cuál es la tasa interna de retorno y cuál es la proporción del ahorro obtenido en comparación con el gasto realizado. A saber, el LCOE, el VPN, el PAYBACK, la TIR y la relación B/C son los indicadores que responden a estas cuestiones de una manera cuantitativa y contribuyen al alcance de nuestros objetivos. También se pretende mostrar a través de escenarios económicos que, la implementación de los incentivos fiscales son fundamentales para la promoción del uso de la energía solar. Un esquema de la metodología se puede observar en la figura(4.1).

La metodología empleada se compone de una primera parte en la búsqueda y adquisición de datos geográficos, meteorológicos, tecnológicos, económicos y sociales. Posteriormente se procedió a realizar el análisis de las tarifas eléctricas y determinar la tasa de incremento anual en cada una de ellas, finalmente se determinaron los principales parámetros empleados en la evaluación tales como: potencia pico a instalar, energía generada, precio de la tecnología ($\$/W_p$), tipo de cambio, incentivos fiscales, etc. Cabe destacar que la metodología en general fue similar para cada tarifa, sin embargo, debido a la naturaleza de cada una de ellas, se tomó un tratamiento particular al momento de procesar los datos.

En primer lugar se realizó una recopilación de datos necesarios para evaluar la factibilidad de instalar SFV. Se comenzó por determinar las ciudades más pobladas del país, para lo cual se tomó la relación de municipios de toda la República Mexicana y se le asoció el número de habitantes correspondiente de acuerdo al censo de población INEGI 2010, se ordenó la lista de mayor a menor población y se seleccionaron los 51 municipios más poblados, se tuvo cuidado de no tomar más de dos en una misma ciudad.

Posteriormente se asociaron las coordenadas geográficas de cada municipio y se de-

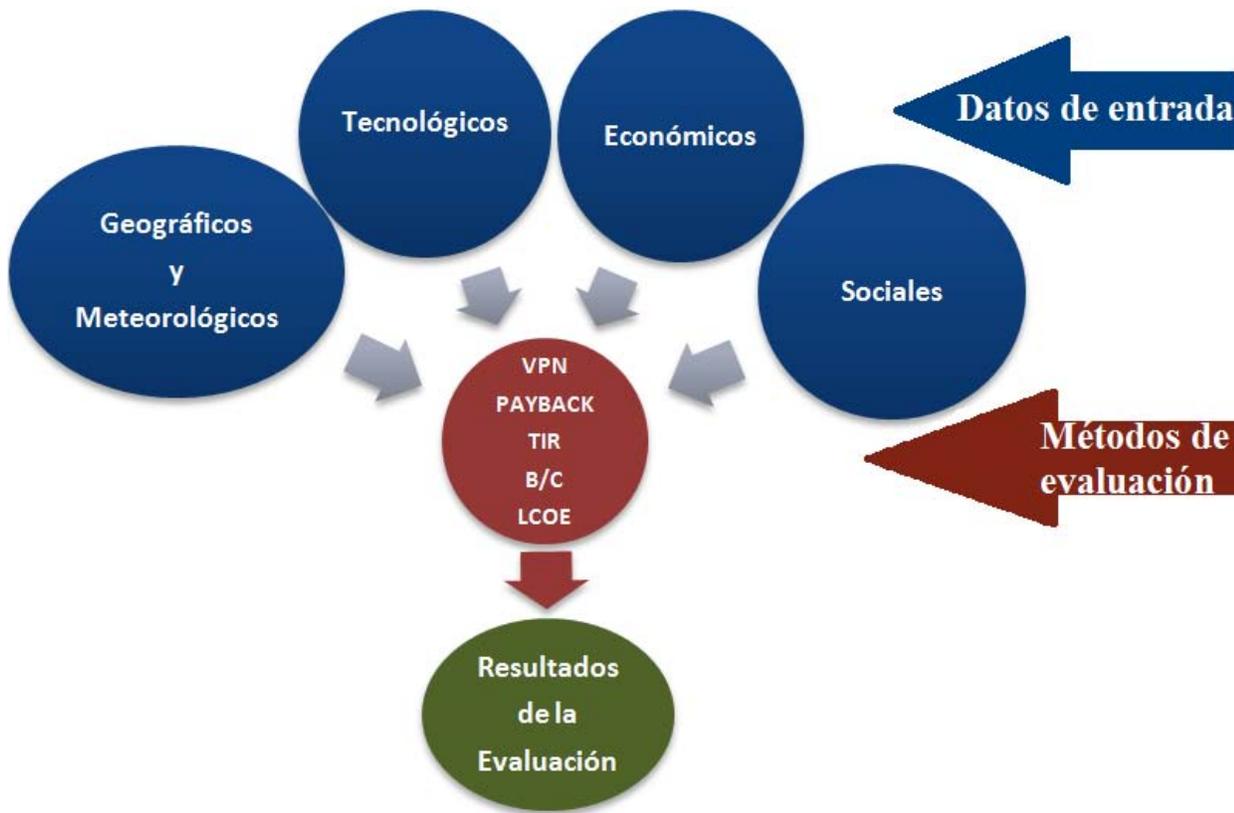


Figura 4.1: Esquema de la metodología para la obtención de los indicadores económicos.

terminaron los valores de recurso solar correspondientes a la latitud del lugar. Los datos fueron tomados del sitio <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/> del cual es responsable la Administración Nacional de Aeronáutica y Espacio (NASA por sus siglas en inglés). Los datos de temperatura se obtuvieron de las estaciones meteorológicas del Sistema Meteorológico Nacional disponibles en la aplicación Google Earth[32]. Se tomaron las temperaturas máximas promedio mensual en los últimos 35 años de cada localidad y con esos valores se determinó el rendimiento térmico de la tecnología FV.

Se consideró tecnología de silicio cristalino para la generación de energía en el análisis de todas las tarifas y el método de calcular la energía generada corresponde al expuesto en la sección 1.5. La eficiencia por el manejo y uso de la energía se consideró en 92 % y el rendimiento térmico se calculó de acuerdo a la temperatura del lugar y a datos típicos de silicio cristalino.

Las tarifas eléctricas se analizaron en el periodo 2001-2014 y se realizó un ajuste lineal en el precio de la energía, en la demanda de potencia y en los cargos fijos por energía, para determinar el incremento anual del costo asociado a cada tarifa.

Posteriormente para el cálculo de los métodos de evaluación: VPN, relación B/C, tiempo de retorno de la inversión, TIR y LCOE, se plantearon tres escenarios, escenario con tarifas constantes, escenario con tarifas crecientes (según ajuste lineal) y escenario con tarifas crecientes e incentivo fiscal de depreciación acelerada.

En el flujo de efectivo para todos los escenarios se tomaron las siguientes consideraciones:

- El tiempo de vida del proyecto se consideró de 20 años.
- La energía generada por el SFV se calculó de acuerdo a la expresión (1.11) y se descontó el 1 % anual por envejecimiento de la tecnología.
- Los costos iniciales de la energía, demanda de potencia y cargos fijos fueron del año 2015, y los incrementos anuales para el escenario con tarifas crecientes se tomaron a partir de este año de referencia y son aquellos presentados en la sección 2.1.
- El costo promedio de los sistemas FV en el mercado se consideró en \$2.5 USD/Watt llave en mano, manejando un tipo de cambio \$18 pesos/USD.
- El costo del inversor se consideró en \$0.5 USD/Watt, con un reemplazo a los diez años.
- El costo anual de Operación y Mantenimiento (O&M) se consideró del 1 % del costo total del SFV y se consideró un valor de salvamento correspondiente al 0.5 % del valor de la inversión inicial.
- Se empleó una tasa de descuento del 10 %
- El año de referencia de los datos fue 2015

Adicionalmente, dada la naturaleza de cada tarifa se consideró una potencia pico a instalar para cada una de ellas. Para las tarifas domésticas se consideró variar la potencia FV desde 0.25 kW_p hasta 10 kW_p . Para el resto de las tarifas se empleó una potencia FV fija. En la tabla (4.1) se muestra la potencia propuesta para cada tarifa. Para la tarifa doméstica se varió la potencia instalada desde 250 W hasta 10kW.

Las ciudades seleccionadas para la evaluación de factibilidad económica se pueden apreciar en la fig. (4.2) marcadas con una estrella.

Finalmente es importante mencionar que el cobro de energía por parte de la CFE se lleva a cabo bajo el esquema de medición neta (**Net Metering**), el cual es un mecanismo de compensación de saldos de energía que permite a un consumidor que autoproduce parte de su consumo energético utilizar el sistema eléctrico para *almacenar* los excedentes eventuales de su producción, y recuperarlos posteriormente sin ninguna penalización económica.

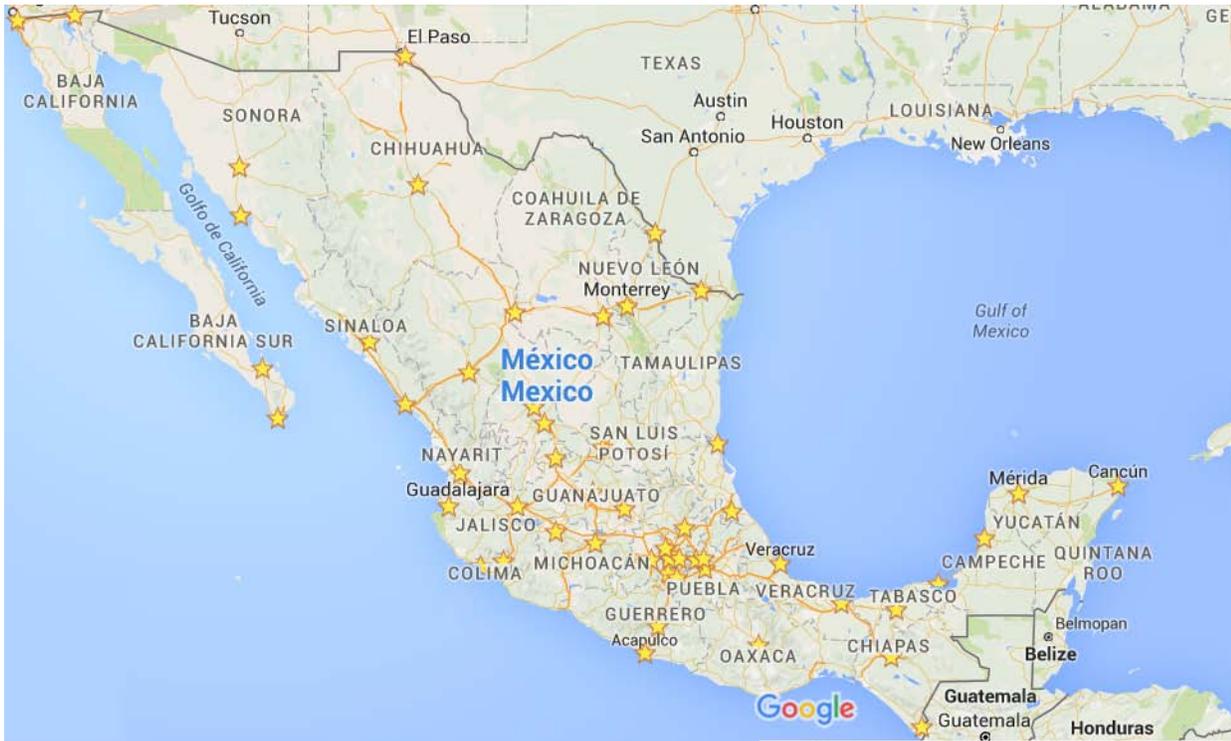


Figura 4.2: Ciudades a evaluar factibilidad de instalación de SFV.

El esquema de medición neta se encuentra especificado de acuerdo al contrato de interconexión ya sea en pequeña escala para potencias FV menores a 30 kW, o a media escala para sistemas FV de más de 30 kW pero menores a 500 kW.

El contrato de interconexión en pequeña escala establece que, para fines de facturación, el consumo de energía del generador, se determinará como la diferencia entre la energía eléctrica entregada por el suministrador (CFE) y la entregada por el generador al suministrador. Cuando la diferencia sea negativa, se considerará como un crédito a favor del generador que podrá ser compensado dentro del periodo de 12 meses siguientes. De no efectuarse la compensación en ese periodo, el crédito será cancelado y el generador renunciará a cualquier pago por este concepto.

Cuando la diferencia sea positiva, se considerará como un crédito a favor del suministrador y se facturará según la tarifa aplicable.

Cuando la generación de energía se establece mediante el contrato a media escala, el

Tabla 4.1: Potencias empleadas para el análisis de cada tarifa.

	Tarifa											
	5	5A	6	7	9	9M	9-CU	9N	2	3	OM	HM
Potencia instalada (kW)	14	14	60	30	30	120	30	30	3	80	80	350

consumo de energía se determina mediante las siguientes expresiones. Para suministros en tarifa ordinaria en media tensión

$$EF_n = \max(0, EES_n - ERG_n) \quad (4.1)$$

mientras que para suministros en tarifa horaria en media tensión

$$EF_{np} = \max(0, EES_n - ERG_n)_p \quad (4.2)$$

donde EF_n representa el consumo de energía de suministro en el mes de facturación n , EES_n representa la energía entregada por el suministrador en el mes de facturación n , ERG_n es la energía entregada a la red por el generador en el mes de facturación n y p representa la energía punta, intermedia o base según corresponda.

Cuando la diferencia, $EES_n - ERG_n$ sea negativa, se considerará como un crédito a favor del generador y se conservará como energía acumulada de meses anteriores en favor del generador, clasificándose en el periodo horario y mes en que el crédito fue generado. Dicho crédito será compensado automáticamente en los siguientes periodos de facturación, siempre y cuando exista energía a cargo del generador que permita efectuar la compensación.

Cuando la diferencia, $EES_n - ERG_n$, sea positiva, y exista energía acumulada de meses anteriores en favor del generador, se realizarán las compensaciones que sean posibles, y se cobrará el resto de la energía según la tarifa correspondiente.

Capítulo 5

Resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de la evaluación económica de cada una de las tarifas analizadas. El capítulo se divide en cinco secciones, en las cuales se presentan los resultados de las tarifas domésticas, tarifas de uso específico y tarifas de uso general, posteriormente se presentan los resultados del LCOE y en la última sección se presenta un análisis de sensibilidad del VPN al variar la tasa de descuento y el tipo de cambio peso-dólar.

El orden de presentación de los métodos de evaluación es la siguiente: en primera instancia se analiza el VPN, seguido de la relación beneficio-costos, después el tiempo de retorno de la inversión y se finaliza con la presentación de los resultados de la TIR.

5.1. Tarifas domésticas

En esta sección se presentan los resultados de la evaluación económica de las tarifas domésticas, se muestra un ejemplo para la tarifa 1A de la tendencia del VPN para diferentes potencias instaladas y al mismo tiempo se compara con el comportamiento energético para dichas potencias. Posteriormente se presentan los indicadores de la evaluación económica para cada una de las 7 tarifas: VPN, relación B/C, Payback y TIR, haciendo una comparativa entre los dos escenarios considerados, con tarifas constantes y tarifas crecientes.

Como se puede observar, en la figura (5.1) se presenta en barras verticales la energía que el usuario toma de la red, y en barras con relleno sólido el aporte del sistema FV al consumo total, la contribución energética es gradual y satisface completamente la demanda hasta alcanzar los 3.5 kW_p , en este punto el SFV comienza a generar más energía que aquella requerida por el usuario, cabe mencionar que dicha energía extra no será remunerada por CFE. Por su parte, el VPN comienza con un crecimiento mínimo desde 0.25 kW_p hasta una potencia de 1 kW_p , y en 1.25 kW_p el VPN crece considerablemente debido a que el SFV produce la energía suficiente para reclasificar al usuario de tarifa DAC a tarifa excedente.

Ahora bien, el máximo valor del VPN se obtiene cuando el usuario se reclasifica en tarifa intermedia con 2.25 kW_p, y es a partir de este valor que comienza a decrecer el beneficio económico ya que el costo de la energía en tarifa básica no tiene una reducción significativa, al contrario, es muy similar a la intermedia y el costo del SFV sigue aumentando.

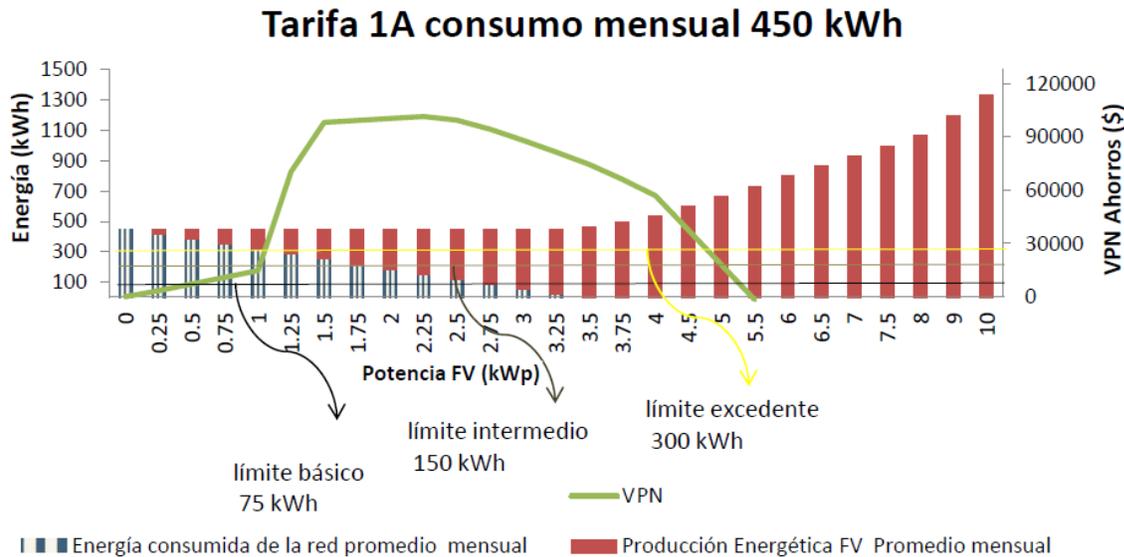


Figura 5.1: Comparativa del VPN y la energía producida por un SFV

El análisis de las siete tarifas es similar al ejemplo de la figura (5.1) y se presenta comparando el escenario con tarifas constantes y tarifas crecientes. El escenario con tarifas constantes se aprecia en la figura (5.2a). Se puede observar el VPN de los beneficios generados al implementar un SFV con capacidades desde 0.5 kW_p hasta 10 kW_p, en cada una de las tarifas DAC. Se observa que, para la tarifa 1, el VPN va aumentando conforme se incrementa la potencia FV instalada y existe un máximo del VPN con un valor de más de \$ 50,000.00 pesos para capacidades de 1.5 kW_p. Después de esta potencia FV, los ahorros comienzan a disminuir hasta hacerse cero para SFV de 3.5 kW_p, SFV con capacidades superiores a este valor ya no generan ahorros como se puede observar.

La misma tendencia se observa para el resto de las tarifas, logrando su máximo de ahorros en diferentes potencias pico. La tarifa 1D conservan un máximo del VPN para un amplio número de SFV, con potencias desde 3.5 kW_p hasta 10 kW_p. La tarifa 1E muestra que no es factible la instalación de SFV con potencias que no reclasifiquen al usuario en tarifa excedente, este comportamiento se presenta debido a que las tarifas se analizaron para diferentes ciudades en las que las condiciones climatológicas y de recurso solar no son las mismas. Para la tarifa 1F a pesar de ser rentable la instalación de SFV para el rango de potencia 0.5 kW_p – 10 kW_p no se tienen ahorros tan grandes como en la tarifa 1. Se aprecia que es necesario instalar una potencia mayor a 10 kW_p para observar un punto de inflexión y así observar un punto máximo del VPN.

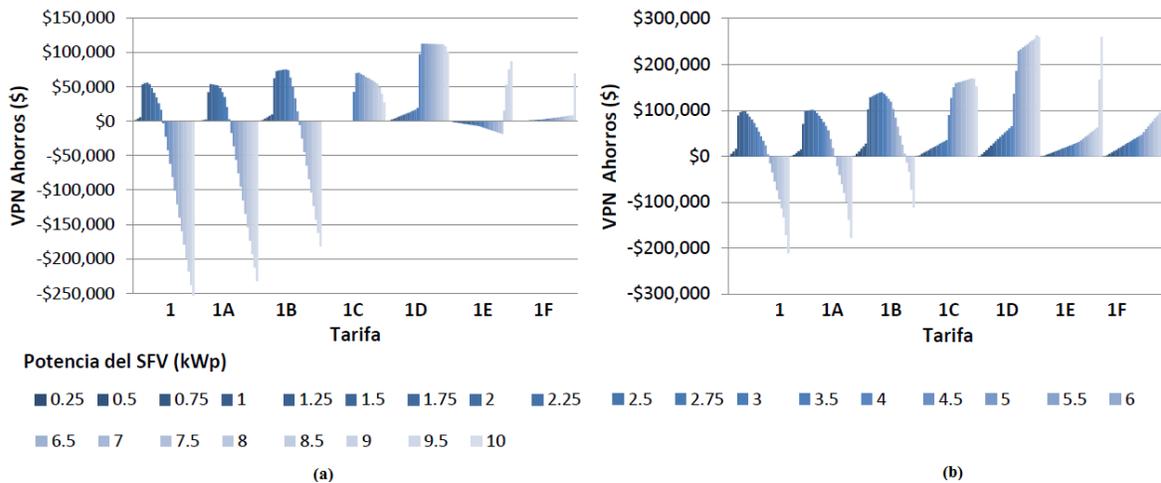


Figura 5.2: VPN de los ahorros generados por un SFV vs Potencia pico. (a) Escenario con tarifa constante. (b) Escenario con tarifa creciente.

El escenario con tarifas crecientes se observa en la figura (5.2b), este presenta un comportamiento similar al escenario con tarifas constantes pero con un aumento del VPN alrededor del 50 % para todas las tarifas, por ejemplo, para la tarifa 1 el VPN aumenta casi 100 % y para las tarifas 1A y 1B se observa un aumento similar. Por otro lado, el rango de potencias FV con VPN positivo se amplía para las tarifas 1, 1A y 1B hasta alcanzar valores de 6, 7 y 8 kW_p respectivamente para las tarifas antes mencionadas. La tarifa 1E, por su parte, el resto de las tarifas muestran valores positivos para todos los SFV instalados independientemente de la potencia pico, y se observa como el VPN va creciendo constantemente hasta un punto donde se eleva considerablemente.

Los resultados de la relación B/C del escenario con tarifa constante se muestran en la figura (5.3a) y corroboran los resultados obtenidos mediante el VPN. La instalación de SFV de cualquier potencia pico no es rentable con tarifas de electricidad que permanezcan constantes en el tiempo. En esta figura se observa que para la tarifa 1 los SFV con capacidades menores a 3.5 kW_p son factibles, con su máximo en 1 kW_p, y con un valor de B/C de 2.35. Para la tarifa 1A la potencia límite rentable es 4.5 kW_p y alcanza valores de B/C de 1.9, el límite para la tarifa 1B es 5.5 kW_p y para las tarifas 1C, 1E y 1F los intervalos de capacidad FV rentables son 1.5 kW_p – 10 kW_p, 8.5 kW_p – 10 kW_p y 9.5 kW_p – 10 kW_p respectivamente, solo los SFV de la tarifa 1D son rentables para todo el intervalo 0.25 kW_p – 10 kW_p, aunque con un beneficio muy poco atractivo.

Los resultados de la relación B/C para el escenario con tarifa creciente coinciden con los obtenidos mediante el método de VPN y nuevamente superan los resultados obtenidos para el escenario con tarifa constante. Se observa que, las tarifas 1, 1A y 1B presentan beneficios máximos en 1 kW_p, 1.5 kW_p y 1.75 kW_p respectivamente y la relación B/C toma

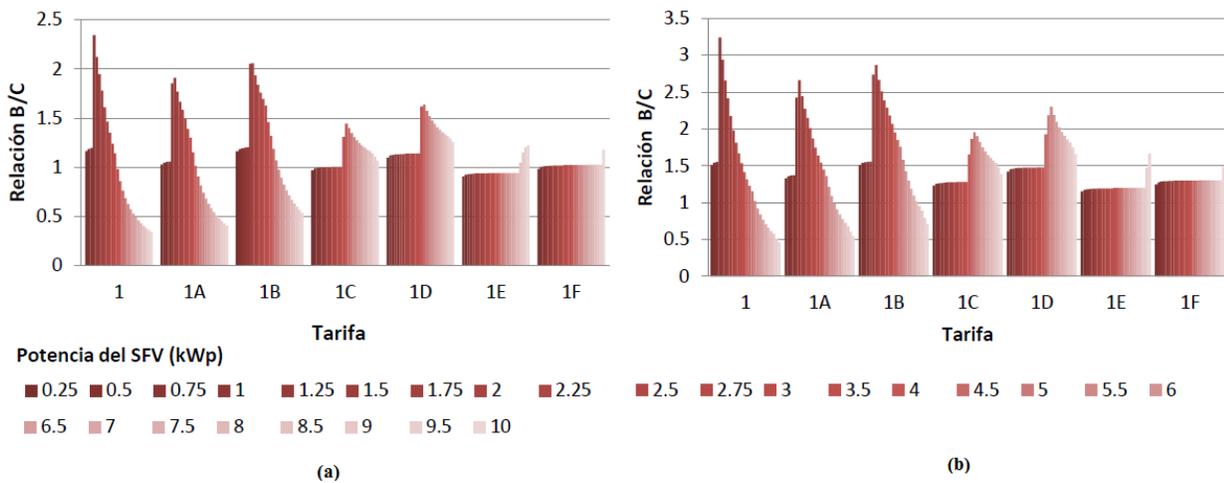


Figura 5.3: Relación B/C en función de la potencia FV. En (a) se observa el escenario con tarifas constantes y en (b) se observa el escenario con tarifas crecientes.

valores de 3.3, 2.7 y 2.9 para cada una de ellas. Estas tres tarifas son en las que se observa el mayor beneficio en comparación con el resto de las tarifas. Las tarifas 1C y 1D alcanzan su mayor rentabilidad en 4kW_p y 4.5kW_p con una relación B/C de 1.95 y 2.3. Por último las tarifas 1E y 1F, se mantienen con valores constantes hasta 9kW_p y 10kW_p respectivamente donde la relación beneficio costo comienza a aumentar. En general todos los proyectos son rentables para todas las tarifas a excepción de las tarifas 1, 1A y 1B donde sólo los SFV con capacidades menores a 4.5kW_p no lo son, estos resultados se pueden ver en la figura (5.3b).

Para el escenario con tarifa constante los resultados del Payback se muestran en la figura (5.4a), el mejor tiempo de retorno para la tarifa 1 es de 3.62 años para SFV de 1kW_p , para la tarifa 1A es de 4.24 años para SFV de 1.25kW_p y para la tarifa 1B es de 3.93 años en SFV de 1.5kW_p . Cuando el Payback alcanza el valor de 21 años implica que la inversión nunca se recuperó como es el caso de las tarifas 1, 1A y 1B para SFV con potencias mayores que 3.5kW_p , 4.5kW_p y 5.5kW_p respectivamente. Por su parte, la tarifa 1E nunca recupera su inversión sino hasta potencias de 8.5kW_p , y la tarifa 1F mantiene periodos de recuperación alrededor de los 18 años y desciende a 11.85 años con SFV de 10kW_p .

El Payback del escenario con tarifa creciente se ilustra para las 7 tarifas domésticas en la figura (5.4b), en esta gráfica se observa el comportamiento del Payback a medida que se incrementa la potencia instalada, por ejemplo, para la tarifa 1B note que el Payback se mantiene casi constante a lo largo del rango $0.25\text{kW}_p - 1.25\text{kW}_p$ y disminuye considerablemente cuando la potencia pico del SFV logra reclasificar al usuario de tarifa DAC al intervalo de consumo excedente en 1.5kW_p , después el periodo de retorno de la inversión se va haciendo más grande hasta que excede los 20 años, entonces el costo de la potencia instalada ya no es recuperable. Ahora bien, para las demás tarifas se aprecia la misma tendencia, se ve que las tarifas que más benefician a los SFV de baja capacidad son las tarifa 1,

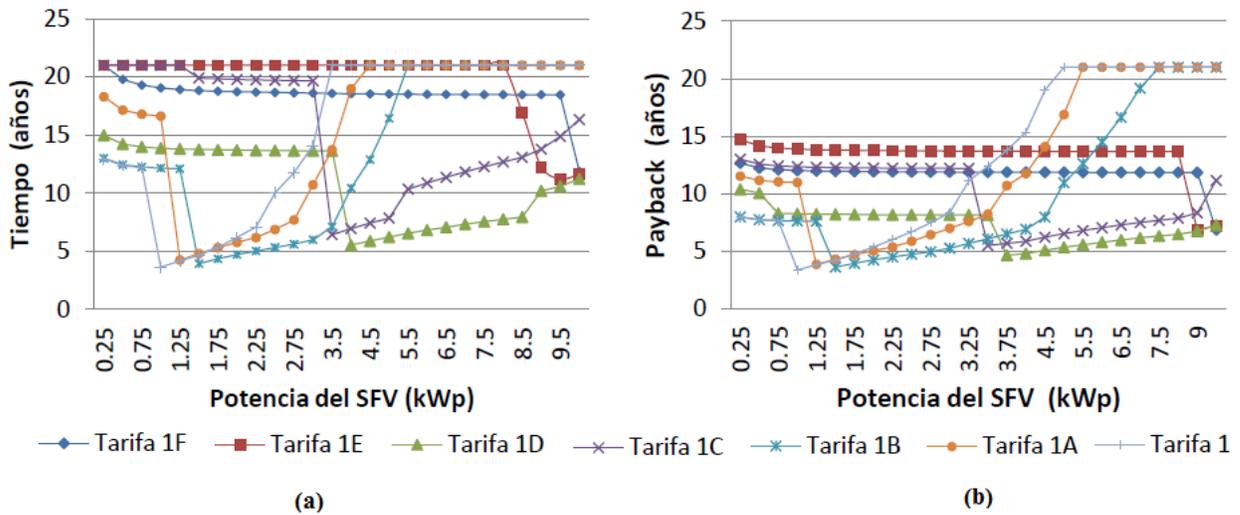


Figura 5.4: Periodo de recuperación de un SFV con diferentes potencias. (a) Escenario con tarifas constantes y (b) escenario con tarifas crecientes.

1A y 1B con 3.34 años, 3.83 años y 3.6 años respectivamente. Por otro lado, las tarifas 1D, 1E y 1F presentan periodos de retorno no mayores a los 15 años y se reducen a medida que la capacidad del SFV produce la energía suficiente para reclasificar al usuario en el nivel de consumo excedente.

Los resultados de la TIR en el escenario con tarifas constantes se presentan en la figura (??a). Se observa que la TIR no es atractiva para potencias instaladas mayores de 3.5 kW_p en la tarifa 1, 4.5 kW_p para la tarifa 1A y 5.5 kW_p para la tarifa 1B. Solo la tarifa 1E se encuentra por debajo de la tasa de descuento empleada para sistemas con potencias de $0.25 \text{ kW}_p - 8 \text{ kW}_p$ y la tarifa 1F mantiene un valor constante de la TIR al rededor de 10 %.

En la figura (5.5b) se observan los resultados de la TIR para el escenario con tarifa creciente en función de la Potencia pico instalada. Para cada una de las tarifas domésticas, los SFV con VPN positivo en la figura (5.2b), presentan una TIR mayor que la tasa de descuento que se empleó $i = 10\%$, por lo cual estos proyectos son factibles, en particular las tarifas 1, 1A y 1B presentan las mejores TIR, en la tarifa 1 se encontró un valor de 38.95 % para sistemas FV de 1 kW_p , para la tarifa 1A 33.54 % para SFV de 1.25 kW_p y para la tarifa 1B se obtuvo una TIR 36.07 % para SFV de 1.75 kW_p , seguidas por las tarifas 1C y 1D con tasas de 23.7 % y 28.02 % para sistemas con capacidades de 3.75 kW_p y 4 kW_p . Finalmente la TIR para los SFV en la tarifa 1E y 1F corresponden a 13.4 % y 14.8 % respectivamente y no cambian significativamente para diferentes potencia instaladas.

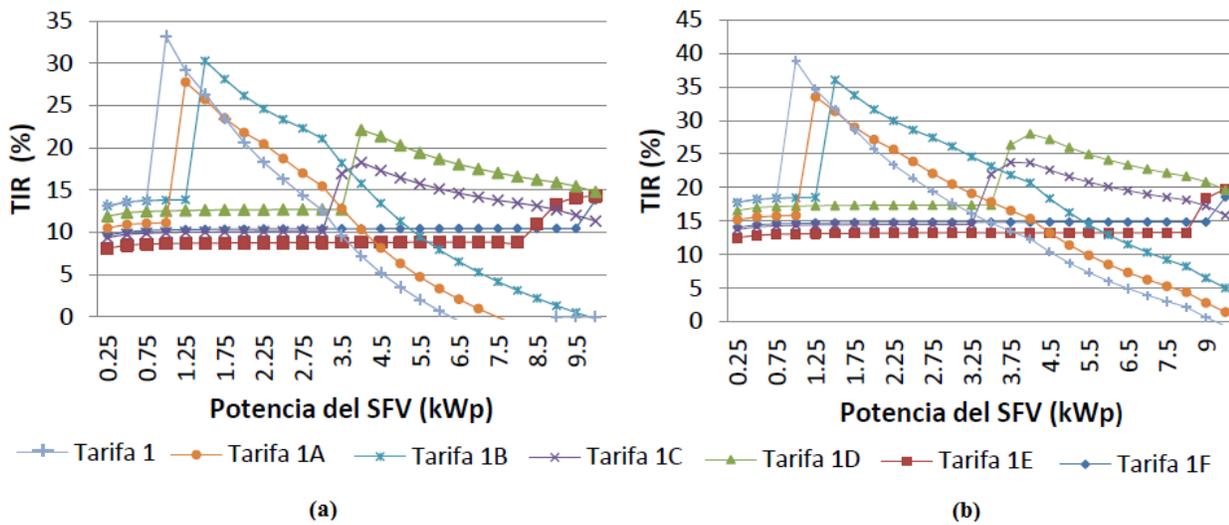


Figura 5.5: TIR para las 7 tarifas domésticas en función de la potencia FV. En la figura (a) se plantea el escenario de tarifas constantes y en la figura (b) el escenario con tarifas crecientes.

5.2. Tarifas de uso específico

Para el análisis de las tarifas de uso específico y uso general, se analizó la factibilidad económica de SFV en 54 ciudades del país. Sin embargo, debido a la cantidad de datos se optó por mostrar los resultados obtenidos de una ciudad por región de CFE, con la excepción de la región sur en la que se consideraron 2 ciudades y la información de las ciudades faltantes se incluyó en la parte de anexos.

5.2.1. Tarifas de alumbrado público

Los resultados obtenidos del VPN para las tarifas de alumbrado público, se muestran de acuerdo a la tensión de suministro.

En primera instancia tenemos la tarifa 5 en baja tensión, aplicada en Guadalajara, Monterrey y la Ciudad de México. Se plantean tres escenarios de análisis en los que se puede apreciar la influencia del aumento de las tarifas eléctricas (escenario con tarifas crecientes y escenario con tarifas constantes) y los incentivos fiscales (escenario con tarifa creciente e incentivo).

En el escenario con tarifa creciente se observa que en todas las ciudades el VPN es positivo, lo cual indica que es factible instalar un SFV para reducir el costo de facturación de energía eléctrica. Se observa que el mayor valor de VPN se obtiene en la ciudad de Guadalajara y el menor en Monterrey. Debido a que las condiciones iniciales para el análisis económico para cada ciudad fueron las mismas (demanda energética, potencia instalada,

costo de la tecnología, tarifas eléctricas, etc.), a excepción del recurso solar y la temperatura del lugar, se puede deducir que dichos factores son los responsables de las variaciones entre los resultados de cada ciudad.

Los mejores resultados del VPN se presentaron con el escenario con tarifa creciente e incentivo fiscal, para la ciudad de Guadalajara el VPN alcanzan valores por arriba de \$ 600,000.00 pesos mientras que para Monterrey, la ciudad con el VPN más pequeño alcanza casi los \$ 500,000.00 pesos.

En contraste con los resultados anteriores, el escenario con tarifa constante muestra que la cifra del VPN se desploma, sin alcanzar el valor de \$ 100,000.00 pesos y en el caso de Monterrey inclusive se observan pérdidas. En la figura (5.6) se observa dicho comportamiento de los tres escenarios .

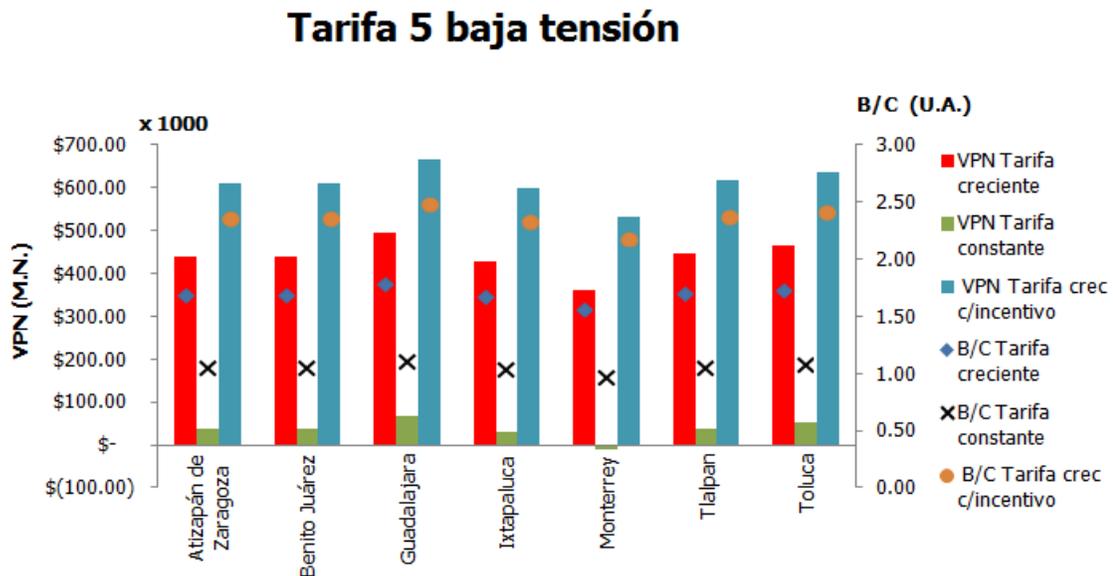


Figura 5.6: VPN y relación B/C para la tarifa 5 en baja tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.

Los resultados de la relación B/C coinciden con los obtenidos mediante el VPN. De la figura (5.6) se puede ver que en todos los escenarios la relación B/C es mayor que 1, con excepción de la ciudad de Monterrey en el escenario con tarifa constante donde es menor que 1. Se puede ver que para el escenario con tarifa creciente, se obtienen ganancias para todas las ciudades con relaciones de entre 1.5 y 2 veces la inversión inicial del sistema, mientras que para el escenario con tarifa creciente e incentivo se tienen relaciones beneficio costo de más de 2 y hasta 2.5 en general.

Por su parte, los resultados de Payback mostrados en la figura (5.7) muestran que, los tiempos de retorno de la inversión son de aproximadamente 6 años para todas las ciudades mientras que para la ciudad de Monterrey es ligeramente mayor. En el escenario con tarifa

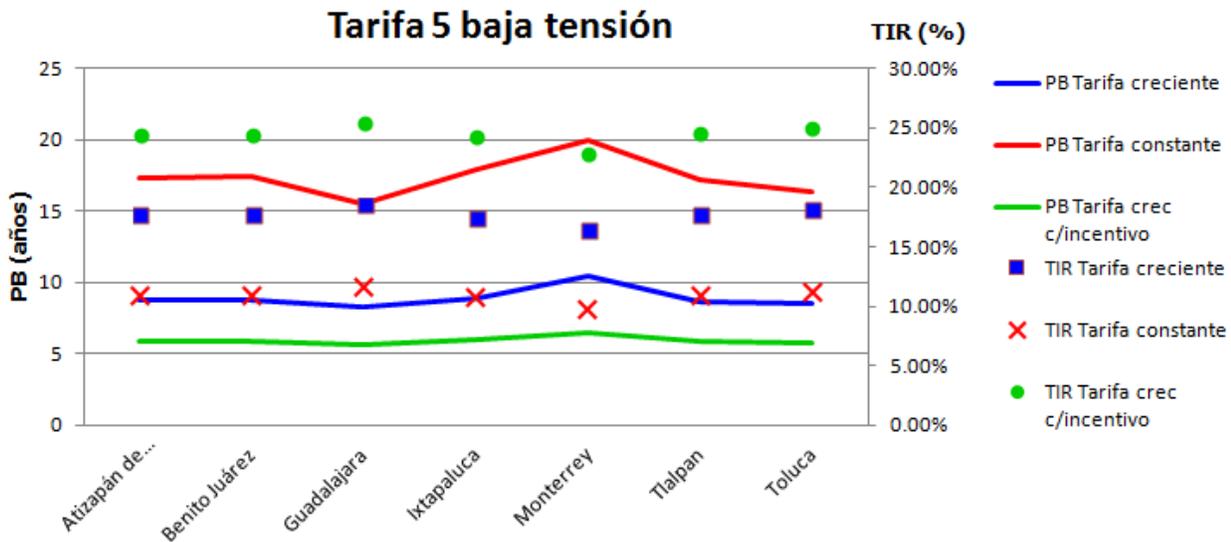


Figura 5.7: VPN y relación B/C para la tarifa 5 en baja tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.

creciente sin incentivo, se observa que los tiempos de retorno son menores a diez años casi para todas las ciudades, mientras que para el escenario restante no se recupera la inversión en menos de 15 años para la ciudad de Guadalajara, en Monterrey no se recupera la inversión y para el resto de las ciudades el Payback oscila alrededor de los 18 años.

En último lugar se tienen los resultados de la TIR. Se puede apreciar en la figura (5.7), tomando como referencia el eje secundario, los valores de la TIR en los tres escenarios, se observan valores por arriba de 25 % para el escenario con incentivo, mientras que en el escenario con tarifa creciente se obtienen valores alrededor del 18 % para casi todas las ciudades, lo cual aún es un valor aceptable ya que como se mencionó en el descripción de la TIR, esta debe ser mayor que la tasa de descuento usada en el cálculo del VPN para que el proyecto sea aceptado. Finalmente en el escenario con tarifas constantes se puede ver que, la TIR está por encima del 10 % a excepción de Monterrey.

Para el caso de la tarifa 5 en media tensión se observa la misma tendencia en comparación con la tarifa 5 en baja tensión. Se observa nuevamente a Guadalajara con los valores más altos y Monterrey con los más bajos en todos los escenarios. En esta tarifa ya no es factible instalar sistemas bajo el escenario de tarifa constante ya que el VPN es negativo y la relación B/C es menor que 1.

Los resultados del VPN y la relación B/C se pueden ver en la figura (5.8) y se refuerzan con los valores obtenidos mediante el Payback y la TIR que se presentan en la figura (5.9). El Payback en el escenario con tarifa constante es de 20 años y la TIR no alcanza el 10 %. Para el escenario con tarifa creciente el periodo de retorno está alrededor de 12 años y la TIR ronda el 15 %. Por último, el escenario con incentivo tiene tiempos de retorno de 7

años aproximadamente para todas las ciudades y la TIR oscila alrededor del 20 %.

Tarifa 5 media tensión

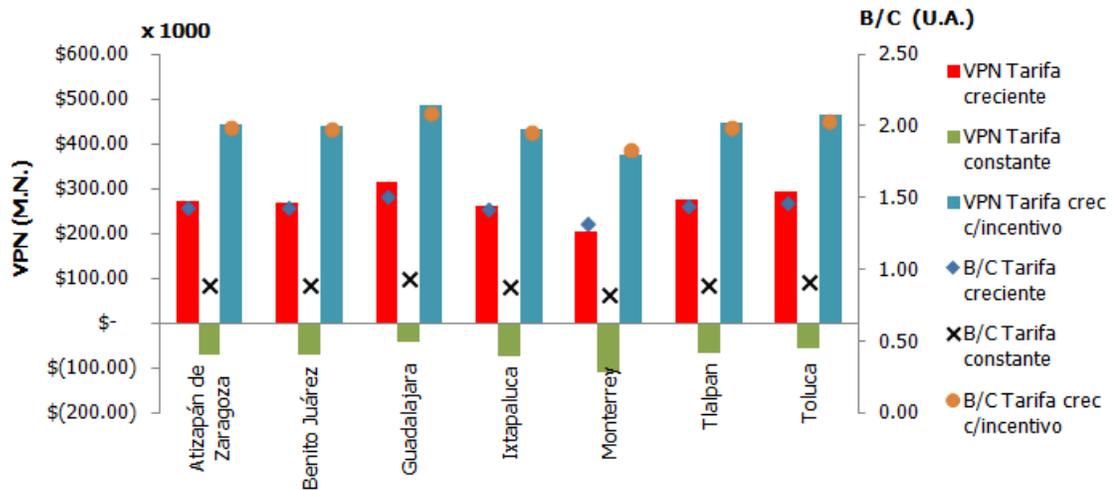


Figura 5.8: VPN y relación B/C para la tarifa 5 en media tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.

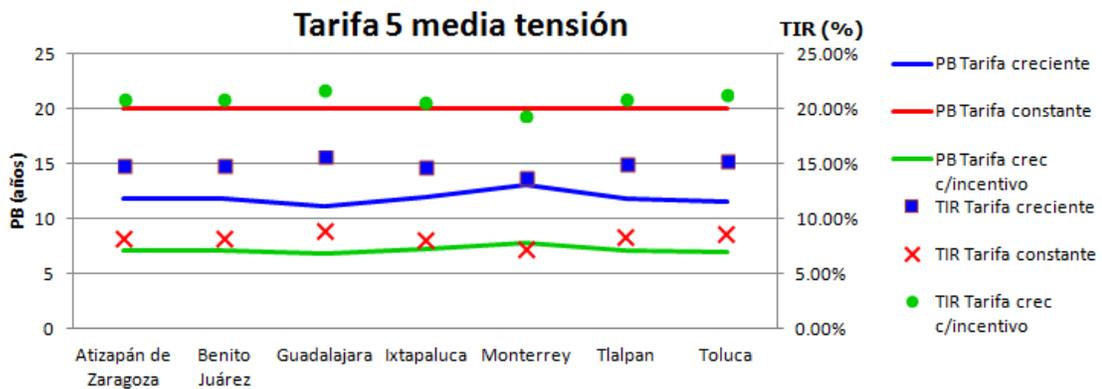


Figura 5.9: Payback y TIR para la tarifa 5 en media tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.

La tarifa 5A se aplica en todo el país a excepción de las ciudades donde rige la tarifa 5. Su costo es más barato que en tarifa 5, se tienen precios en 2015 de \$ 2.90/kWh para la tarifa en baja tensión mientras que para media tensión su costo es de \$ 2.40/kWh. Esto trae como consecuencia que los indicadores económicos (VPN, B/C, Payback y TIR) adquieran valores no tan factibles como en tarifa 5.

Para la presentación de resultados nuevamente se presentará la tarifa 5A en baja tensión y posteriormente los resultados en media tensión, mostrando una gráfica para el VPN y la relación B/C y otra más para el Payback y la TIR.

En la figura (5.10) se observa el VPN y la relación B/C, en baja tensión, las ciudades elegidas corresponden a cada una de las regiones de CFE y estas son: Acapulco Gro., Chihuahua Chih. , Cuernavaca Mor., Hermosillo Son., Los Cabos B.C.S., Mérida Yuc., Mexicali B.C., y Tampico Tamps. En relación al VPN la ciudad más beneficiada resulta ser Acapulco, con un VPN de más de \$ 400,000.00 en el escenario con tarifa creciente e incentivo, mientras que Tampico, aún con el VPN más pequeño alcanza un valor de casi \$ 300,000.00. En el escenario con tarifa creciente sin incentivo aún es factible la instalación de SFV, sin embargo, los ahorros se ven reducidos aproximadamente a la mitad. En el escenario con tarifa constante se ve que ya no es factible instalar SFV ya que el VPN se vuelve negativo para todas las ciudades.

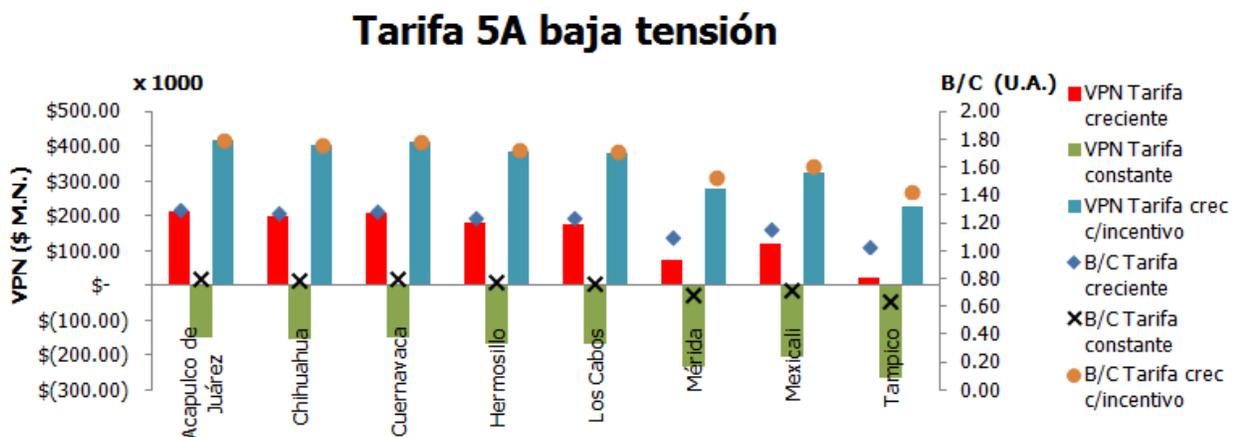


Figura 5.10: VPN y relación B/C para la tarifa 5A en baja tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.

La relación B/C en el escenario con tarifa creciente e incentivo alcanza valores de 1.8 para las ciudades más beneficiadas y valores de 1.4 para Tampico y Mérida. En el escenario con tarifa creciente e incentivo se ve que la relación B/C no supera el valor de 1.3 aunque, como se observa en la fig. (5.10), es mayor que 1 en todas las ciudades. En el último escenario los valores de B/C no superan el valor de 1.

Por otro lado, los tiempos de retorno en el escenario con incentivo son de 8 años en los mejores casos y de 10 años para las ciudades menos beneficiadas. En el escenario con tarifa creciente sin incentivo el Payback se eleva hasta 14 años, mientras que para el escenario con tarifa constante nunca se recupera la inversión.

Los resultados de la TIR se muestra en la figura (5.11) y muestran que, en el escenario con incentivo las ciudades mas beneficiadas tienen valores de casi 20 % mientras que en el escenario sin incentivo se reduce hasta 14 %, mas no sucede lo mismo con el escenario con tarifa constante, en donde ya no es factible instalar SFV, la TIR tiene valores de 6 %, por debajo de lo requerido.

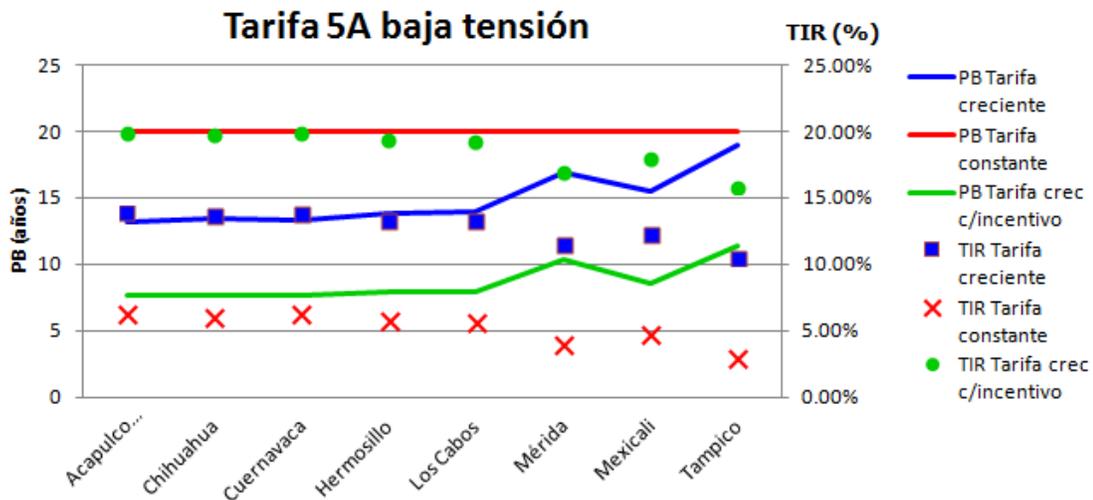


Figura 5.11: Payback y TIR para la tarifa 5A en baja tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.

La tarifa 5A en media tensión es un claro ejemplo de que, el incentivo fiscal de depreciación acelerada repercute significativamente cuando el costo de la energía es relativamente bajo. Se puede apreciar de las figuras (5.6, 5.8, 5.10 y 5.12) como la diferencia entre el escenario con incentivo y el escenario sin incentivo va aumentando conforme el costo de la energía va disminuyendo, es decir, en tarifas con costos de electricidad más baratas el incentivo fiscal se vuelve más relevante que en tarifas con electricidad más cara.

Los resultados del Payback y la TIR se muestran en la figura (5.13), donde se ve que solo el escenario con incentivo tiene periodos de recuperación de aproximadamente 9 años, mientras que el escenario con tarifa creciente muestra valores de Payback de 18 años en adelante y en el último escenario no se recupera la inversión.

Es importante mencionar que, debido a que la tarifa 5 y 5A concierne al sector gubernamental, es posible aplicar otro tipo de incentivos que solo se encuentra disponibles para dicho sector. Con lo cual, los indicadores mostrados anteriormente, pueden adquirir valores más favorables en un escenario con financiamiento o apoyo en la inversión inicial. Cabe destacar que el resto de las ciudades analizadas, se encuentran dentro de los rangos mostrados en todos los indicadores ya que la Ciudad de Acapulco Gro. y Tampico Tamps. presentan unos de los valores más extremos en cuanto a irradiancia.

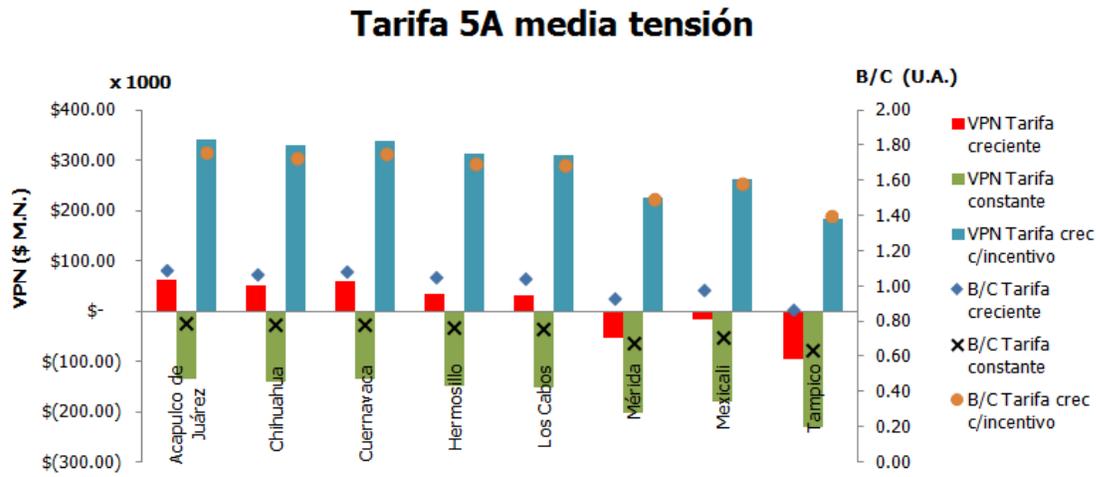


Figura 5.12: VPN y relación B/C para la tarifa 5A en media tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.

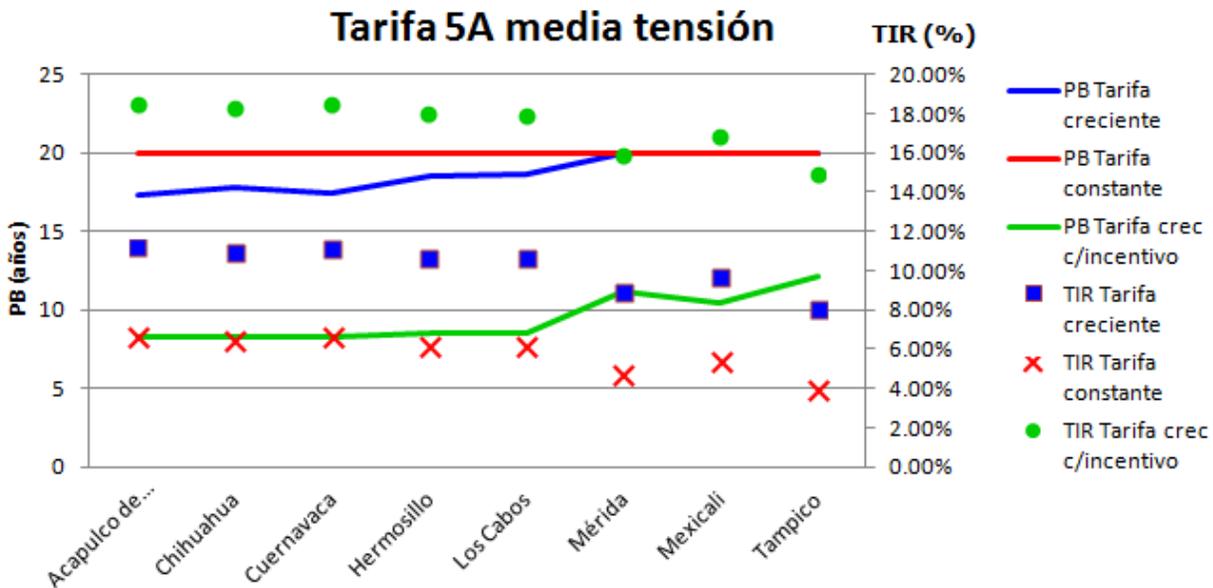


Figura 5.13: Payback y TIR para la tarifa 5A en media tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.

5.2.2. Tarifas de bombeo y uso temporal

En el caso de la tarifa 6, para uso de bombeo de agua potable y aguas negras, el costo de la electricidad a finales de 2015 tuvo un valor de % 1.83/kWh, lo cual dificulta obtener resultados favorables para la instalación de SFV. En la figura (5.14) se observa que el único escenario con VPN positivo es aquel con incentivo fiscal y se observa que no en todas las ciudades es factible la instalación de un SFV, Mérida y Monterrey presentan valores negativos.

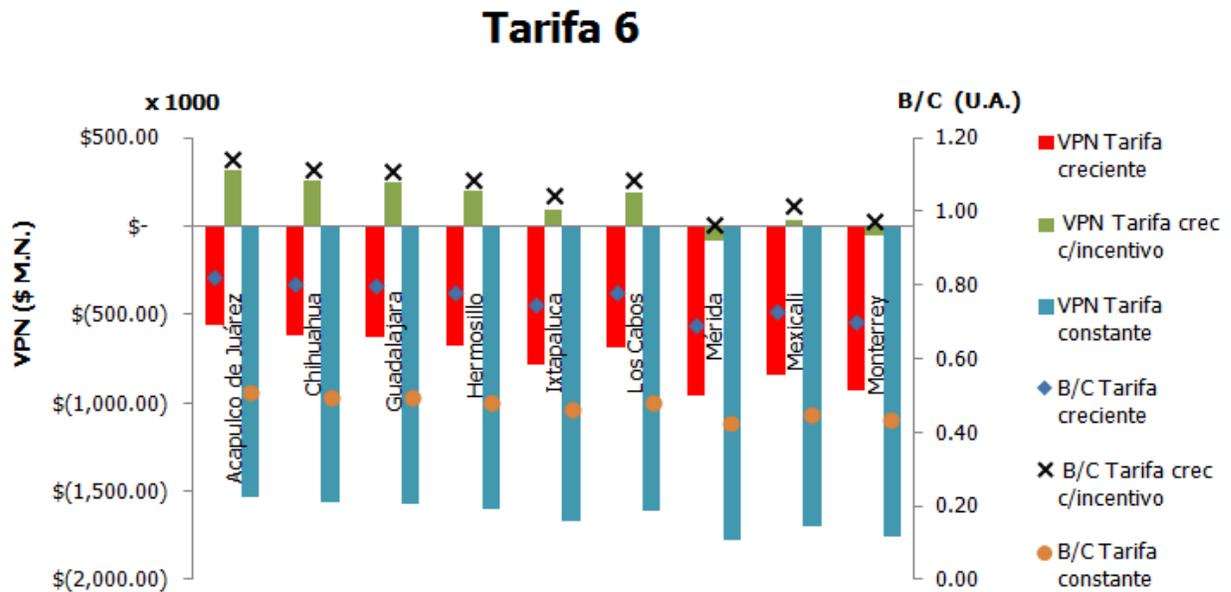


Figura 5.14: VPN y relación B/C para la tarifa 6 en media tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 60 kW.

Los resultados de la relación B/C, también mostrados en la figura (5.14), indican que el escenario con tarifa constante y el escenario con tarifa creciente no son viables ya que el valor de B/C no supera el valor de 0.8. Adicionalmente, para el escenario con incentivo, los ahorros no son significativos ya que el valor máximo de B/C se encuentra por debajo de 1.15.

Los tiempos de retorno en tarifa 6 y escenario con tarifa creciente e incentivo, no son menores que 16 años para Acapulco, y para ciudades como Mérida y Monterrey no se recupera la inversión. Desde el punto de vista de la TIR, ésta no alcanza la tasa de 10% en dos escenarios, y en el escenario con incentivo, apenas toma valores de 12% para algunas ciudades mientras que para Mérida y Monterrey no alcanza el 10%.

Los resultados de la tarifa 7 son más favorables que los obtenidos para la tarifa 6. La tarifa 7 por ser de uso temporal, tiene un precio un poco más elevado. A finales de 2015 el precio por kilowatt-hora fue de \$ 3.86 pesos, lo que favorece la instalación de SFV bajo esta tarifa.

Como se puede observar en la figura (5.15), el VPN para los tres escenarios es positivo. Con una potencia FV pico instalada de 30 kW_p en el escenario con incentivo, se alcanzan ahorros de \$ 1,400,000.00 hasta \$ 1,600,000.00 lo que equivale, según la relación costo beneficio, a ganar 2 veces y hasta 2.5 veces la inversión del SFV.

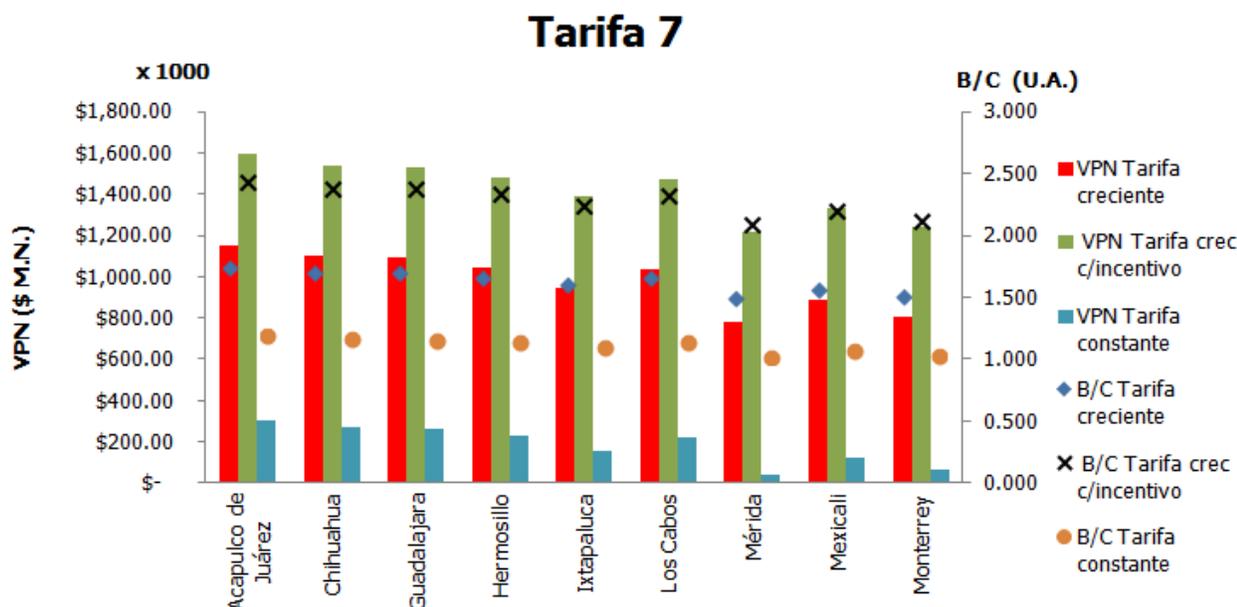


Figura 5.15: VPN y relación B/C para la tarifa 7 en media tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 30 kW.

Para el escenario con tarifa creciente los ahorros del VPN oscilan entre \$ 800,000.00 y \$ 1,200,000.00, equivalente a obtener ganancias de entre 1.4 y 1.9 veces la inversión inicial. En el escenario con tarifa constante los ahorros apenas superan los \$ 200,00.00 pesos mientras que para las ciudades más desfavorecidas apenas supera los \$ 10,00.00 pesos. La relación B/C apenas supera el valor de 1 para todas las ciudades.

Los tiempos de retorno en el escenario con incentivo son de 5 a 6 años dependiendo la ciudad y se ve, según la figura (5.16), que para el escenario con tarifa creciente el intervalo del Payback toma valores de 8 y hasta 10 años, dependiendo la ciudad. Para el último escenario, los tiempos de retorno van desde los 13 años hasta los 18 años, pero en cualquiera de los casos, se recupera la inversión inicial.

Por su parte los resultados de la TIR muestran que, el escenario con incentivo tiene valores de 25 % y hasta 28 % seguido del escenario con tarifa creciente con valores de al menos 17 % y hasta 20 %. Finalmente el escenario con tarifa constante muestra valores de TIR muy cercanos al 10 %, lo cual indica que son proyectos aceptables pero poco atractivos. Ver fig. (5.16).

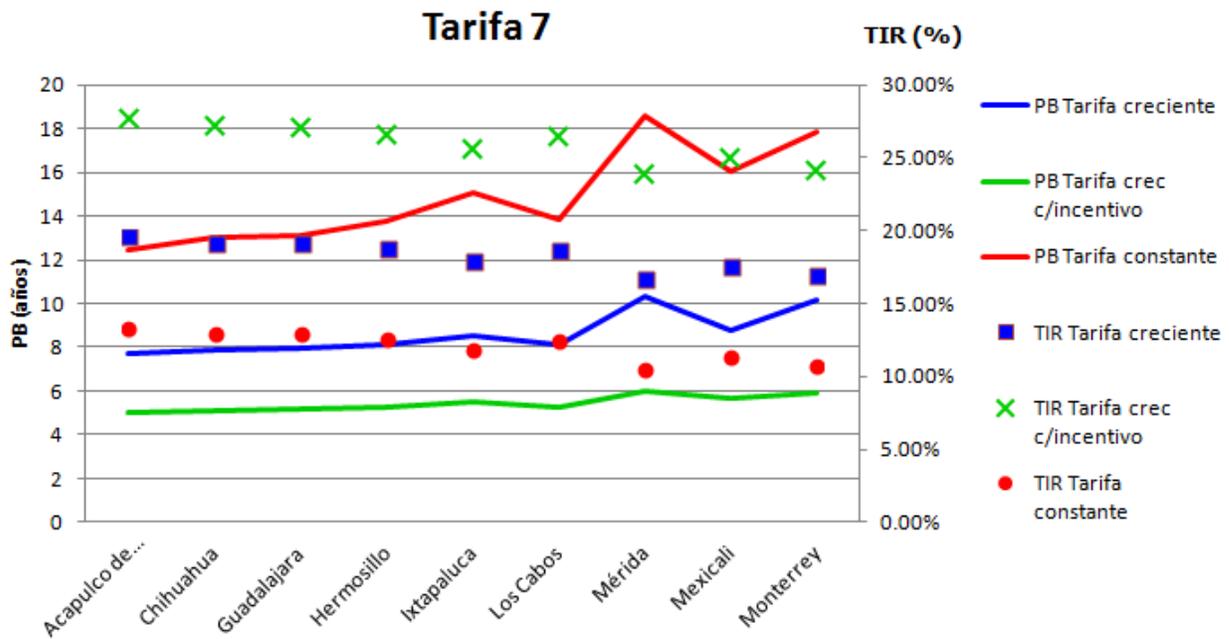


Figura 5.16: Payback y TIR para la tarifa 7 en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 30 kW.

5.2.3. Tarifas de uso agrícola

En comparación con todas las tarifas analizadas, la tarifa 9 y 9M son las tarifas con la electricidad más cara, con costos de \$ 8.58 pesos por kilowatt-hora, superan con creces el resto de las tarifas. Para la tarifa 9 se planteó instalar un SFV con una potencia pico de 30 kW_p para satisfacer la demanda energética. En la figura (5.17) se muestran los resultados obtenidos de VPN y la relación B/C. Para los resultados del VPN se puede observar que existe una gran diferencia entre los escenarios con tarifa creciente y el escenario con tarifa constante, la razón de este comportamiento es el costo elevado de la tarifa. Ahora bien, la diferencia en valor entre el escenario con tarifa creciente y el escenario con tarifa creciente e incentivo es mínima ya que, como se mencionó en el análisis de las tarifas de alumbrado público, el incentivo no contribuye notablemente debido al costo elevado de la energía. Los ahorros en los dos escenarios con tarifa creciente van desde los 35 millones hasta los 40 millones de pesos, dependiendo la ciudad mientras que para el escenario con tarifa constante los ahorros superan el millón de pesos.

La relación B/C muestra ganancias de hasta 35 veces el costo inicial del SFV para los escenarios con tarifa creciente. En contraste, el escenario con tarifa constante muestra valores superiores a 2 para todas las ciudades. Ver fig. (5.17).

El payback en tarifa 9 tiene valores de hasta 1.5 años en el escenario con incentivo y de 2 años en el escenario con tarifa creciente. Para el caso del escenario con tarifa constante el tiempo de retorno es de 4 años para algunas ciudades y toma valores máximo de 5 años

para las ciudades como Mérida y Monterrey.

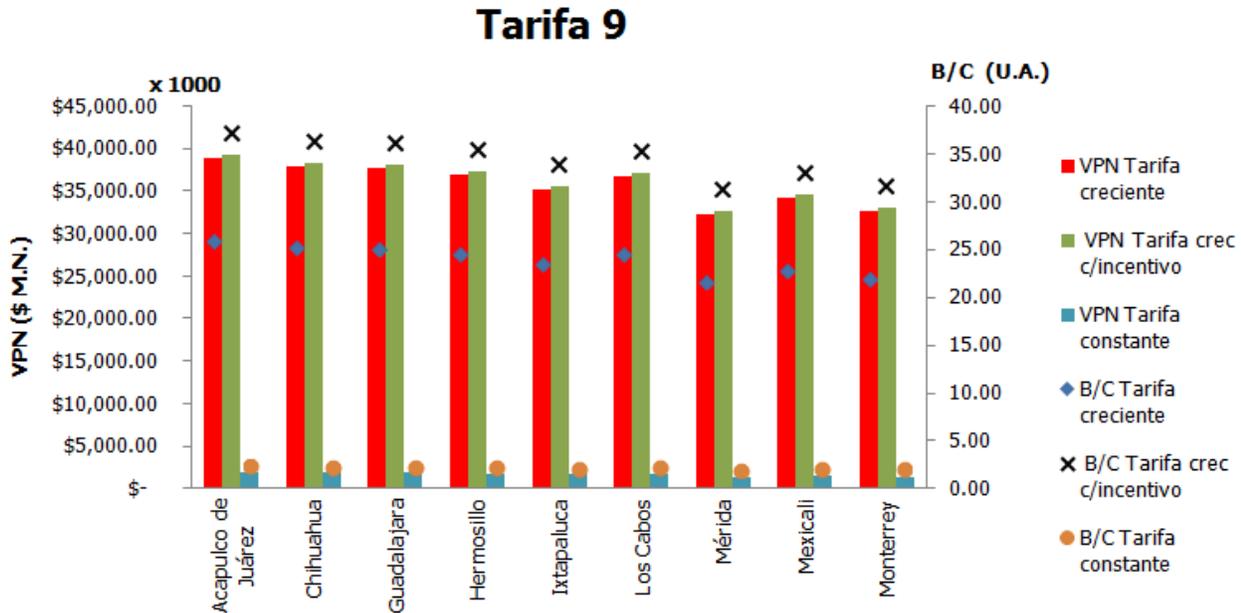


Figura 5.17: VPN y relación B/C para la tarifa 9 en baja tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 30 kW.

El indicador de la TIR toma valores de hasta 120 % en el mejor escenario y no baja de 100 % en las ciudades menos beneficiadas. En el escenario con tarifa creciente la TIR oscila entre 80 % y 90 % para la mayoría de las ciudades y en el último escenario, con valores no tan optimistas como en los anteriores, la TIR toma valores alrededor de 30 %. Ver fig. (5.18)

Los resultados de la tarifa 9M son bastante similares a los de la tarifa 9, ya que el costo de la energía es similar para ambas tarifas, sin embargo, la potencia instalada se consideró en 120 kW_p. En la figura (5.19) se aprecian los valores obtenidos del VPN y la relación B/C donde se observa que, debido a la potencia instalada, el VPN alcanza valores de hasta 160 millones de pesos para los escenarios con tarifas crecientes y el escenario con tarifas constantes tiene valores de 3 millones de pesos para el conjunto de ciudades. Por otro lado, la relación B/C se mantuvo invariante con respecto a la tarifa 9 ya que, al no variar el costo de la tecnología en función de la potencia FV instalada la relación se mantiene en ambas tarifas.

El Payback y la TIR para la tarifa 9M son casi los mismos valores que los mostrados en la figura (5.18) para la tarifa 9. El comportamiento es el mismo en los tres escenarios. El Payback para el escenario con incentivo es de 1.5 años para la mayoría de las ciudades mientras que para el escenario con tarifa creciente es de 2 años. En el escenario con tarifa constante el Payback no es mayor a 5 años y tiene valores de 4 años para la mayoría de las

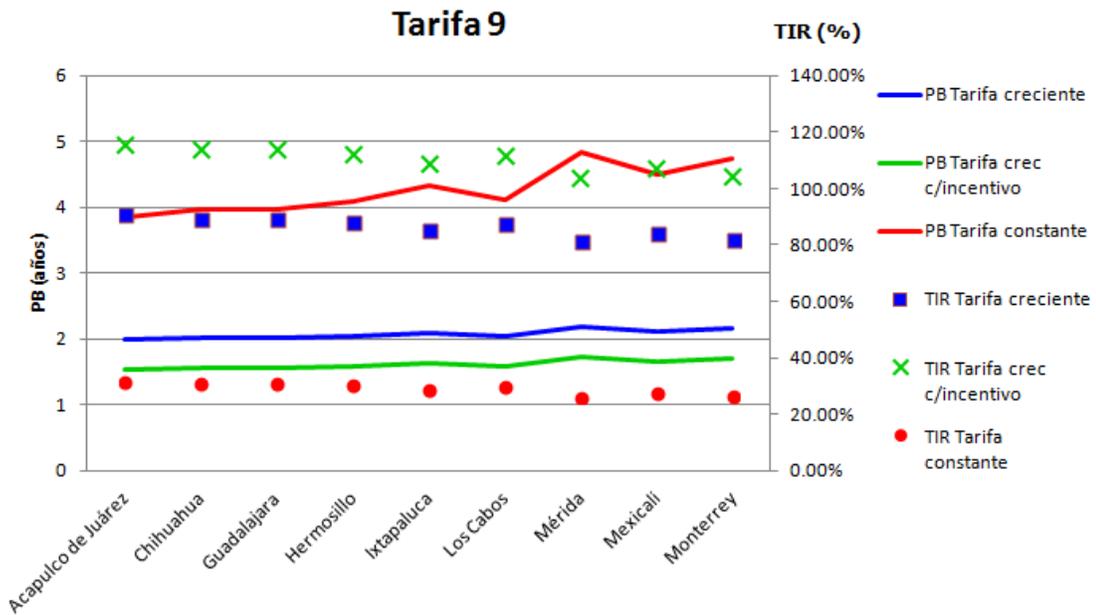


Figura 5.18: Payback y TIR para la tarifa 9 en baja tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 14 kW.

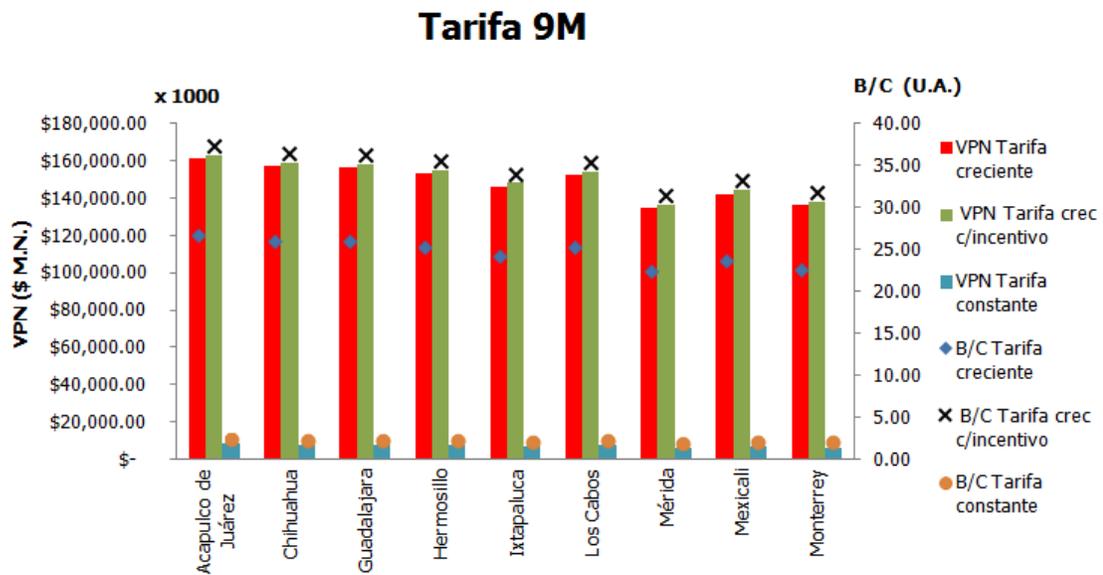


Figura 5.19: VPN y relación B/C para la tarifa 9 en media tensión en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 120 kW.

ciudades.

De igual forma, la TIR en el escenario con incentivo alcanza valores de 120%, y de

90% para el escenario con tarifas crecientes. Por su parte, el escenario con tarifas constantes presenta valores de la TIR alrededor del 30%.

Los resultados del análisis económico de la tarifa 9-CU y 9-N son contrastantes con los resultados obtenidos para las tarifas 9 y 9M. La razón de este hecho es que, el costo de la electricidad en tarifa 9-CU y 9-N es mucho más barata. Con precios de \$ 0.54 y \$ 0.27 pesos por kilowatt-hora respectivamente, se ubican como las tarifas de electricidad más baratas que oferta CFE.

Se puede ver en la figura (5.20) que para potencias FV instaladas de 30 kW, en ningún caso es factible la instalación de SFV. Los valores del VPN son negativos en todos los escenarios y la relación beneficio costo está muy por debajo de 1 para todas las ciudades.

El tiempo de retorno de la inversión esta por encima del tiempo de vida del proyecto, lo cual quiere decir que no se recupera la inversión para ningún escenario y para ninguna ciudad. De igual forma, la TIR presenta valores cercanos a cero en todos los escenarios y en todas las ciudades. Con los indicadores obtenidos para la tarifa 9-CU, es evidente que no es factible la instalación de SFV aún con la implementación de un incentivo fiscal.

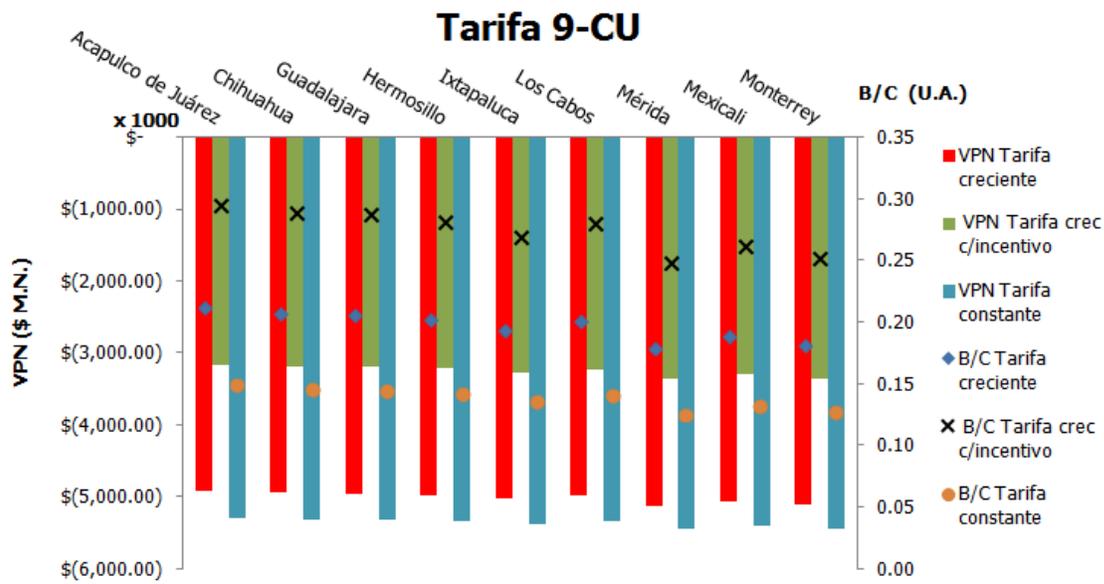


Figura 5.20: VPN y relación B/C para la tarifa 9CU en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 30 kW.

La tarifa 9-N presenta un comportamiento similar al de la tarifa 9-CU. Se observa, según la figura (5.21), que los resultados del VPN son negativos en los tres escenarios y para todas las ciudades.

La relación B/C también indica que no es factible la instalación de SFV bajo esta tarifa, ya

que los valores de B/C están muy por debajo de 1. También el Payback muestra que no se recupera la inversión y la tasa interna de retorno esta por debajo del valor mínimo 10 %.

Como ya se mencionó en la descripción de las tarifas, el uso de las tarifas 9-CU y 9-N solo es posible bajo la suscripción al programa de la SAGARPA, de no ser así, los usuarios del sector agrícola están obligados a contratar las tarifas 9 o 9M. Esto genera un nicho de oportunidad para la instalación de SFV en dichas tarifas, con altos ahorros y tiempos de retornos muy bajos.

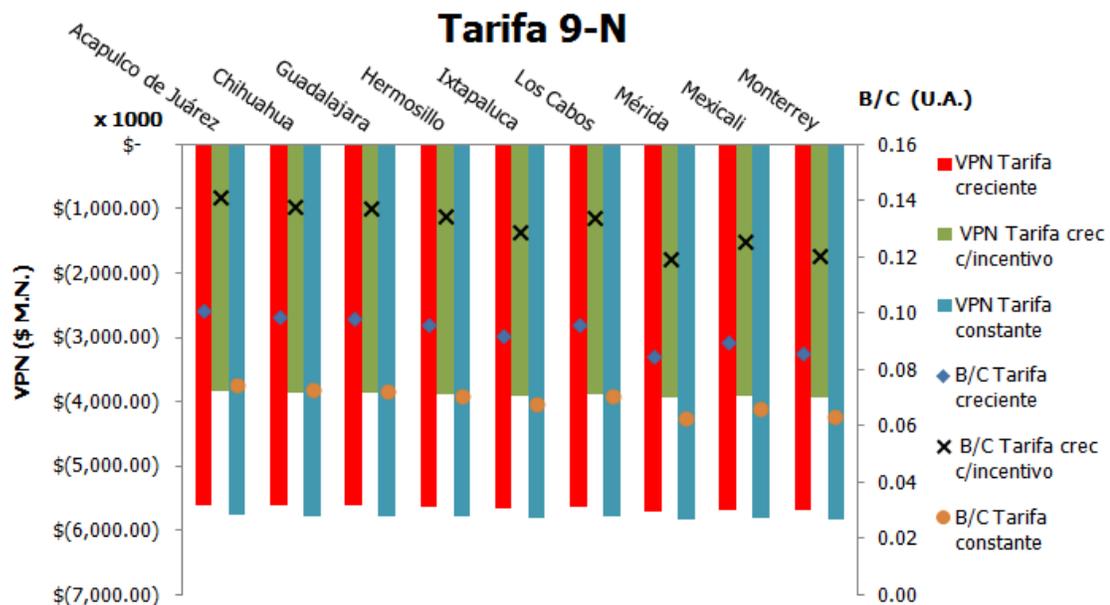


Figura 5.21: VPN y relación B/C para la tarifa 9N en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 30 kW.

5.3. Tarifas de uso general

Dentro del grupo de tarifas de uso general se encuentra la tarifa 2, 3, O-M y H-M. Las dos primeras se suministran en baja tensión y las dos últimas en media tensión. A continuación se presentan los resultados de la tarifa 2 y 3, donde se observa que es factible instalar SFV bajo ciertos escenarios y posteriormente se exponen los resultados de las tarifa O-M y H-M los cuales reflejan que no es factible la instalación de SFV bajo estas tarifas.

5.3.1. Tarifas en baja tensión

Los resultado del VPN y la relación B/C de la tarifa 2 se presentan en la figura (5.22). Se considera una potencia FV instalada de 3 kW_p para el análisis económico y se puede

apreciar que el VPN en el escenario con incentivo es positivo en todas las ciudades, alcanza valores de \$ 50,000.00 pesos y la relación B/C se encuentra entre 1.2 y 1.5, con estos datos se ve que es factible instalar SFV bajo esta tarifa en todas las ciudades. Sin embargo, si se quita el incentivo y se calcula nuevamente el VPN y la relación B/C, se observa que el VPN se reduce drásticamente y se mantiene positivo para Acapulco, Chihuahua y Guadalajara, mientras que el resto de las ciudades adquiere valores negativos.

Para el escenario con tarifas constantes se aprecia que el VPN es negativo en todas las ciudades y la relación B/C se ubica entre 0.6 y 0.8.

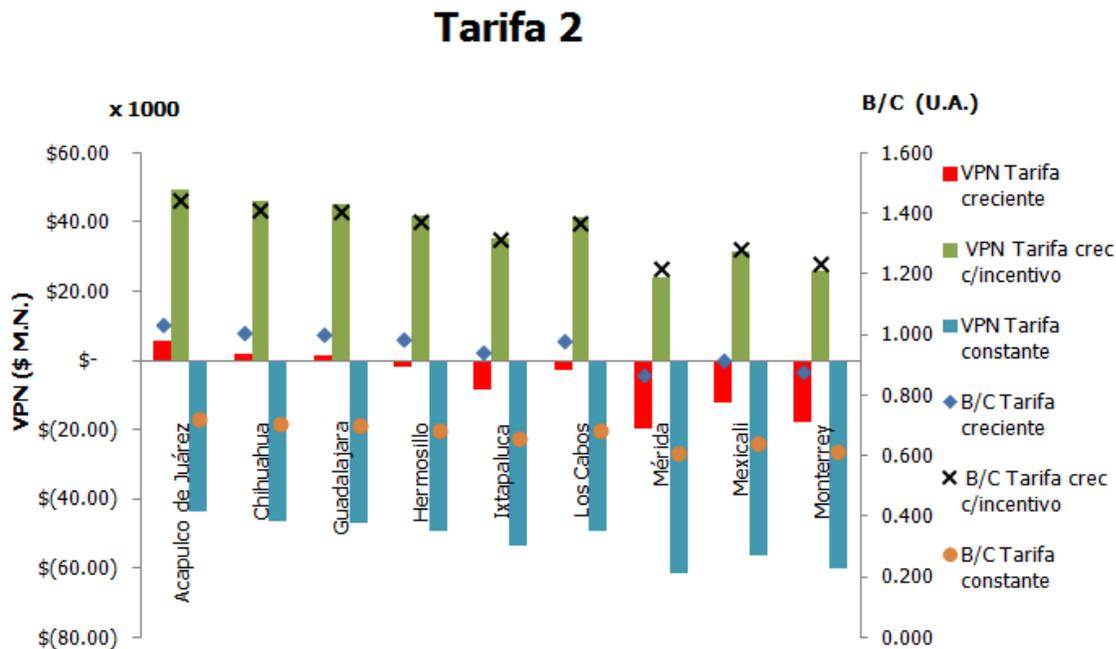


Figura 5.22: VPN y relación B/C para la tarifa 2 en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 3 kW.

De acuerdo a la figura(5.23), se ve que el tiempo de retorno de la inversión en el escenario con tarifa creciente con incentivo es de 10 a 15 años. Para los dos escenarios restantes se ve que no se recupera la inversión a excepción de las tres primeras ciudades, con tiempos de 19 años, lo cual ya no es atractivo para invertir.

Los valores de la TIR alcanzan el 16 % y no son menores que 13 % en el mejor escenario. En el escenario con tarifa creciente apenas se ubica alrededor del 10 % y para el peor escenario la TIR oscila alrededor de 3 %.

La tarifa 3 muestra resultados de VPN y relación B/C según la figura (5.24). Se puede ver que, los resultados del VPN del escenario con tarifa creciente e incentivo son los únicos favorables para algunas de las ciudades, se descartan: Mérida, Mexicali, Monterrey e Ixtapaluca, donde el VPN es negativo. También se puede apreciar que para el escenario

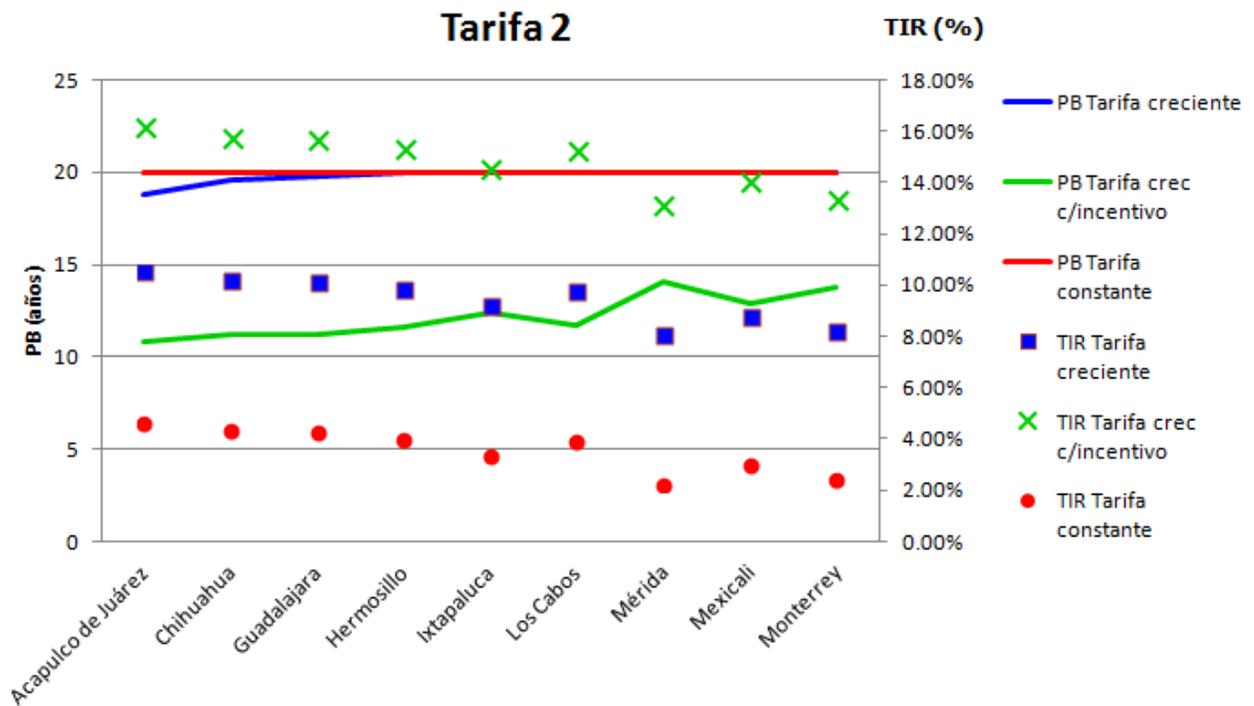


Figura 5.23: Payback y TIR para la tarifa 2 en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 3 kW.

con tarifa creciente se tiene pérdidas en todas las ciudades y no se tienen beneficios por instalar un SFV. Finalmente, en el escenario con tarifa constante las pérdidas se acentúan más y alcanzan casi el doble del valor que el escenario con tarifa creciente.

Los resultados de la relación B/C refuerzan al VPN ya que, dicho indicador es menor que 1 en el escenario con tarifa constante y en el escenario con tarifa creciente. Por su parte, el escenario con incentivo solo muestra valores mayores que uno para un grupo reducido de ciudades.

Los resultados del Payback arrojan valores de 20 años, lo cual indica que no se recupera la inversión en dos escenarios: escenario con tarifa constante y escenario con tarifa creciente. En el escenario con incentivo los tiempos de retorno son de más de 19 años en algunas ciudades como Acapulco, Chihuahua, Guadalajara y Hermosillo, pero para las demás no se recupera la inversión.

La TIR en los tres escenarios es menor que 10% en todos los casos a excepción de las ciudades de Acapulco, Chihuahua, Guadalajara y Hermosillo, donde supera dicho valor para el escenario con incentivo.

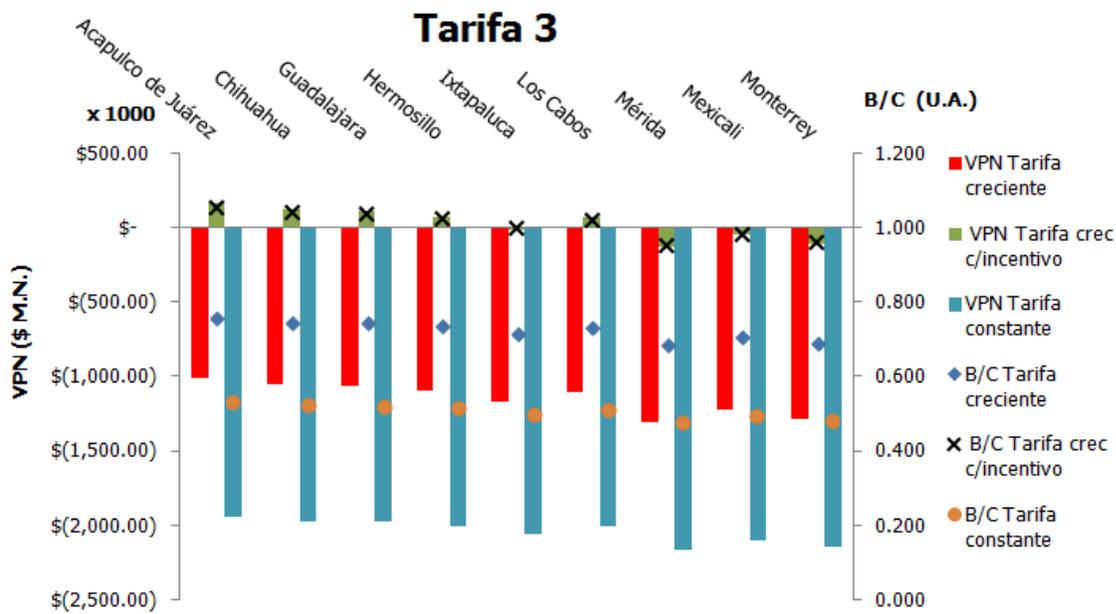


Figura 5.24: VPN y relación B/C para la tarifa 3 en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 80 kW.

5.3.2. Tarifas en media tensión

Los resultados del VPN y la relación B/C de la tarifa O-M se muestran en la figura (5.25) y se observa que no hay ahorros al instalar un SFV bajo dicha tarifa ya que el VPN es negativo en todos los escenarios y para todas y cada una de las ciudades. Los valores de la relación B/C indican lo expuesto anteriormente, al presentar valores por debajo de 1 en todos los casos de estudio.

El Payback muestra que no se recupera la inversión para todos los escenarios y la TIR se encuentra muy por debajo de 10%. La potencia FV instalada fue de 80 kW_p para todos los casos de estudio en tarifa O-M.

Los resultados del VPN para la tarifa H-M son negativos en todos los escenarios. Se observa de la figura (5.26) que aún con el incentivo fiscal de depreciación acelerada, no se logra tener un valor positivo del VPN en ninguna de las ciudades de estudio. Vale la pena mencionar que, de acuerdo a los resultados obtenidos para el análisis en tarifas de alumbrado público, se vuelve a notar en tarifa H-M que el incentivo repercute significativamente entre el escenario con incentivo y sin incentivo.

Nuevamente, según el Payback, no se recupera la inversión en ningún escenario y para ninguna ciudad. Los resultados de la TIR se encuentran por debajo de 10% para todos los escenarios con lo cual se descarta la posibilidad de considerar la opción de invertir en un SFV bajo la tarifa H-M.

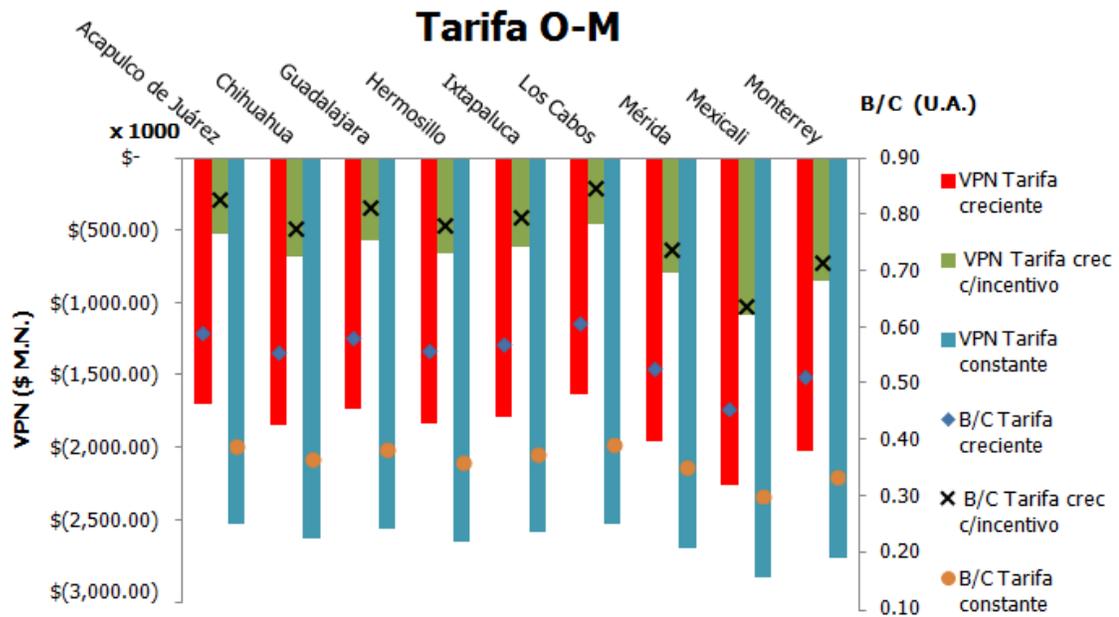


Figura 5.25: VPN y relación B/C para la tarifa OM en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 80 kW.

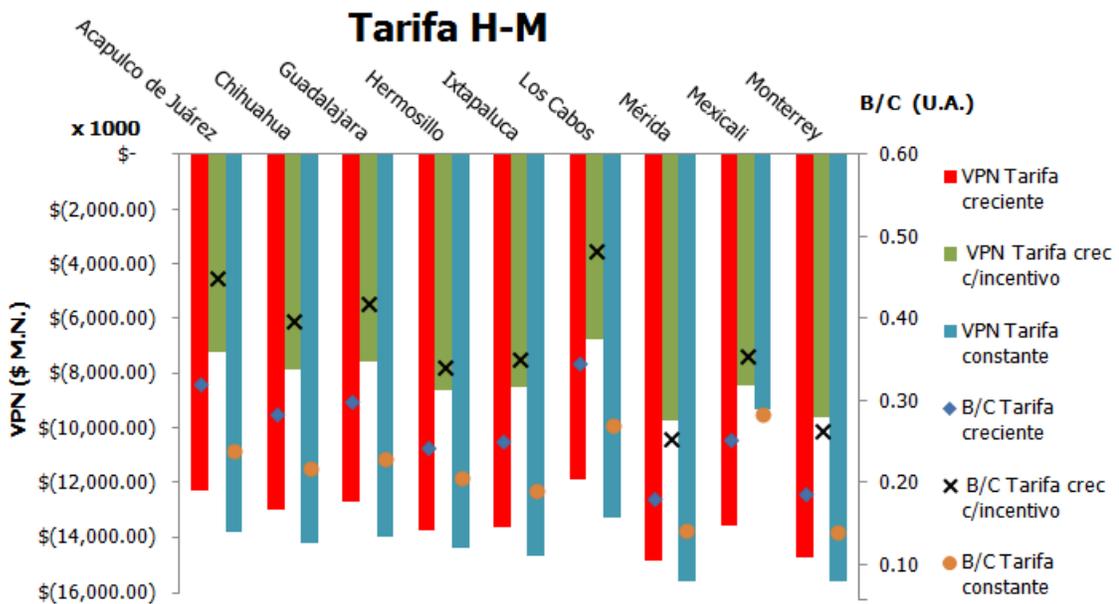


Figura 5.26: VPN y relación B/C para la tarifa HM en tres escenarios y una potencia pico del SFV de 350 kW.

5.4. Costo Nivelado de la Electricidad

El LCOE es un indicador, que nos permite comparar el costo de la energía generada por el SFV contra el costo de la energía de la red bajo las diferentes tarifas. Cuando el LCOE del SFV es mayor que el de la red, no es factible instalar un SFV para satisfacer la demanda energética. Cuando el LCOE iguala el costo de la red, se dice que se ha alcanzado la paridad de red y resulta indistinto tomar la energía de un SFV o de la red. Cuando el LCOE del SFV es menor que el de la red, entonces la energía solar es mucho más barata que la de la red y es factible la instalación de SFV para satisfacer una demanda.

Para poder comparar el $LCOE_{SFV}$ con el de la red, se calculó el costo nivelado de la electricidad para cada tarifa, empleando el método expuesto en el capítulo de aspectos económicos y el costo de la tecnología se consideró en \$ 2.5USD/ W_p para todos los casos. En la figura (5.27) se observa, indicado en barras, el LCOE de los dos escenarios de las tarifas crecientes y las tarifas constantes. Mientras que en la misma escala se aprecia el $LCOE_{SFV}$ para la ciudad de México en dos escenarios, escenario con incentivo fiscal para la instalación de SFV y sin incentivo fiscal. El $LCOE_{SFV}$ toma valores de \$ 3.91/kWh para el caso sin incentivo y de \$ 2.81/kWh para el caso con incentivo. Se puede ver que para el caso de las tarifas domésticas, representado por la tarifa 1, no es factible la instalación de SFV, ya que aún no se alcanza la paridad con la red en ningún escenario. Lo mismo ocurre con la tarifa 9-CU, 9-N, 3, O-M y H-M. Para el caso de la tarifa DAC no aplica el escenario del $LCOE_{SFV}$ con incentivo, ya que para usuarios domésticos no está disponible dicho apoyo gubernamental, sin embargo, si es factible instalar un SFV considerando que el costo de la energía aumentará en los próximos años.

Se puede ver que, para las tarifas de alumbrado público, también se ha alcanzado la paridad con la red, y en la mejor configuración de escenarios la tarifa 6 también es candidata para instalar SFV, es decir, escenario con incentivo y tarifas crecientes. Las tarifas de uso agrícola son las únicas que presentan un elevado costo de la energía en un periodo de 20 años si la tendencia actual se mantiene en los próximos años. Se tienen costos de \$ 8.5/kWh en el escenario con tarifas constante y hasta \$ 100/kWh para el escenario con tarifa creciente. Finalmente, la tarifa 2 también presenta un nicho de oportunidad para la instalación de SFV, se observa que en el escenario con tarifa creciente y considerando un incentivo para la tecnología FV, el $LCOE_{SFV}$ es más barato que el costo de la red.

5.5. Análisis de sensibilidad

En las secciones anteriores se ha visto, como al cambiar de un escenario con tarifa constante a un escenario con tarifa creciente, los resultados de los 4 indicadores económicos que se han venido manejando se ven modificados notablemente. Es claro que el costo de la energía en la evaluación económica de SFV es un parámetro importante, y en gran me-

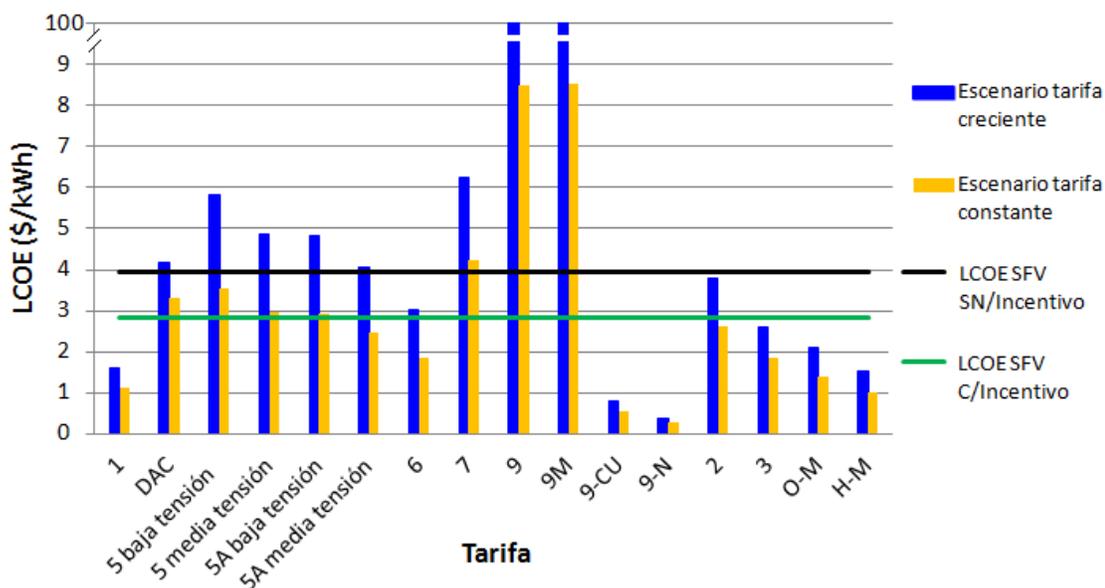


Figura 5.27: LCOE para las tarifas de uso doméstico, uso específico y general.

didada de él depende que sea factible la instalación de SFV. También se mostró, mediante el escenario con incentivo, que los apoyos gubernamentales juegan un papel muy importante para la promoción de instalación de energías renovables, sobre todo, bajo tarifas en donde el costo de la energía es muy barato. Como ejemplo se tiene el caso analizado para las tarifas de alumbrado público y las tarifas de uso agrícola.

Pero no son los únicos factores económicos que modifican los resultados de la evaluación económica. Como se podrá ver a continuación, la tasa de descuento y el tipo de cambio peso-dolar, son factores que repercuten también en el resultado final.

La forma de evaluar en que medida la tasa de descuento o el tipo de cambio afectan los resultados del VPN, se realizó mediante un análisis de sensibilidad de dichos parámetros. Para realizar el análisis de sensibilidad, se consideró una ciudad arbitraria para el análisis económico, en este caso fue la ciudad de Zamora Michoacán, y se propuso un consumo de energía mensual de 150 kWh, para el cual basta instalar una potencia FV de 1kw_p . Las tarifas analizadas fueron: la tarifa 5, 6, 7, 9 y 2, con el objeto de tomar una tarifa representativa de alumbrado público, bombeo de agua, uso temporal, uso agrícola y uso general. Se consideraron los datos correspondientes al escenario con tarifa creciente con incentivo y se procedió a realizar los cálculos.

Los resultados para el análisis de sensibilidad de la tasa de descuento en tarifa 2, 5 y 6, se presentan en la figura (5.28a). Se observa que, para las tres tarifa, el VPN es sensible a los cambios de la tasa de descuento, ya que al variar dicho parámetro desde un valor de 5 % hasta 15 % el VPN se modifica totalmente.

Para el caso de la tarifa 2 se ve que el VPN se hace cero con una tasa de 10.5 %, lo cual

indica que en el escenario con incentivo fiscal, serán factibles los proyectos que se calculen con tasas de descuento de 10.5 % o menores a este valor. Para la tarifa 6, se observa que el punto de intersección entre la curva del VPN y el eje de las abscisas ocurre en 8 %, con lo cual, proyectos financiados con tasas superiores a dicho valor no serán factibles económicamente.

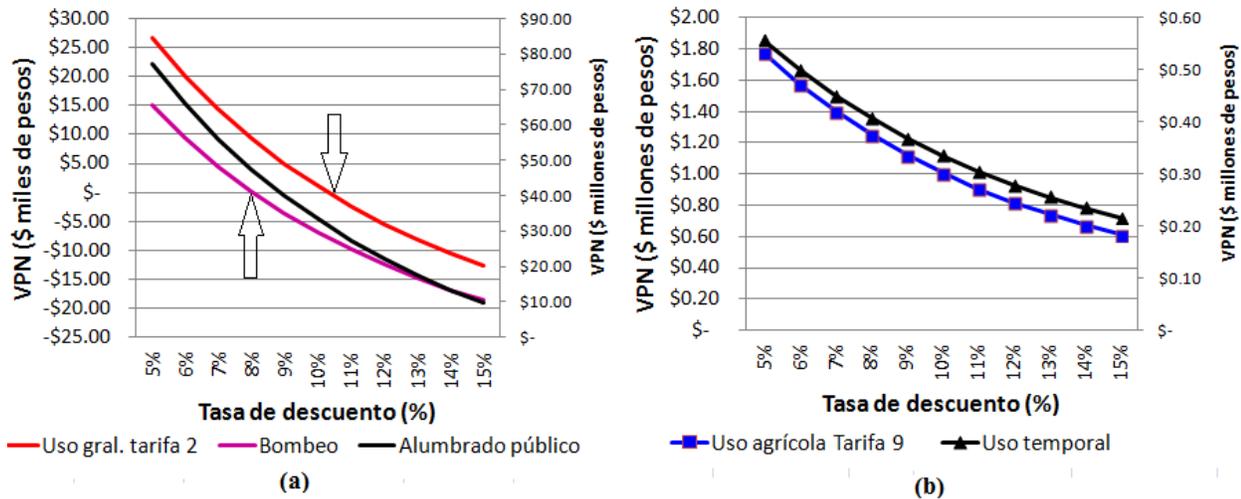


Figura 5.28: En la figura (a) se grafica la tasa de descuento vs VPN para la tarifa 2, 5 y 6, para un SFV de $1kW_p$. El VPN de la tarifa 5 corresponde al eje vertical de la izquierda. En la figura (b) se grafica la tasa de descuento vs VPN para la tarifa 7 y 9, para un SFV de $1kW_p$. El VPN de la tarifa 7 (uso temporal) corresponde al eje vertical de la izquierda.

Por su parte el VPN de la tarifa 5, graficados respecto al eje vertical del a derecha o eje secundario, también es sensible a los cambios de la tasa de descuento. Sin embargo, en el intervalo de análisis no se vuelve negativo, lo cual indica que proyectos bajo esta tarifa, pueden evaluarse con tasas de hasta 15 % y seguir entregando ganancias.

Similarmente, los resultados de la tarifa 7 y 9 mostrados en la figura (5.28b) muestran que el VPN de ambas tarifas se modifica notablemente al variar la tasa de descuento. El VPN de la tarifa 9, graficada respecto al eje vertical principal, cambia en gran medida cuando se varía la tasa de descuento. El VPN de la tarifa 7, graficado respecto al eje vertical de la derecha o eje secundario, también sufre cambios significativos al variar la tasa de descuento. Pero en ambos casos, el VPN no cambia de signo, lo cual indica que se pueden emplear tasas de descuento superiores al 10 % para evaluar la factibilidad económica de SFV.

Se decidió evaluar la sensibilidad del VPN respecto de al tipo de cambio peso-dolar por dos motivos, uno que la tecnología fotovoltaica se adquiere en dolares y el segundo y más importante es que en el segundo semestre de 2015 se vio una disminución considerable del

poder de adquisición del peso frente al dolar en un periodo de tiempo relativamente corto, lo cual incrementa el costo de la tecnología y por lo tanto, los indicadores económicos.

Los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad del VPN para las tarifas 2, 5 y 6 se pueden apreciar en la figura (5.29 a) en donde se aprecia que la variación de el tipo de cambio no representa grandes cambios en el VPN como sucede con la tasa de descuento. Para la tarifa 2 se aprecia que el VPN se modifica en poco más de 10 mil pesos al modificar el tipo de cambio. Lo mismo ocurre con la tarifa de bombeo y la tarifa de alumbrado público, esta última se grafica con respecto al eje vertical de la derecha y se observa que el VPN también varía alrededor de 10 mil pesos en todo el intervalo de análisis. En el caso de las tarifas 7 y 9 se observa, según los resultados presentados en la figura (5.29 b), que no es significativo el cambio del VPN al variar el tipo de cambio peso-dolar.

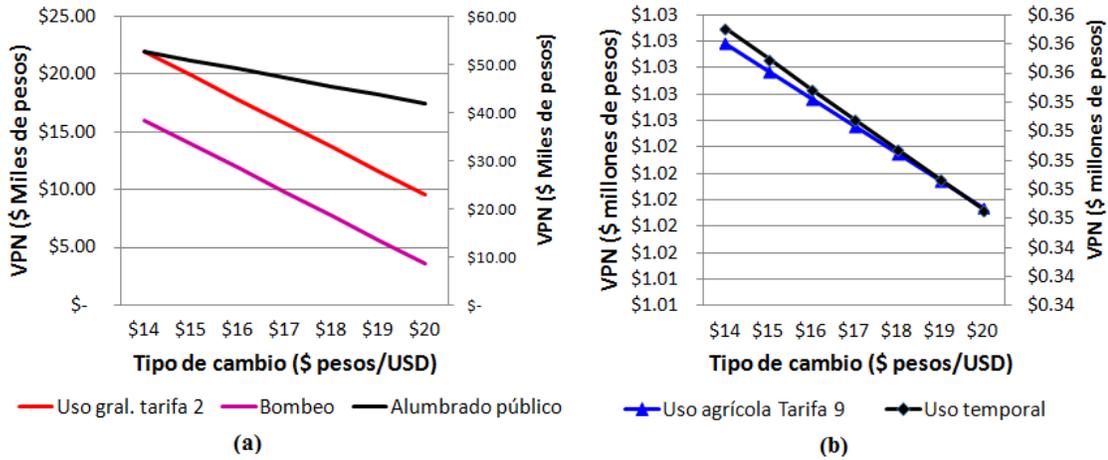


Figura 5.29: En la figura (a) se grafica el VPN en función de el tipo de cambio peso/USD para la tarifa 2, 5 y 6, para un SFV de $1kW_p$. El VPN de la tarifa 5 (alumbrado público) corresponde al eje vertical de la izquierda. En la figura (b) se grafica el VPN vs el tipo de cambio en tarifa 7 y 9, para un SFV de $1kW_p$. El VPN de la tarifa 7 corresponde al eje vertical de la izquierda.

Capítulo 6

Conclusiones

En este capítulo se presentan las conclusiones que se obtuvieron al realizar la evaluación económica de la instalación de un SFV para las diferentes tarifas eléctricas en baja y media tensión en diferentes ciudades de la república mexicana.

Del análisis económico realizado para analizar la factibilidad de instalación de SFV bajo diferentes tarifas, se obtuvieron resultados en dos escenarios para las tarifas domésticas y tres escenarios para el resto de las tarifas consideradas.

Para las tarifas domésticas se analizó un escenario con tarifas constantes y un escenario con tarifas crecientes. Para el resto de las tarifas se consideraron los escenarios anteriores más un escenario con tarifas crecientes e incentivo fiscal.

Para el caso de las tarifas domésticas los resultados obtenidos en el escenario con tarifas constantes y su comparación con los resultados del escenario con tarifas crecientes muestra que, el costo de la electricidad a lo largo del periodo de evaluación es un factor clave que modifica notablemente los resultados de la evaluación económica. Por otro lado, la capacidad óptima del SFV, en términos de rentabilidad, depende fuertemente de la tarifa doméstica a la cual el usuario pertenece, ya que a cada tarifa se asocia un límite DAC y mientras mayor sea el límite DAC mayor es la potencia requerida para reclasificar al usuario en tarifas subsidiadas.

Derivado de los métodos de evaluación y las conclusiones antes mencionadas se observa que, el uso de SFV en el sector eléctrico residencial es rentable para usuarios en tarifa DAC, en el escenario con tarifas crecientes. Se observó que, para las tarifas 1, 1A y 1B, los SFV de baja potencia 1.5-3 kW resultan ser los más rentables con una TIR alrededor de 35 % y Payback entre 3.3 y 3.8 años, para las tarifas restantes la potencia de los SFV rentables aumenta gradualmente hasta alcanzar los 10 kW_p, la TIR oscila alrededor del 15 % y el Payback aunque no supera los 15 años se requiere de instalaciones de más de 4 kW para alcanzar periodos de retorno de 6 años.

Por otro lado, en el escenario con tarifas constantes no es económicamente viable la instalación de sistemas FV, el VPN se ve disminuido en un 50 % para todas las tarifas y el

intervalo de potencia FV rentable se acorta para las tarifas 1, 1A y 1B. Por su parte la TIR se reduce para las tarifas 1, 1A y 1B, mientras que para el resto de las tarifas su valor oscila alrededor del 10 %, haciendo poco rentables los proyectos. De igual forma, el Payback se ve afectado mostrando tiempos de retorno de alrededor de 15 años para la mayoría de las tarifas y en particular para las tarifas 1E y 1F no se recupera la inversión.

Para las tarifas de uso específico, se analizó la factibilidad de instalación de SFV en 54 ciudades del país y se encontró que existen nichos de oportunidad en:

- Tarifas de alumbrado público
- Tarifa 7 (uso temporal)
- Tarifas 9 y 9M (uso agrícola)

y bajo el escenario más óptimo, pero no alejado de la realidad, las tarifas 2 y 6 también favorecen la instalación de SFV.

Se encontró, de acuerdo al análisis de las tarifas de alumbrado público, que el incentivo fiscal repercute de manera notable en tarifas con electricidad más barata que en tarifas con electricidad más cara.

Se calculó el LCOE para dos escenarios y se corroboró que en efecto, la tarifa DAC, la tarifa 2, 6, 5, 5A, 7, 9 y 9M son nichos de oportunidad para los SFV.

Se realizó un análisis de sensibilidad para el VPN en función de la tasa de descuento y el tipo de cambio peso-dólar y se observó que, solo la tasa de descuento modifica notablemente los valores del VPN. Por su parte, el tipo de cambio modificaba el valor del VPN de manera lineal pero moderadamente.

A manera de conclusión final, este trabajo muestra que, a pesar del escenario económico adverso para las energías renovables, existen nichos de oportunidad para la energía solar bajo ciertas tarifas. Se puede ampliar el nicho de oportunidad para las tarifas de uso industrial si se modifican parámetros económicos como la tasa de descuento, los incentivos o el esquema de medición de la energía.

Anexos

Anexo A

Resultados del VPN

Los resultados del VPN para las tarifas de uso específico y uso general, se muestran comenzando desde la tabla A.2 y hasta la tabla A.15. La estructura de cada tabla es similar para todo el conjunto. Cada tabla consta de 4 columnas, en la primera se encuentra el municipio y en las tres siguientes se encuentran los valores asociados al VPN bajo los escenarios planteados: escenario con tarifa creciente, escenario con tarifa creciente e incentivo y escenario con tarifa constante.

Para interpretar los resultados del VPN, es necesario saber que potencia FV fue instalada para cada tarifa, es por ello que en la tabla A.1 se presentan nuevamente los valores empleados para el análisis económico. Por ejemplo, en la tabla A.2 se observa que, en tarifa 5 para el municipio de Guadalajara los ahorros en escenario con tarifa creciente ascienden a \$ 492,211.35 pesos al instalar un SFV de 14 kW, mientras que para el escenario con tarifa creciente e incentivo alcanza el valor de \$ 665,716.03 pesos, y en el escenario con tarifa constante solo se tiene ahorros de \$ 68,205.33 pesos. En el caso de que el VPN sea negativo se debe interpretar como una pérdida al instalas un SFV, y cuando es cero no hay pérdidas ni ganancias.

Tabla A.1: Potencias empleadas para el análisis de cada tarifa.

	Tarifa											
	5	5A	6	7	9	9M	9-CU	9N	2	3	OM	HM
Potencia instalada (kW)	14	14	60	30	30	120	30	30	3	80	80	350

Tabla A.2: Escenarios económicos del VPN en tarifa 5 en baja tensión.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Atizapán de Zaragoza	\$440,667.68	\$ 612,172.37	\$ 36,284.64
Benito Juárez	\$440,081.64	\$ 611,586.32	\$ 35,921.97
Guadala jara	\$494,211.35	\$ 665,716.03	\$ 68,205.33
Ixtapaluca	\$428,379.28	\$ 599,883.96	\$ 28,680.07
Monte rrey	\$ 361,288.24	\$ 532,792.92	-\$ 12,838.57
Tlalpan	\$445,248.09	\$ 616,752.77	\$ 39,119.18
Toluca	\$465,867.42	\$ 637,372.10	\$ 51,879.25

Tabla A.3: Escenarios económicos del VPN en tarifa 5 en media tensión.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Atizapán de Zaragoza	\$ 270,381.76	\$441,886.44	-\$ 69,729.77
Benito Juárez	\$ 269,889.78	\$441,394.46	-\$ 70,033.88
Guadala jara	\$ 315,334.39	\$486,839.08	-\$ 42,963.41
Ixtapaluca	\$ 260,065.72	\$431,570.40	-\$ 76,106.40
Monte rrey	\$ 203,743.23	\$375,247.92	-\$110,920.90
Tlalpan	\$ 274,226.98	\$445,731.66	-\$ 67,352.93
Toluca	\$ 291,536.77	\$463,041.45	-\$ 56,653.27

Tabla A.4: Escenarios económicos del VPN en tarifa 5A en baja tensión.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco de Juárez	\$ 213,060.68	-\$149,188.27	\$ 416,746.64
Aguascalientes	\$ 209,711.08	-\$150,847.80	\$ 413,397.04
Benito Juárez	\$ 40,499.35	-\$252,972.40	\$ 244,185.30
Campeche	\$ 162,989.94	-\$177,286.60	\$ 366,675.89
Carmen	\$ 136,298.87	-\$193,778.76	\$ 339,984.82
Centro	\$ 19,611.25	-\$265,878.96	\$ 223,297.20
Chihuahua	\$ 198,854.77	-\$156,399.35	\$ 402,540.72
Chilpancingo de los Bravo	\$ 164,208.97	-\$ 176,533.37	\$ 367,894.92
Coatzacoalcos	\$ 31,753.17	-\$ 258,376.58	\$ 235,439.12
Colima	\$ 132,282.30	-\$ 196,260.56	\$ 335,968.25
Cuatla	\$ 213,988.81	-\$ 148,741.73	\$ 417,674.76
Cuernavaca	\$ 209,012.67	-\$ 151,196.12	\$ 412,698.63
Culiacán	\$ 187,468.05	-\$ 162,632.57	\$ 391,154.00
Durango	\$ 194,427.25	-\$ 158,787.32	\$ 398,113.20
Fresnillo	\$ 199,231.78	-\$ 156,203.33	\$ 402,917.74
Guanajuato	\$ 197,550.61	-\$ 157,102.75	\$ 401,236.56
Guaymas	\$ 151,416.80	-\$ 184,437.53	\$ 355,102.76
Hermosillo	\$ 178,987.07	-\$ 167,520.41	\$ 382,673.02
Juárez	\$ 144,058.26	-\$ 188,984.31	\$ 347,744.21
La Paz	\$ 123,532.44	-\$ 201,667.02	\$ 327,218.40
Los Cabos	\$ 175,838.06	-\$ 169,374.78	\$ 379,524.02
Manzanillo	\$ 168,075.35	-\$ 174,144.37	\$ 371,761.31
Mazatlán	\$ 182,545.89	-\$ 165,424.70	\$ 386,231.84
Mérida	\$ 74,488.47	-\$ 231,970.84	\$ 278,174.42
Mexicali	\$ 118,613.62	-\$ 204,706.31	\$ 322,299.58
Morelia	\$ 160,206.54	-\$ 179,006.43	\$ 363,892.49
Nuevo Laredo	\$ 42,828.23	-\$ 251,533.40	\$ 246,514.18
Oaxaca de Juárez	\$ 92,751.27	-\$ 220,686.42	\$ 296,437.22
Pachuca de Soto	\$ 109,456.20	-\$ 210,364.60	\$ 313,142.15
Poza Rica de Hidalgo	-\$ 32,009.09	-\$ 297,774.69	\$ 171,676.86

continua en la página siguiente

Tabla A.4 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Puebla	\$ 137,572.49	-\$ 192,991.80	\$ 341,258.44
Puerto Vallarta	\$ 210,705.72	-\$ 150,351.72	\$ 414,391.67
Querétaro	\$ 204,976.00	-\$ 153,227.39	\$ 408,661.95
Reynosa	\$ 19,358.11	-\$ 266,035.37	\$ 223,044.06
Saltillo	\$ 98,902.13	-\$ 216,885.86	\$ 302,588.08
San Luis Potosí	\$ 146,390.79	-\$ 187,543.06	\$ 350,076.74
San Martín Texmelucan	\$ 143,235.17	-\$ 189,492.88	\$ 346,921.12
Tampico	\$ 23,565.32	-\$ 263,435.78	\$ 227,251.27
Tapachula	\$ 199,990.52	-\$ 155,810.25	\$ 403,676.48
Tepic	\$ 194,441.34	-\$ 158,779.72	\$ 398,127.30
Tijuana	\$ 149,575.25	-\$ 185,575.41	\$ 353,261.20
Tlalpan	\$ 154,904.75	-\$ 182,282.36	\$ 358,590.71
Tlalpan	\$ 154,904.75	-\$ 182,282.36	\$ 358,590.71
Tlaxcala	\$ 137,961.67	-\$ 192,751.33	\$ 341,647.62
Torreón	\$ 145,766.28	-\$ 187,928.93	\$ 349,452.23
Tuxtla Gutiérrez	\$ 55,360.75	-\$ 243,789.68	\$ 259,046.70
Veracruz	-\$ 30,932.90	-\$ 297,109.72	\$ 172,753.06
Zacatecas	\$ 173,251.27	-\$ 170,946.21	\$ 376,937.23
Zamora	\$ 174,796.70	-\$ 169,991.31	\$ 378,482.65

Tabla A.5: Escenarios económicos del VPN en tarifa 5A en media tensión.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco de Juárez	\$63,512.31	-\$134,246.25	\$ 342,287.90
Aguascalientes	\$60,694.60	-\$135,640.84	\$ 339,470.19
Benito Juárez	-\$81,616.75	-\$221,461.89	\$ 197,158.84
Campeche	\$21,397.97	-\$157,858.85	\$ 300,173.56
Carmen	-\$ 1,049.25	-\$171,718.15	\$ 277,726.34
Centro	-\$99,183.66	-\$232,308.00	\$ 179,591.93

continua en la página siguiente

Tabla A.5 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Chihuahua	\$51,562.48	-\$140,306.13	\$ 330,338.07
Chilpancingo de los Bravo	\$ 22,423.18	-\$ 157,225.87	\$ 301,198.76
Coatzacoalcos	-\$ 88,972.29	-\$ 226,003.33	\$ 189,803.29
Colima	-\$ 4,427.19	-\$ 173,803.75	\$ 274,348.40
Cuatla	\$ 64,293.08	-\$ 133,871.00	\$ 343,068.67
Cuernavaca	\$ 60,107.10	-\$ 135,933.56	\$ 338,882.69
Culiacán	\$ 41,984.88	-\$ 145,544.25	\$ 320,760.47
Durango	\$ 47,838.34	-\$ 142,312.87	\$ 326,613.93
Fresnillo	\$ 51,879.61	-\$ 140,141.40	\$ 330,655.20
Guanajuato	\$ 50,465.51	-\$ 140,897.23	\$ 329,241.09
Guaymas	\$ 11,664.95	-\$ 163,868.18	\$ 290,440.54
Hermosillo	\$ 34,851.77	-\$ 149,651.78	\$ 313,627.36
Juárez	\$ 5,476.41	-\$ 167,689.10	\$ 284,251.99
La Paz	-\$ 11,785.82	-\$ 178,347.09	\$ 266,989.76
Los Cabos	\$ 32,203.30	-\$ 151,210.11	\$ 310,978.89
Manzanillo	\$ 25,674.81	-\$ 155,218.26	\$ 304,450.40
Mazatlán	\$ 37,844.92	-\$ 147,890.63	\$ 316,620.51
Mérida	-\$ 53,031.86	-\$ 203,813.10	\$ 225,743.72
Mexicali	-\$ 15,922.56	-\$ 180,901.18	\$ 262,853.03
Morelia	\$ 19,057.13	-\$ 159,304.13	\$ 297,832.71
Nuevo Laredo	-\$ 79,658.16	-\$ 220,252.63	\$ 199,117.43
Oaxaca de Juárez	-\$ 37,672.83	-\$ 194,330.17	\$ 241,102.76
Pachuca de Soto	-\$ 23,623.96	-\$ 185,656.16	\$ 255,151.63
Poza Rica de Hidalgo	-\$ 142,596.42	-\$ 259,111.78	\$ 136,179.16
Puebla	\$ 21.87	-\$ 171,056.82	\$ 278,797.45
Puerto Vallarta	\$ 61,531.30	-\$ 135,223.96	\$ 340,306.88
Querétaro	\$ 56,711.47	-\$ 137,640.55	\$ 335,487.06
Reynosa	-\$ 99,396.55	-\$ 232,439.45	\$ 179,379.03
Saltillo	-\$ 32,499.95	-\$ 191,136.34	\$ 246,275.64
San Luis Potosí	\$ 7,438.07	-\$ 166,477.94	\$ 286,213.65
San Martín Texmelucan	\$ 4,784.19	-\$ 168,116.48	\$ 283,559.78

continua en la página siguiente

Tabla A.5 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Tampico	-\$ 95,858.29	-\$ 230,254.86	\$ 182,917.30
Tapachula	\$ 52,517.84	-\$ 139,811.07	\$ 331,293.43
Tepic	\$ 47,850.20	-\$ 142,306.48	\$ 326,625.79
Tijuana	\$ 10,116.20	-\$ 164,824.41	\$ 288,891.79
Tlalpan	\$ 14,598.32	-\$ 162,057.07	\$ 293,373.91
Tlalpan	\$ 14,598.32	-\$ 162,057.07	\$ 293,373.91
Tlaxcala	\$ 349.17	-\$ 170,854.74	\$ 279,124.76
Torreón	\$ 6,912.86	-\$ 166,802.21	\$ 285,688.44
Tuxtla Gutiérrez	-\$ 69,118.29	-\$ 213,745.14	\$ 209,657.29
Veracruz	-\$ 141,691.34	-\$ 258,552.97	\$ 137,084.24
Zacatecas	\$ 30,027.77	-\$ 152,530.67	\$ 308,803.35
Zamora	\$ 31,327.47	-\$ 151,728.21	\$ 310,103.05

Tabla A.6: Escenarios económicos del VPN en tarifa 6.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco de Juárez	-\$ 561,338.21	\$ 317,621.66	-\$ 1,528,572.09
Aguascalientes	-\$ 575,233.71	\$ 303,726.15	-\$ 1,537,211.02
Atizapán de Zaragoza	-\$ 755,480.60	\$ 123,479.27	-\$ 1,649,271.77
Benito Juárez	-\$ 1,052,304.60	-\$ 173,344.74	-\$ 1,833,809.32
Benito Juárez	-\$ 756,783.02	\$ 122,176.85	-\$ 1,650,081.49
Campeche	-\$ 723,604.73	\$ 155,355.14	-\$ 1,629,454.32
Carmen	-\$ 795,229.42	\$ 83,730.44	-\$ 1,673,983.89
Centro	-\$ 1,108,357.19	-\$ 229,397.32	-\$ 1,868,657.60
Chihuahua	-\$ 616,831.43	\$ 262,128.44	-\$ 1,563,072.61
Chilpancingo de los Bravo	-\$ 720,333.50	\$ 158,626.36	-\$ 1,627,420.57
Coatzacoalcos	-\$ 1,075,774.71	-\$ 196,814.84	-\$ 1,848,400.85
Colima	-\$ 806,007.77	\$ 72,952.09	-\$ 1,680,684.86
Cuatla	-\$ 557,167.59	\$ 321,792.28	-\$ 1,525,979.18
Cuernavaca	-\$ 578,075.36	\$ 300,884.51	-\$ 1,538,977.69
Culiacán	-\$ 654,401.20	\$ 224,558.66	-\$ 1,586,430.00
Durango	-\$ 631,850.99	\$ 247,108.88	-\$ 1,572,410.38
Fresnillo	-\$ 615,444.76	\$ 263,515.11	-\$ 1,562,210.51
Guadalajara	-\$ 628,349.79	\$ 250,610.08	-\$ 1,570,233.66
Guanajuato	-\$ 621,255.55	\$ 257,704.31	-\$ 1,565,823.12
Guaymas	-\$ 754,660.89	\$ 124,298.97	-\$ 1,648,762.15
Hermosillo	-\$ 679,846.19	\$ 199,113.68	-\$ 1,602,249.33
Ixtapaluca	-\$ 782,790.41	\$ 96,169.46	-\$ 1,666,250.47
Juárez	-\$ 774,407.34	\$ 104,552.52	-\$ 1,661,038.66
La Paz	-\$ 829,487.75	\$ 49,472.12	-\$ 1,695,282.53
Los Cabos	-\$ 688,938.07	\$ 190,021.79	-\$ 1,607,901.82
Manzanillo	-\$ 709,958.17	\$ 169,001.69	-\$ 1,620,970.16
Mazatlán	-\$ 669,571.04	\$ 209,388.82	-\$ 1,595,861.20
Mérida	-\$ 961,095.81	-\$ 82,135.94	-\$ 1,777,104.18
Mexicali	-\$ 842,687.26	\$ 36,272.61	-\$ 1,703,488.76
Monterrey	-\$ 931,893.85	-\$ 52,933.98	-\$ 1,758,949.11
Morelia	-\$ 731,073.91	\$ 147,885.96	-\$ 1,634,097.96

continua en la página siguiente

Tabla A.6 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Nuevo Laredo	-\$ 1,046,055.12	-\$ 167,095.25	-\$ 1,829,923.97
Oaxaca de Juárez	-\$ 912,088.12	-\$ 33,128.26	-\$ 1,746,635.76
Pachuca de Soto	-\$ 867,260.93	\$ 11,698.94	-\$ 1,718,766.38
Poza Rica de Hidalgo	-\$ 1,246,878.85	-\$ 367,918.99	-\$ 1,954,777.49
Puebla	-\$ 791,811.71	\$ 87,148.16	-\$ 1,671,859.07
Puerto Vallarta	-\$ 571,186.80	\$ 307,773.06	-\$ 1,534,695.03
Querétaro	-\$ 594,161.29	\$ 284,798.57	-\$ 1,548,978.43
Reynosa	-\$ 1,109,036.48	-\$ 230,076.62	-\$ 1,869,079.92
Saltillo	-\$ 895,582.47	-\$ 16,622.60	-\$ 1,736,374.08
San Luis Potosí	-\$ 768,148.06	\$ 110,811.80	-\$ 1,657,147.22
San Martín Texmelucan	-\$ 776,616.06	\$ 102,343.80	-\$ 1,662,411.83
Tampico	-\$ 1,097,746.57	-\$ 218,786.71	-\$ 1,862,060.91
Tapachula	-\$ 612,633.48	\$ 266,326.39	-\$ 1,560,462.72
Tepic	-\$ 631,803.17	\$ 247,156.69	-\$ 1,572,380.65
Tijuana	-\$ 759,602.65	\$ 119,357.22	-\$ 1,651,834.47
Tlalpan	-\$ 745,301.09	\$ 133,658.78	-\$ 1,642,943.09
Tlaxcala	-\$ 790,767.35	\$ 88,192.52	-\$ 1,671,209.78
Toluca	-\$ 699,476.59	\$ 179,483.28	-\$ 1,614,453.68
Torreón	-\$ 769,823.90	\$ 109,135.96	-\$ 1,658,189.10
Tuxtla Gutiérrez	-\$ 1,012,424.47	-\$ 133,464.61	-\$ 1,809,015.57
Veracruz	-\$ 1,243,990.91	-\$ 365,031.05	-\$ 1,952,982.03
Zacatecas	-\$ 696,068.74	\$ 182,891.12	-\$ 1,612,335.00
Zamora	-\$ 691,921.65	\$ 187,038.22	-\$ 1,609,756.72

Tabla A.7: Escenarios económicos del VPN en tarifa 7.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	\$ 1,154,684.59	\$ 1,594,164.52	\$ 303,900.47
Aguascalientes, Ags.	\$ 1,141,627.02	\$ 1,581,106.95	\$ 294,834.05
Atizapán de Zaragoza, Méx.	\$ 972,249.49	\$ 1,411,729.43	\$ 177,228.16
Benito Juárez Q. Roo.	\$ 971,025.61	\$ 1,410,505.55	-\$ 16,440.94
Benito Juárez, D.F.	\$ 693,324.76	\$ 1,132,804.69	\$ 176,378.37
Campeche, Camp.	\$ 1,002,203.16	\$ 1,441,683.10	\$ 198,026.24
Carmen, Camp.	\$ 934,897.63	\$ 1,374,377.56	\$ 151,293.20
Centro, Tab.	\$ 640,652.29	\$ 1,080,132.22	-\$ 53,013.64
Chihuahua, Chih.	\$ 1,102,537.76	\$ 1,542,017.69	\$ 267,692.75
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	\$ 1,005,277.13	\$ 1,444,757.06	\$ 200,160.63
Coatzacoalcos, Ver.	\$ 671,269.96	\$ 1,110,749.90	-\$ 31,754.51
Colima, Col.	\$ 924,769.24	\$ 1,364,249.17	\$ 144,260.64
Cuatla, Mor.	\$ 1,158,603.71	\$ 1,598,083.64	\$ 306,621.68
Cuernavaca	\$ 1,138,956.73	\$ 1,578,436.67	\$ 292,979.96
Culiacán, Sin.	\$ 1,067,233.54	\$ 1,506,713.47	\$ 243,179.55
Durango, Dgo.	\$ 1,088,423.91	\$ 1,527,903.85	\$ 257,892.91
Fresnillo, Zac.	\$ 1,103,840.80	\$ 1,543,320.74	\$ 268,597.50
Guadalajara, Jal.	\$ 1,091,713.98	\$ 1,531,193.92	\$ 260,177.35
Guanajuato, Gto.	\$ 1,098,380.42	\$ 1,537,860.35	\$ 264,806.13
Guaymas, Son.	\$ 973,019.77	\$ 1,412,499.70	\$ 177,762.99
continua en la página siguiente			

Tabla A.7 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	\$ 1,043,322.95	\$ 1,482,802.88	\$ 226,577.43
Ixtapaluca, Méx.	\$ 946,586.54	\$ 1,386,066.47	\$ 159,409.30
Juárez, Chih.	\$ 954,464.08	\$ 1,393,944.02	\$ 164,879.01
La Paz, B.C.S.	\$ 902,705.17	\$ 1,342,185.11	\$ 128,940.63
Los Cabos, B.C.S.	\$ 1,034,779.33	\$ 1,474,259.26	\$ 220,645.24
Manzanillo, Col.	\$ 1,015,026.80	\$ 1,454,506.73	\$ 206,930.23
Mazatlán, Sin.	\$ 1,052,978.48	\$ 1,492,458.41	\$ 233,281.67
Mérida, Yuc.	\$ 779,033.42	\$ 1,218,513.35	\$ 43,070.17
Mexicali, B.C.	\$ 890,301.62	\$ 1,329,781.56	\$ 120,328.33
Monterrey, N.L.	\$ 806,474.43	\$ 1,245,954.36	\$ 62,123.60
Morelia, Mich.	\$ 995,184.40	\$ 1,434,664.33	\$ 193,152.82
Nuevo Laredo, Tamps.	\$ 699,197.38	\$ 1,138,677.32	-\$ 12,363.33
Oaxaca de Juárez, Oax.	\$ 825,085.81	\$ 1,264,565.75	\$ 75,046.27
Pachuca de Soto, Hgo.	\$ 867,209.81	\$ 1,306,689.74	\$ 104,294.72
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	\$ 510,483.85	\$ 949,963.78	-\$ 143,395.03
Puebla, Pue.	\$ 938,109.24	\$ 1,377,589.18	\$ 153,523.16
Puerto Vallarta, Jal.	\$ 1,145,429.89	\$ 1,584,909.82	\$ 297,474.54
Querétaro, Qro.	\$ 1,123,840.82	\$ 1,563,320.76	\$ 282,484.35
Reynosa, Tamps.	\$ 640,013.96	\$ 1,079,493.89	-\$ 53,456.85
continua en la página siguiente			

Tabla A.7 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	\$ 840,596.13	\$ 1,280,076.07	\$ 85,815.73
San Luis Potosí, S.L.P.	\$ 960,345.91	\$ 1,399,825.84	\$ 168,963.00
San Martín Texmelucan, Pue.	\$ 952,388.55	\$ 1,391,868.49	\$ 163,437.88
Tampico Tamps.	\$ 650,623.06	\$ 1,090,102.99	-\$ 46,090.52
Tapachula Chis.	\$ 1,106,482.56	\$ 1,545,962.49	\$ 270,431.79
Tepic, Nay.	\$ 1,088,468.85	\$ 1,527,948.78	\$ 257,924.11
Tijuana, B.C.	\$ 968,376.01	\$ 1,407,855.95	\$ 174,538.64
Tlalpan, D.F.	\$ 981,815.15	\$ 1,421,295.09	\$ 183,870.00
Tlaxcala, Tlax.	\$ 939,090.63	\$ 1,378,570.56	\$ 154,204.57
Toluca, Méx.	\$ 1,024,876.32	\$ 1,464,356.25	\$ 213,769.16
Torreón, Coah.	\$ 958,771.13	\$ 1,398,251.06	\$ 167,869.57
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	\$ 730,800.01	\$ 1,170,279.94	\$ 9,579.69
Veracruz, Ver.	\$ 513,197.64	\$ 952,677.57	-\$ 141,510.73
Zacatecas, Zac.	\$ 1,028,078.66	\$ 1,467,558.59	\$ 215,992.68
Zamora, Mich.	\$ 1,031,975.68	\$ 1,471,455.61	\$ 218,698.54

Tabla A.8: Escenarios económicos del VPN en tarifa 9.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	\$38,766,185.76	\$ 162,039,145.74	\$8,385,214.90
Aguascalientes, Ags.	\$38,537,145.40	\$ 161,122,984.31	\$8,304,603.65
Atizapán de Zaragoza, Méx.	\$35,566,126.16	\$ 149,238,907.35	\$7,258,947.12
Benito Juárez Q. Roo.	\$35,544,658.32	\$ 129,668,642.33	\$5,536,998.03
Benito Juárez, D.F.	\$30,673,559.91	\$ 149,153,035.98	\$7,251,391.47
Campeche, Camp.	\$36,091,537.84	\$ 151,340,554.05	\$7,443,866.87
Carmen, Camp.	\$34,910,944.14	\$ 146,618,179.24	\$7,028,354.41
Centro, Tab.	\$29,749,642.03	\$ 125,972,970.83	\$5,211,823.17
Chihuahua, Chih.	\$37,851,488.05	\$ 158,380,354.89	\$8,063,285.09
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	\$36,145,457.65	\$ 151,556,233.30	\$7,462,844.07
Coatzacoalcos, Ver.	\$30,286,700.89	\$ 128,121,206.24	\$5,400,842.17
Colima, Col.	\$34,733,283.98	\$ 145,907,538.62	\$6,965,826.54
Cuatla, Mor.	\$38,834,930.40	\$ 162,314,124.28	\$8,409,409.72
Cuernavaca	\$38,490,306.48	\$ 160,935,628.60	\$8,288,118.59
Culiacán, Sin.	\$37,232,223.37	\$ 155,903,296.19	\$7,845,333.57
Durango, Dgo.	\$37,603,919.79	\$ 157,390,081.87	\$7,976,152.92
Fresnillo, Zac.	\$37,874,344.54	\$ 158,471,780.88	\$8,071,329.48
Guadalajara, Jal.	\$37,661,630.25	\$ 157,620,923.72	\$7,996,464.24
Guanajuato, Gto.	\$37,778,564.94	\$ 158,088,662.46	\$8,037,619.65
Guaymas, Son.	\$35,579,637.39	\$ 149,292,952.27	\$7,263,702.42

continua en la página siguiente

Tabla A.8 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	\$36,812,812.29	\$ 154,225,651.88	\$7,697,720.95
Ixtapaluca, Méx.	\$35,115,977.04	\$ 147,438,310.86	\$7,100,516.18
Juárez, Chih.	\$35,254,155.63	\$ 147,991,025.22	\$7,149,148.43
La Paz, B.C.S.	\$34,346,262.32	\$ 144,359,451.99	\$6,829,613.45
Los Cabos, B.C.S.	\$36,662,950.24	\$ 153,626,203.67	\$7,644,976.68
Manzanillo, Col.	\$36,316,474.78	\$ 152,240,301.84	\$7,523,033.91
Mazatlán, Sin.	\$36,982,178.06	\$ 154,903,114.93	\$7,757,329.59
Mérida, Yuc.	\$32,176,959.40	\$ 135,682,240.29	\$6,066,122.67
Mexicali, B.C.	\$34,128,694.00	\$ 143,489,178.70	\$6,753,039.81
Monterrey, N.L.	\$32,658,296.94	\$ 137,607,590.46	\$6,235,530.44
Morelia, Mich.	\$35,968,423.02	\$ 150,848,094.76	\$7,400,536.35
Nuevo Laredo, Tamps.	\$30,776,570.52	\$ 130,080,684.78	\$5,573,252.83
Oaxaca de Juárez, Oax.	\$32,984,755.76	\$ 138,913,425.75	\$6,350,428.32
Pachuca de Soto, Hgo.	\$33,723,644.86	\$ 141,868,982.14	\$6,610,481.91
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	\$27,466,381.89	\$ 116,839,930.28	\$4,408,224.91
Puebla, Pue.	\$34,967,278.46	\$ 146,843,516.52	\$7,048,181.40
Puerto Vallarta, Jal.	\$38,603,850.84	\$ 161,389,806.07	\$8,328,080.78
Querétaro, Qro.	\$38,225,161.11	\$ 159,875,047.14	\$8,194,800.12
Reynosa, Tamps.	\$29,738,445.23	\$ 125,928,183.61	\$5,207,882.43
continua en la página siguiente			

Tabla A.8 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	\$33,256,819.38	\$ 140,001,680.21	\$6,446,181.69
San Luis Potosí, S.L.P.	\$35,357,327.63	\$ 148,403,713.22	\$7,185,460.03
San Martín Texmelucan, Pue.	\$35,217,749.12	\$ 147,845,399.20	\$7,136,335.08
Tampico Tamps.	\$29,924,537.39	\$ 126,672,552.26	\$5,273,377.96
Tapachula Chis.	\$37,920,683.06	\$ 158,657,134.93	\$8,087,638.42
Tepic, Nay.	\$37,604,707.95	\$ 157,393,234.49	\$7,976,430.31
Tijuana, B.C.	\$35,498,182.19	\$ 148,967,131.48	\$7,235,034.09
Tlalpan, D.F.	\$35,733,915.61	\$ 149,910,065.16	\$7,318,000.97
Tlaxcala, Tlax.	\$34,984,492.76	\$ 146,912,373.75	\$7,054,240.01
Toluca, Méx.	\$36,489,243.37	\$ 152,931,376.20	\$7,583,840.18
Torreón, Coah.	\$35,329,704.67	\$ 148,293,221.39	\$7,175,738.07
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	\$31,330,906.23	\$ 132,298,027.64	\$5,768,352.46
Veracruz, Ver.	\$27,513,983.96	\$ 117,030,338.53	\$4,424,978.56
Zacatecas, Zac.	\$36,545,415.06	\$ 153,156,062.94	\$7,603,609.93
Zamora, Mich.	\$36,613,771.87	\$ 153,429,490.18	\$7,627,668.25

Tabla A.9: Escenarios económicos del VPN en tarifa 9M.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	\$160,876,455.93	\$ 162,634,375.67	\$ 8,468,311.93
Aguascalientes, Ags.	\$159,957,635.34	\$ 161,715,555.07	\$ 8,387,249.72
Atizapán de Zaragoza, Méx.	\$148,039,064.79	\$ 149,796,984.52	\$ 7,335,743.36
Benito Juárez Q. Roo.	\$128,411,996.98	\$ 130,169,916.72	\$ 5,604,160.99
Benito Juárez, D.F.	\$147,952,944.18	\$ 149,710,863.91	\$ 7,328,145.44
Campeche, Camp.	\$150,146,811.53	\$ 151,904,731.26	\$ 7,521,697.63
Carmen, Camp.	\$145,410,730.00	\$ 147,168,649.74	\$ 7,103,860.62
Centro, Tab.	\$124,705,598.77	\$ 126,463,518.51	\$ 5,277,166.97
Chihuahua, Chih.	\$157,207,045.42	\$ 158,964,965.16	\$ 8,144,581.12
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	\$150,363,116.79	\$ 152,121,036.52	\$ 7,540,780.99
Coatzacoalcos, Ver.	\$126,860,069.45	\$ 128,617,989.19	\$ 5,467,243.42
Colima, Col.	\$144,698,026.75	\$ 146,455,946.48	\$ 7,040,982.95
Cuatla, Mor.	\$161,152,232.60	\$ 162,910,152.33	\$ 8,492,642.11
Cuernavaca	\$159,769,735.83	\$ 161,527,655.56	\$ 8,370,672.44
Culiacán, Sin.	\$154,722,797.04	\$ 156,480,716.78	\$ 7,925,410.30
Durango, Dgo.	\$156,213,898.13	\$ 157,971,817.86	\$ 8,056,961.50
Fresnillo, Zac.	\$157,298,736.77	\$ 159,056,656.51	\$ 8,152,670.52
Guadalajara, Jal.	\$156,445,410.00	\$ 158,203,329.73	\$ 8,077,386.45
Guanajuato, Gto.	\$156,914,506.36	\$ 158,672,426.09	\$ 8,118,772.10
Guaymas, Son.	\$148,093,266.57	\$ 149,851,186.31	\$ 7,340,525.27

continua en la página siguiente

Tabla A.9 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	\$153,040,283.37	\$ 154,798,203.10	\$ 7,776,971.87
Ixtapaluca, Méx.	\$146,233,242.06	\$ 147,991,161.79	\$ 7,176,426.09
Juárez, Chih.	\$146,787,560.68	\$ 148,545,480.41	\$ 7,225,330.41
La Paz, B.C.S.	\$143,145,446.79	\$ 144,903,366.52	\$ 6,904,007.82
Los Cabos, B.C.S.	\$152,439,095.26	\$ 154,197,014.99	\$ 7,723,932.53
Manzanillo, Col.	\$151,049,170.84	\$ 152,807,090.57	\$ 7,601,307.56
Mazatlán, Sin.	\$153,719,712.75	\$ 155,477,632.49	\$ 7,836,913.99
Mérida, Yuc.	\$134,443,049.43	\$ 136,200,969.17	\$ 6,136,245.77
Mexicali, B.C.	\$142,272,647.53	\$ 144,030,567.26	\$ 6,827,005.80
Monterrey, N.L.	\$136,373,987.95	\$ 138,131,907.68	\$ 6,306,601.28
Morelia, Mich.	\$149,652,922.87	\$ 151,410,842.61	\$ 7,478,124.70
Nuevo Laredo, Tamps.	\$128,825,235.39	\$ 130,583,155.12	\$ 5,640,618.61
Oaxaca de Juárez, Oax.	\$137,683,613.43	\$ 139,441,533.16	\$ 6,422,141.94
Pachuca de Soto, Hgo.	\$140,647,748.34	\$ 142,405,668.07	\$ 6,683,650.37
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	\$115,546,049.53	\$ 117,303,969.26	\$ 4,469,073.05
Puebla, Pue.	\$145,636,721.33	\$ 147,394,641.06	\$ 7,123,798.53
Puerto Vallarta, Jal.	\$160,225,231.55	\$ 161,983,151.28	\$ 8,410,858.18
Querétaro, Qro.	\$158,706,076.03	\$ 160,463,995.76	\$ 8,276,831.90
Reynosa, Tamps.	\$124,660,681.56	\$ 126,418,601.29	\$ 5,273,204.18
continua en la página siguiente			

Tabla A.9 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	\$138,775,026.55	\$ 140,532,946.29	\$ 6,518,430.99
San Luis Potosí, S.L.P.	\$147,201,446.50	\$ 148,959,366.23	\$ 7,261,845.15
San Martín Texmelucan, Pue.	\$146,641,511.97	\$ 148,399,431.70	\$ 7,212,445.38
Tampico Tamps.	\$125,407,210.74	\$ 127,165,130.47	\$ 5,339,066.12
Tapachula Chis.	\$157,484,628.81	\$ 159,242,548.55	\$ 8,169,070.70
Tepic, Nay.	\$156,217,059.90	\$ 157,974,979.63	\$ 8,057,240.44
Tijuana, B.C.	\$147,766,500.08	\$ 149,524,419.82	\$ 7,311,696.56
Tlalpan, D.F.	\$148,712,170.63	\$ 150,470,090.37	\$ 7,395,127.58
Tlaxcala, Tlax.	\$145,705,778.41	\$ 147,463,698.15	\$ 7,129,891.03
Toluca, Méx.	\$151,742,251.04	\$ 153,500,170.77	\$ 7,662,454.01
Torreón, Coah.	\$147,090,633.96	\$ 148,848,553.70	\$ 7,252,068.81
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	\$131,049,014.09	\$ 132,806,933.82	\$ 5,836,809.71
Veracruz, Ver.	\$115,737,010.44	\$ 117,494,930.17	\$ 4,485,920.43
Zacatecas, Zac.	\$151,967,589.94	\$ 153,725,509.67	\$ 7,682,334.35
Zamora, Mich.	\$152,241,810.81	\$ 153,999,730.54	\$ 7,706,527.27

Tabla A.10: Escenarios económicos del VPN en tarifa 9-CU.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	-\$ 4,918,939.23	-\$ 3,161,019.49	-\$ 5,304,232.56
Aguascalientes, Ags.	-\$ 4,926,110.60	-\$ 3,168,190.87	-\$ 5,309,305.99
Atizapán de Zaragoza, Méx.	-\$ 5,019,134.77	-\$ 3,261,215.04	-\$ 5,375,116.54
Benito Juárez Q. Roo.	-\$ 5,172,323.58	-\$ 3,414,403.85	-\$ 5,483,490.96
Benito Juárez, D.F.	-\$ 5,019,806.94	-\$ 3,261,887.21	-\$ 5,375,592.07
Campeche, Camp.	-\$ 5,002,683.85	-\$ 3,244,764.12	-\$ 5,363,478.24
Carmen, Camp.	-\$ 5,039,648.86	-\$ 3,281,729.13	-\$ 5,389,629.37
Centro, Tab.	-\$ 5,201,251.93	-\$ 3,443,332.20	-\$ 5,503,956.51
Chihuahua, Chih.	-\$ 4,947,578.89	-\$ 3,189,659.16	-\$ 5,324,493.87
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	-\$ 5,000,995.60	-\$ 3,243,075.86	-\$ 5,362,283.87
Coatzacoalcos, Ver.	-\$ 5,184,436.34	-\$ 3,426,516.61	-\$ 5,492,060.21
Colima, Col.	-\$ 5,045,211.49	-\$ 3,287,291.76	-\$ 5,393,564.69
Cuatla, Mor.	-\$ 4,916,786.80	-\$ 3,158,867.06	-\$ 5,302,709.80
Cuernavaca	-\$ 4,927,577.15	-\$ 3,169,657.42	-\$ 5,310,343.51
Culiacán, Sin.	-\$ 4,966,968.39	-\$ 3,209,048.66	-\$ 5,338,211.10
Durango, Dgo.	-\$ 4,955,330.38	-\$ 3,197,410.65	-\$ 5,329,977.72
Fresnillo, Zac.	-\$ 4,946,863.24	-\$ 3,188,943.51	-\$ 5,323,987.58
Guadalajara, Jal.	-\$ 4,953,523.44	-\$ 3,195,603.71	-\$ 5,328,699.38
Guanajuato, Gto.	-\$ 4,949,862.15	-\$ 3,191,942.42	-\$ 5,326,109.18
Guaymas, Son.	-\$ 5,018,711.73	-\$ 3,260,791.99	-\$ 5,374,817.26

continua en la página siguiente

Tabla A.10 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	-\$ 4,980,100.37	-\$ 3,222,180.64	-\$ 5,347,501.41
Ixtapaluca, Méx.	-\$ 5,033,229.17	-\$ 3,275,309.44	-\$ 5,385,087.72
Juárez, Chih.	-\$ 5,028,902.73	-\$ 3,270,983.00	-\$ 5,382,026.95
La Paz, B.C.S.	-\$ 5,057,329.34	-\$ 3,299,409.61	-\$ 5,402,137.54
Los Cabos, B.C.S.	-\$ 4,984,792.63	-\$ 3,226,872.90	-\$ 5,350,820.97
Manzanillo, Col.	-\$ 4,995,640.96	-\$ 3,237,721.23	-\$ 5,358,495.69
Mazatlán, Sin.	-\$ 4,974,797.44	-\$ 3,216,877.71	-\$ 5,343,749.81
Mérida, Yuc.	-\$ 5,125,251.36	-\$ 3,367,331.62	-\$ 5,450,189.41
Mexicali, B.C.	-\$ 5,064,141.52	-\$ 3,306,221.79	-\$ 5,406,956.86
Monterrey, N.L.	-\$ 5,110,180.43	-\$ 3,352,260.69	-\$ 5,439,527.38
Morelia, Mich.	-\$ 5,006,538.64	-\$ 3,248,618.91	-\$ 5,366,205.33
Nuevo Laredo, Tamps.	-\$ 5,169,098.27	-\$ 3,411,178.53	-\$ 5,481,209.19
Oaxaca de Juárez, Oax.	-\$ 5,099,958.83	-\$ 3,342,039.10	-\$ 5,432,296.05
Pachuca de Soto, Hgo.	-\$ 5,076,823.82	-\$ 3,318,904.09	-\$ 5,415,929.04
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	-\$ 5,272,742.01	-\$ 3,514,822.27	-\$ 5,554,532.62
Puebla, Pue.	-\$ 5,037,885.00	-\$ 3,279,965.27	-\$ 5,388,381.52
Puerto Vallarta, Jal.	-\$ 4,924,022.02	-\$ 3,166,102.29	-\$ 5,307,828.41
Querétaro, Qro.	-\$ 4,935,878.99	-\$ 3,177,959.26	-\$ 5,316,216.70
Reynosa, Tamps.	-\$ 5,201,602.51	-\$ 3,443,682.78	-\$ 5,504,204.53
continua en la página siguiente			

Tabla A.10 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	-\$ 5,091,440.37	-\$ 3,333,520.64	-\$ 5,426,269.61
San Luis Potosí, S.L.P.	-\$ 5,025,672.36	-\$ 3,267,752.63	-\$ 5,379,741.60
San Martín Texmelucan, Pue.	-\$ 5,030,042.64	-\$ 3,272,122.90	-\$ 5,382,833.38
Tampico Tamps.	-\$ 5,195,775.87	-\$ 3,437,856.14	-\$ 5,500,082.43
Tapachula Chis.	-\$ 4,945,412.36	-\$ 3,187,492.63	-\$ 5,322,961.15
Tepic, Nay.	-\$ 4,955,305.70	-\$ 3,197,385.97	-\$ 5,329,960.26
Tijuana, B.C.	-\$ 5,021,262.13	-\$ 3,263,342.40	-\$ 5,376,621.56
Tlalpan, D.F.	-\$ 5,013,881.19	-\$ 3,255,961.46	-\$ 5,371,399.87
Tlaxcala, Tlax.	-\$ 5,037,346.02	-\$ 3,279,426.28	-\$ 5,388,000.21
Toluca, Méx.	-\$ 4,990,231.49	-\$ 3,232,311.75	-\$ 5,354,668.73
Torreón, Coah.	-\$ 5,026,537.25	-\$ 3,268,617.52	-\$ 5,380,353.47
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	-\$ 5,151,741.72	-\$ 3,393,821.99	-\$ 5,468,930.19
Veracruz, Ver.	-\$ 5,271,251.56	-\$ 3,513,331.83	-\$ 5,553,478.20
Zacatecas, Zac.	-\$ 4,988,472.72	-\$ 3,230,552.99	-\$ 5,353,424.48
Zamora, Mich.	-\$ 4,986,332.43	-\$ 3,228,412.70	-\$ 5,351,910.32

Tabla A.11: Escenarios económicos del VPN en tarifa 9N.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	-\$ 5,604,652.69	-\$ 3,846,732.96	-\$ 5,770,108.98
Aguascalientes, Ags.	-\$ 5,608,090.32	-\$ 3,850,170.59	-\$ 5,772,645.70
Atizapán de Zaragoza, Méx.	-\$ 5,652,681.93	-\$ 3,894,762.20	-\$ 5,805,550.98
Benito Juárez Q. Roo.	-\$ 5,726,113.76	-\$ 3,968,194.03	-\$ 5,859,738.19
Benito Juárez, D.F.	-\$ 5,653,004.14	-\$ 3,895,084.40	-\$ 5,805,788.74
Campeche, Camp.	-\$ 5,644,796.10	-\$ 3,886,876.37	-\$ 5,799,731.82
Carmen, Camp.	-\$ 5,662,515.46	-\$ 3,904,595.73	-\$ 5,812,807.39
Centro, Tab.	-\$ 5,739,980.71	-\$ 3,982,060.98	-\$ 5,869,970.96
Chihuahua, Chih.	-\$ 5,618,381.26	-\$ 3,860,461.53	-\$ 5,780,239.64
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	-\$ 5,643,986.82	-\$ 3,886,067.09	-\$ 5,799,134.64
Coatzacoalcos, Ver.	-\$ 5,731,920.07	-\$ 3,974,000.34	-\$ 5,864,022.81
Colima, Col.	-\$ 5,665,181.94	-\$ 3,907,262.21	-\$ 5,814,775.05
Cuatla, Mor.	-\$ 5,603,620.91	-\$ 3,845,701.18	-\$ 5,769,347.61
Cuernavaca	-\$ 5,608,793.32	-\$ 3,850,873.59	-\$ 5,773,164.46
Culiacán, Sin.	-\$ 5,627,675.71	-\$ 3,869,755.98	-\$ 5,787,098.26
Durango, Dgo.	-\$ 5,622,096.97	-\$ 3,864,177.24	-\$ 5,782,981.56
Fresnillo, Zac.	-\$ 5,618,038.21	-\$ 3,860,118.48	-\$ 5,779,986.50
Guadalajara, Jal.	-\$ 5,621,230.81	-\$ 3,863,311.07	-\$ 5,782,342.40
Guanajuato, Gto.	-\$ 5,619,475.75	-\$ 3,861,556.02	-\$ 5,781,047.30
Guaymas, Son.	-\$ 5,652,479.14	-\$ 3,894,559.41	-\$ 5,805,401.34
continua en la página siguiente			

Tabla A.11 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	-\$ 5,633,970.59	-\$ 3,876,050.86	-\$ 5,791,743.41
Ixtapaluca, Méx.	-\$ 5,659,438.15	-\$ 3,901,518.42	-\$ 5,810,536.57
Juárez, Chih.	-\$ 5,657,364.25	-\$ 3,899,444.52	-\$ 5,809,006.18
La Paz, B.C.S.	-\$ 5,670,990.69	-\$ 3,913,070.96	-\$ 5,819,061.48
Los Cabos, B.C.S.	-\$ 5,636,219.85	-\$ 3,878,300.12	-\$ 5,793,403.19
Manzanillo, Col.	-\$ 5,641,420.05	-\$ 3,883,500.32	-\$ 5,797,240.55
Mazatlán, Sin.	-\$ 5,631,428.61	-\$ 3,873,508.88	-\$ 5,789,867.61
Mérida, Yuc.	-\$ 5,703,549.45	-\$ 3,945,629.72	-\$ 5,843,087.41
Mexicali, B.C.	-\$ 5,674,256.14	-\$ 3,916,336.41	-\$ 5,821,471.14
Monterrey, N.L.	-\$ 5,696,325.12	-\$ 3,938,405.39	-\$ 5,837,756.40
Morelia, Mich.	-\$ 5,646,643.91	-\$ 3,888,724.18	-\$ 5,801,095.37
Nuevo Laredo, Tamps.	-\$ 5,724,567.69	-\$ 3,966,647.95	-\$ 5,858,597.30
Oaxaca de Juárez, Oax.	-\$ 5,691,425.35	-\$ 3,933,505.62	-\$ 5,834,140.73
Pachuca de Soto, Hgo.	-\$ 5,680,335.47	-\$ 3,922,415.74	-\$ 5,825,957.23
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	-\$ 5,774,249.83	-\$ 4,016,330.10	-\$ 5,895,259.02
Puebla, Pue.	-\$ 5,661,669.95	-\$ 3,903,750.22	-\$ 5,812,183.47
Puerto Vallarta, Jal.	-\$ 5,607,089.15	-\$ 3,849,169.42	-\$ 5,771,906.91
Querétaro, Qro.	-\$ 5,612,772.85	-\$ 3,854,853.12	-\$ 5,776,101.06
Reynosa, Tamps.	-\$ 5,740,148.76	-\$ 3,982,229.03	-\$ 5,870,094.97
continua en la página siguiente			

Tabla A.11 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	-\$ 5,687,341.98	-\$ 3,929,422.25	-\$ 5,831,127.51
San Luis Potosí, S.L.P.	-\$ 5,655,815.76	-\$ 3,897,896.02	-\$ 5,807,863.51
San Martín Texmelucan, Pue.	-\$ 5,657,910.67	-\$ 3,899,990.94	-\$ 5,809,409.40
Tampico Tamps.	-\$ 5,737,355.73	-\$ 3,979,436.00	-\$ 5,868,033.92
Tapachula Chis.	-\$ 5,617,342.72	-\$ 3,859,422.99	-\$ 5,779,473.28
Tepic, Nay.	-\$ 5,622,085.14	-\$ 3,864,165.41	-\$ 5,782,972.84
Tijuana, B.C.	-\$ 5,653,701.69	-\$ 3,895,781.96	-\$ 5,806,303.49
Tlalpan, D.F.	-\$ 5,650,163.60	-\$ 3,892,243.87	-\$ 5,803,692.64
Tlaxcala, Tlax.	-\$ 5,661,411.58	-\$ 3,903,491.85	-\$ 5,811,992.81
Toluca, Méx.	-\$ 5,638,826.99	-\$ 3,880,907.26	-\$ 5,795,327.07
Torreón, Coah.	-\$ 5,656,230.34	-\$ 3,898,310.61	-\$ 5,808,169.44
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	-\$ 5,716,247.74	-\$ 3,958,328.01	-\$ 5,852,457.80
Veracruz, Ver.	-\$ 5,773,535.38	-\$ 4,015,615.65	-\$ 5,894,731.81
Zacatecas, Zac.	-\$ 5,637,983.92	-\$ 3,880,064.19	-\$ 5,794,704.95
Zamora, Mich.	-\$ 5,636,957.96	-\$ 3,879,038.23	-\$ 5,793,947.87

Tabla A.12: Escenarios económicos del VPN en tarifa 2.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco de Juárez	\$ 5,441.69	\$ 49,389.69	-\$ 43,873.61
Aguascalientes	\$ 4,563.18	\$ 48,511.18	-\$ 44,483.60
Atizapán de Zaragoza	-\$ 6,832.50	\$ 37,115.49	-\$ 52,396.10
Benito Juárez	-\$ 25,598.50	\$ 18,349.49	-\$ 65,426.11
Benito Juárez	-\$ 6,914.84	\$ 37,033.15	-\$ 52,453.27
Campeche	-\$ 4,817.23	\$ 39,130.77	-\$ 50,996.80
Carmen	-\$ 9,345.53	\$ 34,602.47	-\$ 54,140.99
Centro	-\$ 29,142.29	\$ 14,805.70	-\$ 67,886.72
Chihuahua	\$ 1,933.27	\$ 45,881.26	-\$ 46,309.66
Chilpancingo de los Bravo	-\$ 4,610.41	\$ 39,337.58	-\$ 50,853.20
Coatzacoalcos	-\$ 27,082.34	\$ 16,865.65	-\$ 66,456.41
Colima	-\$ 10,026.96	\$ 33,921.03	-\$ 54,614.14
Cuatla	\$ 5,705.37	\$ 49,653.36	-\$ 43,690.53
Cuernavaca	\$ 4,383.53	\$ 48,331.52	-\$ 44,608.34
Culiacán	-\$ 442.00	\$ 43,506.00	-\$ 47,958.90
Durango	\$ 983.69	\$ 44,931.68	-\$ 46,968.99
Fresnillo	\$ 2,020.93	\$ 45,968.93	-\$ 46,248.78
Guadalajara	\$ 1,205.04	\$ 45,153.04	-\$ 46,815.29
Guanajuato	\$ 1,653.56	\$ 45,601.55	-\$ 46,503.87
Guaymas	-\$ 6,780.68	\$ 37,167.31	-\$ 52,360.11
Hermosillo	-\$ 2,050.69	\$ 41,897.30	-\$ 49,075.89
Ixtapaluca	-\$ 8,559.10	\$ 35,388.89	-\$ 53,594.95
Juárez	-\$ 8,029.10	\$ 35,918.89	-\$ 53,226.94
La Paz	-\$ 11,511.43	\$ 32,436.56	-\$ 55,644.87
Los Cabos	-\$ 2,625.51	\$ 41,322.49	-\$ 49,475.00
Manzanillo	-\$ 3,954.45	\$ 39,993.54	-\$ 50,397.75
Mazatlán	-\$ 1,401.07	\$ 42,546.92	-\$ 48,624.83
Mérida	-\$ 19,832.04	\$ 24,115.95	-\$ 61,422.22
Mexicali	-\$ 12,345.94	\$ 31,602.06	-\$ 56,224.30
Monterrey	-\$ 17,985.81	\$ 25,962.18	-\$ 60,140.31
Morelia	-\$ 5,289.45	\$ 38,658.55	-\$ 51,324.69

continua en la página siguiente

Tabla A.12 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Nuevo Laredo	-\$ 25,203.39	\$ 18,744.60	-\$ 65,151.77
Oaxaca de Juárez	-\$ 16,733.64	\$ 27,214.35	-\$ 59,270.87
Pachuca de Soto	-\$ 13,899.55	\$ 30,048.44	-\$ 57,303.04
Poza Rica de Hidalgo	-\$ 37,900.00	\$ 6,047.99	-\$ 73,967.56
Puebla	-\$ 9,129.45	\$ 34,818.54	-\$ 53,990.96
Puerto Vallarta	\$ 4,819.04	\$ 48,767.03	-\$ 44,305.94
Querétaro	\$ 3,366.53	\$ 47,314.52	-\$ 45,314.48
Reynosa	-\$ 29,185.24	\$ 14,762.75	-\$ 67,916.54
Saltillo	-\$ 15,690.11	\$ 28,257.88	-\$ 58,546.30
San Luis Potosí	-\$ 7,633.37	\$ 36,314.62	-\$ 52,952.17
San Martín Texmelucan	-\$ 8,168.74	\$ 35,779.25	-\$ 53,323.90
Tampico	-\$ 28,471.46	\$ 15,476.53	-\$ 67,420.93
Tapachula	\$ 2,198.67	\$ 46,146.66	-\$ 46,125.37
Tepic	\$ 986.71	\$ 44,934.71	-\$ 46,966.89
Tijuana	-\$ 7,093.11	\$ 36,854.88	-\$ 52,577.05
Tlalpan	-\$ 6,188.93	\$ 37,759.07	-\$ 51,949.23
Tlaxcala	-\$ 9,063.42	\$ 34,884.57	-\$ 53,945.12
Toluca	-\$ 3,291.78	\$ 40,656.21	-\$ 49,937.62
Torreón	-\$ 7,739.32	\$ 36,208.67	-\$ 53,025.74
Tuxtla Gutiérrez	-\$ 23,077.17	\$ 20,870.82	-\$ 63,675.45
Veracruz	-\$ 37,717.42	\$ 6,230.58	-\$ 73,840.78
Zacatecas	-\$ 3,076.33	\$ 40,871.67	-\$ 49,788.03
Zamora	-\$ 2,814.14	\$ 41,133.86	-\$ 49,605.98

Tabla A.13: Escenarios económicos del VPN en tarifa 3.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco de Juárez	-\$1,011,613.81	\$ 160,332.68	-\$ 1,940,243.18
Aguascalientes	-\$1,021,883.32	\$ 150,063.16	-\$ 1,948,009.92
Atizapán de Zaragoza	-\$1,155,095.39	\$ 16,851.10	-\$ 2,048,756.93
Benito Juárez	-\$1,374,464.17	\$ 15,888.54	-\$ 2,214,663.45
Benito Juárez	-\$1,156,057.95	-\$ 202,517.68	-\$ 2,049,484.91
Campeche	-\$1,131,537.42	\$ 40,409.06	-\$ 2,030,940.27
Carmen	-\$1,184,471.89	-\$ 12,525.41	-\$ 2,070,974.10
Centro	-\$1,415,890.02	-\$ 243,943.54	-\$ 2,245,993.43
Chihuahua	-\$1,052,626.25	\$ 119,320.23	-\$ 1,971,260.50
Chilpancingo de los Bravo	-\$1,129,119.81	\$ 42,826.68	-\$ 2,029,111.85
Coatzacoalcos	-\$1,391,809.83	-\$ 219,863.34	-\$ 2,227,781.81
Colima	-\$1,192,437.67	-\$ 20,491.18	-\$ 2,076,998.54
Cuatla	-\$1,008,531.49	\$ 163,415.00	-\$ 1,937,912.05
Cuernavaca	-\$1,023,983.45	\$ 147,963.04	-\$ 1,949,598.22
Culiacán	-\$1,080,392.32	\$ 91,554.16	-\$ 1,992,259.71
Durango	-\$1,063,726.51	\$ 108,219.98	-\$ 1,979,655.52
Fresnillo	-\$1,051,601.43	\$ 120,345.06	-\$ 1,970,485.44
Guadalajara	-\$1,061,138.94	\$ 110,807.55	-\$ 1,977,698.56
Guanajuato	-\$1,055,895.92	\$ 116,050.57	-\$ 1,973,733.32
Guaymas	-\$1,154,489.59	\$ 17,456.90	-\$ 2,048,298.77
Hermosillo	-\$1,099,197.53	\$ 72,748.96	-\$ 2,006,481.91
Ixtapaluca	-\$1,175,278.80	-\$ 3,332.31	-\$ 2,064,021.45
Juárez	-\$1,169,083.26	\$ 2,863.22	-\$ 2,059,335.83
La Paz	-\$1,209,790.62	-\$ 37,844.13	-\$ 2,090,122.42
Los Cabos	-\$1,105,916.91	\$ 66,029.57	-\$ 2,011,563.72
Manzanillo	-\$1,121,451.89	\$ 50,494.60	-\$ 2,023,312.67
Mazatlán	-\$1,091,603.65	\$ 80,342.84	-\$ 2,000,738.73
Mérida	-\$1,307,056.01	-\$ 135,109.52	-\$ 2,163,683.30
Mexicali	-\$1,219,545.77	-\$ 47,599.28	-\$ 2,097,500.14
Monterrey	-\$1,285,474.20	-\$ 113,527.71	-\$ 2,147,361.18
Morelia	-\$1,137,057.54	\$ 34,888.95	-\$ 2,035,115.08

continua en la página siguiente

Tabla A.13 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Nuevo Laredo	-\$1,369,845.47	-\$ 197,898.98	-\$ 2,211,170.37
Oaxaca de Juárez	-\$1,270,836.71	-\$ 98,890.22	-\$ 2,136,290.99
Pachuca de Soto	-\$1,237,707.02	-\$ 65,760.53	-\$ 2,111,235.32
Poza Rica de Hidalgo	-\$1,518,264.93	-\$ 346,318.44	-\$ 2,323,418.59
Puebla	-\$1,181,946.02	-\$ 9,999.53	-\$ 2,069,063.81
Puerto Vallarta	-\$1,018,892.44	\$ 153,054.05	-\$ 1,945,747.94
Querétaro	-\$1,035,871.81	\$ 136,074.67	-\$ 1,958,589.28
Reynosa	-\$1,416,392.06	-\$ 244,445.57	-\$ 2,246,373.11
Saltillo	-\$1,258,638.15	-\$ 86,691.66	-\$ 2,127,065.34
San Luis Potosí	-\$1,164,457.32	\$ 7,489.16	-\$ 2,055,837.27
San Martín Texmelucan	-\$1,170,715.63	\$ 1,230.86	-\$ 2,060,570.37
Tampico	-\$1,408,048.21	-\$ 236,101.73	-\$ 2,240,062.74
Tapachula	-\$1,049,523.75	\$ 122,422.74	-\$ 1,968,914.10
Tepic	-\$1,063,691.17	\$ 108,255.32	-\$ 1,979,628.79
Tijuana	-\$1,158,141.81	\$ 13,804.68	-\$ 2,051,060.91
Tlalpan	-\$1,147,572.19	\$ 24,374.30	-\$ 2,043,067.21
Tlaxcala	-\$1,181,174.18	-\$ 9,227.69	-\$ 2,068,480.07
Toluca	-\$1,113,705.44	\$ 58,241.05	-\$ 2,017,454.10
Torreón	-\$1,165,695.86	\$ 6,250.63	-\$ 2,056,773.97
Tuxtla Gutiérrez	-\$1,344,990.63	-\$ 173,044.14	-\$ 2,192,372.89
Veracruz	-\$1,516,130.59	-\$ 344,184.10	-\$ 2,321,804.41
Zacatecas	-\$1,111,186.86	\$ 60,759.63	-\$ 2,015,549.33
Zamora	-\$1,108,121.93	\$ 63,824.56	-\$ 2,013,231.35

Tabla A.14: Escenarios económicos del VPN en tarifa O-M.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco de Juárez	-\$1,697,161.33	-\$ 525,214.84	-\$2,530,743.39
Aguascalientes	-\$1,705,386.42	-\$ 533,439.94	-\$2,536,631.08
Atizapán de Zaragoza	-\$1,770,503.02	-\$ 598,556.54	-\$2,580,056.99
Benito Juárez	-\$1,771,296.93	-\$ 599,350.44	-\$2,580,627.03
Benito Juárez	-\$2,012,305.33	-\$ 840,358.84	-\$2,732,220.38
Campeche	-\$1,826,544.21	-\$ 654,597.72	-\$2,594,724.32
Carmen	-\$1,867,022.12	-\$ 695,075.63	-\$2,624,685.12
Centro	-\$2,020,955.62	-\$ 849,009.13	-\$2,762,521.81
Chihuahua	-\$1,849,691.06	-\$ 677,744.57	-\$2,629,833.63
Chilpancingo de los Bravo	-\$1,791,274.64	-\$ 619,328.15	-\$2,598,111.58
Coatzacoalcos	-\$2,001,669.23	-\$ 829,722.74	-\$2,748,716.22
Colima	-\$1,841,987.40	-\$ 670,040.91	-\$2,634,412.78
Cuatla	-\$1,694,692.63	-\$ 522,746.14	-\$2,528,976.25
Cuernavaca	-\$1,662,364.15	-\$ 490,417.67	-\$2,502,409.32
Culiacán	-\$1,818,852.58	-\$ 646,906.10	-\$2,644,627.03
Durango	-\$1,858,299.61	-\$ 686,353.12	-\$2,635,994.49
Fresnillo	-\$1,845,109.23	-\$ 673,162.74	-\$2,631,343.51
Guadalajara	-\$1,736,827.17	-\$ 564,880.68	-\$2,559,136.99
Guanajuato	-\$1,732,627.91	-\$ 560,681.42	-\$2,556,131.08
Guaymas	-\$1,876,558.88	-\$ 704,612.39	-\$2,685,436.11
Hermosillo	-\$1,833,497.91	-\$ 661,551.42	-\$2,654,983.99
Ixtapaluca	-\$1,787,149.95	-\$ 615,203.46	-\$2,592,010.09
Juárez	-\$1,940,006.67	-\$ 768,060.18	-\$2,694,469.55
La Paz	-\$1,732,820.92	-\$ 560,874.43	-\$2,596,039.47
Los Cabos	-\$1,634,545.51	-\$ 462,599.02	-\$2,529,201.23
Manzanillo	-\$1,785,133.22	-\$ 613,186.73	-\$2,593,715.43
Mazatlán	-\$1,827,583.86	-\$ 655,637.37	-\$2,650,801.66
Mérida	-\$1,960,759.69	-\$ 788,813.20	-\$2,694,067.49
Mexicali	-\$2,260,649.62	-\$1,088,703.13	-\$2,905,978.79
Monterrey	-\$2,027,401.11	-\$ 855,454.62	-\$2,761,147.49
Morelia	-\$1,797,632.15	-\$ 625,685.67	-\$2,602,662.41

continua en la página siguiente

Tabla A.14 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Nuevo Laredo	-\$2,093,164.21	-\$ 921,217.72	-\$2,807,975.19
Oaxaca de Juárez	-\$1,904,779.02	-\$ 732,832.54	-\$2,679,360.28
Pachuca de Soto	-\$1,878,244.68	-\$ 706,298.19	-\$2,660,366.47
Poza Rica de Hidalgo	-\$2,102,950.08	-\$ 931,003.59	-\$2,821,215.08
Puebla	-\$1,833,584.39	-\$ 661,637.90	-\$2,628,397.74
Puerto Vallarta	-\$1,702,990.96	-\$ 531,044.47	-\$2,534,916.36
Querétaro	-\$1,716,590.13	-\$ 544,643.65	-\$2,544,650.92
Reynosa	-\$2,129,444.90	-\$ 957,498.41	-\$2,833,809.47
Saltillo	-\$2,006,483.78	-\$ 834,537.29	-\$2,746,252.95
San Luis Potosí	-\$1,819,577.28	-\$ 647,630.79	-\$2,618,371.17
San Martín Texmelucan	-\$1,824,589.70	-\$ 652,643.22	-\$2,621,959.17
Tampico	-\$2,122,941.30	-\$ 950,994.81	-\$2,829,178.47
Tapachula	-\$1,727,524.29	-\$ 555,577.80	-\$2,552,477.80
Tepic	-\$1,738,871.31	-\$ 566,924.82	-\$2,560,600.23
Tijuana	-\$2,219,062.19	-\$1,047,115.70	-\$2,876,167.80
Tlalpan	-\$1,764,298.02	-\$ 592,351.53	-\$2,575,601.56
Tlaxcala	-\$1,832,966.20	-\$ 661,019.72	-\$2,627,955.23
Toluca	-\$1,736,365.30	-\$ 564,418.82	-\$2,555,544.85
Torreón	-\$1,937,379.64	-\$ 765,433.15	-\$2,692,589.48
Tuxtla Gutiérrez	-\$1,964,170.63	-\$ 792,224.15	-\$2,721,873.98
Veracruz	-\$2,101,240.63	-\$ 929,294.15	-\$2,819,991.42
Zacatecas	-\$1,891,553.03	-\$ 719,606.54	-\$2,664,414.59
Zamora	-\$1,774,456.95	-\$ 602,510.46	-\$2,586,073.14

Tabla A.15: Escenarios económicos del VPN en tarifa H-M.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco de Juárez	-\$ 561,338.21	\$ 317,621.66	-\$ 1,528,572.09
Aguascalientes	-\$ 575,233.71	\$ 303,726.15	-\$ 1,537,211.02
Atizapán de Zaragoza	-\$ 755,480.60	\$ 123,479.27	-\$ 1,649,271.77
Benito Juárez	-\$ 1,052,304.60	-\$ 173,344.74	-\$ 1,833,809.32
Benito Juárez	-\$ 756,783.02	\$ 122,176.85	-\$ 1,650,081.49
Campeche	-\$ 723,604.73	\$ 155,355.14	-\$ 1,629,454.32
Carmen	-\$ 795,229.42	\$ 83,730.44	-\$ 1,673,983.89
Centro	-\$ 1,108,357.19	-\$ 229,397.32	-\$ 1,868,657.60
Chihuahua	-\$ 616,831.43	\$ 262,128.44	-\$ 1,563,072.61
Chilpancingo de los Bravo	-\$ 720,333.50	\$ 158,626.36	-\$ 1,627,420.57
Coatzacoalcos	-\$ 1,075,774.71	-\$ 196,814.84	-\$ 1,848,400.85
Colima	-\$ 806,007.77	\$ 72,952.09	-\$ 1,680,684.86
Cuatla	-\$ 557,167.59	\$ 321,792.28	-\$ 1,525,979.18
Cuernavaca	-\$ 578,075.36	\$ 300,884.51	-\$ 1,538,977.69
Culiacán	-\$ 654,401.20	\$ 224,558.66	-\$ 1,586,430.00
Durango	-\$ 631,850.99	\$ 247,108.88	-\$ 1,572,410.38
Fresnillo	-\$ 615,444.76	\$ 263,515.11	-\$ 1,562,210.51
Guadalajara	-\$ 628,349.79	\$ 250,610.08	-\$ 1,570,233.66
Guanajuato	-\$ 621,255.55	\$ 257,704.31	-\$ 1,565,823.12
Guaymas	-\$ 754,660.89	\$ 124,298.97	-\$ 1,648,762.15
Hermosillo	-\$ 679,846.19	\$ 199,113.68	-\$ 1,602,249.33
Ixtapaluca	-\$ 782,790.41	\$ 96,169.46	-\$ 1,666,250.47
Juárez	-\$ 774,407.34	\$ 104,552.52	-\$ 1,661,038.66
La Paz	-\$ 829,487.75	\$ 49,472.12	-\$ 1,695,282.53
Los Cabos	-\$ 688,938.07	\$ 190,021.79	-\$ 1,607,901.82
Manzanillo	-\$ 709,958.17	\$ 169,001.69	-\$ 1,620,970.16
Mazatlán	-\$ 669,571.04	\$ 209,388.82	-\$ 1,595,861.20
Mérida	-\$ 961,095.81	-\$ 82,135.94	-\$ 1,777,104.18
Mexicali	-\$ 842,687.26	\$ 36,272.61	-\$ 1,703,488.76
Monterrey	-\$ 931,893.85	-\$ 52,933.98	-\$ 1,758,949.11
Morelia	-\$ 731,073.91	\$ 147,885.96	-\$ 1,634,097.96

continua en la página siguiente

Tabla A.15 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Nuevo Laredo	-\$ 1,046,055.12	-\$ 167,095.25	-\$ 1,829,923.97
Oaxaca de Juárez	-\$ 912,088.12	-\$ 33,128.26	-\$ 1,746,635.76
Pachuca de Soto	-\$ 867,260.93	\$ 11,698.94	-\$ 1,718,766.38
Poza Rica de Hidalgo	-\$ 1,246,878.85	-\$ 367,918.99	-\$ 1,954,777.49
Puebla	-\$ 791,811.71	\$ 87,148.16	-\$ 1,671,859.07
Puerto Vallarta	-\$ 571,186.80	\$ 307,773.06	-\$ 1,534,695.03
Querétaro	-\$ 594,161.29	\$ 284,798.57	-\$ 1,548,978.43
Reynosa	-\$ 1,109,036.48	-\$ 230,076.62	-\$ 1,869,079.92
Saltillo	-\$ 895,582.47	-\$ 16,622.60	-\$ 1,736,374.08
San Luis Potosí	-\$ 768,148.06	\$ 110,811.80	-\$ 1,657,147.22
San Martín Texmelucan	-\$ 776,616.06	\$ 102,343.80	-\$ 1,662,411.83
Tampico	-\$ 1,097,746.57	-\$ 218,786.71	-\$ 1,862,060.91
Tapachula	-\$ 612,633.48	\$ 266,326.39	-\$ 1,560,462.72
Tepic	-\$ 631,803.17	\$ 247,156.69	-\$ 1,572,380.65
Tijuana	-\$ 759,602.65	\$ 119,357.22	-\$ 1,651,834.47
Tlalpan	-\$ 745,301.09	\$ 133,658.78	-\$ 1,642,943.09
Tlaxcala	-\$ 790,767.35	\$ 88,192.52	-\$ 1,671,209.78
Toluca	-\$ 699,476.59	\$ 179,483.28	-\$ 1,614,453.68
Torreón	-\$ 769,823.90	\$ 109,135.96	-\$ 1,658,189.10
Tuxtla Gutiérrez	-\$ 1,012,424.47	-\$ 133,464.61	-\$ 1,809,015.57
Veracruz	-\$ 1,243,990.91	-\$ 365,031.05	-\$ 1,952,982.03
Zacatecas	-\$ 696,068.74	\$ 182,891.12	-\$ 1,612,335.00
Zamora	-\$ 691,921.65	\$ 187,038.22	-\$ 1,609,756.72

Anexo B

Resultados del Payback

Los resultados del Payback para el resto de las ciudades que no se mostraron en el capítulo de resultados, se muestran en las tablas del presente anexo. La estructura de cada tabla es similar para todo el conjunto. Cada tabla consta de 4 columnas, en la primera se encuentra el municipio y en las tres siguientes se encuentran los valores asociados al Payback bajo los escenarios planteados: escenario con tarifa creciente, escenario con tarifa creciente e incentivo y escenario con tarifa constante.

La potencia FV considerada para realizar el análisis económico en cada tarifa, se presenta en la tabla B.1. Con estos datos se puede saber cual fue el tiempo de retorno de la inversión dependiendo el municipio, la tarifa, la potencia instalada y el escenario. Por ejemplo, en la tabla B.2 se observa que, en tarifa 5 para el municipio de Guadalajara el Payback en escenario con tarifa creciente es de 8.29 años al instalar un SFV de 14 kW, mientras que para el escenario con tarifa creciente e incentivo el Payback es de 5.65 años, y en el escenario con tarifa constante el tiempo de retorno se dispara hasta 15.45 años. En el caso de que el Payback tome valores de cero años, indica que la inversión no se recupera.

Tabla B.1: Potencias empleadas para el análisis de cada tarifa.

	Tarifa											
	5	5A	6	7	9	9M	9-CU	9N	2	3	OM	HM
Potencia instalada (kW)	14	14	60	30	30	120	30	30	3	80	80	350

Tabla B.2: Escenarios económicos del Payback en tarifa 5 en baja tensión.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Atizapán de Zaragoza	8.74	5.91	17.36
Benito Juárez	8.74	5.92	17.38
Guadalajara	8.29	5.65	15.45
Ixtapaluca	8.85	5.99	17.90
Monterrey	10.50	6.43	0.00
Tlalpan	8.70	5.89	17.16
Toluca	8.51	5.77	16.35

Tabla B.3: Escenarios económicos del Payback en tarifa 5 en media tensión.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Atizapán de Zaragoza	8.74	5.91	17.36
Benito Juárez	8.74	5.92	17.38
Guadalajara	8.29	5.65	15.45
Ixtapaluca	8.85	5.99	17.90
Monterrey	10.50	6.43	0.00
Tlalpan	8.70	5.89	17.16
Toluca	8.51	5.77	16.35

Tabla B.4: Escenarios económicos del Payback en tarifa 5A en baja tensión.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco de Juárez	13.18	7.63	0

continua en la página siguiente

Tabla B.4 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Aguascalientes	13.24	7.64	0
Benito Juárez	18.25	11.00	0
Campeche	14.25	8.03	0
Carmen	14.93	8.34	0
Centro	19.18	11.43	0
Chihuahua	13.45	7.70	0
Chilpancingo de los Bravo	14.21	8.02	0
Coatzacoalcos	18.64	11.18	0
Colima	15.04	8.39	0
Cuatla	13.17	7.63	0
Cuernavaca	13.26	7.65	0
Culiacán	13.68	7.79	0
Durango	13.53	7.74	0
Fresnillo	13.44	7.70	0
Guanajuato	13.47	7.71	0
Guaymas	14.54	8.17	0
Hermosillo	13.86	7.87	0
Juárez	14.73	8.25	0
La Paz	15.30	8.50	0
Los Cabos	13.93	7.90	0
Manzanillo	14.12	7.98	0
Mazatlán	13.78	7.83	0
Mérida	16.89	10.39	0
Mexicali	15.44	8.56	0
Morelia	14.32	8.07	0
Nuevo Laredo	18.15	10.96	0
Oaxaca de Juárez	16.25	10.08	0
Pachuca de Soto	15.72	8.67	0
Poza Rica de Hidalgo	0.00	12.63	0
Puebla	14.90	8.33	0
Puerto Vallarta	13.23	7.64	0
continua en la página siguiente			

Tabla B.4 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Querétaro	13.33	7.67	0
Reynosa	19.19	11.43	0
Saltillo	16.05	8.81	0
San Luis			
Potosí	14.67	8.22	0
San Martín			
Texmelucan	14.75	8.26	0
Tampico	19.02	11.34	0
Tapachula	13.42	7.70	0
Tepic	13.53	7.74	0
Tijuana	14.59	8.19	0
Tlalpan	14.45	8.13	0
Tlalpan	14.45	8.13	0
Tlaxcala	14.89	8.32	0
Torreón	14.68	8.23	0
Tuxtla			
Gutiérrez	17.63	10.73	0
Veracruz	0.00	12.60	0
Zacatecas	13.99	7.92	0
Zamora	13.96	7.91	0

Tabla B.5: Escenarios económicos del Payback en tarifa 5A en media tensión.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco de Juárez	17.33	8.23	0.00
Aguascalientes	17.44	8.25	0.00
Benito Juárez	0.00	11.81	0.00
Campeche	19.11	8.66	0.00
Carmen	0.00	10.21	0.00
Centro	0.00	12.23	0.00
Chihuahua	17.79	8.32	0.00
Chilpancingo de los Bravo	19.07	8.65	0.00

continua en la página siguiente

Tabla B.5 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Coatzacoalcos	0.00	11.98	0.00
Colima	0.00	10.27	0.00
Cuautla	17.30	8.23	0.00
Cuernavaca	17.46	8.25	0.00
Culiacán	18.19	8.41	0.00
Durango	17.94	8.35	0.00
Fresnillo	17.78	8.32	0.00
Guanajuato	17.83	8.33	0.00
Guaymas	19.51	8.79	0.00
Hermosillo	18.50	8.49	0.00
Juárez	19.77	10.10	0.00
La Paz	0.00	10.40	0.00
Los Cabos	18.62	8.53	0.00
Manzanillo	18.93	8.61	0.00
Mazatlán	18.37	8.46	0.00
Mérida	0.00	11.18	0.00
Mexicali	0.00	10.47	0.00
Morelia	19.20	8.69	0.00
Nuevo Laredo	0.00	11.76	0.00
Oaxaca de Juárez	0.00	10.87	0.00
Pachuca de Soto	0.00	10.61	0.00
Poza Rica de Hidalgo	0.00	13.45	0.00
Puebla	20.00	10.19	0.00
Puerto Vallarta	17.41	8.25	0.00
Querétaro	17.59	8.28	0.00
Reynosa	0.00	12.24	0.00
Saltillo	0.00	10.78	0.00
San Luis Potosí	19.69	10.07	0.00
San Martín Texmelucan	19.80	10.11	0.00
Tampico	0.00	12.15	0.00
Tapachula	17.75	8.31	0.00
continua en la página siguiente			

Tabla B.5 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Tepic	17.94	8.35	0.00
Tijuana	19.57	10.02	0.00
Tlalpan	19.39	8.75	0.00
Tlalpan	19.39	8.75	0.00
Tlaxcala	19.99	10.19	0.00
Torreón	19.71	10.08	0.00
Tuxtla Gutiérrez	0.00	11.53	0.00
Veracruz	0.00	13.42	0.00
Zacatecas	18.72	8.55	0.00
Zamora	18.66	8.54	0.00

Tabla B.6: Escenarios económicos del Payback en tarifa 6.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	0.00	15.97	0.00
Aguascalientes, Ags.	0.00	16.11	0.00
Atizapán de Zaragoza, Méx.	0.00	18.35	0.00
Benito Juárez Q. Roo.	0.00	0.00	0.00
Benito Juárez, D.F.	0.00	18.37	0.00
Campeche, Camp.	0.00	17.90	0.00
Carmen, Camp.	0.00	18.94	0.00
Centro, Tab.	0.00	0.00	0.00
Chihuahua, Chih.	0.00	16.58	0.00
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	0.00	17.85	0.00
Coatzacoalcos, Ver.	0.00	0.00	0.00
Colima, Col.	0.00	19.08	0.00
Cuatla, Mor.	0.00	15.92	0.00
Cuernavaca	0.00	16.14	0.00
Culiacán, Sin.	0.00	17.01	0.00
Durango, Dgo.	0.00	16.75	0.00
Fresnillo, Zac.	0.00	16.56	0.00
Guadalajara, Jal.	0.00	16.71	0.00
Guanajuato, Gto.	0.00	16.63	0.00
Guaymas, Son.	0.00	18.34	0.00
continua en la página siguiente			

Tabla B.6 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	0.00	17.33	0.00
Ixtapaluca, Méx.	0.00	18.75	0.00
Juárez, Chih.	0.00	18.63	0.00
La Paz, B.C.S.	0.00	19.37	0.00
Los Cabos, B.C.S.	0.00	17.44	0.00
Manzanillo, Col.	0.00	17.72	0.00
Mazatlán, Sin.	0.00	17.20	0.00
Mérida, Yuc.	0.00	0.00	0.00
Mexicali, B.C.	0.00	19.54	0.00
Monterrey, N.L.	0.00	0.00	0.00
Morelia, Mich.	0.00	18.00	0.00
Nuevo Laredo, Tamps.	0.00	0.00	0.00
Oaxaca de Juárez, Oax.	0.00	0.00	0.00
Pachuca de Soto, Hgo.	0.00	19.85	0.00
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	0.00	0.00	0.00
Puebla, Pue.	0.00	18.89	0.00
Puerto Vallarta, Jal.	0.00	16.07	0.00
Querétaro, Qro.	0.00	16.32	0.00
Reynosa, Tamps.	0.00	0.00	0.00
continua en la página siguiente			

Tabla B.6 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	0.00	0.00	0.00
San Luis Potosí, S.L.P.	0.00	18.53	0.00
San Martín Texmelucan, Pue.	0.00	18.66	0.00
Tampico Tamps.	0.00	0.00	0.00
Tapachula Chis.	0.00	16.53	0.00
Tepic, Nay.	0.00	16.75	0.00
Tijuana, B.C.	0.00	18.41	0.00
Tlalpan, D.F.	0.00	18.20	0.00
Tlaxcala, Tlax.	0.00	18.87	0.00
Toluca, Méx.	0.00	17.58	0.00
Torreón, Coah.	0.00	18.56	0.00
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	0.00	0.00	0.00
Veracruz, Ver.	0.00	0.00	0.00
Zacatecas, Zac.	0.00	17.54	0.00
Zamora, Mich.	0.00	17.48	0.00

Tabla B.7: Escenarios económicos del Payback en tarifa 7.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	7.70	5.01	12.45
Aguascalientes, Ags.	7.74	5.04	12.58
Atizapán de Zaragoza, Méx.	8.42	5.44	14.71
Benito Juárez Q. Roo.	8.43	5.44	0.00
Benito Juárez, D.F.	10.87	6.26	14.73
Campeche, Camp.	8.29	5.37	14.27
Carmen, Camp.	8.59	5.54	15.30
Centro, Tab.	11.25	6.44	0.00
Chihuahua, Chih.	7.89	5.13	13.00
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	8.28	5.36	14.23
Coatzacoalcos, Ver.	11.02	6.34	0.00
Colima, Col.	8.64	5.57	15.47
Cuatla, Mor.	7.68	5.00	12.41
Cuernavaca	7.75	5.04	12.61
Culiacán, Sin.	8.02	5.21	13.42
Durango, Dgo.	7.94	5.16	13.17
Fresnillo, Zac.	7.88	5.12	12.98
Guadalajara, Jal.	7.93	5.15	13.13
Guanajuato, Gto.	7.90	5.14	13.05
Guaymas, Son.	8.42	5.44	14.70

continua en la página siguiente

Tabla B.7 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	8.12	5.27	13.72
Ixtapaluca, Méx.	8.54	5.51	15.10
Juárez, Chih.	8.50	5.49	14.97
La Paz, B.C.S.	8.74	5.62	15.85
Los Cabos, B.C.S.	8.16	5.29	13.83
Manzanillo, Col.	8.24	5.33	14.09
Mazatlán, Sin.	8.08	5.24	13.60
Mérida, Yuc.	10.31	5.98	18.59
Mexicali, B.C.	8.80	5.66	16.08
Monterrey, N.L.	10.14	5.90	17.88
Morelia, Mich.	8.32	5.38	14.37
Nuevo Laredo, Tamps.	10.83	6.24	0.00
Oaxaca de Juárez, Oax.	10.03	5.84	17.44
Pachuca de Soto, Hgo.	8.91	5.72	16.54
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	12.31	6.94	0.00
Puebla, Pue.	8.58	5.53	15.24
Puerto Vallarta, Jal.	7.73	5.03	12.54
Querétaro, Qro.	7.81	5.08	12.77
Reynosa, Tamps.	11.25	6.45	0.00
continua en la página siguiente			

Tabla B.7 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	9.37	5.80	17.09
San Luis Potosí, S.L.P.	8.48	5.47	14.88
San Martín Texmelucan, Pue.	8.51	5.49	15.00
Tampico Tamps.	11.17	6.41	0.00
Tapachula Chis.	7.87	5.12	12.95
Tepic, Nay.	7.94	5.16	13.16
Tijuana, B.C.	8.44	5.45	14.77
Tlalpan, D.F.	8.38	5.42	14.57
Tlaxcala, Tlax.	8.57	5.53	15.23
Toluca, Méx.	8.20	5.31	13.95
Torreón, Coah.	8.48	5.48	14.91
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	10.62	6.13	19.70
Veracruz, Ver.	12.29	6.93	0.00
Zacatecas, Zac.	8.18	5.30	13.91
Zamora, Mich.	8.17	5.29	13.86

Tabla B.8: Escenarios económicos del Payback en tarifa 9.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	2.00	1.54	3.85
Aguascalientes, Ags.	2.00	1.54	3.88
Atizapán de Zaragoza, Méx.	2.08	1.62	4.27
Benito Juárez Q. Roo.	2.08	1.77	5.12
Benito Juárez, D.F.	2.24	1.62	4.28
Campeche, Camp.	2.07	1.60	4.20
Carmen, Camp.	2.10	1.64	4.37
Centro, Tab.	2.28	1.80	5.33
Chihuahua, Chih.	2.02	1.56	3.96
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	2.06	1.60	4.19
Coatzacoalcos, Ver.	2.26	1.78	5.21
Colima, Col.	2.10	1.64	4.40
Cuatla, Mor.	1.99	1.54	3.84
Cuernavaca	2.00	1.54	3.88
Culiacán, Sin.	2.04	1.57	4.04
Durango, Dgo.	2.03	1.56	3.99
Fresnillo, Zac.	2.02	1.56	3.96
Guadalajara, Jal.	2.02	1.56	3.98
Guanajuato, Gto.	2.02	1.56	3.97
Guaymas, Son.	2.08	1.62	4.27
continua en la página siguiente			

Tabla B.8 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	2.05	1.58	4.09
Ixtapaluca, Méx.	2.09	1.63	4.34
Juárez, Chih.	2.09	1.63	4.32
La Paz, B.C.S.	2.12	1.65	4.46
Los Cabos, B.C.S.	2.05	1.59	4.11
Manzanillo, Col.	2.06	1.60	4.16
Mazatlán, Sin.	2.04	1.58	4.07
Mérida, Yuc.	2.19	1.72	4.83
Mexicali, B.C.	2.12	1.66	4.50
Monterrey, N.L.	2.17	1.70	4.74
Morelia, Mich.	2.07	1.61	4.21
Nuevo Laredo, Tamps.	2.24	1.77	5.10
Oaxaca de Juárez, Oax.	2.16	1.69	4.69
Pachuca de Soto, Hgo.	2.14	1.67	4.56
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	2.38	1.90	5.91
Puebla, Pue.	2.10	1.63	4.36
Puerto Vallarta, Jal.	2.00	1.54	3.87
Querétaro, Qro.	2.01	1.55	3.91
Reynosa, Tamps.	2.28	1.80	5.34
continua en la página siguiente			

Tabla B.8 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	2.15	1.68	4.64
San Luis Potosí, S.L.P.	2.09	1.62	4.30
San Martín Texmelucan, Pue.	2.09	1.63	4.33
Tampico Tamps.	2.27	1.80	5.29
Tapachula Chis.	2.02	1.56	3.95
Tepic, Nay.	2.03	1.56	3.99
Tijuana, B.C.	2.08	1.62	4.28
Tlalpan, D.F.	2.08	1.61	4.25
Tlaxcala, Tlax.	2.10	1.63	4.36
Toluca, Méx.	2.06	1.59	4.14
Torreón, Coah.	2.09	1.62	4.31
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	2.22	1.75	4.98
Veracruz, Ver.	2.37	1.89	5.89
Zacatecas, Zac.	2.05	1.59	4.13
Zamora, Mich.	2.05	1.59	4.12

Tabla B.9: Escenarios económicos del Payback en tarifa 9M.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	1.94	1.53	3.83
Aguascalientes, Ags.	1.95	1.54	3.85
Atizapán de Zaragoza, Méx.	2.04	1.61	4.24
Benito Juárez Q. Roo.	2.19	1.76	5.08
Benito Juárez, D.F.	2.04	1.61	4.24
Campeche, Camp.	2.03	1.60	4.16
Carmen, Camp.	2.06	1.63	4.34
Centro, Tab.	2.22	1.80	5.29
Chihuahua, Chih.	1.97	1.55	3.93
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	2.02	1.60	4.16
Coatzacoalcos, Ver.	2.20	1.78	5.17
Colima, Col.	2.06	1.64	4.37
Cuatla, Mor.	1.94	1.53	3.82
Cuernavaca	1.95	1.54	3.86
Culiacán, Sin.	2.00	1.57	4.01
Durango, Dgo.	1.98	1.56	3.96
Fresnillo, Zac.	1.97	1.55	3.93
Guadalajara, Jal.	1.98	1.56	3.95
Guanajuato, Gto.	1.98	1.56	3.94
Guaymas, Son.	2.04	1.61	4.24

continúa en la página siguiente

Tabla B.9 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	2.01	1.58	4.06
Ixtapaluca, Méx.	2.05	1.62	4.31
Juárez, Chih.	2.05	1.62	4.29
La Paz, B.C.S.	2.07	1.65	4.43
Los Cabos, B.C.S.	2.01	1.58	4.08
Manzanillo, Col.	2.02	1.59	4.13
Mazatlán, Sin.	2.00	1.58	4.04
Mérida, Yuc.	2.14	1.71	4.79
Mexicali, B.C.	2.08	1.65	4.46
Monterrey, N.L.	2.12	1.70	4.71
Morelia, Mich.	2.03	1.60	4.18
Nuevo Laredo, Tamps.	2.18	1.76	5.06
Oaxaca de Juárez, Oax.	2.11	1.69	4.65
Pachuca de Soto, Hgo.	2.09	1.66	4.53
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	2.31	1.89	5.86
Puebla, Pue.	2.06	1.63	4.33
Puerto Vallarta, Jal.	1.95	1.54	3.84
Querétaro, Qro.	1.96	1.55	3.89
Reynosa, Tamps.	2.22	1.80	5.29
continua en la página siguiente			

Tabla B.9 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	2.10	1.68	4.61
San Luis Potosí, S.L.P.	2.05	1.62	4.27
San Martín Texmelucan, Pue.	2.05	1.62	4.29
Tampico Tamps.	2.21	1.79	5.25
Tapachula Chis.	1.97	1.55	3.92
Tepic, Nay.	1.98	1.56	3.96
Tijuana, B.C.	2.04	1.61	4.25
Tlalpan, D.F.	2.04	1.61	4.22
Tlaxcala, Tlax.	2.06	1.63	4.33
Toluca, Méx.	2.02	1.59	4.11
Torreón, Coah.	2.05	1.62	4.28
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	2.17	1.74	4.95
Veracruz, Ver.	2.31	1.89	5.85
Zacatecas, Zac.	2.01	1.59	4.10
Zamora, Mich.	2.01	1.58	4.09

Tabla B.10: Escenarios económicos del Payback en tarifa 2.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	18.84	10.82	0.00
Aguascalientes, Ags.	19.04	10.90	0.00
Atizapán de Zaragoza, Méx.	0.00	12.17	0.00
Benito Juárez Q. Roo.	0.00	15.14	0.00
Benito Juárez, D.F.	0.00	12.18	0.00
Campeche, Camp.	0.00	11.92	0.00
Carmen, Camp.	0.00	12.49	0.00
Centro, Tab.	0.00	15.90	0.00
Chihuahua, Chih.	19.59	11.17	0.00
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	0.00	11.89	0.00
Coatzacoalcos, Ver.	0.00	15.46	0.00
Colima, Col.	0.00	12.58	0.00
Cuatla, Mor.	18.77	10.79	0.00
Cuernavaca	19.08	10.92	0.00
Culiacán, Sin.	0.00	11.43	0.00
Durango, Dgo.	19.79	11.27	0.00
Fresnillo, Zac.	19.57	11.16	0.00
Guadalajara, Jal.	19.74	11.25	0.00
Guanajuato, Gto.	19.65	11.20	0.00
Guaymas, Son.	0.00	12.16	0.00

continua en la página siguiente

Tabla B.10 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	0.00	11.60	0.00
Ixtapaluca, Méx.	0.00	12.39	0.00
Juárez, Chih.	0.00	12.32	0.00
La Paz, B.C.S.	0.00	12.78	0.00
Los Cabos, B.C.S.	0.00	11.67	0.00
Manzanillo, Col.	0.00	11.82	0.00
Mazatlán, Sin.	0.00	11.53	0.00
Mérida, Yuc.	0.00	14.06	0.00
Mexicali, B.C.	0.00	12.90	0.00
Monterrey, N.L.	0.00	13.76	0.00
Morelia, Mich.	0.00	11.97	0.00
Nuevo Laredo, Tamps.	0.00	15.06	0.00
Oaxaca de Juárez, Oax.	0.00	13.56	0.00
Pachuca de Soto, Hgo.	0.00	13.12	0.00
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	0.00	18.24	0.00
Puebla, Pue.	0.00	12.46	0.00
Puerto Vallarta, Jal.	18.99	10.88	0.00
Querétaro, Qro.	19.29	11.02	0.00
Reynosa, Tamps.	0.00	15.91	0.00
continua en la página siguiente			

Tabla B.10 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	0.00	13.40	0.00
San Luis Potosí, S.L.P.	0.00	12.27	0.00
San Martín Texmelucan, Pue.	0.00	12.34	0.00
Tampico Tamps.	0.00	15.76	0.00
Tapachula Chis.	19.53	11.14	0.00
Tepic, Nay.	19.79	11.27	0.00
Tijuana, B.C.	0.00	12.20	0.00
Tlalpan, D.F.	0.00	12.08	0.00
Tlaxcala, Tlax.	0.00	12.46	0.00
Toluca, Méx.	0.00	11.74	0.00
Torreón, Coah.	0.00	12.28	0.00
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	0.00	14.65	0.00
Veracruz, Ver.	0.00	18.18	0.00
Zacatecas, Zac.	0.00	11.72	0.00
Zamora, Mich.	0.00	11.69	0.00

Anexo C

Resultados de la TIR

Los resultados completos de la TIR se muestran en las siguientes tablas y la manera de interpretar los valores obtenidos para cada escenario es de acuerdo a la forma expuesta en el capítulo de aspectos económicos.

La tasa de descuento empleada para el análisis económico fue de 10 %, por lo cual, proyectos con una TIR menor a este valor se rechazan, si la TIR es igual a 10 % el proyecto no generará ganancias y si es mayor a 10 % entonces el proyecto se aprueba. Por ejemplo, para la ciudad de Guadalajara en tarifa 5 en baja tensión, La TIR es superior a 10 % para todos los escenarios, por consiguiente, los proyectos se aprueban.

Tabla C.1: Escenarios económicos de la TIR en tarifa 5 en baja tensión.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Atizapán de Zaragoza	17.78 %	10.88 %	24.45 %
Benito Juárez	17.77 %	10.87 %	24.44 %
Guadalajara	18.60 %	11.64 %	25.48 %
Ixtapaluca	17.58 %	10.70 %	24.19 %
Monterrey	16.49 %	9.68 %	22.78 %
Tlalpan	17.86 %	10.95 %	24.54 %
Toluca	18.18 %	11.26 %	24.97 %

Tabla C.2: Escenarios económicos de la TIR en tarifa 5 en media tensión.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Atizapán de Zaragoza	14.96 %	8.26 %	20.81 %
Benito Juárez	14.96 %	8.25 %	20.80 %
Guadalajara	15.71 %	8.94 %	21.73 %
Ixtapaluca	14.79 %	8.09 %	20.59 %
Monterrey	13.81 %	7.19 %	19.34 %
Tlalpan	15.03 %	8.32 %	20.90 %
Toluca	15.32 %	8.59 %	21.27 %

Tabla C.3: Escenarios económicos de la TIR en tarifa 5A en baja tensión.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco de Juárez	13.84 %	6.19 %	19.94 %
Aguascalientes	13.79 %	6.14 %	19.89 %
Benito Juárez	10.78 %	3.20 %	16.19 %
Campeche	13.01 %	5.38 %	18.98 %
Carmen	12.54 %	4.92 %	18.38 %
Centro	10.38 %	2.81 %	15.70 %
Chihuahua	13.62 %	5.97 %	19.71 %
Chilpancingo de los Bravo	13.03 %	5.40 %	19.00 %
Coahuila de Zaragoza	10.61 %	3.04 %	15.98 %
Colima	12.47 %	4.85 %	18.29 %
Cuautla	13.86 %	6.21 %	19.95 %
Cuernavaca	13.78 %	6.13 %	19.88 %
Culiacán	13.44 %	5.79 %	19.49 %
Durango	13.55 %	5.90 %	19.63 %
Fresnillo	13.63 %	5.98 %	19.71 %
Guanajuato	13.60 %	5.95 %	19.68 %
Guaymas	12.81 %	5.18 %	18.72 %

continúa en la página siguiente

Tabla C.3 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo	13.29 %	5.65 %	19.32 %
Juárez	12.68 %	5.05 %	18.55 %
La Paz	12.31 %	4.69 %	18.09 %
Los Cabos	13.24 %	5.60 %	19.26 %
Manzanillo	13.10 %	5.46 %	19.09 %
Mazatlán	13.35 %	5.71 %	19.40 %
Mérida	11.41 %	3.82 %	16.98 %
Mexicali	12.22 %	4.61 %	17.98 %
Morelia	12.96 %	5.33 %	18.91 %
Nuevo Laredo	10.82 %	3.24 %	16.24 %
Oaxaca de Juárez	11.75 %	4.15 %	17.40 %
Pachuca de Soto	12.05 %	4.44 %	17.78 %
Poza Rica de Hidalgo	9.37 %	1.83 %	14.46 %
Puebla	12.56 %	4.94 %	18.41 %
Puerto Vallarta	13.81 %	6.16 %	19.90 %
Querétaro	13.72 %	6.07 %	19.81 %
Reynosa	10.37 %	2.81 %	15.69 %
Saltillo	11.86 %	4.26 %	17.54 %
San Luis Potosí	12.72 %	5.09 %	18.61 %
San Martín Texmelucan	12.66 %	5.04 %	18.54 %
Tampico	10.45 %	2.89 %	15.79 %
Tapachula	13.64 %	5.99 %	19.73 %
Tepic	13.55 %	5.90 %	19.63 %
Tijuana	12.78 %	5.15 %	18.68 %
Tlalpan	12.87 %	5.24 %	18.80 %
Tlalpan	12.87 %	5.24 %	18.80 %
Tlaxcala	12.57 %	4.94 %	18.42 %
Torreón	12.71 %	5.08 %	18.59 %
Tuxtla Gutiérrez	11.06 %	3.47 %	16.54 %
Veracruz	9.39 %	1.85 %	14.48 %
continua en la página siguiente			

Tabla C.3 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Zacatecas	13.19 %	5.55 %	19.20 %
Zamora	13.22 %	5.58 %	19.24 %

Tabla C.4: Escenarios económicos de la TIR en tarifa 5A en media tensión.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco de Juárez	11.20 %	6.61 %	18.49 %
Aguascalientes	11.15 %	6.57 %	18.44 %
Benito Juárez	8.36 %	4.18 %	15.18 %
Campeche	10.41 %	5.95 %	17.63 %
Carmen	9.98 %	5.57 %	17.11 %
Centro	7.99 %	3.87 %	14.75 %
Chihuahua	10.98 %	6.43 %	18.28 %
Chilpancingo de los Bravo	10.43 %	5.96 %	17.65 %
Coatzacoalcos	8.21 %	4.05 %	15.00 %
Colima	9.91 %	5.51 %	17.03 %
Cuatla	11.21 %	6.62 %	18.51 %
Cuernavaca	11.14 %	6.56 %	18.43 %
Culiacán	10.80 %	6.28 %	18.09 %
Durango	10.91 %	6.38 %	18.21 %
Fresnillo	10.99 %	6.44 %	18.28 %
Guanajuato	10.96 %	6.42 %	18.26 %
Guaymas	10.23 %	5.78 %	17.40 %
Hermosillo	10.67 %	6.17 %	17.94 %
Juárez	10.11 %	5.68 %	17.26 %
La Paz	9.77 %	5.39 %	16.86 %
Los Cabos	10.62 %	6.13 %	17.88 %
Manzanillo	10.50 %	6.02 %	17.73 %
Mazatlán	10.73 %	6.22 %	18.00 %
Mérida	8.95 %	4.68 %	15.88 %
Mexicali	9.69 %	5.32 %	16.76 %
Morelia	10.37 %	5.91 %	17.57 %

continua en la página siguiente

Tabla C.4 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Nuevo Laredo	8.40 %	4.22 %	15.23 %
Oaxaca de Juárez	9.26 %	4.95 %	16.24 %
Pachuca de Soto	9.54 %	5.19 %	16.58 %
Poza Rica de Hidalgo	7.06 %	3.09 %	13.66 %
Puebla	10.00 %	5.59 %	17.13 %
Puerto Vallarta	11.16 %	6.58 %	18.46 %
Querétaro	11.08 %	6.51 %	18.37 %
Reynosa	7.99 %	3.87 %	14.75 %
Saltillo	9.36 %	5.03 %	16.37 %
San Luis Potosí	10.14 %	5.71 %	17.30 %
San Martín Texmelucan	10.09 %	5.67 %	17.24 %
Tampico	8.06 %	3.93 %	14.83 %
Tapachula	11.00 %	6.45 %	18.30 %
Tepic	10.91 %	6.38 %	18.21 %
Tijuana	10.20 %	5.76 %	17.37 %
Tlalpan	10.28 %	5.83 %	17.47 %
Tlalpan	10.28 %	5.83 %	17.47 %
Tlaxcala	10.01 %	5.59 %	17.14 %
Torreón	10.13 %	5.70 %	17.29 %
Tuxtla Gutiérrez	8.62 %	4.40 %	15.49 %
Veracruz	7.08 %	3.10 %	13.69 %
Zacatecas	10.58 %	6.09 %	17.83 %
Zamora	10.60 %	6.11 %	17.86 %

Tabla C.5: Escenarios económicos de la TIR en tarifa 6.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	7.31 %	12.00 %	0.00 %
Aguascalientes, Ags.	7.24 %	11.91 %	0.00 %
Atizapán de Zaragoza, Méx.	6.30 %	10.79 %	0.00 %
Benito Juárez Q. Roo.	4.66 %	8.85 %	0.00 %
Benito Juárez, D.F.	6.29 %	10.78 %	0.00 %
Campeche, Camp.	6.47 %	10.99 %	0.00 %
Carmen, Camp.	6.09 %	10.54 %	0.00 %
Centro, Tab.	4.33 %	8.47 %	0.00 %
Chihuahua, Chih.	7.03 %	11.66 %	0.00 %
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	6.49 %	11.01 %	0.00 %
Coatzacoalcos, Ver.	4.52 %	8.69 %	0.00 %
Colima, Col.	6.03 %	10.47 %	0.00 %
Cuatla, Mor.	7.33 %	12.02 %	0.00 %
Cuernavaca	7.22 %	11.89 %	0.00 %
Culiacán, Sin.	6.83 %	11.43 %	0.00 %
Durango, Dgo.	6.95 %	11.56 %	0.00 %
Fresnillo, Zac.	7.03 %	11.67 %	0.00 %
Guadalajara, Jal.	6.97 %	11.59 %	0.00 %
Guanajuato, Gto.	7.00 %	11.63 %	0.00 %
Guaymas, Son.	6.31 %	10.80 %	0.00 %

continua en la página siguiente

Tabla C.5 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	6.70 %	11.27 %	0.00 %
Ixtapaluca, Méx.	6.15 %	10.62 %	0.00 %
Juárez, Chih.	6.20 %	10.67 %	0.00 %
La Paz, B.C.S.	5.90 %	10.32 %	0.00 %
Los Cabos, B.C.S.	6.65 %	11.21 %	0.00 %
Manzanillo, Col.	6.54 %	11.08 %	0.00 %
Mazatlán, Sin.	6.75 %	11.33 %	0.00 %
Mérida, Yuc.	5.18 %	9.46 %	0.00 %
Mexicali, B.C.	5.83 %	10.23 %	0.00 %
Monterrey, N.L.	5.34 %	9.65 %	0.00 %
Morelia, Mich.	6.43 %	10.95 %	0.00 %
Nuevo Laredo, Tamps.	4.69 %	8.89 %	0.00 %
Oaxaca de Juárez, Oax.	5.45 %	9.78 %	0.00 %
Pachuca de Soto, Hgo.	5.70 %	10.08 %	0.00 %
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	3.50 %	7.49 %	0.00 %
Puebla, Pue.	6.11 %	10.56 %	0.00 %
Puerto Vallarta, Jal.	7.26 %	11.94 %	0.00 %
Querétaro, Qro.	7.14 %	11.80 %	0.00 %
Reynosa, Tamps.	4.33 %	8.46 %	0.00 %
continua en la página siguiente			

Tabla C.5 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	5.54 %	9.89 %	0.00 %
San Luis Potosí, S.L.P.	6.23 %	10.71 %	0.00 %
San Martín Texmelucan, Pue.	6.19 %	10.66 %	0.00 %
Tampico Tamps.	4.39 %	8.54 %	0.00 %
Tapachula Chis.	7.05 %	11.68 %	0.00 %
Tepic, Nay.	6.95 %	11.56 %	0.00 %
Tijuana, B.C.	6.28 %	10.77 %	0.00 %
Tlalpan, D.F.	6.35 %	10.86 %	0.00 %
Tlaxcala, Tlax.	6.11 %	10.57 %	0.00 %
Toluca, Méx.	6.60 %	11.14 %	0.00 %
Torreón, Coah.	6.22 %	10.70 %	0.00 %
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	4.89 %	9.12 %	0.00 %
Veracruz, Ver.	3.51 %	7.51 %	0.00 %
Zacatecas, Zac.	6.61 %	11.17 %	0.00 %
Zamora, Mich.	6.64 %	11.19 %	0.00 %

Tabla C.6: Escenarios económicos de la TIR en tarifa 7.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	19.55 %	27.72 %	13.38 %
Aguascalientes, Ags.	19.45 %	27.59 %	13.28 %
Atizapán de Zaragoza, Méx.	18.16 %	25.88 %	11.99 %
Benito Juárez Q. Roo.	18.15 %	25.87 %	9.81 %
Benito Juárez, D.F.	15.96 %	23.00 %	11.98 %
Campeche, Camp.	18.39 %	26.18 %	12.22 %
Carmen, Camp.	17.87 %	25.50 %	11.71 %
Centro, Tab.	15.53 %	22.45 %	9.39 %
Chihuahua, Chih.	19.16 %	27.20 %	12.98 %
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	18.41 %	26.21 %	12.25 %
Coatzacoalcos, Ver.	15.78 %	22.77 %	9.63 %
Colima, Col.	17.79 %	25.39 %	11.63 %
Cuautla, Mor.	19.58 %	27.76 %	13.41 %
Cuernavaca	19.43 %	27.57 %	13.26 %
Culiacán, Sin.	18.89 %	26.84 %	12.72 %
Durango, Dgo.	19.05 %	27.06 %	12.88 %
Fresnillo, Zac.	19.17 %	27.21 %	12.99 %
Guadalajara, Jal.	19.07 %	27.09 %	12.90 %
Guanajuato, Gto.	19.13 %	27.16 %	12.95 %
Guaymas, Son.	18.16 %	25.89 %	12.00 %
continua en la página siguiente			

Tabla C.6 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	18.70 %	26.60 %	12.54 %
Ixtapaluca, Méx.	17.96 %	25.62 %	11.80 %
Juárez, Chih.	18.02 %	25.70 %	11.86 %
La Paz, B.C.S.	17.62 %	25.17 %	11.46 %
Los Cabos, B.C.S.	18.64 %	26.51 %	12.47 %
Manzanillo, Col.	18.49 %	26.31 %	12.32 %
Mazatlán, Sin.	18.78 %	26.70 %	12.61 %
Mérida, Yuc.	16.64 %	23.89 %	10.49 %
Mexicali, B.C.	17.52 %	25.04 %	11.36 %
Monterrey, N.L.	16.86 %	24.18 %	10.71 %
Morelia, Mich.	18.33 %	26.11 %	12.17 %
Nuevo Laredo, Tamps.	16.01 %	23.06 %	9.86 %
Oaxaca de Juárez, Oax.	17.01 %	24.37 %	10.85 %
Pachuca de Soto, Hgo.	17.34 %	24.80 %	11.18 %
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	14.47 %	21.07 %	8.33 %
Puebla, Pue.	17.89 %	25.53 %	11.73 %
Puerto Vallarta, Jal.	19.48 %	27.63 %	13.31 %
Querétaro, Qro.	19.32 %	27.41 %	13.15 %
Reynosa, Tamps.	15.53 %	22.44 %	9.38 %
continua en la página siguiente			

Tabla C.6 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	17.13 %	24.53 %	10.97 %
San Luis Potosí, S.L.P.	18.06 %	25.76 %	11.90 %
San Martín Texmelucan, Pue.	18.00 %	25.68 %	11.84 %
Tampico Tamps.	15.61 %	22.56 %	9.47 %
Tapachula Chis.	19.19 %	27.24 %	13.01 %
Tepic, Nay.	19.05 %	27.06 %	12.88 %
Tijuana, B.C.	18.13 %	25.84 %	11.96 %
Tlalpan, D.F.	18.23 %	25.98 %	12.07 %
Tlaxcala, Tlax.	17.90 %	25.54 %	11.74 %
Toluca, Méx.	18.56 %	26.41 %	12.39 %
Torreón, Coah.	18.05 %	25.74 %	11.89 %
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	16.26 %	23.39 %	10.11 %
Veracruz, Ver.	14.49 %	21.10 %	8.35 %
Zacatecas, Zac.	18.59 %	26.45 %	12.42 %
Zamora, Mich.	18.62 %	26.49 %	12.45 %

Tabla C.7: Escenarios económicos de la TIR en tarifa 9.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	90.58 %	115.65 %	31.44 %
Aguascalientes, Ags.	90.27 %	115.24 %	31.25 %
Atizapán de Zaragoza, Méx.	86.07 %	109.90 %	28.72 %
Benito Juárez Q. Roo.	86.04 %	100.84 %	24.51 %
Benito Juárez, D.F.	78.93 %	109.86 %	28.70 %
Campeche, Camp.	86.82 %	110.85 %	29.17 %
Carmen, Camp.	85.14 %	108.70 %	28.16 %
Centro, Tab.	77.55 %	99.09 %	23.70 %
Chihuahua, Chih.	89.31 %	114.02 %	30.67 %
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	86.90 %	110.95 %	29.21 %
Coatzacoalcos, Ver.	78.36 %	100.11 %	24.17 %
Colima, Col.	84.88 %	108.38 %	28.01 %
Cuatla, Mor.	90.68 %	115.77 %	31.50 %
Cuernavaca	90.20 %	115.15 %	31.21 %
Culiacán, Sin.	88.44 %	112.91 %	30.14 %
Durango, Dgo.	88.96 %	113.57 %	30.46 %
Fresnillo, Zac.	89.34 %	114.06 %	30.69 %
Guadalajara, Jal.	89.04 %	113.68 %	30.50 %
Guanajuato, Gto.	89.20 %	113.88 %	30.60 %
Guaymas, Son.	86.09 %	109.92 %	28.73 %
continua en la página siguiente			

Tabla C.7 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	87.85 %	112.15 %	29.78 %
Ixtapaluca, Méx.	85.43 %	109.08 %	28.33 %
Juárez, Chih.	85.63 %	109.33 %	28.45 %
La Paz, B.C.S.	84.32 %	107.67 %	27.67 %
Los Cabos, B.C.S.	87.63 %	111.88 %	29.65 %
Manzanillo, Col.	87.14 %	111.26 %	29.36 %
Mazatlán, Sin.	88.08 %	112.46 %	29.93 %
Mérida, Yuc.	81.16 %	103.66 %	25.81 %
Mexicali, B.C.	84.01 %	107.27 %	27.49 %
Monterrey, N.L.	81.87 %	104.56 %	26.22 %
Morelia, Mich.	86.65 %	110.63 %	29.06 %
Nuevo Laredo, Tamps.	79.09 %	101.03 %	24.59 %
Oaxaca de Juárez, Oax.	82.35 %	105.16 %	26.50 %
Pachuca de Soto, Hgo.	83.42 %	106.53 %	27.14 %
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	74.06 %	94.69 %	21.70 %
Puebla, Pue.	85.22 %	108.81 %	28.21 %
Puerto Vallarta, Jal.	90.36 %	115.36 %	31.30 %
Querétaro, Qro.	89.83 %	114.68 %	30.98 %
Reynosa, Tamps.	77.53 %	99.06 %	23.69 %
continua en la página siguiente			

Tabla C.7 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	82.74 %	105.66 %	26.74 %
San Luis Potosí, S.L.P.	85.78 %	109.52 %	28.54 %
San Martín Texmelucan, Pue.	85.58 %	109.26 %	28.42 %
Tampico Tamps.	77.81 %	99.42 %	23.85 %
Tapachula Chis.	89.40 %	114.14 %	30.72 %
Tepic, Nay.	88.96 %	113.57 %	30.46 %
Tijuana, B.C.	85.98 %	109.77 %	28.66 %
Tlalpan, D.F.	86.31 %	110.20 %	28.86 %
Tlaxcala, Tlax.	85.24 %	108.84 %	28.22 %
Toluca, Méx.	87.39 %	111.57 %	29.51 %
Torreón, Coah.	85.74 %	109.47 %	28.52 %
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	79.91 %	102.08 %	25.08 %
Veracruz, Ver.	74.14 %	94.78 %	21.74 %
Zacatecas, Zac.	87.47 %	111.67 %	29.55 %
Zamora, Mich.	87.56 %	111.79 %	29.61 %

Tabla C.8: Escenarios económicos de la TIR en tarifa 9M.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	92.60 %	115.96 %	31.64 %
Aguascalientes, Ags.	92.29 %	115.55 %	31.45 %
Atizapán de Zaragoza, Méx.	88.12 %	110.20 %	28.91 %
Benito Juárez Q. Roo.	81.04 %	101.11 %	24.67 %
Benito Juárez, D.F.	88.09 %	110.16 %	28.89 %
Campeche, Camp.	88.87 %	111.15 %	29.36 %
Carmen, Camp.	87.19 %	109.00 %	28.34 %
Centro, Tab.	79.67 %	99.35 %	23.86 %
Chihuahua, Chih.	91.33 %	114.33 %	30.86 %
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	88.94 %	111.25 %	29.40 %
Coatzacoalcos, Ver.	80.47 %	100.38 %	24.33 %
Colima, Col.	86.94 %	108.67 %	28.19 %
Cuatla, Mor.	92.70 %	116.09 %	31.70 %
Cuernavaca	92.22 %	115.47 %	31.41 %
Culiacán, Sin.	90.47 %	113.21 %	30.33 %
Durango, Dgo.	90.99 %	113.88 %	30.65 %
Fresnillo, Zac.	91.37 %	114.37 %	30.88 %
Guadalajara, Jal.	91.07 %	113.99 %	30.70 %
Guanajuato, Gto.	91.23 %	114.20 %	30.80 %
Guaymas, Son.	88.14 %	110.22 %	28.92 %
continua en la página siguiente			

Tabla C.8 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	89.88 %	112.46 %	29.97 %
Ixtapaluca, Méx.	87.49 %	109.38 %	28.52 %
Juárez, Chih.	87.68 %	109.63 %	28.64 %
La Paz, B.C.S.	86.39 %	107.96 %	27.86 %
Los Cabos, B.C.S.	89.67 %	112.19 %	29.85 %
Manzanillo, Col.	89.19 %	111.56 %	29.55 %
Mazatlán, Sin.	90.12 %	112.76 %	30.12 %
Mérida, Yuc.	83.25 %	103.94 %	25.98 %
Mexicali, B.C.	86.08 %	107.56 %	27.67 %
Monterrey, N.L.	83.95 %	104.84 %	26.40 %
Morelia, Mich.	88.69 %	110.93 %	29.25 %
Nuevo Laredo, Tamps.	81.20 %	101.31 %	24.76 %
Oaxaca de Juárez, Oax.	84.43 %	105.45 %	26.68 %
Pachuca de Soto, Hgo.	85.49 %	106.82 %	27.32 %
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	76.22 %	94.95 %	21.85 %
Puebla, Pue.	87.27 %	109.10 %	28.39 %
Puerto Vallarta, Jal.	92.38 %	115.67 %	31.50 %
Querétaro, Qro.	91.85 %	115.00 %	31.18 %
Reynosa, Tamps.	79.65 %	99.33 %	23.85 %
continua en la página siguiente			

Tabla C.8 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	84.82 %	105.95 %	26.92 %
San Luis Potosí, S.L.P.	87.83 %	109.82 %	28.73 %
San Martín Texmelucan, Pue.	87.63 %	109.56 %	28.61 %
Tampico Tamps.	79.93 %	99.69 %	24.02 %
Tapachula Chis.	91.43 %	114.45 %	30.92 %
Tepic, Nay.	90.99 %	113.88 %	30.65 %
Tijuana, B.C.	88.03 %	110.07 %	28.85 %
Tlalpan, D.F.	88.36 %	110.50 %	29.05 %
Tlaxcala, Tlax.	87.30 %	109.13 %	28.41 %
Toluca, Méx.	89.43 %	111.87 %	29.70 %
Torreón, Coah.	87.79 %	109.77 %	28.70 %
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	82.01 %	102.35 %	25.24 %
Veracruz, Ver.	76.29 %	95.04 %	21.89 %
Zacatecas, Zac.	89.51 %	111.97 %	29.75 %
Zamora, Mich.	89.60 %	112.10 %	29.80 %

Tabla C.9: Escenarios económicos de la TIR en tarifa 2.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	10.51 %	16.16 %	4.60 %
Aguascalientes, Ags.	10.43 %	16.06 %	4.52 %
Atizapán de Zaragoza, Méx.	9.34 %	14.71 %	3.45 %
Benito Juárez Q. Roo.	7.46 %	12.40 %	1.59 %
Benito Juárez, D.F.	9.34 %	14.70 %	3.44 %
Campeche, Camp.	9.54 %	14.95 %	3.64 %
Carmen, Camp.	9.10 %	14.41 %	3.21 %
Centro, Tab.	7.09 %	11.95 %	1.22 %
Chihuahua, Chih.	10.18 %	15.75 %	4.28 %
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	9.56 %	14.98 %	3.66 %
Coatzacoalcos, Ver.	7.31 %	12.21 %	1.43 %
Colima, Col.	9.03 %	14.33 %	3.14 %
Cuatla, Mor.	10.54 %	16.19 %	4.63 %
Cuernavaca	10.41 %	16.04 %	4.51 %
Culiacán, Sin.	9.96 %	15.47 %	4.06 %
Durango, Dgo.	10.09 %	15.64 %	4.19 %
Fresnillo, Zac.	10.19 %	15.76 %	4.29 %
Guadalajara, Jal.	10.11 %	15.67 %	4.21 %
Guanajuato, Gto.	10.16 %	15.72 %	4.25 %
Guaymas, Son.	9.35 %	14.72 %	3.46 %

continua en la página siguiente

Tabla C.9 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	9.80 %	15.28 %	3.91 %
Ixtapaluca, Méx.	9.18 %	14.50 %	3.28 %
Juárez, Chih.	9.23 %	14.57 %	3.34 %
La Paz, B.C.S.	8.89 %	14.15 %	3.00 %
Los Cabos, B.C.S.	9.75 %	15.21 %	3.85 %
Manzanillo, Col.	9.62 %	15.06 %	3.73 %
Mazatlán, Sin.	9.87 %	15.36 %	3.97 %
Mérida, Yuc.	8.05 %	13.13 %	2.17 %
Mexicali, B.C.	8.80 %	14.05 %	2.92 %
Monterrey, N.L.	8.24 %	13.35 %	2.36 %
Morelia, Mich.	9.49 %	14.90 %	3.60 %
Nuevo Laredo, Tamps.	7.50 %	12.45 %	1.63 %
Oaxaca de Juárez, Oax.	8.37 %	13.51 %	2.48 %
Pachuca de Soto, Hgo.	8.65 %	13.86 %	2.76 %
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	6.15 %	10.81 %	0.28 %
Puebla, Pue.	9.12 %	14.44 %	3.23 %
Puerto Vallarta, Jal.	10.45 %	16.09 %	4.55 %
Querétaro, Qro.	10.32 %	15.92 %	4.41 %
Reynosa, Tamps.	7.09 %	11.95 %	1.21 %
continua en la página siguiente			

Tabla C.9 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	8.47 %	13.64 %	2.59 %
San Luis Potosí, S.L.P.	9.27 %	14.62 %	3.37 %
San Martín Texmelucan, Pue.	9.21 %	14.55 %	3.32 %
Tampico Tamps.	7.16 %	12.04 %	1.29 %
Tapachula Chis.	10.21 %	15.78 %	4.30 %
Tepic, Nay.	10.09 %	15.64 %	4.19 %
Tijuana, B.C.	9.32 %	14.68 %	3.43 %
Tlalpan, D.F.	9.41 %	14.79 %	3.51 %
Tlaxcala, Tlax.	9.13 %	14.44 %	3.24 %
Toluca, Méx.	9.69 %	15.13 %	3.79 %
Torreón, Coah.	9.26 %	14.60 %	3.36 %
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	7.72 %	12.72 %	1.85 %
Veracruz, Ver.	6.17 %	10.83 %	0.30 %
Zacatecas, Zac.	9.71 %	15.16 %	3.81 %
Zamora, Mich.	9.73 %	15.19 %	3.83 %

Anexo D

Resultados de la relación Beneficio/Costo

Los resultados completos de la relación B/C se presentan a continuación agrupados en tablas de acuerdo a la tarifa. Se presentan los 3 escenarios planteados en el análisis económico, escenario con tarifa creciente, escenario con incentivo y escenario con tarifa constante.

La relación B/C indica la fracción obtenida de ganancias con respecto a la inversión y se interpreta de acuerdo al siguiente criterio. Si la relación B/C es mayor que 1, entonces el proyecto genera ahorros; si es menor que 1, el proyecto no genera ahorros; finalmente si es igual a 1, se dice que no se tienen pérdidas ni ganancias. Por ejemplo, para la ciudad de Guadalajara en tarifa 5 en baja tensión, se tiene un valor de 1.8 para el escenario con tarifa creciente, 2.48 para el escenario con tarifa creciente e incentivo, mientras que para el escenario con tarifa constante tiene un valor de 1.11. Esto indica que el escenario con incentivo genera más ahorros que el escenario con tarifa creciente que a su vez supera al escenario con tarifa constante

Tabla D.1: Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 5 en baja tensión.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Atizapán de Zaragoza	1.71	1.06	2.36
Benito Juárez	1.71	1.06	2.36
Guadalajara	1.80	1.11	2.48
Ixtapaluca	1.69	1.05	2.34
Monterrey	1.58	0.98	2.19

continua en la página siguiente

Tabla D.1 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Tlalpan	1.72	1.06	2.37
Toluca	1.75	1.08	2.42

Tabla D.2: Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 5 en media tensión.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Atizapán de Zaragoza	1.44	0.89	1.98
Benito Juárez	1.44	0.89	1.98
Guadala jara	1.51	0.93	2.08
Ixtapaluca	1.42	0.88	1.96
Monterrey	1.33	0.82	1.84
Tlalpan	1.44	0.89	1.99
Toluca	1.47	0.91	2.03

Tabla D.3: Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 5A en baja tensión.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco de Juárez	1.29	0.79	1.80
Aguascalientes	1.29	0.79	1.79
Benito Juárez	1.06	0.65	1.47
Campeche	1.22	0.76	1.70
Carmen	1.19	0.73	1.65
Centro	1.03	0.63	1.43
Chihuahua	1.27	0.79	1.77

continua en la página siguiente

Tabla D.3 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Chilpancingo de los Bravo	1.23	0.76	1.70
Coatzacoalcos	1.04	0.64	1.45
Colima	1.18	0.73	1.64
Cuatla	1.29	0.80	1.80
Cuernavaca	1.29	0.79	1.79
Culiacán	1.26	0.78	1.75
Durango	1.27	0.78	1.76
Fresnillo	1.27	0.79	1.77
Guanajuato	1.27	0.78	1.77
Guaymas	1.21	0.75	1.68
Hermosillo	1.25	0.77	1.73
Juárez	1.20	0.74	1.66
La Paz	1.17	0.72	1.62
Los Cabos	1.24	0.77	1.72
Manzanillo	1.23	0.76	1.71
Mazatlán	1.25	0.77	1.74
Mérida	1.10	0.68	1.53
Mexicali	1.16	0.72	1.62
Morelia	1.22	0.75	1.69
Nuevo Laredo	1.06	0.65	1.47
Oaxaca de Juárez	1.13	0.70	1.57
Pachuca de Soto	1.15	0.71	1.60
Poza Rica de Hidalgo	0.96	0.59	1.33
Puebla	1.19	0.73	1.65
Puerto Vallarta	1.29	0.79	1.79
Querétaro	1.28	0.79	1.78
Reynosa	1.03	0.63	1.43
Saltillo	1.14	0.70	1.58
San Luis Potosí	1.20	0.74	1.67
San Martín Texmelucan	1.20	0.74	1.66

continua en la página siguiente

Tabla D.3 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Tampico	1.03	0.64	1.43
Tapachula	1.27	0.79	1.77
Tepic	1.27	0.78	1.76
Tijuana	1.21	0.74	1.67
Tlalpan	1.21	0.75	1.68
Tlalpan	1.21	0.75	1.68
Tlaxcala	1.19	0.74	1.65
Torreón	1.20	0.74	1.67
Tuxtla			
Gutiérrez	1.08	0.66	1.49
Veracruz	0.96	0.59	1.33
Zacatecas	1.24	0.77	1.72
Zamora	1.24	0.77	1.72

Tabla D.4: Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 5A en media tensión.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco de Juárez	1.09	0.78	1.76
Aguascalientes	1.08	0.78	1.76
Benito Juárez	0.89	0.64	1.44
Campeche	1.03	0.75	1.67
Carmen	1.00	0.72	1.62
Centro	0.86	0.63	1.40
Chihuahua	1.07	0.77	1.74
Chilpancingo de los Bravo	1.03	0.75	1.67
Coahuila			
Coatzacoalcos	0.88	0.64	1.42
Colima	0.99	0.72	1.61
Cuautla	1.09	0.78	1.76
Cuernavaca	1.08	0.78	1.76
Culiacán	1.06	0.77	1.71
Durango	1.07	0.77	1.73
Fresnillo	1.07	0.77	1.74

continua en la página siguiente

Tabla D.4 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Guanajuato	1.07	0.77	1.73
Guaymas	1.02	0.74	1.65
Hermosillo	1.05	0.76	1.70
Juárez	1.01	0.73	1.63
La Paz	0.98	0.71	1.59
Los Cabos	1.04	0.76	1.69
Manzanillo	1.04	0.75	1.68
Mazatlán	1.05	0.76	1.71
Mérida	0.93	0.67	1.50
Mexicali	0.98	0.71	1.59
Morelia	1.03	0.74	1.66
Nuevo Laredo	0.89	0.64	1.44
Oaxaca de Juárez	0.95	0.69	1.54
Pachuca de Soto	0.97	0.70	1.57
Poza Rica de Hidalgo	0.80	0.58	1.30
Puebla	1.00	0.72	1.62
Puerto Vallarta	1.08	0.78	1.76
Querétaro	1.08	0.78	1.75
Reynosa	0.86	0.63	1.40
Saltillo	0.96	0.69	1.55
San Luis Potosí	1.01	0.73	1.64
San Martín Texmelucan	1.01	0.73	1.63
Tampico	0.87	0.63	1.41
Tapachula	1.07	0.77	1.74
Tepic	1.07	0.77	1.73
Tijuana	1.01	0.73	1.64
Tlalpan	1.02	0.74	1.65
Tlalpan	1.02	0.74	1.65
Tlaxcala	1.00	0.72	1.62
Torreón	1.01	0.73	1.64
Tuxtla Gutiérrez	0.90	0.66	1.47

continua en la página siguiente

Tabla D.4 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Veracruz	0.81	0.58	1.31
Zacatecas	1.04	0.75	1.69
Zamora	1.04	0.76	1.69

Tabla D.5: Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 6.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	0.82	1.14	0.51
Aguascalientes, Ags.	0.82	1.14	0.51
Atizapán de Zaragoza, Méx.	0.76	1.06	0.47
Benito Juárez Q. Roo.	0.76	1.05	0.47
Benito Juárez, D.F.	0.66	0.92	0.41
Campeche, Camp.	0.77	1.07	0.48
Carmen, Camp.	0.74	1.04	0.46
Centro, Tab.	0.64	0.90	0.40
Chihuahua, Chih.	0.80	1.12	0.50
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	0.77	1.07	0.48
Coatzacoalcos, Ver.	0.65	0.91	0.41
Colima, Col.	0.74	1.03	0.46
Cuatla, Mor.	0.82	1.14	0.51
Cuernavaca	0.81	1.13	0.51
Culiacán, Sin.	0.79	1.10	0.49
Durango, Dgo.	0.80	1.11	0.50
Fresnillo, Zac.	0.80	1.12	0.50
Guadalajara, Jal.	0.80	1.11	0.50
Guanajuato, Gto.	0.80	1.12	0.50
Guaymas, Son.	0.76	1.06	0.47

continua en la página siguiente

Tabla D.5 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	0.78	1.09	0.49
Ixtapaluca, Méx.	0.75	1.04	0.47
Juárez, Chih.	0.75	1.05	0.47
La Paz, B.C.S.	0.73	1.02	0.46
Los Cabos, B.C.S.	0.78	1.08	0.48
Manzanillo, Col.	0.77	1.08	0.48
Mazatlán, Sin.	0.79	1.09	0.49
Mérida, Yuc.	0.69	0.96	0.43
Mexicali, B.C.	0.73	1.02	0.45
Monterrey, N.L.	0.70	0.98	0.44
Morelia, Mich.	0.77	1.07	0.48
Nuevo Laredo, Tamps.	0.66	0.93	0.41
Oaxaca de Juárez, Oax.	0.71	0.99	0.44
Pachuca de Soto, Hgo.	0.72	1.01	0.45
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	0.60	0.84	0.37
Puebla, Pue.	0.75	1.04	0.46
Puerto Vallarta, Jal.	0.82	1.14	0.51
Querétaro, Qro.	0.81	1.13	0.50
Reynosa, Tamps.	0.64	0.90	0.40
continua en la página siguiente			

Tabla D.5 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	0.71	0.99	0.44
San Luis Potosí, S.L.P.	0.75	1.05	0.47
San Martín Texmelucan, Pue.	0.75	1.05	0.47
Tampico Tamps.	0.65	0.90	0.40
Tapachula Chis.	0.80	1.12	0.50
Tepic, Nay.	0.80	1.11	0.50
Tijuana, B.C.	0.76	1.05	0.47
Tlalpan, D.F.	0.76	1.06	0.47
Tlaxcala, Tlax.	0.75	1.04	0.46
Toluca, Méx.	0.78	1.08	0.48
Torreón, Coah.	0.75	1.05	0.47
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	0.68	0.94	0.42
Veracruz, Ver.	0.60	0.84	0.37
Zacatecas, Zac.	0.78	1.08	0.48
Zamora, Mich.	0.78	1.08	0.48

Tabla D.6: Escenarios económicos de la relación B/CR en tarifa 7.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	1.741	2.424	1.195
Aguascalientes, Ags.	1.732	2.412	1.189
Atizapán de Zaragoza, Méx.	1.624	2.261	1.114
Benito Juárez Q. Roo.	1.623	2.260	0.989
Benito Juárez, D.F.	1.445	2.012	1.113
Campeche, Camp.	1.643	2.288	1.127
Carmen, Camp.	1.600	2.228	1.097
Centro, Tab.	1.411	1.965	0.966
Chihuahua, Chih.	1.707	2.377	1.172
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	1.645	2.291	1.128
Coatzacoalcos, Ver.	1.431	1.992	0.980
Colima, Col.	1.593	2.219	1.093
Cuatla, Mor.	1.743	2.427	1.197
Cuernavaca	1.731	2.410	1.188
Culiacán, Sin.	1.685	2.346	1.156
Durango, Dgo.	1.698	2.365	1.165
Fresnillo, Zac.	1.708	2.379	1.172
Guadalajara, Jal.	1.700	2.368	1.167
Guanajuato, Gto.	1.705	2.374	1.170
Guaymas, Son.	1.624	2.262	1.114

continúa en la página siguiente

Tabla D.6 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	1.669	2.325	1.145
Ixtapaluca, Méx.	1.607	2.238	1.102
Juárez, Chih.	1.612	2.245	1.106
La Paz, B.C.S.	1.579	2.199	1.083
Los Cabos, B.C.S.	1.664	2.317	1.142
Manzanillo, Col.	1.651	2.299	1.133
Mazatlán, Sin.	1.675	2.333	1.150
Mérida, Yuc.	1.500	2.088	1.028
Mexicali, B.C.	1.571	2.188	1.077
Monterrey, N.L.	1.517	2.113	1.040
Morelia, Mich.	1.638	2.282	1.124
Nuevo Laredo, Tamps.	1.448	2.017	0.992
Oaxaca de Juárez, Oax.	1.529	2.130	1.048
Pachuca de Soto, Hgo.	1.556	2.167	1.067
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	1.327	1.849	0.908
Puebla, Pue.	1.602	2.231	1.098
Puerto Vallarta, Jal.	1.735	2.416	1.191
Querétaro, Qro.	1.721	2.396	1.181
Reynosa, Tamps.	1.411	1.964	0.966
continua en la página siguiente			

Tabla D.6 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	1.539	2.143	1.055
San Luis Potosí, S.L.P.	1.616	2.250	1.108
San Martín Texmelucan, Pue.	1.611	2.243	1.105
Tampico Tamps.	1.417	1.974	0.970
Tapachula Chis.	1.710	2.381	1.173
Tepic, Nay.	1.698	2.365	1.165
Tijuana, B.C.	1.621	2.258	1.112
Tlalpan, D.F.	1.630	2.270	1.118
Tlaxcala, Tlax.	1.602	2.231	1.099
Toluca, Méx.	1.657	2.308	1.137
Torreón, Coah.	1.615	2.249	1.108
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	1.469	2.045	1.006
Veracruz, Ver.	1.329	1.851	0.909
Zacatecas, Zac.	1.659	2.311	1.139
Zamora, Mich.	1.662	2.314	1.140

Tabla D.7: Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 9.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	25.87	37.19	2.34
Aguascalientes, Ags.	25.72	36.98	2.33
Atizapán de Zaragoza, Méx.	23.81	34.33	2.16
Benito Juárez Q. Roo.	23.80	34.31	1.89
Benito Juárez, D.F.	20.68	29.96	2.16
Campeche, Camp.	24.15	34.80	2.19
Carmen, Camp.	23.39	33.74	2.13
Centro, Tab.	20.08	29.13	1.84
Chihuahua, Chih.	25.28	36.37	2.29
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	24.19	34.84	2.20
Coatzacoalcos, Ver.	20.43	29.61	1.87
Colima, Col.	23.28	33.58	2.12
Cuautla, Mor.	25.91	37.25	2.35
Cuernavaca	25.69	36.94	2.33
Culiacán, Sin.	24.88	35.81	2.26
Durango, Dgo.	25.12	36.15	2.28
Fresnillo, Zac.	25.29	36.39	2.29
Guadalajara, Jal.	25.16	36.20	2.28
Guanajuato, Gto.	25.23	36.30	2.29
Guaymas, Son.	23.82	34.34	2.16

continua en la página siguiente

Tabla D.7 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	24.61	35.44	2.23
Ixtapaluca, Méx.	23.52	33.92	2.14
Juárez, Chih.	23.61	34.05	2.15
La Paz, B.C.S.	23.03	33.24	2.10
Los Cabos, B.C.S.	24.52	35.31	2.23
Manzanillo, Col.	24.29	35.00	2.21
Mazatlán, Sin.	24.72	35.59	2.24
Mérida, Yuc.	21.64	31.30	1.97
Mexicali, B.C.	22.89	33.04	2.08
Monterrey, N.L.	21.95	31.73	2.00
Morelia, Mich.	24.07	34.69	2.19
Nuevo Laredo, Tamps.	20.74	30.05	1.89
Oaxaca de Juárez, Oax.	22.16	32.02	2.02
Pachuca de Soto, Hgo.	22.63	32.68	2.06
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	18.62	27.09	1.71
Puebla, Pue.	23.43	33.79	2.13
Puerto Vallarta, Jal.	25.76	37.04	2.34
Querétaro, Qro.	25.52	36.70	2.31
Reynosa, Tamps.	20.08	29.12	1.84
continua en la página siguiente			

Tabla D.7 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	22.33	32.26	2.03
San Luis Potosí, S.L.P.	23.68	34.14	2.15
San Martín Texmelucan, Pue.	23.59	34.02	2.14
Tampico Tamps.	20.19	29.29	1.85
Tapachula Chis.	25.32	36.43	2.30
Tepic, Nay.	25.12	36.15	2.28
Tijuana, B.C.	23.77	34.27	2.16
Tlalpan, D.F.	23.92	34.48	2.17
Tlaxcala, Tlax.	23.44	33.81	2.13
Toluca, Méx.	24.41	35.15	2.22
Torreón, Coah.	23.66	34.12	2.15
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	21.10	30.54	1.93
Veracruz, Ver.	18.65	27.13	1.71
Zacatecas, Zac.	24.44	35.20	2.22
Zamora, Mich.	24.49	35.26	2.22

Tabla D.8: Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 9M.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	26.80	37.318	2.36
Aguascalientes, Ags.	26.65	37.113	2.34
Atizapán de Zaragoza, Méx.	24.74	34.451	2.18
Benito Juárez Q. Roo.	24.73	34.432	2.18
Benito Juárez, D.F.	21.59	30.068	1.90
Campeche, Camp.	25.08	34.922	2.21
Carmen, Camp.	24.32	33.864	2.14
Centro, Tab.	21.00	29.241	1.85
Chihuahua, Chih.	26.21	36.499	2.31
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	25.11	34.970	2.21
Coatzacoalcos, Ver.	21.34	29.722	1.88
Colima, Col.	24.20	33.705	2.13
Cuatla, Mor.	26.84	37.380	2.36
Cuernavaca	26.62	37.071	2.34
Culiacán, Sin.	25.81	35.944	2.27
Durango, Dgo.	26.05	36.277	2.29
Fresnillo, Zac.	26.22	36.519	2.31
Guadalajara, Jal.	26.09	36.328	2.30
Guanajuato, Gto.	26.16	36.433	2.30
Guaymas, Son.	24.75	34.463	2.18

continua en la página siguiente

Tabla D.8 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	25.54	35.568	2.25
Ixtapaluca, Méx.	24.45	34.048	2.15
Juárez, Chih.	24.54	34.172	2.16
La Paz, B.C.S.	23.95	33.358	2.11
Los Cabos, B.C.S.	25.45	35.434	2.24
Manzanillo, Col.	25.22	35.123	2.22
Mazatlán, Sin.	25.65	35.720	2.26
Mérida, Yuc.	22.56	31.415	1.98
Mexicali, B.C.	23.81	33.164	2.09
Monterrey, N.L.	22.87	31.846	2.01
Morelia, Mich.	25.00	34.812	2.20
Nuevo Laredo, Tamps.	21.66	30.161	1.90
Oaxaca de Juárez, Oax.	23.08	32.139	2.03
Pachuca de Soto, Hgo.	23.55	32.801	2.07
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	19.53	27.195	1.72
Puebla, Pue.	24.35	33.915	2.14
Puerto Vallarta, Jal.	26.69	37.173	2.35
Querétaro, Qro.	26.45	36.833	2.33
Reynosa, Tamps.	20.99	29.231	1.85
continua en la página siguiente			

Tabla D.8 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	23.25	32.383	2.05
San Luis Potosí, S.L.P.	24.61	34.264	2.16
San Martín Texmelucan, Pue.	24.52	34.139	2.16
Tampico Tamps.	21.11	29.397	1.86
Tapachula Chis.	26.25	36.561	2.31
Tepic, Nay.	26.05	36.278	2.29
Tijuana, B.C.	24.70	34.390	2.17
Tlalpan, D.F.	24.85	34.602	2.19
Tlaxcala, Tlax.	24.37	33.930	2.14
Toluca, Méx.	25.33	35.278	2.23
Torreón, Coah.	24.59	34.239	2.16
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	22.01	30.657	1.94
Veracruz, Ver.	19.56	27.238	1.72
Zacatecas, Zac.	25.37	35.329	2.23
Zamora, Mich.	25.41	35.390	2.24

Tabla D.9: Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 9-CU.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	0.21	0.29	0.15
Aguascalientes, Ags.	0.21	0.29	0.15
Atizapán de Zaragoza, Méx.	0.20	0.27	0.14
Benito Juárez Q. Roo.	0.20	0.27	0.14
Benito Juárez, D.F.	0.17	0.24	0.12
Campeche, Camp.	0.20	0.28	0.14
Carmen, Camp.	0.19	0.27	0.14
Centro, Tab.	0.17	0.23	0.12
Chihuahua, Chih.	0.21	0.29	0.15
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	0.20	0.28	0.14
Coatzacoalcos, Ver.	0.17	0.23	0.12
Colima, Col.	0.19	0.27	0.14
Cuautla, Mor.	0.21	0.29	0.15
Cuernavaca	0.21	0.29	0.15
Culiacán, Sin.	0.20	0.28	0.14
Durango, Dgo.	0.21	0.29	0.15
Fresnillo, Zac.	0.21	0.29	0.15
Guadalajara, Jal.	0.21	0.29	0.15
Guanajuato, Gto.	0.21	0.29	0.15
Guaymas, Son.	0.20	0.27	0.14

continua en la página siguiente

Tabla D.9 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	0.20	0.28	0.14
Ixtapaluca, Méx.	0.19	0.27	0.14
Juárez, Chih.	0.19	0.27	0.14
La Paz, B.C.S.	0.19	0.26	0.13
Los Cabos, B.C.S.	0.20	0.28	0.14
Manzanillo, Col.	0.20	0.28	0.14
Mazatlán, Sin.	0.20	0.28	0.14
Mérida, Yuc.	0.18	0.25	0.13
Mexicali, B.C.	0.19	0.26	0.13
Monterrey, N.L.	0.18	0.25	0.13
Morelia, Mich.	0.20	0.27	0.14
Nuevo Laredo, Tamps.	0.17	0.24	0.12
Oaxaca de Juárez, Oax.	0.18	0.25	0.13
Pachuca de Soto, Hgo.	0.19	0.26	0.13
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	0.15	0.22	0.11
Puebla, Pue.	0.19	0.27	0.14
Puerto Vallarta, Jal.	0.21	0.29	0.15
Querétaro, Qro.	0.21	0.29	0.15
Reynosa, Tamps.	0.17	0.23	0.12
continua en la página siguiente			

Tabla D.9 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	0.18	0.26	0.13
San Luis Potosí, S.L.P.	0.19	0.27	0.14
San Martín Texmelucan, Pue.	0.19	0.27	0.14
Tampico Tamps.	0.17	0.23	0.12
Tapachula Chis.	0.21	0.29	0.15
Tepic, Nay.	0.21	0.29	0.15
Tijuana, B.C.	0.19	0.27	0.14
Tlalpan, D.F.	0.20	0.27	0.14
Tlaxcala, Tlax.	0.19	0.27	0.14
Toluca, Méx.	0.20	0.28	0.14
Torreón, Coah.	0.19	0.27	0.14
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	0.17	0.24	0.12
Veracruz, Ver.	0.15	0.22	0.11
Zacatecas, Zac.	0.20	0.28	0.14
Zamora, Mich.	0.20	0.28	0.14

Tabla D.10: Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 9N.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	0.10	0.14	0.07
Aguascalientes, Ags.	0.10	0.14	0.07
Atizapán de Zaragoza, Méx.	0.09	0.13	0.07
Benito Juárez Q. Roo.	0.09	0.13	0.07
Benito Juárez, D.F.	0.08	0.11	0.06
Campeche, Camp.	0.09	0.13	0.07
Carmen, Camp.	0.09	0.13	0.07
Centro, Tab.	0.08	0.11	0.06
Chihuahua, Chih.	0.10	0.14	0.07
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	0.09	0.13	0.07
Coatzacoalcos, Ver.	0.08	0.11	0.06
Colima, Col.	0.09	0.13	0.07
Cuatla, Mor.	0.10	0.14	0.07
Cuernavaca	0.10	0.14	0.07
Culiacán, Sin.	0.10	0.14	0.07
Durango, Dgo.	0.10	0.14	0.07
Fresnillo, Zac.	0.10	0.14	0.07
Guadalajara, Jal.	0.10	0.14	0.07
Guanajuato, Gto.	0.10	0.14	0.07
Guaymas, Son.	0.09	0.13	0.07

continua en la página siguiente

Tabla D.10 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	0.10	0.13	0.07
Ixtapaluca, Méx.	0.09	0.13	0.07
Juárez, Chih.	0.09	0.13	0.07
La Paz, B.C.S.	0.09	0.13	0.07
Los Cabos, B.C.S.	0.10	0.13	0.07
Manzanillo, Col.	0.10	0.13	0.07
Mazatlán, Sin.	0.10	0.14	0.07
Mérida, Yuc.	0.09	0.12	0.06
Mexicali, B.C.	0.09	0.13	0.07
Monterrey, N.L.	0.09	0.12	0.06
Morelia, Mich.	0.09	0.13	0.07
Nuevo Laredo, Tamps.	0.08	0.11	0.06
Oaxaca de Juárez, Oax.	0.09	0.12	0.06
Pachuca de Soto, Hgo.	0.09	0.12	0.07
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	0.07	0.10	0.05
Puebla, Pue.	0.09	0.13	0.07
Puerto Vallarta, Jal.	0.10	0.14	0.07
Querétaro, Qro.	0.10	0.14	0.07
Reynosa, Tamps.	0.08	0.11	0.06
continua en la página siguiente			

Tabla D.10 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	0.09	0.12	0.06
San Luis Potosí, S.L.P.	0.09	0.13	0.07
San Martín Texmelucan, Pue.	0.09	0.13	0.07
Tampico Tamps.	0.08	0.11	0.06
Tapachula Chis.	0.10	0.14	0.07
Tepic, Nay.	0.10	0.14	0.07
Tijuana, B.C.	0.09	0.13	0.07
Tlalpan, D.F.	0.09	0.13	0.07
Tlaxcala, Tlax.	0.09	0.13	0.07
Toluca, Méx.	0.10	0.13	0.07
Torreón, Coah.	0.09	0.13	0.07
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	0.08	0.12	0.06
Veracruz, Ver.	0.07	0.10	0.05
Zacatecas, Zac.	0.10	0.13	0.07
Zamora, Mich.	0.10	0.13	0.07

Tabla D.11: Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 2.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	1.035	1.441	0.719
Aguascalientes, Ags.	1.029	1.433	0.715
Atizapán de Zaragoza, Méx.	0.956	1.332	0.664
Benito Juárez Q. Roo.	0.836	1.164	0.580
Benito Juárez, D.F.	0.956	1.331	0.664
Campeche, Camp.	0.969	1.350	0.673
Carmen, Camp.	0.940	1.309	0.653
Centro, Tab.	0.813	1.132	0.565
Chihuahua, Chih.	1.012	1.410	0.703
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	0.970	1.351	0.674
Coatzacoalcos, Ver.	0.826	1.151	0.574
Colima, Col.	0.936	1.303	0.650
Cuautla, Mor.	1.037	1.444	0.720
Cuernavaca	1.028	1.432	0.714
Culiacán, Sin.	0.997	1.389	0.692
Durango, Dgo.	1.006	1.401	0.699
Fresnillo, Zac.	1.013	1.411	0.703
Guadalajara, Jal.	1.008	1.403	0.700
Guanajuato, Gto.	1.011	1.407	0.702
Guaymas, Son.	0.957	1.332	0.664

continua en la página siguiente

Tabla D.11 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	0.987	1.374	0.685
Ixtapaluca, Méx.	0.945	1.316	0.656
Juárez, Chih.	0.948	1.321	0.659
La Paz, B.C.S.	0.926	1.290	0.643
Los Cabos, B.C.S.	0.983	1.369	0.683
Manzanillo, Col.	0.975	1.357	0.677
Mazatlán, Sin.	0.991	1.380	0.688
Mérida, Yuc.	0.873	1.215	0.606
Mexicali, B.C.	0.921	1.282	0.639
Monterrey, N.L.	0.885	1.232	0.614
Morelia, Mich.	0.966	1.345	0.671
Nuevo Laredo, Tamps.	0.838	1.167	0.582
Oaxaca de Juárez, Oax.	0.893	1.243	0.620
Pachuca de Soto, Hgo.	0.911	1.268	0.632
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	0.757	1.054	0.526
Puebla, Pue.	0.941	1.311	0.654
Puerto Vallarta, Jal.	1.031	1.436	0.716
Querétaro, Qro.	1.022	1.423	0.709
Reynosa, Tamps.	0.813	1.132	0.564
continua en la página siguiente			

Tabla D.11 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	0.899	1.252	0.624
San Luis Potosí, S.L.P.	0.951	1.324	0.660
San Martín Texmelucan, Pue.	0.948	1.320	0.658
Tampico Tamps.	0.817	1.138	0.568
Tapachula Chis.	1.014	1.412	0.704
Tepic, Nay.	1.006	1.401	0.699
Tijuana, B.C.	0.955	1.329	0.663
Tlalpan, D.F.	0.960	1.337	0.667
Tlaxcala, Tlax.	0.942	1.312	0.654
Toluca, Méx.	0.979	1.363	0.680
Torreón, Coah.	0.950	1.323	0.660
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	0.852	1.186	0.592
Veracruz, Ver.	0.758	1.056	0.526
Zacatecas, Zac.	0.980	1.365	0.681
Zamora, Mich.	0.982	1.367	0.682

Tabla D.12: Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa 3.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	0.757	1.054	0.533
Aguascalientes, Ags.	0.754	1.050	0.531
Atizapán de Zaragoza, Méx.	0.722	1.006	0.507
Benito Juárez Q. Roo.	0.669	1.005	0.467
Benito Juárez, D.F.	0.722	0.932	0.507
Campeche, Camp.	0.728	1.014	0.511
Carmen, Camp.	0.715	0.996	0.502
Centro, Tab.	0.659	0.918	0.460
Chihuahua, Chih.	0.747	1.040	0.526
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	0.728	1.014	0.512
Coatzacoalcos, Ver.	0.665	0.926	0.464
Colima, Col.	0.713	0.993	0.500
Cuatla, Mor.	0.757	1.055	0.534
Cuernavaca	0.754	1.050	0.531
Culiacán, Sin.	0.740	1.031	0.521
Durango, Dgo.	0.744	1.036	0.524
Fresnillo, Zac.	0.747	1.040	0.526
Guadalajara, Jal.	0.745	1.037	0.524
Guanajuato, Gto.	0.746	1.039	0.525
Guaymas, Son.	0.722	1.006	0.507

continua en la página siguiente

Tabla D.12 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	0.736	1.024	0.517
Ixtapaluca, Méx.	0.717	0.999	0.504
Juárez, Chih.	0.719	1.001	0.505
La Paz, B.C.S.	0.709	0.987	0.497
Los Cabos, B.C.S.	0.734	1.022	0.516
Manzanillo, Col.	0.730	1.017	0.513
Mazatlán, Sin.	0.737	1.027	0.519
Mérida, Yuc.	0.686	0.955	0.480
Mexicali, B.C.	0.707	0.984	0.495
Monterrey, N.L.	0.691	0.962	0.483
Morelia, Mich.	0.726	1.012	0.510
Nuevo Laredo, Tamps.	0.670	0.934	0.468
Oaxaca de Juárez, Oax.	0.694	0.967	0.486
Pachuca de Soto, Hgo.	0.702	0.978	0.492
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	0.635	0.884	0.441
Puebla, Pue.	0.716	0.997	0.502
Puerto Vallarta, Jal.	0.755	1.051	0.532
Querétaro, Qro.	0.751	1.046	0.529
Reynosa, Tamps.	0.659	0.918	0.460
continua en la página siguiente			

Tabla D.12 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	0.697	0.971	0.488
San Luis Potosí, S.L.P.	0.720	1.003	0.505
San Martín Texmelucan, Pue.	0.718	1.000	0.504
Tampico Tamps.	0.661	0.921	0.461
Tapachula Chis.	0.748	1.041	0.526
Tepic, Nay.	0.744	1.036	0.524
Tijuana, B.C.	0.721	1.005	0.507
Tlalpan, D.F.	0.724	1.008	0.509
Tlaxcala, Tlax.	0.716	0.997	0.502
Toluca, Méx.	0.732	1.020	0.515
Torreón, Coah.	0.720	1.002	0.505
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	0.676	0.942	0.473
Veracruz, Ver.	0.635	0.885	0.442
Zacatecas, Zac.	0.733	1.020	0.515
Zamora, Mich.	0.733	1.021	0.516

Tabla D.13: Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa O-M.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	0.592	0.824	0.391
Aguascalientes, Ags.	0.590	0.821	0.390
Atizapán de Zaragoza, Méx.	0.574	0.800	0.379
Benito Juárez Q. Roo.	0.574	0.799	0.379
Benito Juárez, D.F.	0.516	0.719	0.343
Campeche, Camp.	0.561	0.781	0.376
Carmen, Camp.	0.551	0.767	0.369
Centro, Tab.	0.514	0.716	0.336
Chihuahua, Chih.	0.555	0.773	0.367
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	0.569	0.793	0.375
Coatzacoalcos, Ver.	0.519	0.722	0.339
Colima, Col.	0.557	0.776	0.366
Cuautla, Mor.	0.592	0.825	0.392
Cuernavaca	0.600	0.836	0.398
Culiacán, Sin.	0.562	0.783	0.364
Durango, Dgo.	0.553	0.770	0.366
Fresnillo, Zac.	0.556	0.775	0.367
Guadalajara, Jal.	0.582	0.811	0.384
Guanajuato, Gto.	0.583	0.812	0.385
Guaymas, Son.	0.549	0.764	0.354

continua en la página siguiente

Tabla D.13 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	0.559	0.778	0.361
Ixtapaluca, Méx.	0.570	0.794	0.377
Juárez, Chih.	0.533	0.743	0.352
La Paz, B.C.S.	0.583	0.812	0.376
Los Cabos, B.C.S.	0.607	0.845	0.392
Manzanillo, Col.	0.571	0.795	0.376
Mazatlán, Sin.	0.560	0.780	0.362
Mérida, Yuc.	0.528	0.736	0.352
Mexicali, B.C.	0.456	0.635	0.301
Monterrey, N.L.	0.512	0.713	0.336
Morelia, Mich.	0.568	0.790	0.374
Nuevo Laredo, Tamps.	0.497	0.691	0.325
Oaxaca de Juárez, Oax.	0.542	0.755	0.356
Pachuca de Soto, Hgo.	0.548	0.763	0.360
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	0.494	0.688	0.321
Puebla, Pue.	0.559	0.778	0.368
Puerto Vallarta, Jal.	0.590	0.822	0.390
Querétaro, Qro.	0.587	0.818	0.388
Reynosa, Tamps.	0.488	0.679	0.318
continua en la página siguiente			

Tabla D.13 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	0.517	0.720	0.339
San Luis Potosí, S.L.P.	0.562	0.783	0.370
San Martín Texmelucan, Pue.	0.561	0.781	0.369
Tampico Tamps.	0.489	0.681	0.319
Tapachula Chis.	0.584	0.814	0.386
Tepic, Nay.	0.582	0.810	0.384
Tijuana, B.C.	0.466	0.649	0.308
Tlalpan, D.F.	0.576	0.802	0.380
Tlaxcala, Tlax.	0.559	0.779	0.368
Toluca, Méx.	0.582	0.811	0.385
Torreón, Coah.	0.534	0.744	0.352
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	0.528	0.735	0.345
Veracruz, Ver.	0.495	0.689	0.322
Zacatecas, Zac.	0.545	0.759	0.359
Zamora, Mich.	0.573	0.798	0.378

Tabla D.14: Escenarios económicos de la relación B/C en tarifa H-M.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	0.322	0.448	0.240
Aguascalientes, Ags.	0.322	0.448	0.240
Atizapán de Zaragoza, Méx.	0.264	0.367	0.201
Benito Juárez Q. Roo.	0.253	0.352	0.201
Benito Juárez, D.F.	0.174	0.243	0.137
Campeche, Camp.	0.252	0.350	0.206
Carmen, Camp.	0.226	0.315	0.189
Centro, Tab.	0.183	0.255	0.136
Chihuahua, Chih.	0.285	0.397	0.219
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	0.266	0.370	0.208
Coatzacoalcos, Ver.	0.186	0.259	0.138
Colima, Col.	0.229	0.318	0.184
Cuatla, Mor.	0.322	0.449	0.240
Cuernavaca	0.323	0.450	0.244
Culiacán, Sin.	0.252	0.351	0.213
Durango, Dgo.	0.285	0.397	0.215
Fresnillo, Zac.	0.285	0.396	0.218
Guadalajara, Jal.	0.301	0.419	0.231
Guanajuato, Gto.	0.301	0.419	0.231
Guaymas, Son.	0.226	0.315	0.193

continua en la página siguiente

Tabla D.14 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Hermosillo, Son.	0.245	0.341	0.207
Ixtapaluca, Méx.	0.251	0.349	0.192
Juárez, Chih.	0.230	0.320	0.183
La Paz, B.C.S.	0.279	0.389	0.297
Los Cabos, B.C.S.	0.346	0.482	0.271
Manzanillo, Col.	0.266	0.371	0.214
Mazatlán, Sin.	0.240	0.335	0.203
Mérida, Yuc.	0.181	0.252	0.142
Mexicali, B.C.	0.254	0.354	0.284
Monterrey, N.L.	0.188	0.262	0.141
Morelia, Mich.	0.265	0.370	0.208
Nuevo Laredo, Tamps.	0.180	0.250	0.134
Oaxaca de Juárez, Oax.	0.199	0.277	0.149
Pachuca de Soto, Hgo.	0.203	0.283	0.152
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	0.172	0.239	0.128
Puebla, Pue.	0.240	0.335	0.184
Puerto Vallarta, Jal.	0.322	0.448	0.240
Querétaro, Qro.	0.312	0.434	0.236
Reynosa, Tamps.	0.175	0.243	0.130
continua en la página siguiente			

Tabla D.14 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Saltillo, Coah.	0.191	0.266	0.143
San Luis Potosí, S.L.P.	0.242	0.337	0.193
San Martín Texmelucan, Pue.	0.241	0.336	0.193
Tampico Tamps.	0.175	0.244	0.131
Tapachula Chis.	0.301	0.420	0.231
Tepic, Nay.	0.301	0.419	0.226
Tijuana, B.C.	0.289	0.402	0.332
Tlalpan, D.F.	0.264	0.368	0.209
Tlaxcala, Tlax.	0.240	0.335	0.184
Toluca, Méx.	0.277	0.386	0.223
Torreón, Coah.	0.230	0.320	0.183
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	0.191	0.266	0.142
Veracruz, Ver.	0.172	0.240	0.128
Zacatecas, Zac.	0.263	0.366	0.203
Zamora, Mich.	0.278	0.387	0.215

Anexo E

Resultados del Costo Nivelado de la Electricidad

Tabla E.1: Escenarios económicos del LCOE para diferentes ciudades del país.

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Acapulco, Gro.	\$ 3.614	\$ 2.595	\$ 3.614
Aguascalientes, Ags.	\$ 3.634	\$ 2.609	\$ 3.634
Atizapán de Zaragoza, Méx.	\$ 3.912	\$ 2.809	\$ 3.912
Benito Juárez Q. Roo.	\$ 3.914	\$ 2.811	\$ 4.475
Benito Juárez, D.F.	\$ 4.475	\$ 3.214	\$ 3.914
Campeche, Camp.	\$ 3.859	\$ 2.772	\$ 3.859
Carmen, Camp.	\$ 3.979	\$ 2.857	\$ 3.979
Centro, Tab.	\$ 4.600	\$ 3.303	\$ 4.600
Chihuahua, Chih.	\$ 3.694	\$ 2.653	\$ 3.694
Chilpancingo de los Bravo, Gro.	\$ 3.854	\$ 2.768	\$ 3.854
Coatzacoalcos, Ver.	\$ 4.527	\$ 3.251	\$ 4.527
Colima, Col.	\$ 3.997	\$ 2.870	\$ 3.997

continua en la página siguiente

Tabla E.1 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Cuautla, Mor.	\$ 3.608	\$ 2.591	\$ 3.608
Cuernavaca	\$ 3.638	\$ 2.612	\$ 3.638
Culiacán, Sin.	\$ 3.751	\$ 2.694	\$ 3.751
Durango, Dgo.	\$ 3.717	\$ 2.669	\$ 3.717
Fresnillo, Zac.	\$ 3.692	\$ 2.651	\$ 3.692
Guadalajara, Jal.	\$ 3.712	\$ 2.665	\$ 3.712
Guanajuato, Gto.	\$ 3.701	\$ 2.658	\$ 3.701
Guaymas, Son.	\$ 3.910	\$ 2.808	\$ 3.910
Hermosillo, Son.	\$ 3.790	\$ 2.722	\$ 3.790
Ixtapaluca, Méx.	\$ 3.958	\$ 2.842	\$ 3.958
Juárez, Chih.	\$ 3.943	\$ 2.832	\$ 3.943
La Paz, B.C.S.	\$ 4.038	\$ 2.900	\$ 4.038
Los Cabos, B.C.S.	\$ 3.804	\$ 2.732	\$ 3.804
Manzanillo, Col.	\$ 3.838	\$ 2.756	\$ 3.838
Mazatlán, Sin.	\$ 3.774	\$ 2.710	\$ 3.774
Mérida, Yuc.	\$ 4.285	\$ 3.077	\$ 4.285
Mexicali, B.C.	\$ 4.062	\$ 2.917	\$ 4.062
Monterrey, N.L.	\$ 4.228	\$ 3.036	\$ 4.228
Morelia, Mich.	\$ 3.872	\$ 2.780	\$ 3.872
Nuevo Laredo, Tamps.	\$ 4.461	\$ 3.204	\$ 4.461
continua en la página siguiente			

Tabla E.1 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Oaxaca de Juárez, Oax.	\$ 4.190	\$ 3.009	\$ 4.190
Pachuca de Soto, Hgo.	\$ 4.106	\$ 2.949	\$ 4.106
Poza Rica de Hidalgo, Ver.	\$ 4.942	\$ 3.549	\$ 4.942
Puebla, Pue.	\$ 3.973	\$ 2.853	\$ 3.973
Puerto Vallarta, Jal.	\$ 3.628	\$ 2.605	\$ 3.628
Querétaro, Qro.	\$ 3.661	\$ 2.629	\$ 3.661
Reynosa, Tamps.	\$ 4.602	\$ 3.304	\$ 4.602
Saltillo, Coah.	\$ 4.159	\$ 2.986	\$ 4.159
San Luis Potosí, S.L.P.	\$ 3.933	\$ 2.824	\$ 3.933
San Martín Texmelucan, Pue.	\$ 3.947	\$ 2.834	\$ 3.947
Tampico Tamps.	\$ 4.576	\$ 3.286	\$ 4.576
Tapachula Chis.	\$ 3.688	\$ 2.649	\$ 3.688
Tepic, Nay.	\$ 3.717	\$ 2.669	\$ 3.717
Tijuana, B.C.	\$ 3.919	\$ 2.814	\$ 3.919
Tlalpan, D.F.	\$ 3.895	\$ 2.797	\$ 3.895
Tlaxcala, Tlax.	\$ 3.971	\$ 2.852	\$ 3.971
Toluca, Méx.	\$ 3.821	\$ 2.744	\$ 3.821
Torreón, Coah.	\$ 3.936	\$ 2.826	\$ 3.936
Tuxtla Gutiérrez, Chis.	\$ 4.390	\$ 3.153	\$ 4.390
continua en la página siguiente			

Tabla E.1 -continuación de la pagina anterior

Municipio	Tarifa creciente	Tarifa creciente con incentivo	Tarifa constante
Veracruz, Ver.	\$ 4.934	\$ 3.543	\$ 4.934
Zacatecas, Zac.	\$ 3.816	\$ 2.740	\$ 3.816
Zamora, Mich.	\$ 3.809	\$ 2.735	\$ 3.809

Bibliografía

- [1] John Perlin. *From space to earth: the story of solar electricity*. Earthscan, 1999.
- [2] John Perlin. *A forest journey: The story of wood and civilization*. The Countryman Press, 2005.
- [3] Arnulf Grübler. *Transitions in energy use*. International Institute for Applied Systems Analysis, 2004.
- [4] V. Smil. *Energy in world history*. Westview Press, Boulder, CO (United States)], Dec 1994.
- [5] Antonio Luque and Steven Hegedus. *Handbook of photovoltaic science and engineering*. John Wiley & Sons, 2011.
- [6] Ananda Mani Paudel and Haseyin Sarper. Economic analysis of a grid-connected commercial photovoltaic system at colorado state university-pueblo. *Energy*, 52:289 – 296, 2013.
- [7] C.R. Sanchez Reinoso, M. De Paula, and R.H. Buitrago. Cost-benefit analysis of a photovoltaic power plant. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(16):8708 – 8711, 2014.
- [8] Fang Zhang, Hao Deng, Robert Margolis, and Jun Su. Analysis of distributed-generation photovoltaic deployment, installation time and cost, market barriers, and policies in china. *Energy Policy*, 81:43 – 55, 2015.
- [9] L. Cristaldi, M. Faifer, M. Rossi, M. Catelani, L. Ciani, E. Dovere, and S. Jerace. *Economical evaluation of PV system losses due to the dust and pollution*. May 2012.
- [10] Patrick Mark Murphy, Ssenoga Twaha, and S. Murphy. Analysis of the cost of reliable electricity: A new method for analyzing grid connected solar, diesel and hybrid distributed electricity systems considering an unreliable electric grid, with examples in uganda. *Energy*, 66:523 – 534, 2014.
- [11] Martin Amtmann. *Nichos de mercado para sistemas fotovoltaicos en conexión a la red eléctrica en México*. 2009.

- [12] Martin Amtmann Inder Rivera y Peter Brailovsky Valentina Barzalobre, Fidel Carrasco. *Programa de Fomento de Sistemas Fotovoltaicos en México*. SENER, 2012.
- [13] Development Alternative Inc. Disponible en: <http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/d75f9c004cf49a3bafaceff81ee631cc/october+2012-market+study+of+sef+in+mexico-es.pdf?m>, Octubre 2012.
- [14] Islas Samperio et al. *Potencial de los Sistemas Fotovoltaicos en México*. 2012.
- [15] Centro de Investigación para el Desarrollo A.C. (CIDAC). Diagnóstico y propuestas para impulsar el desarrollo de las energías renovables en el país. Technical report, CIDAC, México, 2013.
- [16] Genice Grande, Jorge Islas, and Mario Rios. Technical and economic analysis of domestic high consumption tariff niche market for photovoltaic systems in the mexican household sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 48:738–748, Aug 2015.
- [17] IRENA(2015). Renewable power generation costs in 2014. Technical report, IRENA, 2015.
- [18] Tarifas CFE [Internet]. Disponible en: <http://app.cfe.gob.mx/aplicaciones/ccfe/tarifas/>, 2015.
- [19] Martin A. Green, Keith Emery, Yoshihiro Hishikawa, Wilhelm Warta, and Ewan D. Dunlop. Solar cell efficiency tables (version 45). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 23(1):1–9, 2015. PIP-14-274.
- [20] <http://www.solarworld.es/>.
- [21] <http://www.tsmc solar.com/>.
- [22] Datos técnicos [calyxo]. Disponible en: <http://www.calyxo.com/>, 2015.
- [23] <http://www.lg.com/us/commercial/solar panels>.
- [24] Martínez Escobar D. Sánchez Pérez M. Sánchez Juárez A., Ortega Cruz J. *Sistemas Fotovoltaicos Iluminación y Bombeo*. ANES, 2009.
- [25] Sánchez Juárez et al. *Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red*. Temixco, Morelos, 2010.
- [26] Bedworth David y Randhawa Sabah Riggs James. *Ingeniería Económica*. Cuarta edición, México, Alfaomega.
- [27] Donald S. Remer and Armando P. Nieto. *A compendium and comparison of 25 project evaluation techniques. Part 1: Net present value and rate of return methods*, volume 42. 1995.

- [28] Donald S. Remer and Armando P. Nieto. A compendium and comparison of 25 project evaluation techniques. part 2: Ratio, payback, and accounting methods. *International Journal of Production Economics*, 42(2):101 – 129, 1995.
- [29] Daniel J. Packey Walter Short and Thomas Holt. *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. National Renewable Energy Laboratory, 1617 Cole Boulevard Golden, Colorado, March 1995.
- [30] <http://www.gob.mx/sagarpa>.
- [31] Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. *Guía de Programas de Fomento a la Generación de Energía con Recursos Renovables*, 3a edición edition, 2015.
- [32] Google Earth. <http://www.google.com.mx/intl/es/earth/>, 2015.
- [33] Datos técnicos módulos fv yinglisolar. Disponible en: <http://www.yinglisolar.com>.
- [34] Mukerjee A.K. and Thakur N. *Photovoltaic Systems: Analysis and Design*. PHI Learning, 2011.
- [35] Celik AN. Optimisation and techno-economic analysis of autonomous photovoltaic-wind hybrid energy systems in comparison to single photovoltaic and wind systems. *Energy Conversion and Management*, 43(18):2453–2468, 2002.
- [36] BP. *BP Statistical Review of World Energy June 2014*. 2014.
- [37] L. Cristaldi, M. Faifer, M. Rossi, M. Catelani, L. Ciani, E. Dovere, and S. Jerace. *Economical evaluation of PV system losses due to the dust and pollution*. May 2012.
- [38] R. Foster, M. Ghassemi, and A. Cota. *Solar Energy: Renewable Energy and the Environment*. Compact research: Energy and the environment. CRC Press, 2009.
- [39] P. Gevorkian. *Large-Scale Solar Power Systems: Construction and Economics*. Cambridge University Press, 2012.
- [40] A. Goetzberger and V.U. Hoffmann. *Photovoltaic Solar Energy Generation*. Springer Series in Optical Sciences. Springer Berlin Heidelberg, 2005.
- [41] D.Y. Goswami. *Principles of Solar Engineering, Third Edition*. CRC Press, 2015.
- [42] <http://www.solartec.mx>.
- [43] IEA. 2014 key world energy statistics. 2014.
- [44] F. Kreith and J.F. Kreider. *Principles of solar engineering*. Hemisphere Publishing Corporation, Washington, DC, Jan 1978.

- [45] R.A. Messenger and J. Ventre. *Photovoltaic Systems Engineering, Third Edition*. CRC Press, 2010.
- [46] Reinhold Rösemann. *A Guide to Solar Radiation Measurement*. Second edition edition, 2011.
- [47] F.C. Treble. *Generating Electricity from the Sun*. Ifac Symposia Series. Pergamon Press, 1991.