



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ESTRATEGIA PARA EL USO Y
APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR
A TRAVÉS DE PLANTAS SOLARES
TERMOELÉCTRICAS MEDIANTE LA
APLICACIÓN DE OPCIONES REALES”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA

ENERGÍA - ECONOMÍA DE LA ENERGIA

P R E S E N T A :

REGINA VÁZQUEZ PONCIANO

TUTOR:

DR. REINKING CEJUDO ARTURO GUILLERMO

2010



JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Rodríguez Padilla Víctor
Secretario: Dr. Reinking Cejudo Arturo Guillermo
Vocal: Dr. De la Vega Navarro Ángel
1^{er.} Suplente: Ing. Sánchez Cifuentes Augusto
2^{do.} Suplente: Dr. León de los Santos Gabriel

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

México, D.F.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Reinking Cejudo Arturo Guillermo

FIRMA

Agradecimientos

Mi más sincero y profundo agradecimiento al **Dr. Reinking Cejudo** por la darme la inspiración y motivación hacia la investigación en Opciones Reales. Así mismo por su enorme paciencia y dedicación para transmitir de manera clara y precisa los conocimientos que posee. Por la confianza y apoyo que siempre mostró de manera incondicional desde el inicio de la maestría. Y sobre todo por el gran ejemplo que es para todos nosotros.

Un sincero y enorme agradecimiento al **Dr. De la Vega** por su ilimitado apoyo y confianza que siempre tuvo durante toda la maestría. Por permitirme conocer y ampliar conocimientos fundamentales sobre economía, así como su relación con la energía. Le agradezco por la motivación que siempre fomentó hacia la investigación y publicación de los resultados obtenidos. Y por todos los eventos académicos que organizó para la difusión de la investigación generada por diferentes personas involucradas en el área energética, a los cuales asistí con la confianza de siempre aprender más de lo que esperaba.

Agradezco al **Dr. Rodríguez** por la confianza y honestidad que siempre mostró, así como su infinito apoyo y motivación que fomentó siempre. Por su compromiso hacia su trabajo y hacia sus alumnos, por sus enseñanzas y valiosos consejos para la vida profesional. Por fomentar siempre la superación en cada uno de nosotros para lograr ser mejores.

Al **Dr. León de los Santos** y al **Ing. Sánchez** por sus valiosas observaciones, sin las cuales no habría podido mejorar mi escrito.

A la **Dra. Castro** por su infinito apoyo y motivación para la investigación en el área energética. Por sus acertados consejos para la vida profesional. Y por la confianza que siempre mostró durante este todo este tiempo.

A **mi familia** por su enorme e incondicional paciencia y apoyo, sin los cuales no habría podido continuar mi camino y obtener las fuerzas necesarias para lograr obtener este triunfo, que no es únicamente mío, sino que les pertenece también a ellos desde el inicio.

A la **UNAM**, en especial al **Posgrado de Ingeniería**, por darme la oportunidad de haber desarrollado mi tesis con los mejores investigadores.

Al **CONACYT**, por brindarme la beca, sin la cual no hubiera podido lograr este éxito.

INDICE GENERAL

Indice de Figuras	7
Indice de Graficas	10
Indice de Tablas	10
Resumen	12
Justificacion.....	13
Problematica.....	15
Objetivo general	16
Objetivos particulares.....	16
Hipotesis.....	17
Estructura de la tesis.....	18
1 Plantas Solares Termoelectricas	20
1.1 Antecedentes sobre la Energia Termosolar	20
1.2 Situacion en Mexico.....	24
1.3 Bases tecnicas sobre Radiacion solar	24
1.4 Bases sobre Energia Termosolar	27
1.5 Características de las Plantas Solares Termoelectricas	32
1.6 Componentes de las Plantas Solares Termoelectricas.....	33
1.6.1 Heliostatos	33
1.6.2 Receptor	35
1.6.3 Torre.....	36
1.6.4 Fluido de trabajo.....	36
1.6.5 Sistemas de almacenamiento.....	37
1.6.6 Diseño de plantas	38
1.7 Tipo de plantas solares Termoelectricas	39
1.7.1 Plantas solares Termoelectricas que emplean sales fundidas.....	39
1.7.2 Plantas solares Termoelectricas que emplean vapor de agua.....	39
1.7.3 Plantas solares Termoelectricas que emplean aire.....	40
1.7.4 Plantas solares Termoelectricas con aire presurizado en combinacion con plantas hibridas solar-gas	41
1.8 Costos de plantas solares Termoelectricas	41
1.8.1 Sustentabilidad económica.....	43
1.9 Mercados de plantas solares Termoelectricas	44

2	Opciones Reales	49
2.1	Antecedentes sobre las Opciones Reales.....	49
2.2	Definición de opción financiera	50
2.2.1	Tipo de Opción financiera de acuerdo al derecho adquirido.....	50
2.2.2	Tipo de opción financiera de acuerdo a su ejercicio	51
2.2.3	Tipos de posiciones de las opciones financieras de acuerdo al precio del subyacente ..	51
2.3	Compromisos	52
2.4	Definición de Opcion Real.....	52
2.4.1	Tipos de opciones reales de acuerdo a su flexibilidad	53
2.5	Valor intrínseco y Valor por el tiempo.....	54
2.6	Métodos de Evaluación	56
2.7	Modelo de Black & Scholes.....	57
2.8	Modelo Binomial.....	58
2.9	Opciones compuestas	63
2.10	Diferencia entre opciones financieras y opciones reales	66
2.11	Flexibilidad	67
2.12	Riesgo.....	68
2.13	Metodología de Valor Presente Neto Convencional	68
2.14	Valor Presente Neto Expandido	70
2.15	Ventajas de las Opciones Reales sobre el Valor Presente Neto	71
3.	Economías de escala.....	72
3.1	Costo y producción.....	72
3.2	Corto plazo.....	72
3.3	Largo plazo.....	74
3.4	Relación entre corto y largo plazo.....	74
3.5	Economías y desventajas de escala	75
3.6	Curvas de experiencia	78
4.	Generación de Estrategia para el Uso y Aprovechamiento de la Energía Solar mediante el uso de Plantas Solares Termoelectricas.....	86
4.1	Metodología de la investigación	86
4.2	Optimización de modelo de plantas solares Termoelectricas.....	87
4.3	Descripción del sistema estudiado	89
4.3.1	Datos de ingreso	89

4.3.2 Datos de salida	93
4.4 Programas para el aprovechamiento de la Energia solar a traves del uso de plantas solares Termoelectricas	96
5. Resultados Obtenidos de la Evaluacion a traves de la Metodologia de VPN y OR.....	99
5.1 Metodologia de VPN.....	100
5.2 Metodologia de OR	101
6. Análisis de los resultados obtenidos.....	112
6.1 Análisis de las Primeras 4 Etapas de Construccion de los diferentes Programas.....	113
6.1.1 Programa de diversificacion.....	113
6.1.2 Programa de Construccion unicamente en Cd. Juarez	114
6.1.3 Programa de Construccion unicamente en Nogales y Programa de Construccion unicamente en Chihuahua	115
6.1.4 Programa de Construccion unicamente en Mexicali	116
6.2 Análisis del Segundo Periodo de Construccion de los diferentes Programas	118
6.2.1 Programa de Diversificacion	118
6.2.2 Programa de Construccion unicamente en Cd. Juarez	119
6.2.3 Programa de Construccion unicamente en Nogales	120
6.2.4 Programa de Construccion unicamente en Chihuahua.....	122
6.2.4 Programa de Construccion unicamente en Mexicali	123
6.3 Análisis del Tercer Periodo de Construccion de los diferentes Programas.....	124
6.3.1 Programa de Diversificacion	124
6.3.2 Programa de Construccion unicamente en Cd. Juarez	127
6.3.3 Programa de Construccion unicamente en Nogales y Programa de Construccion unicamente en Chihuahua	129
6.3.4 Programa de Construccion unicamente en Mexicali	132
6.4 Análisis del Cuarto Periodo de Construccion de los diferentes Programas	134
6.4.1 Programa de Diversificacion.....	134
6.4.1 Programa de Construccion unicamente en Cd. Juarez	136
6.4.1 Programa de Construccion unicamente en Nogales y el Programa de Construccion unicamente en Chihuahua	138
6.4.1 Programa de Construccion unicamente en Mexicali	141
6.5 Diferencia de flexibilidades	143
7. Conclusiones	143
Glosario	146

Fuentes Bibliograficas.....	149
-----------------------------	-----

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Radiacion Directa Normal (kWh/m ² /año)	26
Figura 2: Colector cilindro parabólico	28
Figura 3: Torre central.....	29
Figura 4: Disco Parabolico.....	30
Figura 5: Reflector Lineal Fresnel	31
Figura 6: Distribucion de Heliostatos circundante a la torre central	34
Figura 7: Distribucion de Heliostatos orientado hacia el norte de la torre.....	35
Figura 8: Árbol Binomial o Reticula.....	61
Figura 9: Rutas existentes dentro de un árbol binomial o Reticula.....	62
Figura 10: Periodos existentes dentro de una Reticula.....	64
Figura 11: Etapas de procesamientos de datos de SAM	89
Figura 12: Radiacion Normal Directa anual de Cd. Juarez, Chihuahua.....	91
Figura 13: Radiacion Normal Directa mensual de Cd. Juarez, Chihuahua.....	91
Figura 14: Distribución del Campo de Heliostatos en Cd. Juarez, Chihuahua	94
Figura 15: Reticula de Ingresos (M\$) para una planta de 51 MW en Cd. Juarez, Chihuahua	102
Figura 16: Reticula de Valor Presente Neto Expandido del Programa con Diversificacion en 4 ciudades con plantas de 51 MWe considerando un acuerdo entre las partes interesadas	104
Figura 17: Reticula del Valor Presente Neto Expandido para el Programa con Diversificacion en 4 Ciudades con plantas de 51 MWe sin considerar un acuerdo entre las partes interesadas.....	104
Figura 18: Reticula del Valor Presente Neto Expandido del Programa con Instalacion de plantas de 51 MWe unicamente en Cd. Juarez, considerando un acuerdo entre las partes interesadas	105
Figura 19: Reticula del Valor Presente Neto Expandido del Programa con Instalacion de Plantas de 51 MWe unicamente en Cd. Juarez, sin considerar un acuerdo entre las partes interesadas	105
Figura 20: Reticula del Valor Presente Neto Expandido del Programa con Instalacion de Plantas de 51 MWe unicamente en Nogales, considerando un acuerdo entre las partes interesadas	106
Figura 21: Reticula del Valor Presente Neto Expandido del Programa con Instalacion de Plantas de 51 MWe unicamente en Nogales, sin considerar un acuerdo entre las partes interesadas	106
Figura 22: Reticula del Valor Presente Neto Expandido del Programa con Instalacion de Plantas de 51 MWe unicamente en Chihuahua, considerando un acuerdo entre las partes interesadas.....	107

Figura 23: Reticula del Valor Presente Neto Expandido del Programa con Instalacion de Plantas de 51 MWe unicamente en Chihuahua, sin considerar un acuerdo entre las partes interesadas.....	107
Figura 24: Reticula del Valor Presente Neto Expandido del Programa con Instalacion de Plantas de 51 MWe unicamente en Mexicali, considerando un acuerdo entre las partes interesadas.....	108
Figura 25: Reticula del Valor Presente Neto Expandido del Programa con Instalacion de Plantas de 51 MWe unicamente en Mexicali, sin considerar un acuerdo entre las partes interesadas.....	108
Figura 26: Reticula del Valor Presente Neto Expandido para el Programa con Diversificacion en 4 Ciudades con plantas de 17MWe considerando un acuerdo entre las partes interesadas.....	109
Figura 27: Reticula de valores de p' para el Programa con Diversificacion en 4 Ciudades con plantas de 17MWe considerando un acuerdo entre las partes interesadas	110
Figura 28: Primeras Cuatro Etapas de Construccion del Programa de Diversificacion para la Instalacion de Plantas Solares Termoelectricas.....	114
Figura 29: Primeras Cuatro Etapas de Programa de Construccion solo en Cd. Juarez	115
Figura 30: Primeras Cuatro Etapas de Programa de Construccion solo en Nogales.....	116
Figura 31: Primeras Cuatro Etapas de Programa de Construccion solo en Chihuahua.....	116
Figura 32: Primeras Cuatro Etapas de Programa de Construccion solo en Mexicali.....	117
Figura 33: Etapas de la 5 a la 8 del Programa de Diversificacion para la Instalacion de Plantas Solares Termoelectricas	119
Figura 34: Etapas de la 5 a la 8 del Programa de Construccion unica en Cd. Juarez para la Instalacion de Plantas Solares Termoelectricas.....	120
Figura 35: Etapas de la 5 a la 8 del Programa de Construccion unica en Nogales para la Instalacion de Plantas Solares Termoelectricas	121
Figura 36: Etapas de la 5 a la 8 del Programa de Construccion unica en Chihuahua para la Instalacion de Plantas Solares Termoelectricas.....	123
Figura 37: Etapas de la 5 a la 8 del Programa de Construccion unica en Mexicali para la Instalacion de Plantas Solares Termoelectricas	124
Figura 38: Etapas de la 9 a la 12 del Programa de Diversificacion para la Instalacion de Plantas Solares Termoelectricas	126
Figura 39: Etapas de la 9 a la 12 del Programa de Construccion unica en Cd. Juarez para la Instalacion de Plantas Solares Termoelectricas.....	128
Figura 40: Etapas de la 9 a la 12 del Programa de Construccion unica en Nogales para la Instalacion de Plantas Solares Termoelectricas.....	130
Figura 41: Etapas de la 9 a la 12 del Programa de Construccion unica en Chihuahua para la Instalacion de Plantas Solares Termoelectricas.....	131

Figura 42: Etapas de la 9 a la 12 del Programa de Construccion unica en Chihuahua para la Instalacion de Plantas Solares Termoelectricas.....	133
Figura 43: Etapas de la 13 a la 16 del Programa de Diversificacion para la Instalacion de Plantas Solares Termoelectricas	135
Figura 44: Etapas de la 13 a la 16 del Programa de Construccion unica en Cd. Juarez para la Instalacion de Plantas Solares Termoelectricas.....	137
Figura 45: Etapas de la 13 a la 16 del Programa de Construccion unica en Nogales para la Instalacion de Plantas Solares Termoelectricas.....	139
Figura 46: Etapas de la 13 a la 16 del Programa de Construccion unica en Chihuahua para la Instalacion de Plantas Solares Termoelectricas.....	140
Figura 47: Etapas de la 13 a la 16 del Programa de Construccion unica en Mexicali para la Instalacion de Plantas Solares Termoelectricas.....	142

INDICE DE GRAFICAS

Grafica 1: Costos de componentes de las plantas Termoelectricas de torre central.....	42
Grafica 2: Valor Total, Intrinseco y por Tiempo de una Opcion	55
Grafica 3: Valor Total, Intrinseco y por Tiempo de Opciones de diferentes Plazos.....	56
Grafica 4: Erosión del Valor de una Opción Suponiendo Precio Constante del Subyacente.....	56
Grafica 5: Variacion del VPN de acuerdo a diferentes tasas de interés anual	70
Grafica 6: Comportamiento de las economias de escala.....	77
Grafica 7: Comportamiento de las desconomías de escala	77
Grafica 8: Comportamiento de las curvas de aprendizaje de manera normal y logarítmica	79
Grafica 9: Diferencia entre Economias de Escala y Aprendizaje.....	81
Grafica 10: Curva de Experiencia de Plantas de Torre Central.....	83
Grafica 11: Curva de Reducción de Costos.....	85
Grafica 12: Generacion mensual eléctrica (kWh) de Cd. Juarez, Chihuahua	94
Grafica 13: Generacion anual de electricidad (kWh) en Cd. Juarez, Chihuahua	95
Grafica 14: Comparacion entre los diferentes programas para la Instalacion de 816 MW.....	111

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Tabla Comparativa de las características de las Tecnologías de Generación de Energia Solar Termoelectrica	21
Tabla 2: Plantas Solares Termoelectricas experimentales en el mundo.....	22
Tabla 3: Plantas de torre central en el mundo	23
Tabla 4: Proyección mundial de la Energia Solar Termoelectrica (2002 - 2020).....	45
Tabla 5: Proyección para Mexico en Energia Solar Termoelectrica.....	46
Tabla 6: Escenario de Referencia para la Energia Solar Termoelectrica	46
Tabla 7: Escenario Moderado para la Energia Solar Termoelectrica.....	47
Tabla 8: Escenario Avanzado para la Energia Solar Termoelectrica	47
Tabla 9: Efecto de factores dentro de las Opciones Reales.....	53
Tabla 10: Tasas de Progreso de diferentes Plantas.....	82
Tabla 11: Parametros de la planta introducidos en el programa SAM.....	90
Tabla 12: Parametros técnicos para el funcionamiento de la planta en el programa SAM.....	90
Tabla 13: Formula de SOAPP empleada para obtener costos de turbinas	92
Tabla 14: Formula empleada para obtener costos a partir de economias de escala	92

Tabla 15: Resultados obtenidos a partir de la Formula empleada para curvas de aprendizaje en el costo de los Heliostatos	92
Tabla 16: Tasas empleadas en el modelo economico.....	93
Tabla 17: Mejores ciudades en Mexico para la Instalacion de plantas solares Termoelectricas.....	93
Tabla 18: Parametros de Opciones Reales para las plantas de 17 MW y de 51 MW.....	97
Tabla 19: Flujos de Caja para la primera planta de 51 MW en Cd. Juarez, Chihuahua.....	100
Tabla 20: Valor Presente Neto de las 16 etapas de Construccion de plantas de 51 MW en Cd. Juarez, Chihuahua.....	101

Resumen

A través del presente trabajo, se mostrará la utilidad del uso de la metodología de las Opciones Reales en la evaluación de proyectos de nuevas tecnologías como es el caso de las plantas solares termoeléctricas.

La ventaja de emplear esta metodología en vez de las metodologías típicas, es que se posee una flexibilidad ante posibles acontecimientos negativos futuros, como variaciones e incertidumbres con respecto a los diferentes mercados, demanda de los productos y la generación de los mismos, entre otros, ya que permite establecer escenarios más realistas y poder tomar la mejor decisión de acuerdo a éstos. Esto no lo permiten las metodologías clásicas ya que no prevén cambios en los escenarios futuros o la posibilidad de que el tomador de decisiones pueda modificar sus decisiones durante el transcurso de la vida del proyecto. Esto es de suma importancia, principalmente en proyectos de tecnología nueva como es el caso de las torres centrales.

El modelo empleado en este trabajo incluye un análisis económico teniendo en cuenta tanto las economías de escala y las curvas de aprendizaje, logrando establecer la mejor estrategia que se podría seguir para una diversificación de tecnología del sector eléctrico en México.

Para lograr generar un modelo adecuado para México de una planta de torre central, se tomaron como referencia, datos de la planta SOLAR TRES de España, datos climatológicos satelitales a partir de METEONORM y datos económicos empleados por CFE y el Banco de México para proyectos de inversión. Todos ellos fueron procesados a través del programa SAM para poder establecer dos modelos prototipos.

Se realizaron posteriormente comparaciones entre prototipos y modelos económicos para poder establecer la estrategia más viable y benéfica para el país, mostrando las ventajas y desventajas de cada uno de ellos.

Justificación

El calentamiento global es uno de los problemas más serios a los que se enfrenta la humanidad actualmente, siendo las ciudades y los países en desarrollo, altamente vulnerables a los efectos de dicho cambio climático, y podrían enfrentar serios problemas para lograr un desarrollo económico y social ambientalmente sustentable. Las principales fuentes de este problema son el uso intensivo de combustibles fósiles (carbón, petróleo, gasolinas, diesel, gas natural y los combustibles derivados del petróleo), la quema y pérdida de bosques.

La posición de México como país en desarrollo debe aprovechar para adoptar opciones de desarrollo sustentable, basado en tecnologías limpias y bajas en carbono.

De acuerdo al Programa Especial de Cambio Climático (Poder Ejecutivo, 2009), los mayores potenciales de reducción durante el periodo 2008–2030 corresponderán a las siguientes categorías emisoras: energía (146 Mega toneladas de Bióxido de Carbono (MtCO_{2e}), incluye generación y consumo de electricidad; así como petróleo y gas), industria (77 MtCO_{2e}, incluyen el consumo de combustibles fósiles y los procesos industriales emisores) y transporte (51 MtCO_{2e}). Esto ha ocasionado que México asuma la meta (de manera voluntaria) de reducir el 50% sus emisiones al 2050 en relación con el volumen emitido en el año 2000. Esto implica la oportunidad de no sólo mitigar el cambio climático, sino el impulso del proceso de desarrollo, la reorientación de la diversificación del sistema eléctrico y la venta de bonos de carbono por el uso de este tipo de tecnología.

Las áreas con mayor incidencia solar a nivel mundial son Suroeste de los Estados Unidos, México, Centro y Sudamérica, Norte y Sureste de África, La zona del Mediterráneo, Irán, Desiertos de la India, Desiertos de Pakistán, Rusia, China y Australia.

México posee una alta incidencia de energía solar en la mayor parte de su territorio (principalmente el norte), por lo que el aprovechamiento de esta fuente renovable inagotable, que aún no ha sido explotada del todo, puede ser una estrategia para poder resolver los problemas antes mencionados en todo el territorio nacional, aunque no se tenga una irradiación de manera homogénea.

En varias regiones del planeta, en un kilómetro cuadrado de superficie, se generan entre 100 y 130 Giga Watt hora (GWh) de electricidad utilizando sistemas solares térmicos, que son equivalentes a la producción anual de 50 Mega Watt eléctrico (MWe) convencionales de una planta carbonífera o de gas. Su ciclo de vida muestra que la energía generada es mayor a 5 millones de barriles de petróleo y que por cada metro cuadrado superficial de

un concentrador, se dejan de emitir de 200 a 300 kg de Bióxido de Carbono (CO₂), dependiendo de su configuración (IEA SolarPACES, 2009). Estos cálculos se basan en un análisis de ciclo de vida de 20 años de este tipo de plantas, cuyas emisiones de CO₂ generadas durante su construcción, operación y desmantelamiento, se “pagan” durante los primeros tres a seis meses de operación. Comparando las plantas solares termoeléctricas con plantas carboníferas y de ciclo combinado, las primeras pueden reducir en promedio, 600 toneladas de CO₂ por GWh de acuerdo al Consejo Mundial de Energía.

Aunado a esto, la mayoría de los materiales utilizados pueden ser reciclados o reutilizados por otras plantas. Debido a esto, las plantas solares termoeléctricas son una buena opción para mitigar el cambio climático.

Problemática

Uno de los problemas ambientales más importantes en la actualidad es la acumulación de Bióxido de carbono (CO_2) atmosférico. De manera natural, el planeta posee este gas en la atmósfera, sin embargo, el hombre ha afectado de manera significativa el ciclo del carbono por medio del consumo de combustibles fósiles, producción en gran escala de ganado, quema de bosques y el desgaste del humus del suelo. Al adicionar concentraciones altas de CO_2 y otros gases de efecto invernadero (GEI) como el metano (CH_4), el óxido nitroso (N_2O) y los clorofluorocarbonos (CFC), los cuales poseen propiedades similares de absorción y emisión de radiación de ondas largas, ocasionan el problema del calentamiento global. Esto se debe a que se comportan como el vidrio de un invernadero: dejan pasar la radiación de onda corta procedente del sol, que calienta la superficie terrestre, pero limitan la pérdida de calor por radiación desde dicha superficie. Por lo que entre mayor cantidad de CO_2 exista en la atmósfera, éste tendrá mayor eficacia en restringir la salida de energía radiante.

Este problema puede abatirse a través del uso de tecnologías que minimicen los efectos nocivos al medio ambiente y disminuyan la dependencia de los combustibles fósiles. Una alternativa es el aprovechamiento de la energía solar. Para realizarlo, se emplean principalmente 2 tipos de tecnología:

- a) Fotovoltaicas: convierten la energía solar en energía eléctrica, mediante el uso de celdas fotoeléctricas que reaccionan con la luz.
- b) Termosolares: utilizan la energía solar para el calentamiento de fluidos. Dicho calor se usa para calentar edificaciones, agua, mover turbinas para generar electricidad, secado de materia prima o para la destrucción de desechos peligrosos.

La cantidad y la calidad de la energía solar es de suma importancia para un adecuado diseño y aprovechamiento del recurso, y aunque la radiación es relativamente constante, el clima local influye en la variación de la disponibilidad sobre la superficie terrestre. En el planeta, existen sitios con la mayor cantidad de incidencia solar, entre ellos, se encuentra México, cuya radiación media, es de 5 kilo Watt hora por metro cuadrado (kWh/m^2), siendo de los más altos a nivel mundial (Jiménez, 2007).

Hasta 2003, la capacidad instalada en México, de sistemas fotovoltaicos se incrementó de 7 a 15 MW, generando más de 8,000 MWh/año para electrificación rural, bombeo de agua y refrigeración. Para sistemas termosolares, al 2003 se tenían instalados más de 570 mil metros cuadrados de calentadores solares planos, con una radiación promedio de 18,841 kJ/m^2 y día, generando más de 270 GJ para calentar agua (Jiménez, 2007).

El desarrollo de las tecnologías termosolares se considera con un grado alto de madurez, sin embargo, en México, no han implementado plantas solares termoeléctricas solares.

El gran potencial que posee México en energía solar, debe aprovecharse para la producción de electricidad, siendo las plantas solares termoeléctricas una solución viable y confiable para lograrlo. De este modo, México contribuirá no sólo a la disminución de emisiones GEI, sino que además, generará tecnología económica, social y ambientalmente sustentable, promoviendo su propio desarrollo y disminuyendo la dependencia que posee con los hidrocarburos.

Objetivo general

Proponer una estrategia apropiada para el uso y aprovechamiento de la energía solar en México a través de proyectos de inversión de plantas solares termoeléctricas, empleando las metodologías de Opciones Reales y Valor Presente Neto, tomando en consideración las curvas de aprendizaje y las economías de escala.

Objetivos particulares

1. Revisión de documentos actualizados relacionados con las plantas solares termoeléctricas, la metodología de Valor Presente Neto, la metodología de Opciones Reales, economía de escalas y curvas de aprendizaje.
2. Revisión de modelos de plantas solares termoeléctricas actualmente en funcionamiento para poder establecer una planta solar termoeléctrica modelo para las condiciones de México.
3. Realizar comparaciones de un programa de 816 MW distribuidos en las cuatro mejores ciudades de la República Mexicana, a través de la metodología de Valor Presente Neto y la metodología de Opciones Reales.
4. Establecer la mejor estrategia considerando, dentro del modelo establecido, las economías de escala y las curvas de aprendizaje.

Hipótesis

Al emplear la mentalidad de los modelos de opciones financieras como alternativa a las metodologías tradicionales, en especial la de las Opciones Reales, en la evaluación de proyectos de inversión de plantas solares termoeléctricas, se generará una estrategia útil y viable a través del transcurso del tiempo, permitiendo a los inversionistas la oportunidad de ampliar y gestionar mejor una cartera de inversión, al considerar las flexibilidades inherentes en el programa planteado, además de lograr establecer los beneficios que se adquieren a través de la acumulación de aprendizaje por sobre los obtenidos a través de las economías de escala.

Estructura de la tesis

El presente trabajo se desarrolló entre enero de 2009 y abril de 2010, y tiene como objetivo proponer una estrategia para el aprovechamiento de plantas solares termoeléctricas en México a través de diferentes metodologías, considerando aspectos técnicos y económicos apropiados.

Con este fin se realizaron diversas actividades, las cuales se engloban de la siguiente manera:

En el capítulo 1, se describen brevemente los antecedentes sobre la tecnología solar termoeléctrica, la situación actual que se tiene en México con respecto a ésta, las bases y conceptos técnicos, así como sus costos y escenarios de mercados que se han proyectado a futuro por parte de agencias internacionales como son la Asociación Industrial Europea de Energía Termosolar (ESTELA por sus siglas en inglés), SolarPACES y la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés).

Mientras que en el apartado 2, se describirá de manera breve los antecedentes de las Opciones Reales, así como sus características y métodos de evaluación. También se describe la metodología de opciones compuestas, ya que éstas fueron tomadas como base para la realización de este trabajo para poder desarrollar las estrategias a partir de condiciones establecidas. Para cerrar este apartado, también se describe la metodología de Valor Presente Neto convencional para poder establecer los antecedentes de las metodologías empleadas y contrastadas en el presente trabajo.

A lo largo del capítulo 3, se describen las características y las bases que poseen tanto las economías de escala, como las curvas de aprendizaje y su influencia dentro de la producción y los mercados. También se describen de manera breve la metodología que se emplea para obtenerlas.

En el apartado 4 se da a conocer la metodología llevada a cabo para lograr el desarrollo de las evaluaciones, así como la descripción del sistema estudiado. Se explica de manera breve y clara qué tipo de datos se emplearon para la evaluación y qué datos se obtuvieron a través de las simulaciones realizadas. Con estos datos, se lograron obtener diferentes programas los cuales serán empleados para lograr obtener la mejor estrategia a seguir.

Durante el capítulo 5, se muestran de manera gráfica y se describen claramente los resultados obtenidos de las evaluaciones y simulaciones obtenidas a partir de las diferentes metodologías previamente mencionadas previamente en capítulos anteriores.

En el transcurso del apartado 6, se analizan los resultados obtenidos y se comparan entre sí para lograr mostrar el contraste entre las metodologías y entre las consideraciones económicas que puede llegar a tener el mismo proyecto.

Para finalizar este trabajo, se exponen las conclusiones a las que se llegó después de la evaluación y análisis de los programas.

1. Plantas Solares Termoeléctricas

En este capítulo se dan a conocer los conceptos básicos sobre la tecnología de energía termosolar. Se enfocará principalmente en la descripción detallada de los componentes que integran las plantas solares termoeléctricas, así como sus características principales.

Para poder plantear un programa que involucre este tipo de tecnología, es necesario conocer la situación actual en México con respecto a ésta, así como sus costos y escenarios de mercados proyectados por diferentes agencias internacionales especializadas en la energía termosolar. Todos estos aspectos serán empleados en el modelo propuesto, el cual se describirá en capítulos posteriores.

1.1 Antecedentes sobre la Energía Termosolar

Las técnicas para concentrar el sol, son milenarias. Se sabe que en las culturas antiguas griegas y chinas, empleaban piezas de vidrio o espejos para encender fuego y durante las guerras, lograban incendiar los barcos enemigos.

En 1615, Salomon De Caux inventó un pequeño motor que utilizaba la energía solar para poder ser operado.

A finales del siglo XIX, se inició la construcción de algunas máquinas que podían accionarse mediante el uso de la energía termosolar. Los experimentos iniciaron en 1860, con Auguste Mouchout, quien produjo el primer motor accionado con vapor producido a través de energía termosolar. El vapor lo producía en una caldera de fierro cerrada por una tapa de cristal. Posteriormente, en 1900, Aubrey Eneas, fue el primero en comerciar motores solares. Para 1907, se les otorgó la patente al Dr. Maier, de Aalen, y al Sr. Remshardt de Stuttgart, por un dispositivo que usaba directamente la radiación solar para la producción de vapor de agua. Con este principio, el estadounidense Frank Shuman creó en 1913 la primera estación de bombeo termosolar en Meadi, Egipto. Este dispositivo contaba con 5 reflectores de 62 metros (m) cada uno, hechos de espejo, los cuales tenían un arreglo en forma de parábola. A través de ellos, corría un tubo, el cual mediante la concentración de radiación solar, calentaba el agua que pasaba dentro de éste hasta convertirse en vapor, el cual servía para alimentar un motor conectado a una bomba que era capaz de liberar 6000 galones de agua por minuto desde el Nilo hasta los campos cercanos (AUSRA, 2007).

El primer estudio documentado sobre sistemas de receptor central, fue en los años 50's en lo que era la URSS. En este estudio, se colocaron espejos inclinados montados sobre vagones de trenes. También se construyó un prototipo de helióstato de operación manual. Posteriormente, se abandonó el desarrollo de esta tecnología hasta los años 60's, con el profesor Giovanni Francia, de la Universidad de Genoa, quien construyó un generador de vapor calentado con 121 pequeños helióstatos. A este experimento, le siguieron otras 2 plantas. Una de ellas producía vapor a altas temperaturas y fue la base para el diseño de otras instalaciones similares construidas en Italia y en los Estados Unidos de Norteamérica. En Francia diseñaron la primera planta solar termoeléctrica, "Themis", ubicada en Odeillo. Esta planta alcanza temperaturas por encima de los 4000 grados centígrados (°C) en ambientes limpios, siendo la primera planta en producir electricidad para la red de abastecimiento eléctrico empleando helióstatos automatizados. (SANDIA LAB, 1986)

Sin embargo, los esfuerzos para diseñar dispositivos que utilizaran energía renovable que pudieran sustituir a los hidrocarburos, comenzó con la crisis del precio del petróleo durante los años 70's. Diferentes países como Estados Unidos, Rusia, Japón, España e Italia iniciaron el desarrollo y la investigación de tecnología termosolar.

Para los años 80's, la compañía israelí-estadounidense Luz Internacional, comercializó la tecnología mediante la construcción de nueve estaciones solares de generación eléctrica en el desierto Mojave de California, Estados Unidos. La tecnología que empleó fue la de concentradores cilindro - parabólicos.

La primer planta solar termoeléctrica puesta en operación fue "Solar One" en California, Estados Unidos, durante los años 80's, con una capacidad de 21.5 MWe y 1818 helióstatos, operó de 1982 a 1988 y fue la planta más grande que generaba 10 MWe durante 8 horas durante el solsticio de verano y 4 horas durante el solsticio de invierno. Su eficiencia era de 7%. Este proyecto demostró la viabilidad de las torres solares termoeléctricas.

Debido al desarrollo de sales fundidas, en 1996 se rediseñó la planta "Solar One" para dar origen a la planta "Solar Two", la cual logró generar 10 MWe durante 3 horas posteriores a la puesta de sol. Su propósito fue la de validar las características técnicas del receptor con sales fundidas, el tanque de almacenamiento y la tecnología del generador de vapor.

La planta "Eurelios" o CESA-1, empleó vapor sobrecalentado como fluido de trabajo, sin embargo, mostró los problemas que se tienen con la transferencia de calor en los evaporadores.

Themis tuvo una potencia de 2 MWe, contó con un arreglo de 201 helióstatos. Las sales estaban constituidas por 53% de nitrato de potasio, 40% de nitrito de sodio y 7% de nitrato de sodio. Esta planta llegó a registrar temperaturas de 450°C.

Nombre	Localización	Tamaño (MWe)	Fluido utilizado	Inicio de operación
Aurelios	Sicilia, Italia	1	Vapor	1981
SSPS/CRS	Almeria, España	0.5	Sodio líquido	1981
Sunshine	Nio, Japón	1	Vapor	1981
Solar One	California, Estado Unidos	10	Vapor	1982
Themis	Targasonne, Francia	2.5	Sales Fundidas	1982
CESA-1	Almeria, España	1	Vapor	1983
MSEE	Alburquerque, Estados Unidos	0.75	Nitrato Fundido	1984
C3C-5	Crimea, Rusia	5	Vapor	1985
Phoebus-TSA	España	1	Aire	1993
Solar Two	California, Estado Unidos	10	Nitrato Fundido	1996

Tabla 1: Plantas Solares termoeléctricas experimentales en el mundo¹

En años más recientes, la planta solar termoeléctrica PS10 ubicada en Sanlúcar la Mayor, España, inaugurada el 30 de marzo de 2007, fue la primera planta basada en una torre y helióstatos para generar electricidad comercial de manera estable con una capacidad de 11MW. Esta planta genera 23 GWh al año y la tecnología utilizada consta de 624 helióstatos de vidrio y metal, un receptor de vapor saturado (40 bar y 250°C) y de un sistema de almacenamiento para agua presurizada. Durante los días nublados, la planta utiliza el sistema de almacenamiento de agua saturada, el cual consta de 4 tanques que operan de manera secuencial, permitiendo recuperar la energía del agua saturada a una carga del 50%.

Posteriormente, se inició la construcción de la planta PS20 en Sevilla, España. Su ubicación estará junto a la planta PS10, pero su tamaño es del doble. Tiene 20 MWe y su fluido de trabajo es el vapor de agua.

En 2008, Chile inició la instalación de su primera planta solar termoeléctrica llamada “Ícaro” en el área de Mejillones, con una generación de 23 MWe, la cual pretenden aumentarla a 120 MWe. A ésta le seguirán las plantas “Calama” con 105 MWe y la planta “Inti”, con una capacidad de 500 MWe para el año 2014.

¹ Aringhoff, R.;Brakmann G.; Concentrated Solar Thermal Power-Now!; ESTIA, Solar PACES, Greenpeace; Septiembre, 2005.

España inició en el año 2008, la construcción de la planta comercial Gemasolar o “Solar Tres”, ubicada en Ecija, España, utiliza sales fundidas como fluido, cuenta con 2480 helióstatos, con un receptor de 120 MWe, un sistema de almacenamiento para sales fundidas frías a 290°C, un tanque de almacenamiento para las sales fundidas calentadas a 565°C ($\pm 1-2^\circ\text{C}/\text{día}$) y un intercambiador eléctrico de calor para proteger el circuito de enfriamientos de temperatura, ocupará 185 ha, tendrá una potencia de 17 MWe (generará 100 GWh/año) y entrará en operación para comienzos del 2011.

Como puede observarse cada vez existe un mayor número de países interesados en esta tecnología, y por lo tanto, se ha iniciado el surgimiento de un nuevo mercado que México no puede desaprovechar.

A continuación se muestra una tabla resumen sobre las plantas solares termoeléctricas construidas, propuestas y las que se encuentran en operación:

Planta solar termoeléctrica	Ubicación	Estado	Tamaño (MWe)	Fecha de instalación
Noreste de la provincia Cape	Sudáfrica	Propuesta	100	-
Solucar PS-10	España	Operación	11	2006
PS-20	España	En construcción	20	2009
Gemasolar (Solar Tres)	España	En construcción	17	2008
Torre solar Jülich	Alemania	Operación	1.5	2008
Ivanpah 1	Estados Unidos	Propuesta	100	2010
Ivanpah 2	Estados Unidos	Propuesta	300	2012-2030
California	Estados Unidos	Propuesta	900	-
California	Estados Unidos	Propuesta	1300	-
Nuevo México	Estados Unidos	Propuesta	105	2011
Sur de California	Estados Unidos	Propuesta	140	2011

Tabla 2: Plantas de torre central en el mundo²

² Romero M.; Energía Solar Termoeléctrica; CIEMAT; Almería, España; 2007

1.2 Situación en México

México se localiza en el hemisferio norte, dentro del llamado Cinturón Solar, dentro de la franja latitudinal que va desde los 14° hasta los 33°. Se cuenta con una radiación solar promedio de 18 841 kJ/m²-día. Los niveles más altos de irradiación solar se encuentran en los estados del norte como son Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Zacatecas, Durango, San Luis Potosí, Sonora, Baja California Norte y Sur, principalmente en los meses de abril a agosto (Almanza, 2009).

A pesar de que México cuenta con abundante radiación en todo su territorio, no se tienen aplicaciones de este tipo de tecnología. El Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) inició estudios sobre plantas termosolares en el año de 1975, en el que se diseñó, construyó y se operó un prototipo de 1 kW. Posteriormente se construyó una planta solar con receptores de canal parabólico de 10 kWe, la cual sigue operando actualmente. También se cuentan con pequeños desarrollos en el Centro de Investigación de Energía (CIE) de la UNAM, en el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), en la Universidad Autónoma del Estado de México y en el Instituto Politécnico Nacional.

La mayoría de los concentradores con los que se cuentan son para el calentamiento de agua, alimentos o para el secado de algunos productos.

Durante el año 2008, se instalaron 165 632.51 m² de sistemas de calentadores solares, sumando hasta entonces 1 159 585.51 m² (ANES, 2009).

1.3 Bases técnicas sobre Radiación solar

El Sol suministra el 99.97% del calor utilizado para los procesos naturales en la superficie terrestre del planeta, el resto de la energía, la proporciona la energía geotérmica y la luz estelar proveniente del espacio. La cantidad de radiación recibida por una superficie por unidad de área durante un determinado período se denomina irradiación y se expresa en unidades de energía por unidad de área (Wh/m²).

El Sol emite radiación de manera constante y cuando se mide en ángulo recto, esta intensidad de radiación que alcanza la parte superior de la atmósfera terrestre o constante solar, se estima en 1,368 W/m².

El movimiento de la Tierra distribuye esta energía sobre la superficie de la esfera, por lo que la constante solar media es de 342 W/m^2 . Sin embargo, esta radiación no llega de manera total y completa a la superficie terrestre, ya que el 17% es absorbida por las nubes, el vapor de agua y el CO_2 , el 30% se refleja hacia el espacio desde las nubes, gases o partículas atmosféricas y sólo 53% alcanza el suelo; de este porcentaje, 2/3 partes es en forma de luz directa, y el resto es luz difusa.

El sol al ser una fuente de energía abundante e inagotable (con respecto al tiempo de vida de la raza humana en el planeta), permite sustituir una cantidad considerable de combustibles fósiles y aprovecharla de diferentes maneras como puede ser para calefacción, refrigeración, calentamiento de agua, destilación, generación de energía, secado de diversos materiales entre otros. Además de esto, también contribuye con la conservación ambiental, el crecimiento económico, la creación de trabajos, la diversidad energética y la disminución de la dependencia de hidrocarburos.

A nivel mundial, existen zonas pertenecientes al llamado “Cinturón Solar”, ubicado entre los paralelos 40°N y el 40°S , donde la radiación solar es mayor que en el resto del planeta (Ver Figura 1). Entre los países con estas características, se encuentran:

- a) Suroeste de los Estados Unidos
- b) México
- c) Centro y Sudamérica
- d) Norte y Sureste de África
- e) La zona del Mediterráneo
- f) Irán
- g) Desiertos de la India
- h) Desiertos de Pakistán
- i) Rusia
- j) China
- k) Australia

Direct Normal Irradiation (DNI)

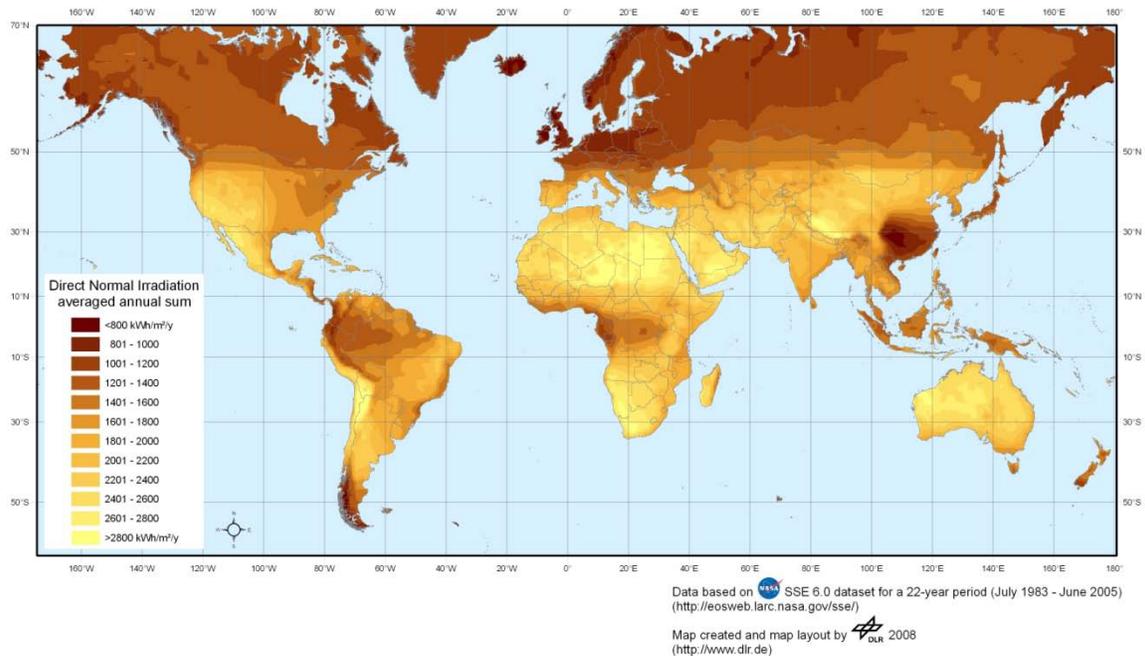


Figura 1: Radiación Directa Normal (kWh/m²/año)³

De todas estas áreas, las que mayor radiación solar tienen son los desiertos de Sudáfrica y Chile, que es de aproximadamente 3,000 kWh/m² al año. Para que un sistema sea exitoso se ha calculado que los sitios deben contar con una radiación mínima de 1,700 kWh/m² anual (Greenpeace, 2009).

Actualmente existe un gran interés de construcción de plantas solares termoeléctricas principalmente en estas regiones, ya que se prevé que podrían suministrar electricidad a países donde no se cuenta con la suficiente radiación para la implementación de la tecnología. Se ha calculado que si se utilizara únicamente el 2% de la radiación recibida en los desiertos del mundo, ésta sería suficiente para cubrir la demanda de energía mundial. Y aunque en muchos proyectos se están planteando en sitios con pocos recursos hídricos, el uso de agua, que es de 2.8 m³/h por MWh, puede disminuirse hasta en un 90% utilizando enfriadores secos, aunque el precio de las plantas aumenta en un 10%.

³ <http://www.dlr.de>

1.4 Bases sobre Energía Termosolar

Debido a la creciente necesidad de encontrar fuentes de energía renovable más confiables, la energía termosolar ha comenzado a generar nuevas expectativas de oportunidad para cubrir las necesidades energéticas futuras.

La energía recibida por el sol, de manera directa, es adecuada para calentar algunos sistemas y utilizar esta energía térmica de manera directa, sin embargo, no es suficiente para producir electricidad mediante un ciclo termodinámico, por lo que se hace necesario incrementar esta radiación. Mediante dispositivos especiales, se logra concentrar hasta 600 veces la luz solar, con lo que se obtienen temperaturas cercanas a los 1,000°C. La eficiencia de la recolección solar es de aproximadamente del 46% y la conversión eléctrica es del 23% (Enermodal, 1999).

El uso de la energía termosolar para la generación de electricidad es idóneo para satisfacer las necesidades de energía, ya que puede abastecer electricidad durante la carga pico durante las horas más calurosas del día (ocasionados por el uso de aires acondicionados) y, extender la generación eléctrica durante las noches mediante el uso de almacenamiento de energía térmica.

En varias regiones del planeta, en 1 km² de superficie, se generan entre 100 y 130 GWh de electricidad utilizando sistemas solares térmicos, los cuales son equivalentes a la producción anual de 50 MWe convencionales de una planta carbonífera o de gas.

Mediante el análisis del ciclo de vida de los sistemas termosolares, han mostrado que la potencia generada es mayor a 5 millones de barriles de petróleo y que una planta solar termoeléctrica evita unas 2,000 toneladas anuales de emisiones de CO₂ por cada MWe instalado, o lo que es lo mismo, por cada GWh producido con dicha tecnología, se evita la emisión de 700 a 1,000 toneladas de CO₂.

Además, mediante el uso de estas plantas, se disminuye el consumo de gas, petróleo y carbón, con lo que también contribuyen a la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero (IEA Solar PACES, 2009).

Se calcula que la vida de una planta solar termoeléctrica es de 25 a 30 años, aunque actualmente, se espera que aumente a 40 años.

Existen diferentes tipos de tecnología que usan concentradores solares, pero los más importantes son:

- a) **Concentradores cilindro-parabólicos:** son espejos que concentran la luz solar a tubos receptores colocados a través de ellos. A través de estos tubos, se hace pasar un fluido como pueden ser aceites sintéticos, que posteriormente son utilizados para producir vapor sobrecalentado, el cual genera electricidad a través de una turbina. (Ver Figura 2)

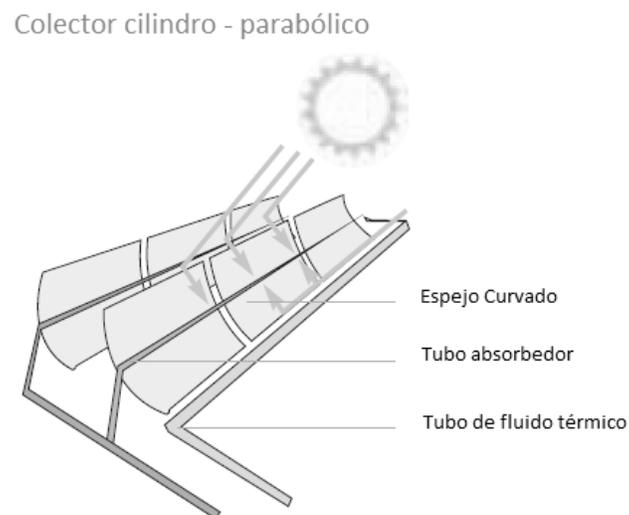


Figura 2: Colector cilindro parabólico⁴

⁴ Fuente: IEA SolarPACES, European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), Greenpeace International; Concentrating Solar Power Outlook 09, Why Renewable Energy is Hot; 2009

b) **Plantas solares termoeléctricas:** consisten en un campo de helióstatos que siguen la posición del Sol durante el transcurso del día, orientando la radiación solar hacia un receptor (donde se encuentra el intercambiador de calor) colocado en la parte superior de una torre.

El receptor transfiere la energía recibida a un fluido de trabajo, el cual se usa para generar electricidad a través de un ciclo termodinámico. (Ver Figura 3)

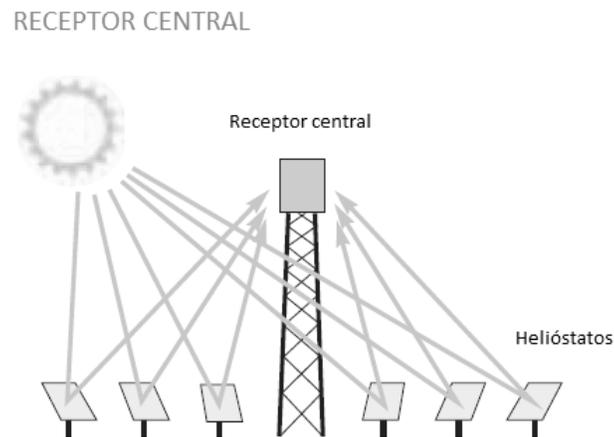


Figura 3: Torre central⁵

⁵ Fuente: IEA SolarPACES, European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), Greenpeace International; Concentrating Solar Power Outlook 09, Why Renewable Energy is Hot; 2009

- c) **Discos parabólicos:** son pequeñas unidades independientes con reflectores parabólicos generalmente conectados a un motor Stirling situado en el foco, que se usa para generar electricidad. Este tipo de tecnología sólo es recomendable para aplicaciones de pequeña escala. (Ver figura 4)

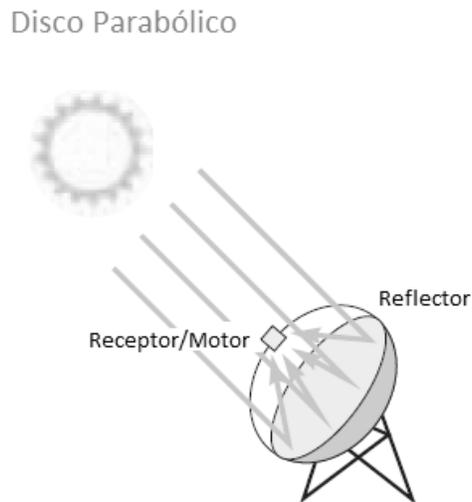


Figura 4: Disco Parabólico⁶

⁶ Fuente: IEA SolarPACES, European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), Greenpeace International; Concentrating Solar Power Outlook 09, Why Renewable Energy is Hot; 2009

d) **Reflectores Fresnel:** son sistemas que poseen un arreglo de reflectores planos o ligeramente curvos que reflejan los rayos y los concentran hacia tubos que están invertidos, permitiendo calentar el fluido de trabajo para posteriormente convertirlo en electricidad. Estos sistemas son menos eficientes, pero también son menos costosos que las demás tecnologías. (Ver Figura 5)

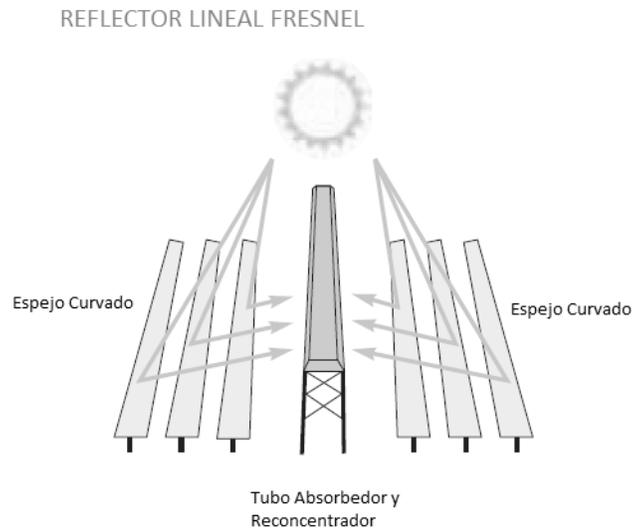


Figura 5: Reflector Lineal Fresnel⁷

A continuación se muestra una tabla resumen donde se muestran las principales características de las diferentes tecnologías de generación de energía solar termoeléctrica (Ver Tabla 3):

Tecnología	Capacidad Instalada hasta 2009 (MW)	Electricidad producida hasta 2009 (GWh)	Capacidad aproximada (Bajo construcción y propuesta) (MWe)	Temperaturas con las que operan
Concentradores cilindro-parabólico	500	>16 000	>10 000	i. $T < 100^{\circ}\text{C}$ ii. $100^{\circ}\text{C} < T < 300^{\circ}\text{C}$ iii. $300^{\circ}\text{C} < T < 600^{\circ}\text{C}$
Planta solar termoeléctrica	40	80	3 000	$300^{\circ}\text{C} < T < 600^{\circ}\text{C}$
Discos parabólicos	0.5	3	1 000	i. $300^{\circ}\text{C} < T < 600^{\circ}\text{C}$ ii. $T > 600^{\circ}\text{C}$

⁷ Fuente: IEA SolarPACES, European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), Greenpeace International; Concentrating Solar Power Outlook 09, Why Renewable Energy is Hot; 2009

1.5 Características de las Plantas Solares Termoeléctricas

A pesar de que se cuenta actualmente con mayor experiencia comercial con los concentradores cilindro-parabólicos, las plantas solares termoeléctricas, por los altos índices de concentración (entre 300 y 1,000 kW/m²) permiten trabajar a altas temperaturas e integrarse a ciclos más eficientes de manera escalonada. El rango de potencias unitarias abarca de 10 a 200 MWe.

Estas plantas admiten además el funcionamiento híbrido mediante el uso de combustibles fósiles, esto en caso de que la intensidad de radiación solar sea baja o se requiera aumentar la eficiencia o cubrir necesidades térmicas de alguna planta ya existente, en una gran variedad de opciones.

La energía puede generarse de manera directa durante las horas del día que cuenten con radiación solar, limitando su factor de capacidad a 25%, o contar con un almacenamiento de energía térmica para prolongar esta generación por más horas en que la radiación disminuya (días nublados), durante la noche, o cuando se tengan demandas pico, aumentando su factor de capacidad por encima del 50%. Además, el contar con un almacenamiento, se puede generar electricidad de manera constante, es decir, sin intermitencias o fluctuaciones de energía.

Los mayores beneficios que se obtienen de la implementación de las plantas solares termoeléctricas son:

- a) No se tienen ningún tipo de gas de efecto invernadero (GEI) durante la operación de la planta, logrando la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente CO₂, N₂O, además de SO₂ y partículas suspendidas, por lo que son una opción para mitigar el cambio climático y otros impactos ambientales.
- b) Las emisiones indirectas que se generan de CO₂ son generadas únicamente por las etapas de construcción, las cuales se compensan (por el ciclo de vida de la planta) entre los primeros 3 y 6 meses de operación.
- c) Si la planta es híbrida (con un sistema que emplee algún tipo de hidrocarburo), las emisiones, pertenecerán a este sistema, pero no a la planta solar termoeléctrica.
- d) Aumento en la diversidad energética y disminución de la dependencia de hidrocarburos.
- e) Ahorro en el combustible, ya que se requiere únicamente de la radiación solar.

⁸ Fuente: IEA SolarPACES, European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), Greenpeace International; Concentrating Solar Power Outlook 09, Why Renewable Energy is Hot; 2009

- f) Desplazamiento de las unidades que producen electricidad mediante el uso de combustibles fósiles, disminuyendo su uso ocasionando a su vez una menor contaminación ambiental.
- g) Instalaciones que no requieren mucho mantenimiento.
- h) Vida de las plantas de 30 años.
- i) Los materiales utilizados pueden ser reciclados o reutilizados por otras plantas.
- j) En caso de derrame de sales de los módulos de almacenamiento térmico, no se corre peligro de contaminación del suelo, debido a que ésta al enfriarse, se solidifica y con una pala se puede recoger y volver a utilizar.

Algunas desventajas que muestran estas plantas son:

- a) No se cuentan con sistemas comerciales.
- b) Altos costos de los componentes de las torres solares termoeléctricas por no generarlos en serie.
- c) No se cuenta con experiencia de la generación eléctrica comercial.
- d) Requieren de grandes extensiones de terreno y agua para poder generar electricidad.
- e) Falta de apoyo y subvenciones institucionales.
- f) Costo y autorización de la instalación (en algunos casos) de nuevas líneas de transmisión.

Dentro de este tipo de tecnología, existen variantes, principalmente debidas al tipo de fluido utilizado (sales fundidas, aire y vapor de agua), al tipo de receptor solar y el tipo de almacenamiento de energía.

1.6 Componentes de las Plantas Solares Termoeléctricas

Se componen de un sistema colector (arreglo de helióstatos), un sistema receptor, un sistema de conversión de potencia y en algunos casos, de un sistema de almacenamiento térmico. A continuación se describen cada uno de ellos.

1.6.1 Helióstatos

Son dispositivos compuestos de elementos reflejantes, generalmente de vidrio, en un arreglo de varios de estos espejos. Están montados sobre un dispositivo que permite

seguir la trayectoria del sol para concentrarla y dirigirla hacia el receptor. El movimiento de los helióstatos se hace a través de motores controlados por una computadora central. Al conjunto de helióstatos se les llama campo solar.

Por lo general son de vidrio/metal con una superficie plateada, generalmente de forma rectangular, aunque también hay diseños que emplean membranas tensas, cuya forma es circular, y otros que son tanto de vidrio/metal o de membrana pero se encuentran envueltos por una burbuja presurizada. Éstos últimos están protegidos del viento, aunque la misma membrana absorbe parte de la radiación. También debido a esto, es necesario mantenerlos limpios de polvos, aerosoles y partículas que pudieran opacar los helióstatos.

La superficie reflexiva ha evolucionado de 40-50 m² hasta los 150 m². Sin embargo, se han vuelto a evaluar los helióstatos pequeños debido a su potencial de aprovechamiento de economías de escala y sobre todo a la simplificación en los procesos de transporte, instalación y puesta en marcha. Actualmente se estudian los helióstatos autónomos para evitar cableados en el campo.

Su colocación es de gran importancia, así como la distancia entre ellos, la cual debe ser equitativa para evitar reflejar la radiación sobre otros helióstatos o crear sombras que limiten o disminuyan su eficiencia. Existen diferentes arreglos como son el de campo de helióstatos circundantes o a un lado de la torre.

El campo circundante (ver Figura 6), los helióstatos rodean a la torre, la cual generalmente se localiza al sur del campo para optimizar su eficiencia. En un arreglo lateral (ver Figura 7), la torre se ubica al norte de la configuración, al igual que los helióstatos. Los arreglos dependen de la configuración del receptor.

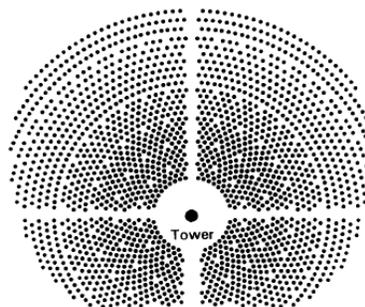


Figura 6: Distribución de helióstatos circundante a la torre central⁹

⁹ Fuente: Stine W., Geyer M.; Power from the Sun; 2001.

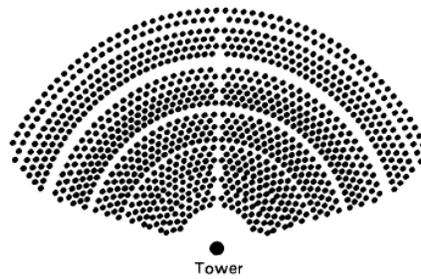


Figura 7: Distribución de heliostatos orientado hacia el norte de la torre¹⁰

Por lo general, en el hemisferio norte, las plantas tienen arreglos laterales con la torre ubicada hacia el norte. De manera similar ocurre en el hemisferio sur, donde la torre se ubicará al sur del campo.

Así mismo, los heliostatos se colocan de manera intercalada para evitar la generación de sombras entre ellos y la obstrucción de la reflexión de la luz hacia la torre central.

El campo de heliostatos no necesariamente debe ser simétrico, el terreno sobre el cual se colocan no tiene que ser uniforme, y los heliostatos se pueden colocar en diferentes planos, no sólo sobre uno.

Un elemento que influye en su adecuado funcionamiento es el viento, ya que éste puede provocar la deflexión de la luz. Se recomienda que la velocidad máxima del viento sea de 40 metros por segundo (m/s).

El vapor de agua en la atmósfera, así como los aerosoles presentes en la misma, disminuyen de manera significativa su eficiencia debido a la absorción de la radiación por estos elementos.

1.6.2 Receptor

Es un sistema que se coloca en la parte superior de una torre para poder recibir de la mejor manera la radiación del sol reflejada por los heliostatos. Consiste en paneles pequeños de tubos de vidrio u otro tipo de material (diámetro de 20-56 mm) en un arreglo cilíndrico. El fluido de trabajo se hace pasar por estos tubos para calentarlo. Éste

¹⁰ Fuente: Stine W., Geyer M.; Power from the Sun; 2001.

receptor cuenta generalmente con una protección para evitar las pérdidas de calor. Su diseño depende del tipo de fluido de trabajo que se hará pasar por él.

Se han diseñado diferentes tipos de receptores:

- a) Por su geometría: De cavidad y externos (planos, cilíndricos y semicilíndricos).
- b) Mecanismo de transferencia de calor: Absorción directa e indirecta como los tubulares, de placa, volumétricos (atmosféricos o presurizados).

Es el componente cuyo desarrollo implica el más alto riesgo tecnológico, ya que se debe diseñar maximizando su eficiencia y minimizando las pérdidas que se tienen por convección, conducción, radiación, reflexión y derrames.

1.6.3 Torre

Su altura depende del diseño y configuración del receptor. Para su construcción se toman en consideración el peso de la torre, la velocidad del viento y el suelo, además de la ubicación en el campo para poder reducir sombras y bloqueos entre los helióstatos y poder crear un sistema eficiente. Por lo general se construyen de acero si su altura es menos a 120 m, o de hormigón si superan dicha altura.

1.6.4 Fluido de trabajo

Se pueden utilizar diversos tipos de fluidos que se hagan pasar por el receptor para ser calentados y posteriormente utilizados directamente en la turbina (en el caso del vapor de agua) o para generar vapor al realizar un intercambio de calor con agua almacenada. Sin embargo los que se han utilizado hasta ahora son:

- a) **Aceite:** se han dejado de utilizar debido a las bajas temperaturas a las que se pueden manejar (425°C) y sobre todo porque presentan degradación a altas temperaturas.
- b) **Vapor de agua:** cuya temperatura máxima, alcanza los 540°C. El agua utilizada debe estar desionizada para evitar incrustaciones salinas dentro de las tuberías del receptor. También se pueden tener problemas de corrosión debido a infiltraciones de aire en el condensador del ciclo Rankine que se llega a utilizar, por lo que se requiere de un desgasificador para eliminar el problema.

- c) **Sales fundidas:** son fluidos que se funden a temperaturas por encima de los 150°C, como las de sodio líquido, cuya temperatura máxima es de 600°C. Al poseer una alta densidad, las hace atractivas para su uso en las plantas solares termoeléctricas, así como también para su almacenamiento. El único inconveniente que poseen es la solidificación en puntos fríos, es por ello que debe mantenerse a una temperatura alta para conservar sus características fisicoquímicas, y algunos problemas con la corrosión. Otra sal empleada es la mezcla de sales de nitrato que pueden alcanzar temperaturas de 565°C, siendo su temperatura baja entre los 140 y 220°C, teniendo que calentarse el tanque de almacenamiento cuando el sistema se apaga.
- d) **Gases:** tienen a su favor estabilidad térmica en un amplio margen de temperaturas de trabajo, lo que permite disminuir problemas con la corrosión. Las temperaturas alcanzadas con el uso de aire son de 850°C o mayores. También se está experimentando con CO₂.

Sin embargo, la tendencia es hacia el uso de las sales fundidas debido a que presentan estabilidad a altas temperaturas. Además de se han encontrado limitaciones en el diseño, construcción, almacenamiento y operación del receptor con el uso de otros fluidos.

1.6.5 Sistemas de almacenamiento

Se emplean para poder aumentar las horas de generación de electricidad de una planta solar termoeléctrica. Se pueden emplear diferentes cantidades de sistemas de almacenamiento, sin embargo, conforme se aumenta su número, el volumen de almacenamiento debe disminuir.

Un sistema de almacenamiento debe poseer una alta capacidad de transferencia de calor, así como estabilidad mecánica y química, además, para su diseño, es necesario tomar en cuenta los niveles de los tanques, su control, el sistema de bombeo y evitar pérdidas de calor en el sistema.

El calor obtenido se puede almacenar a través de la transferencia de calor hacia algún medio como puede ser el agua, materiales cerámicos, hormigón, grafito, entre otros. La temperatura en este caso, se mantiene mediante las propiedades del fluido y por el adecuado aislamiento térmico del recipiente.

También se puede almacenar energía térmica mediante el calor de cambio de fase de una sustancia, mediante el uso de reacciones químicas reversibles y con la transformación de la energía térmica en energía potencial.

En general, se calcula que el factor de capacidad de una planta que carece de un almacenamiento, se encuentra entre 20% y 25%, lo que es equivalente a 2000 horas de operación anual. (Trieb, 2009)

Cuando se emplean tanques de almacenamiento, uno para bajas temperaturas y otro para altas temperaturas, se tiene una variación en el nivel del fluido debido a las constantes cargas y descargas de los tanques durante la operación de la planta. (Sandia Lab., 1986)

1.6.6 Diseño de plantas

Su diseño está determinado principalmente por la cantidad de radiación solar que se tenga en el sitio, ya que los componentes de la planta solar termoeléctrica se diseñarán a partir de ésta. Sin embargo, para poder tener datos confiables sobre la radiación solar, es necesario tener un análisis climatológico completo del sitio donde se desea desarrollar esta tecnología.

En cuanto al control de la planta, éste es más complejo que el de una planta convencional, debido a que se tienen diferentes dispositivos antes mencionados, necesitan ser revisados y controlados de manera continua para evitar errores y poder operar de manera continua la planta.

Para el arranque de la planta, se requiere calentar aproximadamente el 20% de las sales para volverlas al estado líquido y poder bombearlas hasta el receptor, donde aumentarán su temperatura para poder transferir el calor necesario al resto de las sales almacenadas. Para periodos largos donde no esté en operación la planta, se requiere de un sistema de control para evitar la solidificación de las sales.

1.7 Tipo de plantas solares termoeléctricas

Las investigaciones realizadas hasta ahora no han podido demostrar la superioridad de una tecnología sobre las demás debido a que está condicionada por factores técnicos, económicos y políticos. Los tipos de plantas existentes hasta ahora son:

1.7.1 Plantas solares termoeléctricas que emplean sales fundidas

Estas plantas utilizan sales fundidas, generalmente en una combinación de 60% sodio-nitrato y 40% potasio-nitrato, como fluido que pasa a través del receptor de la torre para aumentar su temperatura.

Estas sales se encuentran inicialmente en el tanque de almacenamiento de baja temperatura a 290°C, después son bombeadas hacia el intercambiador de calor, donde se transfiere el calor recibido de la radiación solar, aumentando su temperatura a 565°C. Posteriormente, se bombean hacia el tanque de almacenamiento de mayor temperatura donde se van almacenando. A estos tanques de almacenamiento se les llama “Cámaras de Temperatura de Líquidos Iónicos” (Room Temperature Ionic Liquids, RTIL por sus siglas en inglés), que consisten en sales orgánicas con presiones de vapor dentro del rango de temperatura utilizadas.

Para generar la electricidad, se bombean las sales fundidas del tanque de mayor temperatura hacia un generador de vapor donde se obtiene vapor sobrecalentado, el cual se emplea en la turbina del ciclo Rankine para la generación de electricidad. Con este tipo de almacenamiento se pueden construir plantas con un factor de capacidad mayor al 70% y generar electricidad durante días nublados o durante la noche.

La composición exacta de las sales fundidas se obtiene del balance de temperaturas requeridas y el costo de la misma mezcla. En este tipo de sales, se tiene una gran experiencia.

1.7.2 Plantas solares termoeléctricas que emplean vapor de agua

En este tipo de plantas, se hace circular vapor de agua a través de la torre hasta llegar al receptor, donde se convierte en vapor sobrecalentado, el cual se envía a la turbina para producir electricidad. Una parte de este vapor puede enviarse a sistemas de almacenamiento. Para poder lograr esto, se requiere transferir el calor del vapor sobrecalentado a otro medio como el aceite, y posteriormente poder transferir nuevamente el calor del aceite al vapor. Estas transferencias representan grandes pérdidas de energía, generando al mismo tiempo disminuciones en la eficiencia de la planta. Si se emplea el vapor calentado por el segundo fluido empleado en el almacenamiento de energía, al poseer menor temperatura, ocasiona que la turbina disminuya su eficiencia de 34% al 28%.

Este tipo de plantas han presentado problemas críticos relacionados con el control de dispositivos con los diferentes coeficientes de transferencia de calor como los evaporadores y los supercalentadores. La ventaja de su uso, es que el vapor saturado reduce los riesgos técnicos por las menores temperaturas que requieren los supercalentadores, con lo que se limita el tamaño del tanque de almacenamiento.

En estos sistemas también se puede tener un tanque de almacenamiento, el cual se diseña utilizando el 50% de la carga que requiere la turbina. Estas características originan que el uso de vapor saturado tenga eficiencias bajas (31%), por lo que la eficiencia total de la planta llega a ser del 13.6%. Sin embargo, el principal problema que se tiene actualmente es el tamaño del recipiente para poder almacenar grandes cantidades de vapor y que mantenga sus características fisicoquímicas durante su uso.

Estas plantas se utilizaron para repotenciar ciclos combinados (proyecto SOLGAS y proyecto COLON SOLAR) y convertir entonces las plantas en sistemas híbridos solar-hidrocarburos. En este caso, el receptor produce vapor saturado a 40 bar y 250°C, el cual es enviado a una turbina donde al expandirse, genera la electricidad. Posteriormente se envía a un condensador para enfriarlo y continuar el ciclo.

1.7.3 Plantas solares termoeléctricas que emplean aire

En estas plantas, se emplea aire como fluido de trabajo. El aire se calienta a través de un receptor cerámico poroso a temperaturas cercanas a los 700°C, el cual es utilizado para producir vapor a 480-540°C y con una presión de 35-140 bar en un generador de vapor, el cual es utilizado en un ciclo Rankine. Después de este proceso, el aire se enfría a una temperatura de 110°C aproximadamente, se envía nuevamente hacia el receptor de la torre para volver a ser calentado.

Este aire caliente también puede ser almacenado para ser utilizado posteriormente, sin embargo, se limita a un periodo de 3 a 6 horas máximo. Por lo que para este tipo de planta, se recomienda una instalación híbrida. El tanque de almacenamiento que se emplea, consiste en materiales sólidos, es decir, el calor del aire caliente se transfiere a cualquier tipo de medio sólido (arenas sílicas, cerámicas de Al_2O_3 , etc.) que tenga la característica de tener una alta densidad y capacidad de calor.

1.7.4 Plantas solares termoeléctricas con aire presurizado en combinación con plantas híbridas solar-gas

Estas plantas solares híbridas utilizan, como receptor solar, el tipo denominado “Refos”, que es un receptor de aire volumétrico presurizado. A diferencia de las otras tecnologías, el calor recibido por la radiación solar, se introduce dentro de una turbina de gas.

En este arreglo, se cuentan con dos diferentes tipos de receptores REFOS: uno para temperaturas cercanas a los $600^{\circ}C$ y el segundo tipo, diseñado para temperaturas cercanas a los $800^{\circ}C$. El aire presurizado del compresor de la turbina de gas (14.3 bar, $420^{\circ}C$) es introducido dentro del receptor de baja temperatura para calentarlo a $600^{\circ}C$, posteriormente, es introducido en el segundo receptor para calentarlo a $800^{\circ}C$. Posteriormente, para el funcionamiento de la turbina, se requiere una temperatura de $1020^{\circ}C$, por lo que el calor adicional se obtiene mediante la quema de gas. Después de que haberse expandido en la turbina, el aire entra a un generador de vapor a $480^{\circ}C$ para usarlo en un ciclo Rankine.

Este tipo de arreglo de planta, no puede operar únicamente con la energía solar, pero puede permitir el rediseño futuro de plantas que emplean únicamente combustibles fósiles, mejorando su operación y el ahorro de combustibles.

1.8 Costos de plantas solares termoeléctricas

Las tres tecnologías de concentración solar, si bien presentan diferencias de costos en la primera fase de implantación, proyectan posteriormente costos de producción muy similares.

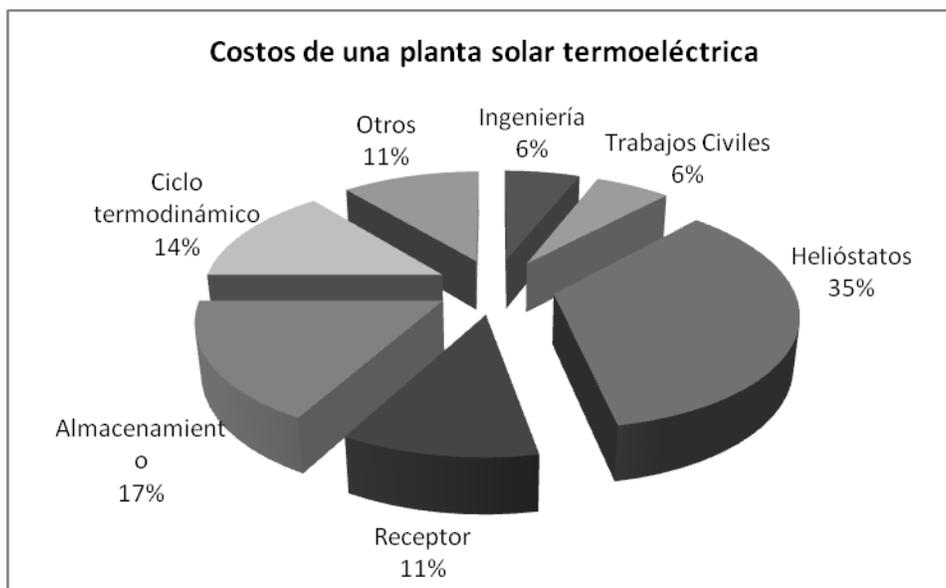
Se requieren varios parámetros para poder estimar los costos de generación de una planta termoeléctrica solar. Lo más importante son los costos de inversión, la capacidad de la

planta y la producción esperada de electricidad. Otro factor que influye son las condiciones del sitio, así como los costos de operación y mantenimiento y la vida de uso de la turbina (ver Gráfica 1) (IEA SolarPACES, 2009).

Los materiales, el diseño, la instalación y su operación y mantenimiento suman prácticamente la totalidad de los costos de un sistema solar, pues el combustible para su funcionamiento carece de precio y los costos de mantenimiento son muy bajos.

Sin embargo, los precios de materiales y equipos para las plantas solares termoeléctricas pueden variar considerablemente entre los diferentes países y proyectos, principalmente por la diferencia de los costos de construcción, mano de obra, costos de operación y mantenimiento, características físicas del sitio donde se llevará a cabo el proyecto, las tarifas eléctricas, impuestos, financiamientos, ganancias esperadas y la normatividad ambiental vigente en el sitio.

Debido a que no existen aún hoy en día, suficientes instalaciones, no es posible conocer de manera precisa el costo de la inversión, operación y mantenimiento y los costos de la energía generada. Estos costos están basados en las plantas piloto o de demostración que se han instalado hasta ahora.



Gráfica 1: Costos de componentes de las plantas termoeléctricas de torre central¹¹

¹¹ Fuente: Müller H.; Solar Thermal Power Plants – On the Way to Commercial Market Introduction; Institute for Technical Thermodynamics, German Aerospace Center; Stuttgart, Cologne, Alemania.

Los costos de instalación actualmente son muy altos, y no se cuentan con los costos de generación de electricidad comercial de plantas a escala. Actualmente se calcula que el costo de electricidad varía entre 20 y 14 centavos de US\$/kWh, mientras que el costo mediante el uso de gas natural y nuclear es de aproximadamente de 4 centavos de US\$/kWh. Sin embargo, si se toma en cuenta que la generación de los GEI son nulos, entonces esta tecnología se vuelve competitiva. Los costos de una planta está representado en un 80% por su construcción y 20% por su operación, y a pesar de que los costos de inversión son altos, una vez que se han cubierto, los costos restantes (de operación) llegan a calcularse en 3 centavos de US\$/kWh (IEA SolarPACES, 2009).

Actualmente, sus costos son altos en comparación con otras energías renovables como la biomasa, la energía eólica y la energía solar fotovoltaica, sin embargo, la energía solar termoeléctrica no es intermitente y se puede integrar de manera más fácil a la red de distribución. Se ha calculado que la energía solar puede ser competitiva durante la demanda pico, pudiendo desplazar otro tipo de generación de energía como los ciclos combinados.

En cuanto al costo de los helióstatos, estos se encuentran en un rango de entre 180 y 250 US\$/m² en Estados Unidos y de entre 140 y 220 US\$/m² en Europa, aunque se espera en un futuro que los precios lleguen a 100 US\$/m² con una producción masiva de éstos. (Greenpeace International, 2003).

Los costos de almacenamiento dependen del tipo de instalación, pero para un tanque de hormigón con capacidad de operar a temperaturas de 400-500°C, con capacidad entre 500 kWh y 1000 kWh, la inversión se estima en 30 US\$/kWh (IEA SolarPACES, 2009).

Se espera que esta tendencia de reducción de costos no sólo sea en los helióstatos, sino también en los costos de las plantas solares termoeléctricas. Y de acuerdo con el Banco Mundial, los precios serán de entre 8 y 7 centavos de US\$/kWh en el mediano plazo y de 5 centavos de US\$/kWh en el largo plazo para los sitios con mayor radiación solar (mayores a 2700 kWh/m² anual, como en el caso de México).

1.8.1 Sustentabilidad económica

En muchos proyectos, se tiende a descontar irracionalmente los flujos de caja futuros, mientras que las inversiones presentes tienden a sobrevalorarse, sin embargo, para el desarrollo de este tipo de tecnología las decisiones iniciales que se tomen para implementarla, tendrán un impacto positivo en el futuro.

En un estudio realizado por la Asociación de Investigadores de Energía de Cambridge (CERA, por sus siglas en inglés) calculó que el costo de la construcción de plantas nucleares se había elevado en un 185% del año 2000 al 2007, la energía eólica incrementó sus costos en un 95%, las plantas de gas un 90% y las carboeléctricas un 70% durante el mismo periodo. Y aunque no existen índices de precios similares para las plantas solares termoeléctricas, las tendencias están apuntando hacia la reducción de costos debido al desarrollo tecnológico y a su producción masiva (Del Chiaro, 2008).

A corto plazo, el desarrollo tecnológico se centra en la construcción de varias plantas que operen de manera comercial para poder escalar en la curva de aprendizaje, reduciendo los costos de las plantas así como de los de generación eléctrica, esto debido a que posee un desarrollo rápido y un tiempo corto de construcción (meses en vez de años como algunas plantas convencionales). Se han hecho estudios en los que se ha demostrado que al aumentar al doble el tamaño de una planta, se reduce el costo de capital en un 20-30%, esto mediante un aumento del volumen de manufactura y una reducción de costos de operación y mantenimiento. Sin embargo, se siguen creando este tipo de estudios para disminuir aún más estos costos.

La experiencia demuestra que tras superar una barrera crítica en el número de instalaciones, el mercado puede sostenerse por sí solo sin la necesidad de incentivos.

1.9 Mercados de plantas solares termoeléctricas

La energía solar termoeléctrica es un sector emergente en los últimos años, debido a que es una alternativa para la generación de energía de manera sustentable con el medio ambiente. Uno de los factores que ha influido en el interés general, ha sido la disminución de los costos, el aumento en la eficiencia de conversión de sus diferentes tecnologías, el encarecimiento de los combustibles fósiles y la existencia de una legislación más restrictiva en materia ambiental como consecuencia del cambio climático.

Hasta 2007, existían 60 compañías y/o importadores activos en la manufactura, importación y/o exportación de colectores solares, esto significa un incremento en el número de compañías en comparación de 2006, cuando eran sólo 44. Estas compañías reportaron estar involucradas en una o más de las siguientes actividades:

- 37 compañías en el diseño de colectores o en los sistemas
- 23 compañías en el desarrollo de prototipos de colectores

- 22 compañías en el desarrollo de prototipos de sistemas
- 49 en la distribución al mayoreo
- 24 en la distribución al menudeo
- 16 ofrecen la instalación de sus colectores

Los escenarios futuros que generaron Greenpeace, la Asociación Industrial Europea de Energía Termosolar (ESTELA por sus siglas en inglés) y SolarPACES, suponen que la mayor cantidad de electricidad generada (utilizando energía solar) para el año 2020 será producida por plantas solares termoeléctricas.

Las instalaciones de concentradores solares proporcionaron 436 MWe hasta finales de 2008 (IEA SolarPACES, 2009).

Los costos de las plantas, suponiendo que poseen el mismo precio y los mismos tipos de financiamiento, serán de 20-30% más baratas en el suroeste de Estados Unidos y Egipto que en el sureste de España y el Norte de África, esto debido a la diferencia de radiación solar de las áreas, siendo en los primeros países de 2,600 a 2,800 kWh/m² y en los últimos de 2,000 a 2,100 kWh/m².

Los costos que tendrán para el 2020, serán de la mitad de lo que costó la instalación de las plantas de California (US\$2,500/kWe instalado), y se habrán generado aproximadamente 20,000 trabajos sólo para operación y mantenimiento, más de 40,000 para la etapa de construcción y otros 40,000 para la manufactura de los componentes de la planta. Aunado a esto, se calcula que se dejarán de emitir 32.7 millones de toneladas de CO₂. Los países que se prevé que serán los más beneficiados, con más de 1,000 MWe de proyectos termosolares, son España, Estados Unidos, México, Australia y Sudáfrica. De acuerdo a estos estudios, se espera que el costo de la generación de electricidad sea más barata a partir de energía termosolar que a partir de carbón. Los escenarios que plantean se muestran a continuación en la Tabla 4 y Tabla 5:

Año	MW Total	MWh Total	ton CO ₂ Total	Inversión Total	Trabajos Totales
2002	354	708,000	424,800	0	0
2005	505	1,058,000	634,800	375	9,900
2010	1,550	6,095,500	3,657,300	1,280	11,929
2015	5,990	15,208,000	9,124,800	2,056	72,294
2020	21,540	54,583,000	32,749,800	7,687	198,774
Total 2000 to 2020			154,003,500	40,804	

Tabla 4: Proyección mundial de la Energía Solar Termoeléctrica (2002 - 2020)¹²

¹² Greenpeace International, European Solar Thermal Power Industry Association (ESTIA); Solar Thermal Power in 2020, Exploiting the Heat from the Sun to Combat Climate Change; Birmingham/Amsterdam; 2003.

Año	MW	MWh	ton CO ₂	Volumen de mercado (MUS\$)	Trabajos exclusivamente de manufactura
2002	0	0	0	0	0
2005	0	0	0	0	0
2010	90	350,000	210,000	103	33,800
2015	1,290	975,000	585,000	85	84,500
2020	1,390	3,475,000	2,085,000	423	169,000
Total 2000 to 2020				2,255	

Tabla 5: Proyección para México en Energía Solar Termoeléctrica¹³

Se espera que para el año 2030, la capacidad termosolar mundial sea de 106 000 MWe, y para el año 2040 será de al menos 630 000 MWe, esto debido a la mejora de la eficiencia de almacenamiento y de tecnología.

Una opción para la penetración de esta tecnología es mediante la hibridación con sistemas que emplean combustibles fósiles o renovables en un grado que puede ir desde el 10% al 90% de contribución solar.

Los escenarios para el crecimiento de la demanda para la energía solar termoeléctrica durante los próximos años son:

- 1) **Escenario de referencia:** de acuerdo a la Agencia Internacional de Energía, se tendrá un crecimiento del 7% para el año 2011, disminuyendo a 1% para el 2015 y manteniéndose en ese nivel hasta el 2040. (Ver tabla 6)

Escenario de referencia	2015	2020	2030	2050
Instalación Anual (MW)	566	681	552	160
Costo (€/kW)	3,400	3,000	2,800	2,400
Inversión (Miles de millones €/año)	1,924	2,043	1,546	383
Empleo generado anual	9,611	13,739	17,736	19,296

Tabla 6: Escenario de Referencia para la Energía Solar Termoeléctrica¹⁴

¹³ Greenpeace International, European Solar Thermal Power Industry Association (ESTIA); Solar Thermal Power in 2020, Exploiting the Heat from the Sun to Combat Climate Change; Birmingham/Amsterdam; 2003.

¹⁴ Fuente: IEA SolarPACES, European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), Greenpeace International; Concentrating Solar Power Global Outlook 09, Why Renewable Energy is Hot; 2009. Basado en los datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA), 2007.

- 2) **Escenario moderado:** se espera un crecimiento del 17% para el 2011, 27% para el 2015 y hasta el 2020, después disminuirá al 7% para el 2030, al 2% en el 2040 y al 1% después del 2050. (Ver Tabla 7)

	2015	2020	2030	2050
Escenario moderado				
Instalación Anual (MW)	5,463	12,602	19,895	40,557
Costo (€/kW)	3,230	2,850	2,660	2,280
Inversión (Miles de millones €/año)	17,545	35,917	52,921	92,470
Empleo generado anual	83,358	200,279	428,292	1,187,611

Tabla 7: Escenario Moderado para la Energía Solar Termoeléctrica¹⁵

- 3) **Escenario Avanzado:** se espera un crecimiento del 24% para el año 2010, que disminuirá al 19% para el 2015, al 7% para el 2030 y un 5% para el 2040. (Ver Tabla 8)

	2015	2020	2030	2050
Escenario avanzado				
Instalación Anual (MW)	6,814	14,697	35,462	80,827
Costo (€/kW)	3,060	2,700	2,520	2,160
Inversión (Miles de millones €/año)	20,852	39,683	89,356	174,585
Empleo generado anual	89,523	209,998	629,546	2,106,123

Tabla 8: Escenario Avanzado para la Energía Solar Termoeléctrica¹⁶

Existen agencias internacionales como el Banco Mundial y su Organismo Interno (Global Environmental Facility) y otras instituciones de financiamiento que están creando nuevos conceptos de financiamiento para fomentar el uso de las energías renovables. (Ramos, 2005)

Para México, el uso de las plantas solares termoeléctricas, representa una gran oportunidad de disminuir la dependencia de hidrocarburos (gas, principalmente). Los costos, como se ha visto, disminuirán conforme aumente la eficiencia de los equipos, lo que permitirá la apertura de un mercado competitivo, en el cual el país, por sus características climatológicas, podrá emplear a su favor.

¹⁵ Fuente: IEA SolarPACES, European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), Greenpeace International; Concentrating Solar Power Global Outlook 09, Why Renewable Energy is Hot; 2009. Basado en los datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA), 2007.

¹⁶ Fuente: IEA SolarPACES, European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), Greenpeace International; Concentrating Solar Power Global Outlook 09, Why Renewable Energy is Hot; 2009. Basado en los datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA), 2007.

Al realizar un proyecto que contemple este tipo de plantas, es necesario el uso de metodologías de evaluación para establecer su viabilidad. Entre las más usadas se encuentra la del Valor Presente Neto, sin embargo, ésta no es lo suficientemente flexible en cuanto a posibles modificaciones futuras del escenario evaluado. Esto se mostrará en el siguiente apartado de la tesis, donde se expondrá la evaluación de proyectos a partir de la metodología clásica, pero también a partir de la mentalidad de las Opciones Reales, las cuales le permiten al tomador de decisiones, tener una amplia gama de posibilidades dentro de un escenario establecido.

En el siguiente capítulo se explicarán de manera clara estas metodologías, así como sus características y limitaciones.

2. Opciones Reales

Actualmente, la forma tradicional de evaluar un proyecto es a través de la metodología de Valor Presente, la cual tiene limitaciones en cuanto a la incertidumbre que pudiera tener en el transcurso de su desarrollo, dicho proyecto. Predecir las posibles consecuencias o escenarios a los que podría enfrentarse dicho proyecto, es prácticamente imposible a través de esta metodología. Sin embargo, la metodología de Opciones Reales permite evaluar dicha incertidumbre, mostrando las flexibilidades que presenta el proyecto, permitiendo a los inversionistas, tener un escenario amplio para poder determinar si es o no un proyecto rentable a futuro.

Es por ello que en esta investigación, se decidió evaluar el programa propuesto mediante ambas metodologías, buscando demostrar las ventajas de aplicar de las Opciones Reales.

2.1 Antecedentes sobre las Opciones Reales

Las opciones tienen su origen con el nacimiento del capitalismo europeo y principalmente con el surgimiento de las bolsas de Ámsterdam y Londres. Sin embargo, su negociación en los mercados financieros modernos, es de reciente época. En abril de 1973, el Chicago Board of Exchange (CBOE) inició las operaciones de opciones. Para esta época ya se tenía una amplia experiencia en los mercados de futuros, principalmente durante los años 1950 y 1960. En 1975, Bolsa de Valores de Estados Unidos (AMEX por sus siglas en inglés), la Bolsa de Valores de Filadelfia (PHLX, por sus siglas en inglés) y la Bolsa de Valores del Pacífico comenzaron a negociar opciones.

En cuanto a la teoría de las opciones reales, inició sus modificaciones en el año de 1973. En este año, Fischer Black y Myron Scholes presentaron un modelo analítico para poder evaluar las opciones. Posteriormente, ese mismo año Robert Merton amplió su modelo en diferentes sentidos. Estos artículos sentaron las bases para las investigaciones posteriores.

Estas teorías es de suma importancia para el área financiera, ya que pueden aplicarse a prácticamente cualquier problema económico, sobre todo si el resultado depende de eventos futuros (Cox, 1979).

Posteriormente, en 1994, Dixit y Pindyck enfatizaron la importancia sobre la irreversibilidad de muchas decisiones de inversiones, la incertidumbre y el medio en el que se generan.

En 1996, Trigeogis conjuntó trabajos dispersos sobre opciones reales y revisó técnicas relacionadas con la flexibilidad, opciones múltiples y el impacto de interacciones competitivas. Esto permitió hacer más prácticas y entendibles las metodologías.

Después iniciaron las publicaciones de libros de diferentes autores, dedicados a la aplicación y explicación de las opciones reales.

Los desarrollos petroleros y las operaciones mineras fueron los primeros ejemplos utilizados por los pioneros de la metodología de opciones reales. Sin embargo, su uso no es limitado a estas áreas, sino también pueden emplearse en la investigación y desarrollo, industria tecnológica, farmacéutica, manufacturera, inversiones, contaminación ambiental, diversas infraestructuras, entre otras.

2.2 Definición de opción financiera

Es un título que proporciona a su dueño, el derecho pero no la obligación de vender o comprar un subyacente a un determinado costo (precio de ejercicio) durante la vigencia del acuerdo y hasta la fecha de vencimiento.

2.2.1 Tipo de Opción financiera de acuerdo al derecho adquirido

- a) **Opción Call:** Es la opción que da el derecho de comprar un subyacente a un determinado precio cuyo derecho dura un determinado tiempo, esto de manera independiente del precio en el mercado al contado en el momento que se ejerza. Cuando la opción está próxima a su vencimiento, el dueño de la opción puede ejercerla o dejar que expire, esto depende del precio del subyacente en ese momento y el precio de ejercicio que se estableció. En caso de ser favorable se ejerce, de lo contrario, se deja expirar.

$$C = \text{MAX} \{0, S - X\}$$

Donde:

C = Precio de la opción Call

S = Precio del Subyacente

X = Precio de ejercicio

- b) **Opción Put:** Es la opción que da el derecho de vender un subyacente a un determinado precio cuyo derecho dura un determinado tiempo sin importar el precio del subyacente en el mercado al contado en el momento de ejercicio. En la fecha cercana al vencimiento de la opción put, el dueño posee, al igual que en el caso de la opción call, ejercerla o dejar que expire. Sólo que en este caso es de manera inversa.

$$P = \text{MAX} \{0, X - S\}$$

P = Precio de la opción Put

S = Precio del Subyacente

X = Precio de ejercicio

2.2.2 Tipo de opción financiera de acuerdo a su ejercicio

- a) Opción americana: este tipo de opciones pueden ejercerse en cualquier momento, es decir, que a partir del momento de su adquisición, ésta puede ejercerse sin restricción de tiempo.
- b) Opción europea: son opciones que únicamente pueden ser ejercidas en la fecha del vencimiento del acuerdo.

2.2.3 Tipos de posiciones de las opciones financieras de acuerdo al precio del subyacente

- a) **ITM:** (in the Money) dentro del dinero, la opción genera una ganancia si durante la compra $S > X$ y durante la venta $S < X$. (S= valor del subyacente en el mercado y X = Precio de ejercicio)
- b) **OTM:** (Out of the Money) fuera del dinero, la opción resulta en una pérdida si durante la compra $S < X$ y durante la venta $S > X$.

- c) **ATM:** (At the Money) en el dinero, si no hay pérdidas ni ganancias, esto si durante la venta y/o la compra se tiene que $S=X$.
- d) **NTM:** (Near the Money) cercanas al dinero, si el precio del subyacente está muy cercano al precio de ejercicio.
- e) **DTM:** (Deep in the Money) si para el call el precio del subyacente es considerablemente más alto que el precio de ejercicio y para el put el precio del subyacente es considerablemente más bajo que el precio de ejercicio.

2.3 Compromisos

Las partes involucradas son el comprador y el vendedor. Durante la transacción de compra, el comprador tiene el derecho pero no la obligación de comprar el activo subyacente, mientras que el vendedor tiene la obligación de vender el subyacente en la fecha acordada. Durante la venta, el comprador es quien tiene el derecho, pero no la obligación de vender el subyacente a un precio establecido y en la fecha convenida, y el vendedor tiene la obligación de comprar el subyacente bajo estas circunstancias. Esto implica que el comprador de una opción (put o call) tiene el derecho de ejercer o no la compra o venta del subyacente, pero no la obligación de hacerlo, en cambio, el vendedor, siempre tendrá la obligación de cumplir con el acuerdo en caso de que la otra parte ejerza su derecho, y por lo tanto se considera que posee la posición de mayor riesgo. Si durante la transacción se carece de los títulos de propiedad del subyacente, se dice que se ha realizado una opción "Naked", en el caso contrario, se trata de una opción cubierta.

2.4 Definición de Opción Real

Una Opción Real (OR) es el derecho, pero no la obligación, de llevar a cabo una acción (expandir, contraer, abandonar, aplazar) a un determinado costo (precio de ejercicio) para un determinado periodo de tiempo (vida de la opción). (Copeland, 2001)

Estas opciones dependen de:

- a) **Valor del subyacente:** su precio varía durante la toda la vida de la opción y entre mayor sea este precio, mayor será el precio de la opción de compra y menor el de la opción de venta.

- b) **Precio de ejercicio:** es el que determinará si se ejercerá o no el derecho de la opción, así como el momento en que se llevará a cabo. Cuanto más alto sea el precio, más barata será la opción de compra y más cara será la opción de venta.
- c) **Tiempo hasta vencimiento de la opción:** cuanto mayor es el plazo entre la compra de la opción y de la fecha de vencimiento, mayor es el valor de las opciones, tanto de compra como de venta, ya que la probabilidad de que el precio evolucione en el sentido esperado se incrementa.
- d) **Tasa de interés:** su movimiento afecta el costo de financiación, ocasionando que con su incremento, disminuya el valor actual del precio de ejercicio, por lo que la prima de una opción de compra aumentará, mientras que el de una opción de venta, disminuirá.
- e) **Volatilidad:** mide la incertidumbre sobre los rendimientos previstos por los subyacentes, es decir, el riesgo de mercado y es uno de los parámetros que afecta el valor de las opciones, ocasionando que cuanto mayor sea la volatilidad, mayor será el valor de las opciones (tanto de compra como de venta). Para su cálculo se pueden emplear datos históricos y la simulación con programas especiales.

El efecto de todos estos factores debe analizarse de manera conjunta (ver Tabla 9):

Incremento de	Opción Call	Opción Put
Precio de subyacente	Subirá	Bajará
Precio de ejercicio	Bajará	Subirá
Volatilidad	Subirá	Subirá
Tasa de interés	Subirá	Bajará
Tiempo hasta vencimiento	Subirá	Subirá

Tabla 1: Efecto de factores dentro de las Opciones Reales¹

Los problemas que pueden abordarse mediante la metodología de las opciones reales son aquellos que no son muy óptimos, y por lo tanto, se requieren opciones alternativas para que puedan presentar resultados favorables; integran juicios sociales mediante la toma de decisiones y la planeación; incluyen personas como sujetos racionales capaces de tomar la mejor alternativa de acuerdo a los escenarios planteados.

Las opciones reales ayudan a incorporar la flexibilidad a este tipo de proyectos, permitiendo mantener opciones que logren lidiar con la incertidumbre.

En cuanto al riesgo asociado al proyecto, con forme más grande sea éste, el valor de la opción será mayor.

¹ Fuente: Copeland, T., Antikarov V.; Real Options; TEXERE LCC; New York, USA; 2001

2.4.1 Tipos de opciones reales de acuerdo a su flexibilidad

La clasificación primaria de las OR se basa en la flexibilidad que ofrecen, las cuales se dividen en:

- a) De aplazamiento: es equivalente a una opción call americana que tiene el derecho de atrasar alguna actividad del proyecto o de alguna fase de éste hasta que se presenten las circunstancias adecuadas o esperadas.
- b) De abandono: se trata de una opción equivalente a una opción put americana, la cual permite abandonar o vender un proyecto de acuerdo a las ganancias esperadas. Un proyecto que puede ser vendido es más valioso que el mismo proyecto sin la posibilidad de abandono.
- c) De contracción: equivale a una opción put americana y en este caso, se trata de la venta o reducción de una parte del proyecto por un precio fijo debido a que el proyecto o productos generados por éste no han cumplido la expectativa establecida.
- d) De expansión: es equivalente a una opción call americana y se emplea para ampliar un proyecto mediante el aumento de la escala de operación de un proyecto cuando ha rebasado las expectativas establecidas en un inicio.
- e) De extender: equivale a una opción call americana para aumentar la vida de un proyecto a través del pago de un precio de ejercicio.
- f) De tipo cambio: son portafolios de opciones call y put americanas que permiten al propietario cambiar entre diferentes tipos de operación.
- g) Compuestas: son opciones que dependen de otras opciones y se realizan por fases. Se puede tener la opción de iniciar o detener una actividad del proyecto después de cada fase. Dentro de esta clasificación, existen aquellas que se manejan por diferentes fuentes de incertidumbre, y se les llama opciones “rainbow”.

2.5 Valor intrínseco y Valor por el tiempo

El valor intrínseco es el valor la diferencia entre el precio del subyacente en el mercado y el precio de ejercicio, es decir, es el valor de la opción si se ejerciera el derecho en ese momento determinado.

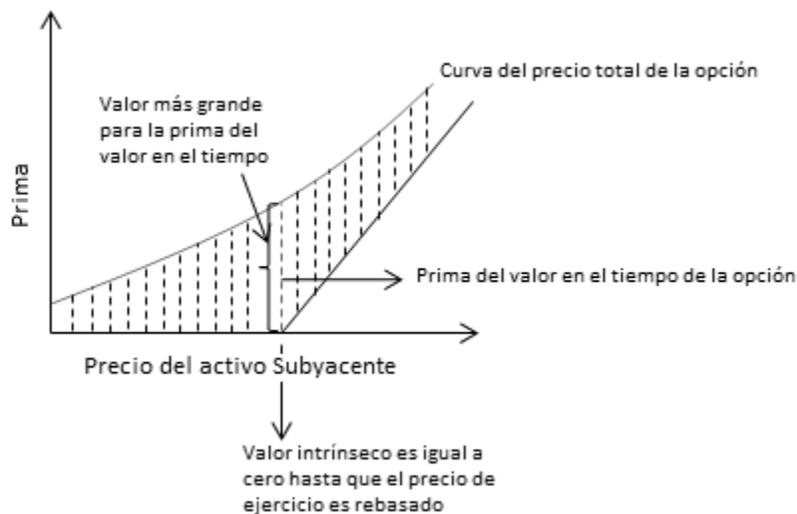
$$\text{Valor intrínseco} = S - X \text{ (call)}$$

$$\text{Valor intrínseco} = X - S(\text{put})$$

El valor por el tiempo es la cantidad que el comprador está dispuesto a pagar por obtener el derecho de la opción (Ver Gráfica 2). Este valor se encuentra en su máximo valor cuando el precio del subyacente es igual al precio de ejercicio. La prima es realmente el objeto de negociación.

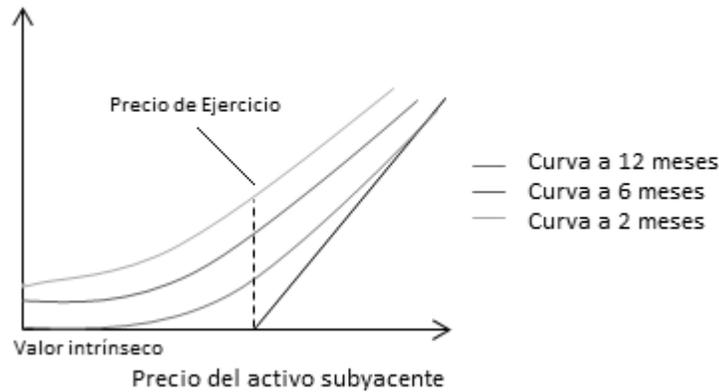
$$\text{Prima de Opción} = \text{Valor Intrínseco} + \text{Valor por tiempo}$$

El valor por el tiempo de una opción puede diferir, esto ocasionado a los diferentes plazos de vencimiento sobre un mismo subyacente, además de que el valor de las opciones de mayores plazos no guarda relación directamente proporcional con las opciones de menores plazos (Ver Gráfica 3). La tasa de erosión de la prima por el tiempo no es lineal, sino que tiende a disminuir durante las primeras semanas y rápidamente durante las últimas semanas de la vigencia de la opción (Ver Gráfica 4). Esto implica que las opciones de vencimiento más cortos decaen más rápido que las de que poseen vencimientos más largos. La prima siempre la poseerá el vendedor, se ejerza o no la opción.

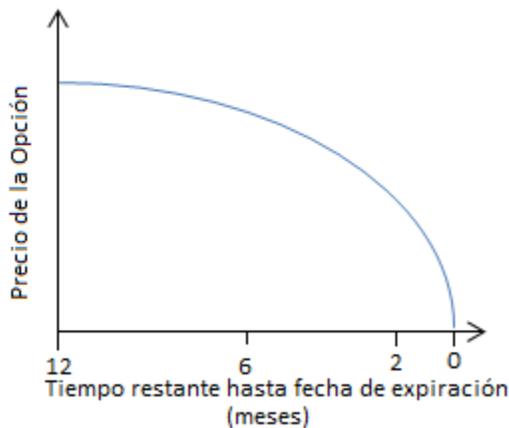


Gráfica 1: Valor Total, Intrínseco y por Tiempo de una Opción²

² Fuente: Ortiz, E.; Capítulo 12. Opciones: Fundamentos Institucionales; UNAM; México, 2009.



Gráfica 2: Valor Total, Intrínseco y por Tiempo de Opciones de diferentes Plazos³



Gráfica 3: Erosión del Valor de una Opción Suponiendo Precio Constante del Subyacente⁴

2.6 Métodos de evaluación

Existen diferentes métodos, sin embargo, el más conocido es el que fue elaborado por Black & Scholes en 1973 y el Modelo Binomial, inicialmente sugerido por Sharpe y posteriormente desarrollado por Cox, Ross y Rubinstein. Estos modelos son de gran utilidad debido a que se utilizan como auxiliares en la toma de decisiones, así como para poder evaluar si una opción está siendo sobrevaluada o subvaluada dentro del mercado, además de que permiten desarrollar estrategias de inversión de diferentes proyectos.

³ Fuente: Ortiz, E.; Capítulo 12. Opciones: Fundamentos Institucionales; UNAM; México, 2009.

⁴ Fuente: Ortiz, E.; Capítulo 12. Opciones: Fundamentos Institucionales; UNAM; México, 2009.

Los otros métodos se realizan mediante soluciones numéricas de ecuaciones diferenciales parciales y mediante modelos de simulación.

2.7 Modelo de Black & Scholes

Fue desarrollado por Fischer, Black, Myron Scholes y Robert Merton, aunque es más comúnmente conocido como Black-Scholes. Este modelo fue desarrollado para evaluar opciones europeas para acciones sin pago de dividendos. Posteriormente se ha refinado y lo han hecho aplicable para el caso de opciones americanas, con pago de dividendos y sobre otros instrumentos como los futuros.

El modelo considera que estas transacciones se llevan a cabo en mercados de valores perfectos; con una distribución normal de los precios de los subyacentes; la tasa de interés y la volatilidad permanecen constantes durante el periodo de estudio; la opción depende de un único subyacente; el precio de ejercicio es constante y conocido y no existe miedo al riesgo.

Su fundamento parte de la definición de los límites de precios para opciones de compra europea y determina dónde se encuentra el precio de la opción dentro de ese periodo. Este precio se considera que sigue un proceso estocástico Browniano geométrico, que es la base de la teoría moderna de opciones. (Wang)

La distribución normal indica que las tasas de interés y los precios del subyacente no pueden ser menores a cero, pero su valor extremo máximo, puede ser infinito lo que corresponde a un comportamiento de movimiento Browniano.

Ha tenido un gran éxito debido a que se trata de un modelo que no sólo se puede emplear en el área financiera, sino también en la económica y permite al tomador de decisiones de tomar opciones racionales favorables.

La ecuación de este modelo es la siguiente:

$$C_0 = S_0 N(d_1) - Xe^{-r_f T} N(d_2)$$

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{X}\right) + r_f T}{\sigma\sqrt{T}} + \frac{1}{2\sigma\sqrt{T}}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T}$$

Donde:

S_0 = Precio del subyacente

$N(d_1)$ = Probabilidad normal acumulada de la variable d_1

$N(d_2)$ = Probabilidad normal acumulada de la variable d_2

X = Precio de ejercicio

T = Tiempo de vigencia de la opción

r_f = tasa de interés libre de riesgo

Los parámetros $N(d_1)$ y $N(d_2)$ representan la probabilidad que la opción podría tener cuando la opción está “dentro del dinero” en la fecha de vencimiento.

El método tiene la flexibilidad de ser modificado para poder utilizarlo en la evaluación de diversos tipos de opciones como son las americanas y las opciones compuestas.

2.8 Modelo Binomial

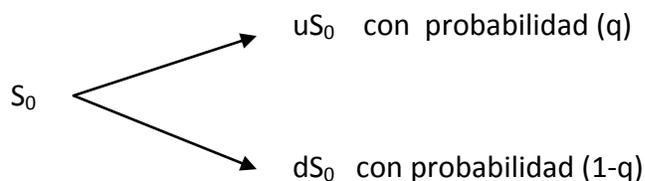
Se desarrolla con una ecuación similar a la del modelo de Black & Scholes. Originalmente fue sugerido por William Sharp y posteriormente fue desarrollado por Cox, Ross y Rubenstein y también por Rendkeman y Barther. El proceso de valoración de opciones tanto americanas como europeas, puede ser visualizado en un diagrama, y por lo tanto, es fácil de comprender, ya que muestra cómo cambia el valor de un activo con el tiempo.

Este modelo supone que la fijación de los precios del subyacente sigue un proceso binomial, es decir, que sólo puede tener dos movimientos posibles en cada incremento de tiempo: hacia arriba o hacia abajo. Estos valores se presentan como nodos de un árbol binario.

Para lograr esta evaluación se supone que el valor del activo aumenta o disminuye durante un determinado periodo de tiempo (T) y se consideran unos parámetros que coincidan con la volatilidad del precio del activo (u y d) para poder representar los movimientos en los cambio de los precios del subyacente. Por ello, se supone que el rendimiento esperado de un subyacente es μ y su volatilidad es σ .

Este valor se modificará de su precio inicial (S_0) en un factor multiplicativo u con una probabilidad q , o descender en un factor d con una probabilidad de $(1-q)$, entonces sus

valores para ese periodo de tiempo serían uS_0 o dS_0 . En estos casos, se supone que para uS_0 , se tendrá un costo de la opción que será C_u , siendo la misma suposición para el caso de dS_0 , que tendrá entonces un valor de la opción de C_d .



En este modelo, se considera que no existen impuestos, ni costos de transacción. Y siempre se tiene que $u > r > d$. Con estos datos se obtiene una retícula de un árbol binomial el cual se convierte en un árbol de decisiones.

Los factores u y d que determinan los movimientos ascendentes y descendentes en cada nodo, son funciones de la volatilidad del subyacente y del tiempo que existe entre los periodos estudiados.

$$u = e^{\sigma\sqrt{T}}$$

$$d = \frac{1}{u}$$

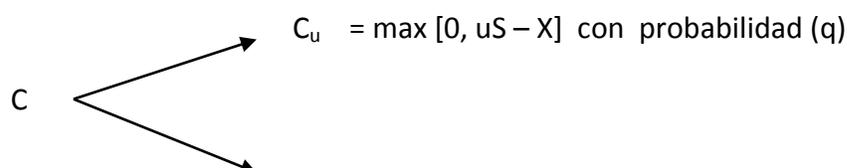
Donde:

σ = Volatilidad

T = Periodo de estudio

Una vez que se obtiene el reticulado de subyacentes, se continúa entonces con el cálculo del precio de las opciones, con lo que se requiere trabajar con inducción inversa, es decir, desde los nodos terminales que se encuentran en el costado derecho e ir analizando los datos hasta llegar al nodo inicial del lado izquierdo de la retícula, empleando la fórmula:

$$C = \frac{[pC_u + (1-p)C_d]}{r}$$



$$C_d = \max [0, dS - X] \text{ con probabilidad } (1-q)$$

El valor colocado en cada nodo terminal es el máximo entre cero y la diferencia entre el valor máximo del subyacente (S) y el precio de ejercicio (X). Conforme el intervalo de tiempo se acorta, la distribución se limita y únicamente puede tener uno de los dos comportamientos (ir hacia arriba o hacia abajo).

En este modelo, se tomarán siempre los valores positivos, y la desaprobación de los valores negativos refleja el derecho del tomador de decisiones, de negarse a ejercer una opción con valor negativo (Bailey).

Para obtener la probabilidad neutral con respecto al riesgo de un movimiento en el precio del subyacente, se emplea:

$$p = \frac{r - d}{u - d}$$

Esto quiere decir que los tomadores de decisiones o inversionistas serán indiferentes ante el riesgo que existe con respecto al proyecto. Esto implica que se esperan los máximos valores y no se requiere una compensación por el riesgo, mientras que el rendimiento esperado es la tasa libre de riesgo.

El modelo se vuelve más complejo conforme se van aumentando los periodos en el árbol binomial (Ver Figura 8). Este modelo no presenta restricciones sobre la cantidad de periodos necesarios, por lo que es necesario, en algunos casos, emplear un sistema computacional para poder resolverlo.

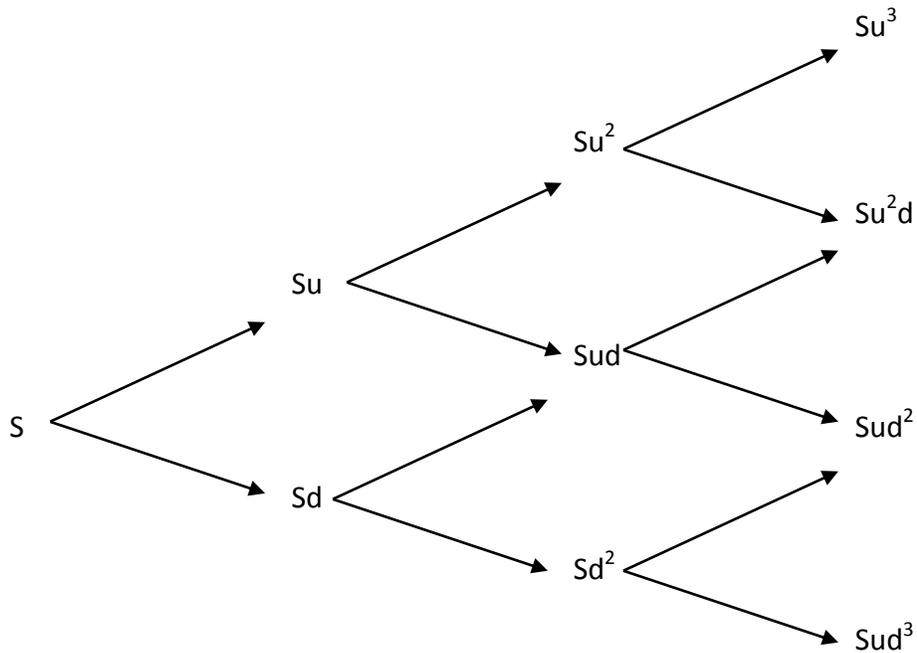


Figura 1: Árbol Binomial o Retícula⁵

Aunado a esto, se puede obtener la probabilidad acumulada de cada costo de acuerdo a las alzas o bajas que pueda sufrir (Ver Tabla 10).

Éstas se generan en un proceso binomial con reemplazo. En este proceso se requiere obtener primero el coeficiente de Pascal, el cual permite contar la distribución de los sucesos en un árbol binomial (Ver Figura 9).

$$\text{Coeficiente de Pascal} = \frac{n!}{j!(n-j)!}$$

Donde:

n = Número de periodos del árbol binomial

j = Número de eventos al alza

⁵ Fuente: Copeland, T., Antikarov V.; Real Options; TEXERE LCC; New York, USA; 2001.

Número de eventos	Número de rutas
1	2
2	4
3	8

Tabla 2: Número de eventos y rutas en un árbol binomial ⁶

Probabilidad = (Coeficiente de Pascal)(pⁿ)

Donde:

p = Probabilidad neutral

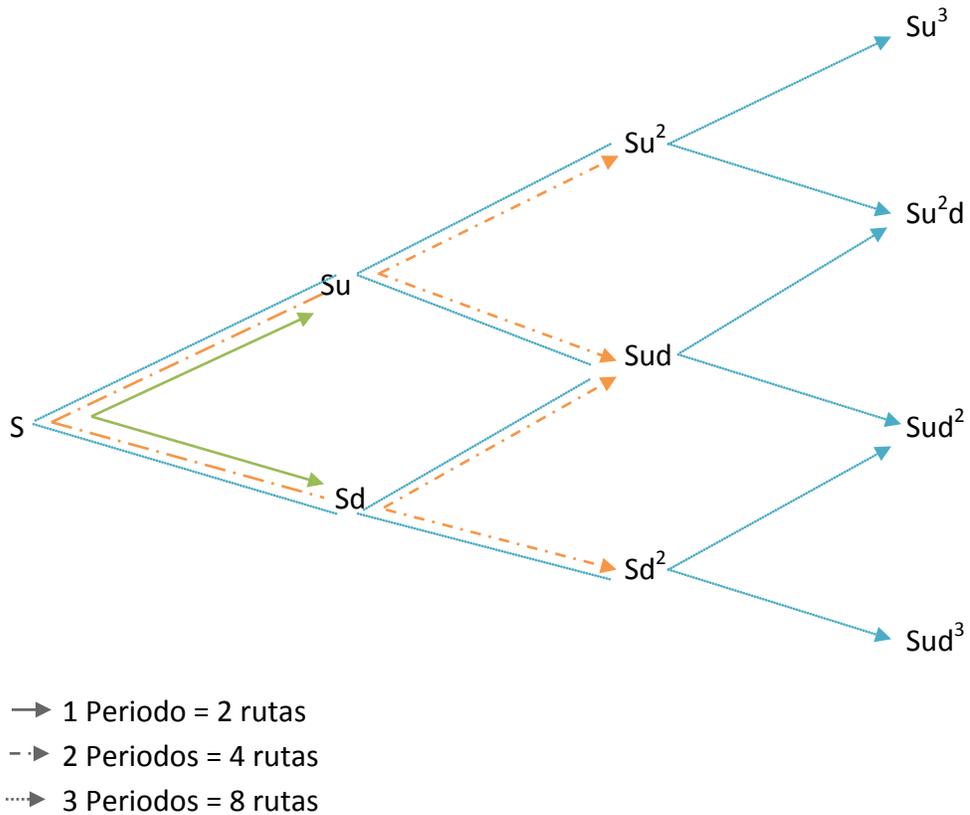


Figura 2: Rutas existentes dentro de un árbol binomial o retícula ⁷

⁶ Creación propia en base a Copeland, T., Antikarov V.; Real Options; TEXERE LCC; New York, USA; 2001.

⁷ Creación propia en base a Copeland, T., Antikarov V.; Real Options; TEXERE LCC; New York, USA; 2001.

2.9 Opciones compuestas

Estas opciones se basan en el valor de otras opciones, es decir, opciones de opciones y su interacción entre ellas. Son posibilidades de abrir nuevas posibilidades y son muy comunes actualmente. Éstas se pueden clasificar en:

- a) Opciones compuestas simultáneas: se caracteriza porque la opción subyacente y su opción sobre ésta, están simultáneamente disponibles. Esto implica que durante la vida de la segunda opción, también se encuentra activa la primera opción.
- b) Opciones compuestas secuenciales: estas tienen la característica de realizarse a través de fases, es decir, que no se podrá ejercer una nueva actividad hasta que se termine la primer fase donde ya haya expirado la otra opción, ya que la segunda opción se genera a partir del ejercicio de la primera. La primera opción permite tener el derecho de ejercer una segunda opción.

Las formas que pueden tomar las opciones compuestas son las siguientes:

- 1) Opción call sobre opción call
- 2) Opción put sobre opción put
- 3) Opción call sobre opción put
- 4) Opción put sobre opción call

Cuando las opciones dejan de ser independientes, sus valores no aumentan el valor de la flexibilidad combinada (Kulatilaka, 1994). Esto implica que la combinación del valor de un conjunto de opciones generalmente es diferente de la suma de sus valores de manera individual.

Este tipo de opciones se emplean para programas de investigación y desarrollo, lanzamiento de nuevos productos, exploración, inversión de proyectos con la posibilidad de continuar invirtiendo posteriormente, adquisiciones programadas, etc.

Las opciones compuestas se van dificultando progresivamente conforme se van añadiendo más opciones al estudio, por lo que en algunos casos es recomendable realizar un estudio simple y concreto de evaluación.

Para poder obtener los valores de una opción compuesta, se necesita realizar el procedimiento:

- 1) Evaluar la opción subyacente mediante el método binomial, determinando el número de periodos a evaluar (ver Figura 10). Es posible evaluar varios proyectos, siempre y cuando contengan la misma cantidad de periodos, aunado a ello, se debe respetar el orden en que se desean evaluar, así como los mismo periodos y los nodos.

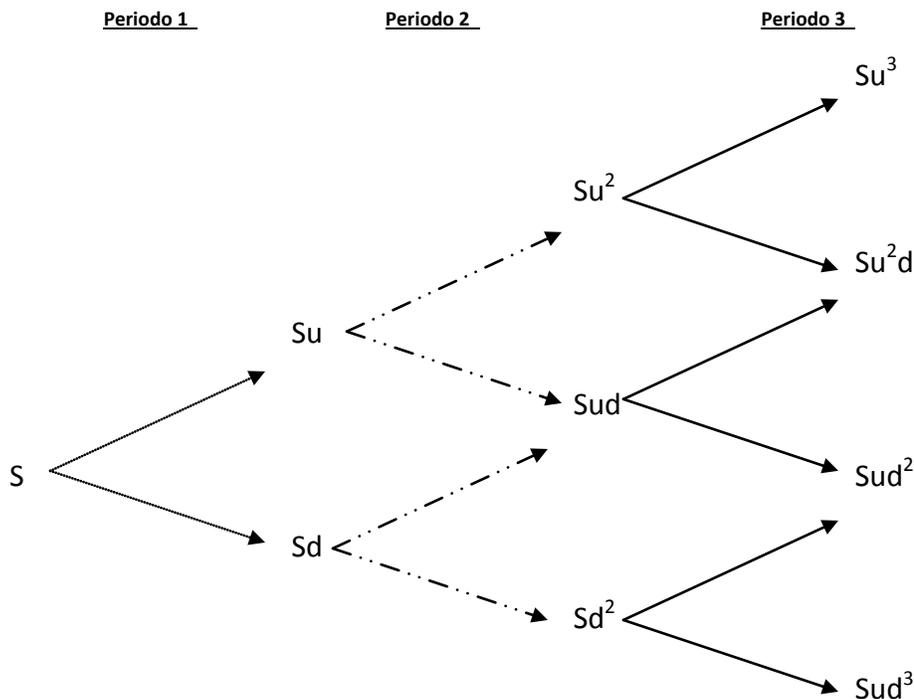


Figura 3: Periodos existentes dentro de una retícula⁸

- 2) Para el último periodo de la retícula se sigue el mismo procedimiento de inducción inversa, previamente aclarado.
- 3) Todos los valores correspondientes al periodo n (reflejos, valores de subyacentes, de p' , de u' y de p') no se generan porque éstos se crean a partir de una etapa posterior a la evaluada. Es necesario generar una retícula auxiliar donde se obtengan los nuevos reflejos (R).

⁸ Creación propia en base a Copeland, T., Antikarov V.; Real Options; TEXERE LCC; New York, USA; 2001.

Si $C_u > C_d$ se emplea:

$$R = \frac{[pC_u + (1-p)C_d]}{r}$$

Si $C_d > C_u$ se emplea:

$$R = \frac{[pC_d + (1-p)C_u]}{r}$$

Para el periodo $n-1$, los valores de r y p , corresponden a los iniciales de la evaluación binomial, es decir, no se modifican.

- 4) Se generan los nuevos valores de los subyacentes para el periodo $n-1$, sumando cada reflejo con los valores que se obtienen en la retícula de activos. También se genera una nueva retícula auxiliar.
- 5) Los valores de d' , u' y p' para durante el periodo $n-1$, se deben modificar. Para ello, se tiene que respetar la secuencia establecida en la retícula (creciente o decreciente a través de los nodos), así como el valor de d' , el cual no puede ser mayor a 1 ni menor a 0. Las ecuaciones empleadas son:

Si $Sd'^{n-1} > Su'^{n-1}$ se emplea:

$$u' = \sqrt{\frac{Sd'^{n-1}}{Su'^{n-1}}}$$

Si $Su'^{n-1} > Sd'^{n-1}$ se emplea:

$$u' = \sqrt{\frac{Su'^{n-1}}{Sd'^{n-1}}}$$

Si $d'^{n-1} < 1$ se emplea:

$$d'^{n-1} = \frac{1}{u'}$$

Si $0 < d'^{n-1} < 1$

$$p'^{n-1} = \frac{r - d'^{n-1}}{u'^{n-1} - d'^{n-1}}$$

En este caso, el valor inicial de r no se modifica y se emplea durante toda la evaluación.

- 6) Con estos valores se modifica la retícula de activos, sumándole los reflejos de las etapas posteriores, es decir:

$$C_u = \max [Su + Ru - X, 0]$$

$$C_d = \max [Sd + Rd - X, 0]$$

- 7) Se repite este mismo procedimiento hasta llegar al nodo inicial.

El valor del nodo inicial representa el costo del proyecto evaluado más la flexibilidad obtenida al tomar decisiones racionales favorables para desarrollar el proyecto.

2.10 Diferencia entre opciones financieras y opciones reales

El enfoque de las opciones reales es una extensión de la teoría de opciones financieras que se emplea para evaluar subyacentes no financieros. Y mientras que las opciones financieras se definen de manera muy clara dentro de un acuerdo, las opciones reales se basan en estrategias y tácticas, todas ellas tomadas de manera racional por el tomador de decisiones del proyecto. (Radjenovic, 2008)

Existen diferencias significativas entre las opciones reales y las opciones financieras (ver Tabla 10), entre ellas, se puede hacer mención del precio de ejercicio, que en el caso de una opción financiera generalmente es fijo, mientras que para una opción real, el precio está asociado con los costos de desarrollo, pudiendo ser volátil debido a las fluctuaciones de mercado, disponibilidad de tecnología, investigación y desarrollo, etc.

En cuanto al subyacente, dentro de las opciones financieras, éste se considera como un seguro, como en el caso de una cuota de capital, un bono, bienes, acuerdos a futuros, instrumentos de deuda y divisas, las cuales se negocian en un mercado establecido. Para las opciones reales, se trata de una acción tangible como una unidad de trabajo o un proyecto. (Copeland, 2001) Aunque pueden utilizarse algunos precios de bienes que se negocian en las bolsas para poder establecer la incertidumbre y la volatilidad dentro del modelo de opciones reales.

La incertidumbre es otra diferencia significativa, ya que las opciones financieras son apuestas laterales, es decir, no son expedidas por la compañía sino por agentes

independientes que expiden y compran opciones que ya están previamente emitidas. Esto ocasiona que el agente no tenga influencia sobre las acciones de la compañía y tampoco sobre su precio.

A diferencia de esta situación, en las opciones reales se puede incidir sobre el precio de los subyacentes que se expiden, debido a que la compañía puede elegir de manera racional, sobre la mejor alternativa que se presenta en ese momento. Su evaluación permite entonces generar una herramienta útil para reconocer y actuar ante nuevas oportunidades, permitiendo aumentar las ganancias o mitigar las pérdidas de un proyecto.

Opción Financiera	Variable	Opción Real
Precio de acciones	S	Valor Presente Neto Convencional del proyecto
Precio de ejercicio de la opción	X	Costo de inversión del proyecto
Plazo hasta vencimiento	T	Plazo de estudio donde se realizará alguna acción
Tasa de interés libre de riesgo	r	Tasa de interés libre de riesgo
Volatilidad de precio de acciones	σ	Volatilidad del Valor Presente Neto Convencional del proyecto
Dividendos de las acciones	C	Valor Presente Neto Expandido del proyecto

Tabla 3: Comparación entre Opciones Financieras y Opciones Reales⁹

Si se obliga a las opciones reales a encuadrarse dentro de un marco de opciones financieras, los resultados pueden ser engañosos.

Con respecto a las garantías, dentro de las opciones financieras, se tiene la certeza de que la opción puede ser mantenida hasta la fecha de vencimiento y su valor no puede ser influenciado por otros individuos, lo que no ocurre con las opciones reales, que no pueden generar este tipo de garantías. (Bailey)

2.11 Flexibilidad

Un proyecto que carece de flexibilidad es considerado rígido para poder modificarse en periodos futuros. Cuando se incorpora entonces la flexibilidad, el valor del proyecto aumentará, esto debido a que durante los escenarios favorables se aprovecharán al máximo las oportunidades, mientras que en escenarios poco favorables, se podrán tomar otras medidas para evitar o limitar las pérdidas.

⁹ Cox J., Ross S.; Rubinstein M.; Option Pricing: A Simplified Approach; California, USA; 1979.

El método de opciones reales permite evaluar y obtener el valor de la flexibilidad que posee un proyecto, lo que permite también conseguir el valor de la estrategia y tomar una decisión racional de acuerdo al escenario que se presente.

2.12 Riesgo

El riesgo tiene la característica de que crea toma de decisiones dinámicas. El riesgo se considera como una variación en las condiciones económicas y por ello no se pueden crear planes de negocio estáticos que determinen las acciones futuras. Por ello, es de gran importancia el modelado del riesgo dentro del análisis de opciones reales. Su modelado generalmente se realiza a partir de modelos estocásticos.

Las opciones reales crean el valor de un proyecto a través de la mezcla de la flexibilidad, el riesgo y el apalancamiento.

2.13 Metodología de Valor Presente Neto Convencional

Todos los estudios de ingeniería económica de los proyectos de capital deben tomar en cuenta el rendimiento que un proyecto establecido producirá o debería producir, ya que para poder aprobarlo o llevarlo a cabo, se debe contestar la pregunta de si la inversión y los gastos asociados pueden recuperarse o no por medio de ingresos a lo largo de la vida del proyecto, además de poder generar un rendimiento sobre el capital, el cual deberá ser atractivo en comparación con los riesgos que se corren.

Debido a que los patrones de inversión de capital de los flujos de efectivo y los gastos suelen ser diferentes para cada proyecto, no existe un método único para efectuar un análisis que sea ideal para todos los casos, sino que se empleen varios.

El método del Valor Presente Neto (VPN), es el más utilizado y se basa en el concepto del valor equivalente de todos los flujos (de entrada y salida de efectivo) de efectivo relativos a alguna base o punto de inicio en el tiempo presente, es decir que se descuentan al momento presente del tiempo con una tasa de interés establecida.

Busca predecir la corriente de flujos de fondos que entran y salen durante la vida probable de un proyecto, descontándolos a una tasa determinada, la cual refleja el valor del dinero

en términos de tiempo como el grado de riesgo de esos flujos (Bailey), buscando evaluar los costos que tendrá en un futuro el proyecto analizado.

El valor del dinero que se tenga en el futuro tiene un menor valor que el presente, debido a que el que se tiene en la actualidad puede ser invertido para que genere intereses, mientras que el dinero futuro no puede hacer esto.

$$VPN = \sum_{k=0}^N \frac{\text{Ingresos totales} - \text{Gastos totales}}{(1 + r)^k}$$

Donde:

r = Tasa de descuento

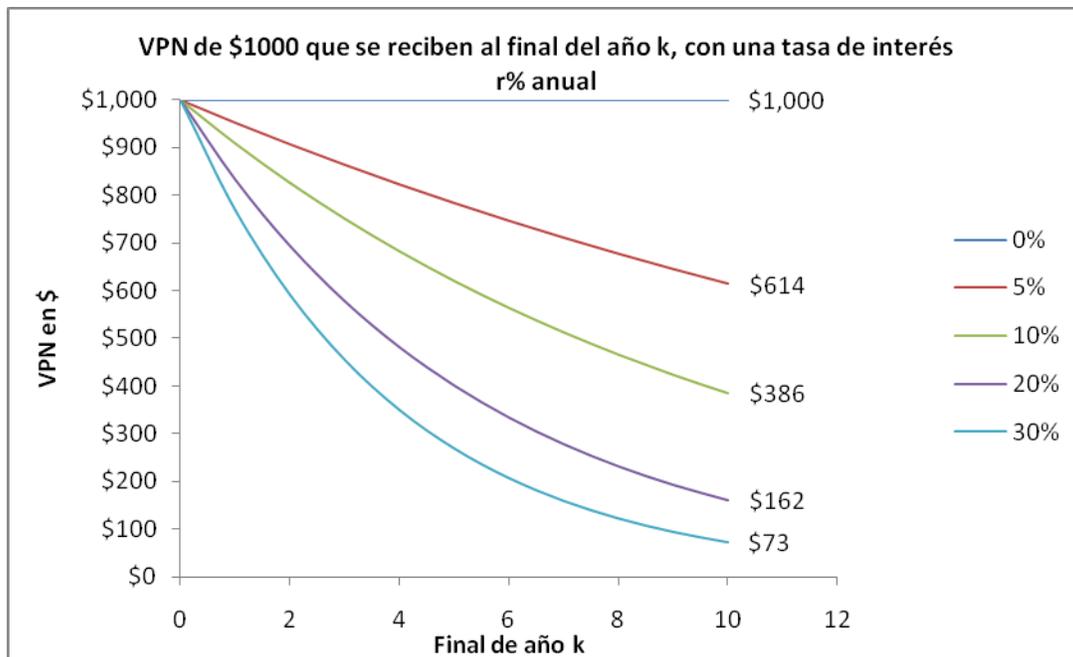
k = Índice de cada periodo de composición ($0 \leq k \leq N$)

N = Número de periodos de capitalización en el horizonte de planeación o periodo de estudio.

Con este método podemos medir cuánto dinero se puede dedicar a una inversión, siempre adicional a su costo, en otras palabras, si los resultados obtenidos son positivos o igual a cero, de un proyecto de inversión, ésta será la cantidad de dinero de utilidad por encima de la cantidad mínima que requieren los inversionistas que están dispuestos a llevar a cabo dicho proyecto y es la maximización del valor del proyecto. En caso contrario, se tiene entonces que el proyecto no generará utilidades y por lo tanto no es conveniente llevarlo a cabo.

La tasa de interés utilizada es constante a lo largo de la vida de un proyecto en particular y si se cree o espera que la tasa de interés pueda cambiar en un futuro, entonces el VPN debe calcularse en varias etapas.

Cuanto más elevada sea la tasa de interés, y más alejado sea el futuro en que ocurre el flujo de efectivo, más bajo será su VPN (Sullivan, 2004).



Gráfica 4: Variación del VPN de acuerdo a diferentes tasas de interés anual¹⁰

Este método se puede utilizar en proyectos individuales o en diversas alternativas de inversión, en cuyo caso, deben evaluarse de manera independiente, pero empleando el mismo horizonte de planeación o que sea igual al mínimo común múltiplo de la vida útil de cada alternativa para poder compararlos.

2.14 Valor Presente Neto Expandido

Éste consiste en el valor obtenido de haber evaluado un proyecto mediante el método tradicional de VPN, y posteriormente, la evaluación de las opciones reales que tiene el proyecto:

$$VPN_{\text{expandido}} = VPN_{\text{convencional}} + \text{Valor de la Opción}$$

El valor de la opción es la flexibilidad que posee el proyecto.

¹⁰ Sullivan W., Wicks E., Luxhoj J.; Ingeniería Económica de De Dergamo; Pearson Education de México; México, 2004.

2.15 Ventajas de las Opciones Reales sobre el Valor Presente Neto

El VPN asume que el precio en un futuro no se modificará y que el proyecto es estático, por lo que se subestiman o sobrevalúa los diferentes posibles escenarios, y fuerza la toma de decisiones sobre las expectativas presentes que se tienen del futuro. Sin embargo, esto no se presenta en la realidad, ya que los proyectos poseen dinamismo continuo. Pero para poder realizar diferentes escenarios, se requiere modificar varios parámetros, dejando en esa dinámica unos estáticos y modificando otros, lo que lleva a modificaciones subjetivas y limitadas únicamente por el analista del proyecto.

Así mismo, también este método considera la tasa de descuento constante y conocida durante el período de estudio. Esto restringe de manera significativa el riesgo, ya que éste se modificará a través del tiempo y de las circunstancias que se vayan presentando.

El método de opciones reales se basa en el cambio constante, la incertidumbre y las interacciones competitivas sobre los diferentes proyectos, presentando la ventaja de que al emplear mediciones o cálculos de volatilidad y tomando en cuenta el tiempo de vencimiento de los subyacentes, se puede calcular de manera apropiada las probabilidades de los precios futuros y establecer de mejor manera los diferentes escenarios. Aunado a esto, se puede enfrentar y resolver los problemas futuros que pudieran presentarse de manera racional y creando posibles alternativas previo a que sucedan, ya que mediante la flexibilidad, se pueden tomar decisiones conforme se va obteniendo la información futura, pero sobre un escenario previamente establecido que abarca todas estas posibilidades.

Este método incluye el valor de la flexibilidad a diferencia de los métodos tradicionales. Ya que para tomar una decisión semejante, se tendrían que plantear muchos escenarios y calcular cada uno de ellos, mientras que el método de opciones reales, nos permite hacer esto de manera directa. Con ello se pueden crear coberturas y reducir los riesgos. Y además, debe recordarse que el valor de las opciones se incrementa conforme la variación en el valor de un subyacente de riesgo de activos se incrementa.

Para poder obtener mayores beneficios económicos a través de la evaluación de proyectos mediante las metodologías previamente aclaradas, se tomará en cuenta las economías de escala y las curvas de aprendizaje, las cuales son una base importante de la evaluación del programa propuesto. Esto es debido a que durante la evaluación del proyecto, será necesario establecer qué tendencia es mejor para poder lograr un mayor beneficio para las partes interesadas. En el siguiente apartado de la tesis, se darán las bases y características sobre las economías de escala y las curvas de aprendizaje.

3. Economías de escala

El mercado de plantas solares termoeléctrica es nuevo y se está empezando a desarrollar en los últimos años de manera muy rápida. Sin embargo, su progreso depende en el crecimiento de la demanda de usuarios, quienes permitirán a las compañías manufactureras y constructoras, mejorar y ampliar dicho mercado. Igualmente, depende del desarrollo tecnológico, el cual permitirá disminuir los costos al tener cada vez una mayor eficiencia.

Debido a que aún no se tiene experiencia sobre la comercialización de esta tecnología, se tomarán como base primordial las economías de escala y las curvas de aprendizaje para determinar qué camino es el que más conviene a futuro desarrollar para que sea un proyecto rentable.

3.1 Costo y producción

Las decisiones que se toman dentro de una empresa, siempre están encaminadas a obtener el mayor beneficio económico posible y las acciones que puede tomar para influir sobre la relación entre la producción y el costo, dependen de qué tan rápido actúe. Una empresa que piensa cambiar su tasa de producción en un muy corto plazo tiene menos opciones que una empresa que lo hace dentro de un plazo más amplio.

El tamaño de planta económicamente eficiente para poder obtener una producción determinada es aquel que tiene el costo promedio más bajo.

El costo promedio mínimo para una planta de mayor tamaño ocurre a una producción mayor de lo que sucede con una pequeña, ya que la que es mayor tiene un costo fijo promedio más alto para cualquier nivel de producción determinado.

3.2 Corto plazo

Par poder aumentar la producción a corto plazo, una empresa tiene que aumentar la cantidad de insumos variables que utiliza, que por lo general se trata del trabajo, lo que significa que tiene que aumentar sus costos. Para una industria eléctrica, se tendría que

contratar más trabajo y operar los generadores más hora por día. La relación entre la producción y el costo se describe de la siguiente manera:

$$CT = CF + CV$$

Donde:

CT = Costo total (Costo de todos los recursos productivos que emplea)

CF = Costo fijo total (Costo de todos los insumos fijos de la empresa)

CV = Costo variable total (Costos variables de todos los insumos variables de la empresa)

A corto plazo la empresa puede variar la cantidad de trabajo, pero la cantidad de capital es fija, mientras que a largo plazo, puede variar tanto la cantidad de trabajo como la cantidad de capital.

Cuando se tienen producciones pequeñas, el costo marginal disminuye debido a las economías provenientes de una mayor especialización, y después, aumenta debido a la “Ley de los rendimientos decrecientes”, la cual indica que cada trabajador adicional produce un aumento cada vez mayor en la producción. Esto implica que para poder aumentar en una unidad adicional de producción, cada vez se requerirán más trabajadores, aumentando a largo plazo el costo marginal.

Las curvas de costo promedio a corto plazo tienen forma de U porque a medida que aumenta la cantidad de trabajo, al principio aumenta su producto marginal y después disminuye. Estos patrones en el producto marginal del trabajo ocurren en todos los tamaños de planta. (Parkin, 2001)

La tecnología que utiliza una empresa determina sus costos. Un cambio tecnológico que aumenta la productividad, desplaza la curva de producto marginal, la curva de producto promedio y la curva del producto total hacia arriba, ya que con una mejor tecnología se puede producir más disminuyendo los costos (desplaza entonces las curvas de costos hacia abajo).

Con frecuencia, cuando avanza la tecnología, una empresa utiliza más capital y menos trabajo y entonces, los costos fijos aumentan y los variables disminuyen. Esto significa que a niveles de producción pequeños el costo promedio podría aumentar, lo que de manera contraria sucede con los grandes niveles de producción, donde el costo promedio disminuiría.

La relación que existe entre la tecnología y los costos ocasiona que a medida que aumenta el trabajo inicialmente, el producto marginal y el producto promedio se elevan y el costo

marginal y el costo variable promedio bajar. Posteriormente, en el punto del producto marginal máximo, el costo marginal está en su mínimo y conforme aumenta aún más el trabajo, el producto marginal disminuye y el costo marginal aumenta. El producto promedio continúa elevándose y el costo variable promedio continúa bajando, mientras que en el punto del producto promedio máximo, el costo variable promedio se encuentra en su mínimo y a medida que aumenta el trabajo, el producto promedio disminuye y el costo variable promedio aumenta.

3.3 Largo plazo

El costo a largo plazo depende de la función de producción de la empresa, que es la relación entre la producción máxima alcanzable y las cantidades tanto de trabajo como de capital.

La curva del costo promedio a largo plazo es una curva de planeación y es la relación entre el costo promedio alcanzable más bajo y la producción, cuando varían tanto el tamaño de la planta como la cantidad de trabajo. Esta curva permite observar la cantidad de trabajo que debe utilizarse para cada producción para poder minimizar el costo.

3.4 Relación entre corto y largo plazo

La decisión sobre el tamaño de una empresa es de suma importancia, ya que una vez construida, la empresa puede no ser capaz de alterar su tamaño durante un tiempo determinado. Si se encuentra en una situación de rendimientos constantes de escala a largo plazo, si la empresa espera producir Q_1 , debería construir la planta más pequeña, en caso de querer producir Q_2 , entonces el mejor tamaño sería una planta mediana. Pero la planta puede alterar su tamaño, por lo que si inicialmente produjera Q_1 y quisiera aumentar su producción a Q_2 o a Q_3 , podría hacerlo sin incrementar el costo medio. Estos costos indican el costo mínimo de obtener cualquier nivel de producción.

Con las economías o deseconomías de escala, el análisis es prácticamente el mismo, pero la curva de costo medio a largo plazo ya no es una línea recta horizontal.

3.5 Economías y deseconomías de escala

Las economías de escala son características de la tecnología de una empresa que conducen a que baje el costo promedio a largo plazo conforme aumenta la producción. La curva del costo promedio a largo plazo (CPLP) tiene una pendiente descendiente (Ver Gráfica 6). Cuanto mayor sea la planta, mayor será la producción en la que el costo promedio se encuentra en un mínimo.

Con precios dados de los insumos, ocurren economías de escala si el porcentaje de aumento en la producción excede el porcentaje de aumento en todos los insumos. Por ejemplo, si la producción aumenta en más de un 10%, cuando la empresa aumenta su trabajo y capital en 10%, entonces su costo total promedio baja, se dice que existen economías de escala. (Parkin, 2001)

Si las economías de escala ocurren indefinidamente, una empresa se puede ampliar indefinidamente a los costos más bajos por unidad. Este tipo de economías pueden conducir al monopolio natural, el cual es una estructura de mercado en la cual hay un vendedor regional único de un determinado bien.

Las economías de escala ocasionan en este tipo de modelo que la producción crezca más rápido que los insumos, es decir, si la producción se incrementa de manera proporcional todos los insumos, la producción se incrementa aún más, lo que logrará generar costos medios y marginales decrecientes dentro de la empresa.

Las economías de escala suelen medirse por medio de la elasticidad del costo con respecto a la producción:

$$E_c = \frac{\left(\frac{\Delta C}{C}\right)}{\left(\frac{\Delta Q}{Q}\right)} = \frac{CM}{CM_e}$$

Donde:

E_c = Variación porcentual que experimenta el costo medio de producción cuando se eleva el nivel de producción un 1%

$\Delta C/C$ = Costo medio de producción

$\Delta Q/Q$ = Producción

CM= Costo marginal

CM_e = Costo medio

Cuando el valor de E_c es uno, quiere decir que los costos aumentan proporcionalmente con la producción y no hay ni economías ni deseconomías de escala. Cuando hay economías de escala el costo marginal es menor que el costo medio, por lo que E_c es menor que uno, y existen deseconomías de escala cuando el costo marginal es mayor que el costo medio, siendo en este caso, un valor mayor a 1 para E_c. (Pyndick, 1995).

Una forma simplificada para poder realizar cálculos de economía de escala es a través de:

$$C_2 = C_1 \left(\frac{S_2}{S_1} \right)^f$$

Donde:

C₂ = Costo deseado del equipo S₂

C₁ = Costo inicial del equipo S₁

f = Factor de escala

También se cuenta con un modelo econométrico para la medición de las economías de escala en el sector eléctrico, el cual se basa en un modelo similar elaborado por Nerlove para el sector eléctrico estadounidense (Díaz, 2007). Mediante algunas modificaciones a este modelo, se pueden determinar las economías de escala mediante:

$$\ln C = \alpha_0 + \alpha_Y \ln Y + \frac{1}{2} \gamma_{YY} (\ln Y)^2 + \sum_i \alpha_i \ln P_i + \frac{1}{2} \sum_i \sum_j \gamma_{ij} \ln P_i \ln P_j + \sum_i \gamma_{Yi} \ln Y \ln P_i$$

$$\text{Economías de escala} = 1 - \frac{\delta \ln C}{\delta \ln Y}$$

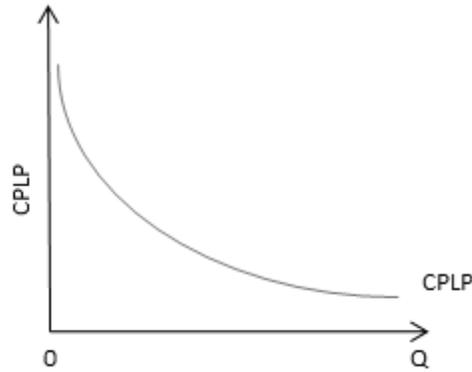
Donde:

C = Costo total

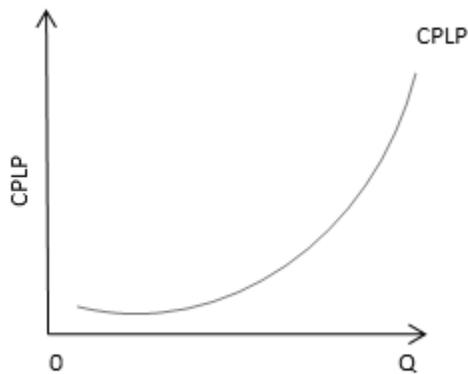
Y = Producto

P_i = Precios de insumos

Si el resultado es positivo, se considera que las economías de escala son positivas, y en caso contrario, se tienen deseconomías de escala.



Gráfica 1: Comportamiento de las economías de escala¹



Gráfica 2: Comportamiento de las deseconomías de escala²

Las deseconomías de escala son características de la tecnología de una empresa que conducen a elevar el costo promedio a largo plazo a medida que aumenta la producción. En este caso, la curva CPLP tiene pendiente ascendente (Ver Gráfica 7).

Con precios dados de los insumos ocurren deseconomías si el incremento porcentual en la producción es inferior al aumento porcentual de los insumos. Por ejemplo, si cuando una empresa aumenta su trabajo y capital en 10%, la producción aumenta en menos de 10%,

¹ Parkin M.; Esquivel G.; Microeconomía, Versión para Latinoamérica; Pearson Educación de México; Edo. De México, México; 2001.

² Parkin M.; Esquivel G.; Microeconomía, Versión para Latinoamérica; Pearson Educación de México; Edo. De México, México; 2001.

entonces su costo total promedio se eleva y se dice que existen deseconomías de escala. (Parkin, 2001)

La principal fuente de las deseconomías de escala es la dificultad de administrar una empresa muy grande.

A medida que aumenta la producción, los rendimientos constantes a escala son aspectos de la tecnología de una empresa que conducen a un costo promedio a largo plazo constante.

Una empresa experimenta economías de escala hasta algún nivel de producción y más allá de ese nivel pasa a rendimiento constantes a escala o a deseconomías de escala. La escala eficiente mínima es el menor nivel de producción en el que el costo promedio, a largo plazo, alcanza su nivel más bajo. (Díaz, 2007).

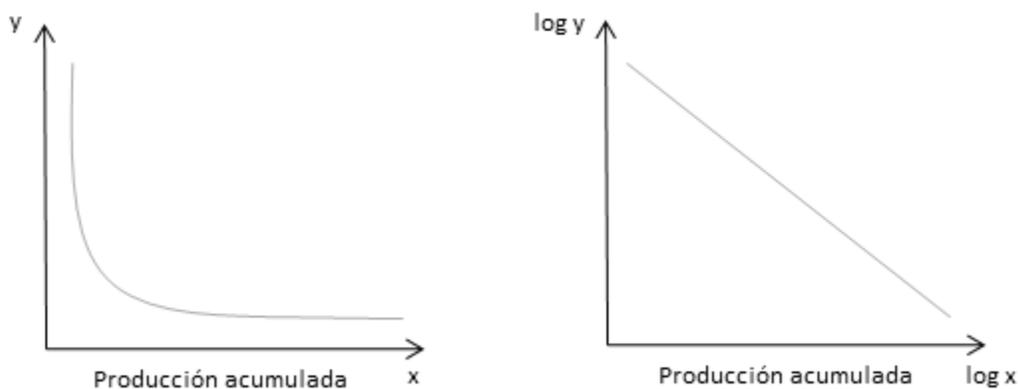
3.6 Curvas de experiencia

Las curvas de experiencia fueron desarrolladas por T.P. Wright (1936) en la industria de aviación estadounidense y en Grupo de Consultoría de Boston (1960). Una curva de aprendizaje describe la reducción del costo de una tecnología como función de la experiencia acumulada, está representada en término de unidades producidas, unidades vendidas, etc. La experiencia por sí misma no es una garantía de una reducción de costos, pero sí permite tener una oportunidad para poder lograrlo.

La teoría de aprendizaje afirma que cuanto más se repite una tarea, más rápida y eficientemente será ejecutada, es decir, con un mayor número de repeticiones de las operaciones, mayor perfección es posible alcanzar en su ejecución.

La reducción del costo dependerá de la demanda del mercado, de su crecimiento y desarrollo que tenga la empresa dentro de éste.

Existen varios modelos matemáticos para interpretar y cuantificar esos fenómenos, siendo usual las denominadas “Curvas de Aprendizaje”, las cuales pueden representarse de manera lineal al aplicar modelos logarítmicos (Ver Gráfica 8).



Gráfica 3: Comportamiento de las curvas de aprendizaje de manera normal y logarítmica³

Las curvas de experiencia son un concepto que se ha desarrollado y aplicado a diversas tecnologías nuevas. No se puede considerar como una teoría o un método sino como un fenómeno de correlación que describe cómo las unidades declinan con la producción acumulativa. Estas curvas proporcionan el patrón a largo plazo del desarrollo de los costos, lo que permite generar mejoras de productividad asociadas con programas de reducción de costos, crear políticas de fijación de precios, descuentos, para tomar decisiones sobre volumen óptimo de generación, evaluación y selección de inversiones, corrección de tiempos de producción de series, entre otros.

Una característica específica de la curva es que los costos disminuyen con un porcentaje constante cada vez que se duplica el número total de unidades producidas, y se define de la siguiente manera:

$$Y = aX^b$$

Donde:

Y = Costo acumulado promedio por unidad

X = Producción acumulada en un determinado tiempo

a = Costo requerido para producir la primera unidad

b= índice de experiencia

³ Aguirre A.; Curvas de Aprendizaje y sus Aplicaciones; Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales, Universidad de Málaga; España, 1994.

El índice de experiencia se usa para calcular la reducción relativa del costo ($1-2^{-b}$) para cada vez que se duplica la producción. Al valor (2^{-b}) se le llama tasa de progreso (PR) y se usa para expresar el progreso de las reducciones de los costos. Un valor de 80% significa que los costos se reducen 20% cada vez que la producción se duplica. (Neij, 1997)

$$PR = \left[\frac{\alpha(2X)^{-b}}{\alpha(X)^{-b}} \right] = 2^{-b}$$

Esta tasa indica que tecnologías nuevas aprenden más rápido de la experiencia del mercado que las tecnologías con viejas con las mismas tasas de progreso. (OECD/IEA, 2000)

El costo de reducción de la curva de experiencia se refiere a los costos totales (costo de capital, de investigación y desarrollo, laboral, etc.). Este proceso está representado por una combinación de efectos de un número de parámetros. Las fuentes de reducción de costos son:

- a) Cambios de producción (innovación de procesos, efectos de aprendizaje y efectos de escala).
- b) Cambios de productos (innovaciones, diseños estandarizados, rediseño)
- c) Cambios en los precios de entrada.
- d) Especialización de operación.
- e) Materiales nuevos.

Estas reducciones dependen de la difusión y la adopción de nuevas tecnologías además de que los costos disminuyen cuando la producción se expande y la demanda de mercado también.

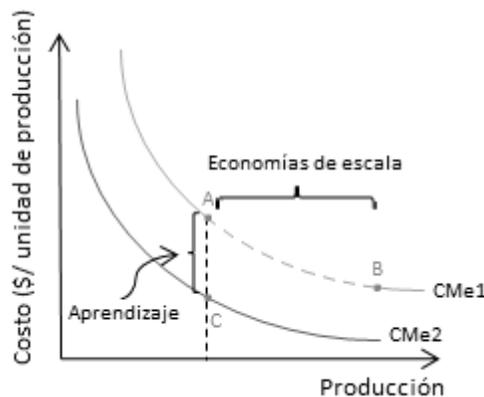
Los efectos de la experiencia se distribuyen en una curva, en la que se muestra el costo de producir cada unidad en función del número total de unidades que se han generado durante un determinado tiempo. Tiene dos importantes propiedades:

- a) La curva desciende mostrando que los costos disminuyen en función de la experiencia acumulada.
- b) Muestra que los costos descienden más lentamente que la experiencia acumulada.

En un típico comportamiento, esta curva desciende en una tasa del 10% al 30% cada vez que se duplica la producción. Un 80% de curva de experiencia constituye un valor promedio e implica que conforme la producción se va duplicando, los costos por unidad descienden entonces 20% de su valor anterior (100%-80%). La curva muestra que entre más bajos porcentajes se observen, más rápido descenderán los costos.

Las empresas al aumentar el volumen, logran disminuir los costos unitarios, y con ellos puede reducir sus precios sin que esto tenga alguna implicación sobre la rentabilidad. Al reducir los precios, aumenta la demanda de consumo y crece la participación en el mercado. Al aumentar su participación, puede mejorar y realizar mayores inversiones en tecnología que disminuyan aún más los costos, logrando repetir de manera continua el ciclo.

Pareciera difícil separar por entero la teoría de economías de escala y el efecto de experiencia, e incluso considerar este último como un caso particular de las primeras. Sin embargo, no es así, ya que mientras que la teoría de economías de escala depende de la tasa de producción (volumen de producción por período) la experiencia depende de la producción acumulada (Ver Gráfica 9). (Aguirre, 1994)



Gráfica 4: Diferencia entre Economías de Escala y Aprendizaje⁴

Las tecnologías empleadas por las energías renovables son similares a las tecnologías de producción en masa que a las plantas convencionales.

Las plantas solares termoeléctricas son modulares y por lo tanto proporcionan una gran oportunidad de producción automática. Son susceptibles a reducciones de costos. Esto implica reducciones rápidas de costo de las condiciones actuales que las indicadas por la curva.

⁴ Aguirre A.; Curvas de Aprendizaje y sus Aplicaciones; Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales, Universidad de Málaga; España, 1994.

	Promedio en la literatura	Intervalo en la literatura
Plantas	0.90	0.82 – 1.00
Gran escala (basado en carboeléctricas y centrales nucleares)	>1.00	
Pequeña escala (basados en turbinas de gas, turbinas de vapor y ciclos combinados)	0.87	
Eólicas	0.96	
Celdas de combustible	0.84	
Tecnologías modulares (basados en precios de electrónicos)	0.80	0.70 – 0.95
Fotovoltaicas	0.80	
Procesos continuos (basados en hidrocarburos, metales y etanol)	0.78	0.64 – 0.90

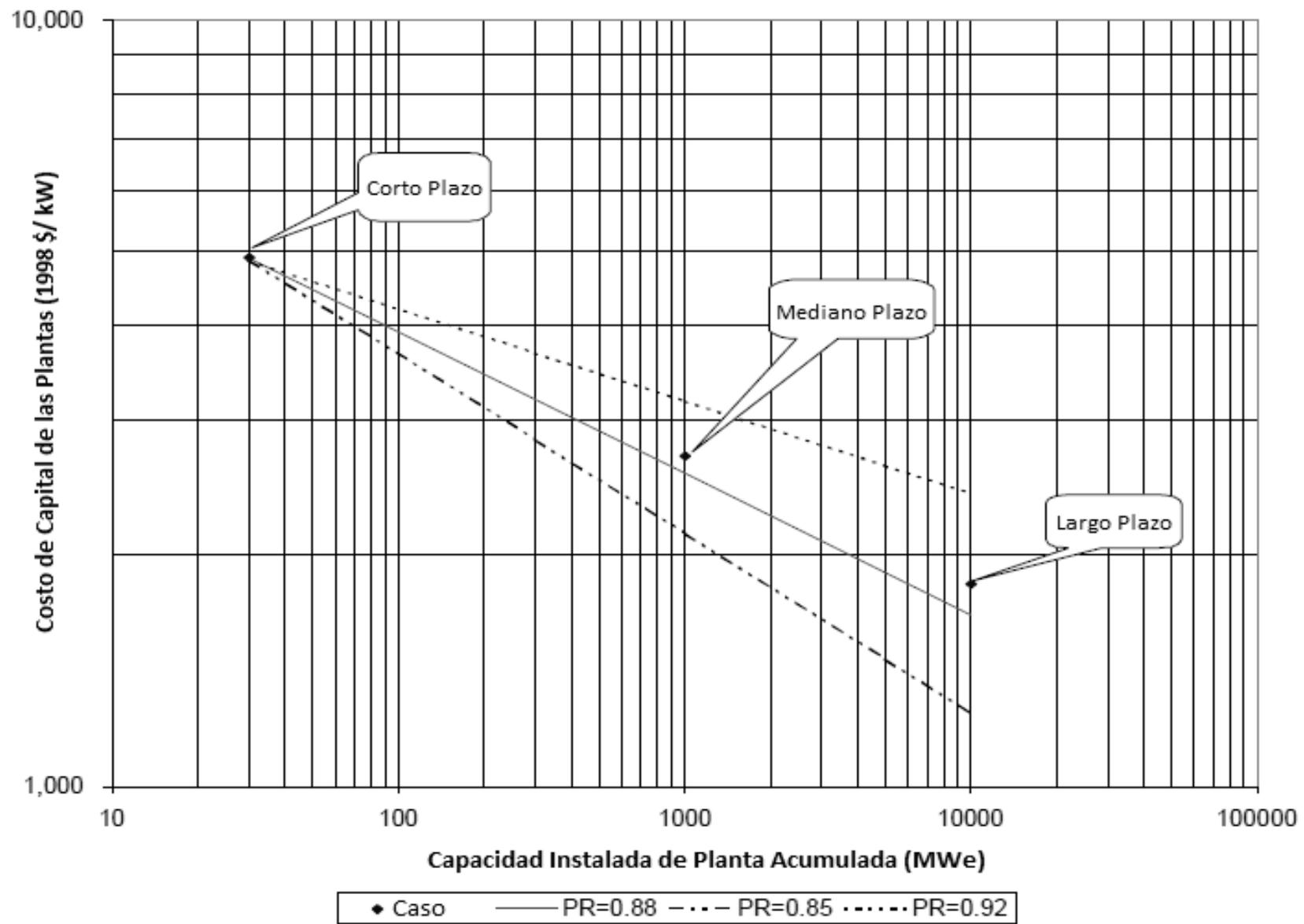
Tabla 1: Tasas de Progreso de diferentes Plantas⁵

La tasa de progreso (Ver Tabla 12) para las plantas es difícil de determinar debido a la comercialización limitada o nula de la misma. La Gráfica 10 muestra la evolución al inicio (0.85), en un plazo intermedio (0.88) y largo plazo (0.92). Por lo que se puede decir que los costos son razonables y serán utilizados para cálculos futuros de esta tecnología.

Las posibilidades de reducción de costos a través de las energías renovables es mayor que mediante el uso de tecnologías convencionales (Neij, 1997)

Las curvas de aprendizaje se han utilizado para analizar costos futuros sobre la generación eléctrica, así como para establecer el potencial que poseen las nuevas energías renovables. Se pueden utilizar para analizar tanto el nivel industrial, es decir en tecnologías producidas por una compañía de manera particular (en un país o de manera global) y el nivel de mercado, basado en las tecnologías instaladas en una región establecida. (Neij, 2003)

⁵ Neij L.; Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology; Energy Policy, Vol. 23, No. 13; Elsevier Science; Britain, 1997.



Gráfica 5: Curva de Experiencia de Plantas de Torre Central⁶

⁶ Enermodal Engineering Limited, Marbek Resource Consultants Ltd.; Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants; Ontario, Canadá; 1999.

La reducción en el costo de estas plantas se logrará a través del desarrollo de nueva tecnología, su producción masiva y mediante economías de escala (Ver Gráfica 11). Mediante el desarrollo se logran nuevas técnicas de construcción, mejoramiento de equipos y nuevas técnicas de operación y mantenimiento, además de la obtención de experiencia en cada área. La producción masiva trae consigo una reducción significativa de costos de materiales y manufactura, una estandarización de costos de ingeniería y de costos de desarrollo de proyectos. Mientras que plantas de tamaños mayores o la implementación de múltiples plantas en un solo proyecto, conlleva a economías de escala en los sistemas y en los equipos. (CDEAC, 2005)

Se espera que para que haya un crecimiento de mercado, la tecnología se vuelva competitiva y que las plantas solares termoeléctricas sean la opción deseada y por lo tanto, que el costo por kWe disminuya en un 60%. Con ello, se lograrán abatir los costos y el mercado tendrá la madurez suficiente.

De acuerdo a un estudio realizado por Black y Veatch (2006), la inversión inicial se reducirá alrededor de US\$457 millones para una capacidad de 100MW en comparación de los 494 millones en sólo 2 años (de 2007 a 2009). También se prevé que los costos por MW serán más bajos para las plantas de mayor capacidad, que se espera disminuya de US\$4 943/MW (2007) a US\$ 3,157/MW (2015) para una planta de 200 MW. Esto implica que se tendrá una disminución del 8.6% anual.

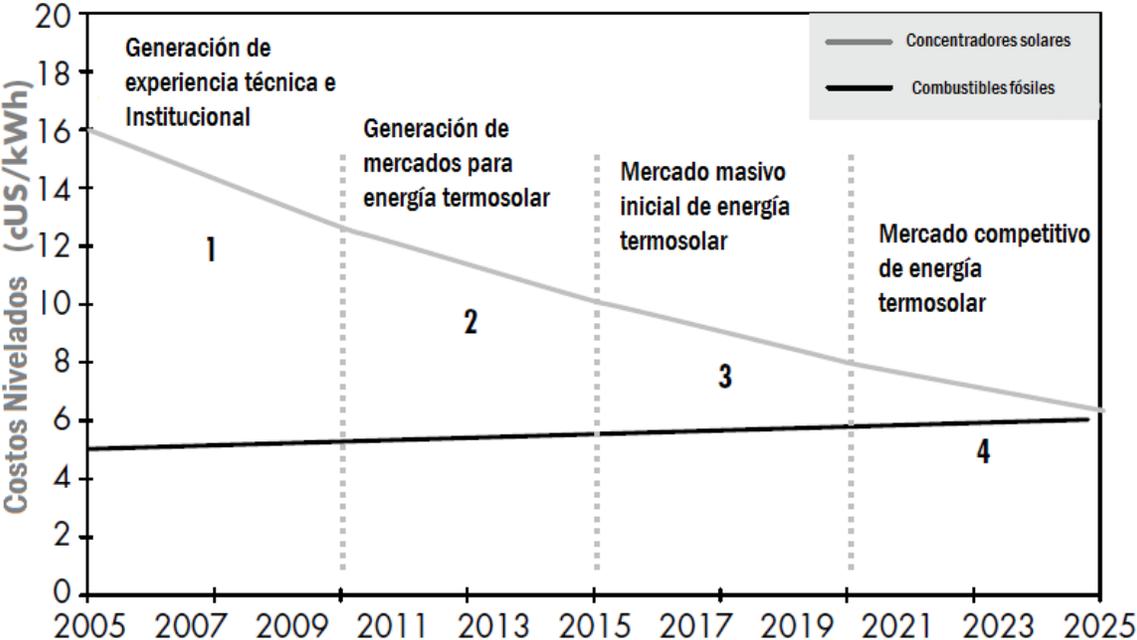
Para poder lograr esto, es de suma importancia que los costos de los helióstatos bajen sus costos, ya que representan un porcentaje importante de la inversión de la planta.

También se espera que el costo del almacenamiento disminuya. En el año 2008, se tenía que el costo de la electricidad producida era de 13 - 16 centavos de US\$/KWh (2008) en plantas sin almacenamiento, y se tiene una expectativa que para el año 2015 ese costo se disminuya a 8-11 centavos de US\$/kWh con un almacenamiento de 6 hrs. Mediante el avance de la tecnología, se tendrá un mayor progreso y se logrará entonces que el costo sea de 7 centavos de US\$/kWh con almacenamiento de 12 – 17 hrs para el año 2020. (Márquez, 2008).

En cuanto a los beneficios sociales que se tendrán incluyen la generación de empleos, la creación de bienes y servicios cercanos al proyecto además de la inversión dentro de la región para la generación de los materiales que serán utilizados, con lo que se creará un beneficio económico regional, estatal y nacional.

Esto demuestra que las plantas solares termoeléctricas tienen el potencial de generación energía eléctrica principalmente en países con una radiación solar abundante como México.

En el siguiente capítulo se explicará cómo se llevó a cabo la evaluación de plantas solares termoeléctricas para México, y cómo se emplearon las diferentes metodologías, aspectos técnicos y económicos para obtener resultados que permitan tomar una decisión favorable y viable.



Gráfica 6: Curva de Reducción de Costos⁷

⁷ World Bank; Assessment of the World Bank/GEF Strategy for the Market Development of Concentrating Solar Thermal Power; World Bank Group Global Environment Facility Program Publication; USA, 2006.

4. Generación de Estrategia para el Uso y Aprovechamiento de la Energía Solar mediante el uso de Plantas Solares Termoeléctricas

Para poder proponer una estrategia lógica y tanto económica como tecnológicamente viable, se requiere de un conjunto de bases. Entre dichas bases se requiere información económica, técnica y de modelación en una secuencia ordenada para llevarla a cabo.

El proponer una estrategia mediante el uso de plantas solares termoeléctricas es novedosa y muy provechosa para México, ya que cuenta con el recurso más importante para lograrlo: energía solar.

Esto implica la reducción de la dependencia de hidrocarburos en la generación de energía eléctrica, así como la disminución de Gases de Efecto Invernadero ocasionado por estas últimas.

El aprovechamiento de la energía solar en el país es de suma importancia, no sólo técnica y ambientalmente, sino también económicamente, ya que generaría efectos positivos en otras áreas como son la educación, generación de empleo, mejoramiento social al poder proporcionar energía eléctrica de manera más barata y garantizando su suministro continuo.

4.1 Metodología de la investigación

La metodología contempló inicialmente la realización de una revisión bibliográfica sobre las bases y el empleo de la metodología financiera, en especial sobre las Opciones Reales (OR), en proyectos de energía renovable.

Se realizó la búsqueda bibliográfica y documentos actualizados de diferentes fuentes para poder plantear la estrategia del uso y aprovechamiento de la energía solar en México a través de plantas solares termoeléctricas para poder demostrar su viabilidad económica en todo el territorio mexicano, aprovechando la energía solar e impulsando tecnologías ambientalmente sustentables.

Se empleó el uso de las Opciones Reales, ya que éstas permiten evaluar la flexibilidad que poseen diferentes proyectos, en comparación de otros métodos utilizados comúnmente

como el Valor Presente Neto, el cual no contempla esta valiosa característica. Este tipo de metodología (OR) considera el derecho de elegir la mejor opción que el inversionista tiene en un determinado momento de la etapa del proyecto (continuar, detener, esperar o ampliar un proyecto), mas no la obligación de hacerlo.

Debido a que este tipo de proyectos están condicionados por la volatilidad del precio de la electricidad, ésta se empleó para la evaluación de la flexibilidad que se tendrá en diferentes escenarios que se plantearon para su comparación posterior.

Estos escenarios se desarrollaron mediante el uso de Opciones compuestas, que son opciones cuyo activo subyacente es otra opción.

Aunado a esto, se tomaron en cuenta bases sobre economía de escalas para poder explicar el fenómeno de la expansión e implementación de este tipo de tecnología en el mercado actual en contraste con las curvas de aprendizaje.

4.2 Optimización de modelo de plantas solares termoeléctricas

Para llevar a cabo la evaluación de un programa de plantas solares termoeléctricas para México, se inició estableciendo un modelo estándar de este tipo de tecnología empleando un software especializado. El programa usado fue el Solar Advisor Model (SAM), creado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés).

El programa permite introducir parámetros técnicos y económicos, que posteriormente procesa para poder generar un arreglo optimizado de salida (Ver Figura 11). Dentro de los parámetros de entrada que se pueden ingresar, están:

- a) Climatológicos:
 - a. Archivos generados por otros programas como el EnergyPlus Weather Data (EPW) o Meteorm, los cuales contienen datos actualizados obtenidos de manera satelital del sitio estudiado.
- b) Financieros:
 - a. Duración del estudio
 - b. Tasas de interés
 - c. Tasas de impuestos
 - d. Tasas de escalación
 - e. Depreciación
 - f. Financiamientos ofrecidos por el gobierno

- g. Incentivos
- c) Técnicos:
 - a. Disponibilidad de la planta.
 - b. Campo de helióstatos: ancho y alto de los espejos, tasa de reflectividad, reflectividad del espejo, disponibilidad de los helióstatos, distancia existente entre los helióstatos y la torre.
 - c. Torre y receptor: dimensiones de la torre y del receptor y características termodinámicas como números de paneles, dimensiones de la tubería de transporte, temperaturas del receptor, emisividad, absorptividad, eficiencia de recirculación, flujo máximo en el receptor, la velocidad del mismo, tipo de sal y el material que se usará para la tubería.
 - d. Sistema de almacenamiento: horas de almacenamiento, dimensiones del tanque de almacenamiento, número de tanques, temperaturas de almacenamiento, eficiencia de los tanques y el despacho de las sales almacenadas.
 - e. Turbina: capacidad, eficiencia, temperaturas de entrada y salida, presión de vapor.
 - f. Autoconsumo de energía: energía empleada para el arranque de la planta, consumo de energía para el almacenamiento, enfriamiento de la torre, pérdidas a través de la tubería y por el movimiento de los helióstatos.
- d) Costos:
 - a. Costos de la torre
 - b. Costo de los helióstatos
 - c. Costo del sitio
 - d. Costos del sistema de almacenamiento
 - e. Costos de la turbina
 - f. Costos indirectos
 - g. Costos de operación y mantenimiento

El programa posee un subprograma que permite optimizar la mejor planta solar termoeléctrica de acuerdo a los datos técnicos y climatológicos introducidos. Aunado a esto, los resultados obtenidos por SAM son:

- a) Técnicos: área del terreno requerido, cantidad y orientación de los helióstatos, tamaño del receptor, volumen de sales requeridas, factor de capacidad, balance energético, generación horaria, mensual y anual.
- b) Costos: costos directos e indirectos de la planta, costos nivelados y costos unitarios.

- c) Financieros: tasa interna de retorno, valor presente neto y evaluación financiera anual.

Los resultados financieros los puede mostrar gráficamente o de forma tabular, las cuales pueden exportarse al programa Excel.



Figura 1: Etapas de procesamientos de datos de SAM¹

4.3 Descripción del sistema estudiado

4.3.1 Datos de ingreso

Para poder generar un prototipo adecuado a las condiciones de México, se empleó el programa SAM, previamente descrito, al cual se le ingresaron datos técnicos, climatológicos y económicos actualizados.

¹ Creación propia en base al funcionamiento del programa SAM

Dentro de los parámetros técnicos que se tomaron como referencia, se emplearon algunos de los datos de Solar III como referencia, esto debido a la falta de experiencia que se posee en México con respecto a esta tecnología. La mejor configuración tecnológica de la torre solar termoeléctrica para México, se obtuvo a partir de datos que fueron introducidos en el subprograma de optimización que posee SAM. A continuación se muestran los parámetros introducidos:

Parámetro	Planta de 17 MW	Planta de 51 MW
Tamaño de helióstatos (m ²)	115	148
Altura de la torre (m)	90-150	100-150
Diámetro de receptor (m)	8-10	10-12
Distancia mínima entre los helióstatos y la torre (m)	75	75
Distancia máxima entre los helióstatos y la torre (m)	500	825

Tabla 1: Parámetros de la planta introducidos en el programa SAM²

Otros parámetros técnicos con los que fue alimentada la base de datos de SAM, fueron:

Parámetro	Planta de 17 MW	Planta de 51 MW
Capacidad de turbina (MW)	17	51
Temperatura de entrada de sales (° C)	290	290
Temperatura de salida de sales (° C)	564	564
Horas de almacenamiento (hr)	16	16
Disponibilidad de helióstatos	0.99	0.99
Vida de proyecto (años)	30	30

Tabla 2: Parámetros técnicos para el funcionamiento de la planta en el programa SAM³

Mediante los archivos generados por el programa Meteonorm, se alimentó la base climatológica de SAM para que pudiera establecer la simulación adecuada en el sitio elegido. Se tomó como referencia, la lista de Irradiación Global media en la República Mexicana, publicada en la página de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) para generar las simulaciones en las ciudades con mayor irradiación solar.

A través de SAM, se pueden observar de manera gráfica la radiación normal directa anual de la ciudad evaluada, así como la radiación normal directa de manera mensual, como se muestran en las Figuras 12 y 13 que se muestran a continuación, las cuales muestran esta radiación para la Ciudad Juárez, Chihuahua:

² Creación propia en base al funcionamiento del programa SAM

³ Creación propia en base al funcionamiento del programa SAM



Figura 2: Radiación Normal Directa anual de Cd. Juárez, Chihuahua⁴

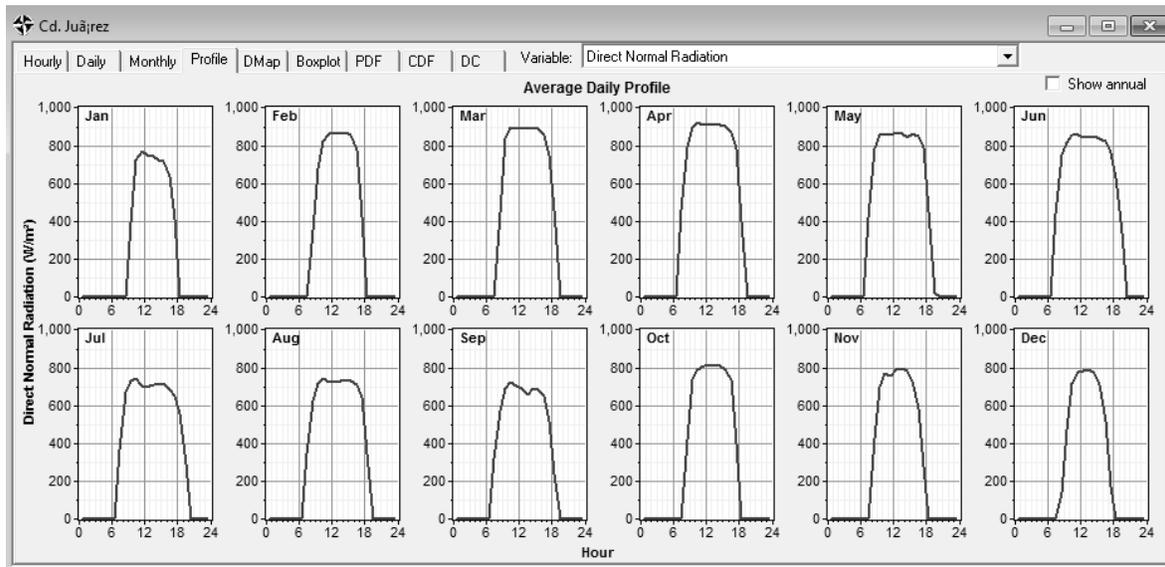


Figura 3: Radiación Normal Directa mensual de Cd. Juárez, Chihuahua⁵

Se continuó con el análisis de los parámetros económicos del proyecto. Se investigó cuáles componentes eran los que representaban los mayores costos, obteniéndose como resultado a los heliostatos y a la turbina. En cuanto a la turbina, el comportamiento de sus costos a través de su construcción continua, se analizó mediante economías de escala, ya que esta tecnología no presenta el fenómeno de curvas de aprendizaje durante este

⁴ Fuente: Obtenido a partir de datos procesados de METEONORM por el programa SAM

⁵ Fuente: Obtenido a partir de datos procesados de METEONORM por el programa SAM

proceso. Para obtener el costo de la turbina, se empleó la fórmula de SOAPP, la cual se muestra a continuación:

Fórmula	Planta de 17 MW	Planta de 50 MW
$Y = 1275.8 (X)^{-0.3145} [=] \$/MW$	523.37	372.78
Donde: X = MWe		

Tabla 3: Fórmula de SOAPP empleada para obtener costos de turbinas⁶

Se consideró que el tamaño de los heliostatos sería igual para ambas plantas. Dentro de los componentes que representan mayor costo para una planta solar termoeléctrica, se encuentran los heliostatos y la turbina. Por este motivo, en el caso de los heliostatos, se analizó el comportamiento de sus costos a través de su construcción continua, mediante curvas de aprendizaje (Ver Tabla 16), ya que éstos no presentan economías de escala durante este proceso. Se tomó como referencia el costo proporcionado por SAM para poder obtener el costo inicial de la siguiente manera:

Fórmula	Heliostatos de 115 m ²
$C_2 = C_1 \left(\frac{S_2}{S_1}\right)^f$	
Donde: C ₂ = \$200.36 S ₂ = 148 m ² S ₁ = 115 m ² f = 0.8	\$210.74

Tabla 4: Fórmula empleada para obtener costos a partir de economías de escala⁷

$$Y = aX^b$$

No. Planta	No. Heliostatos	Heliostatos acumulados	Costo inicial	No. Doblaje	PR	Costo final
1	5200	5200	\$210.74	0.00	0.970 ⁸	210.74
2	5200	10400	\$210.74	1.00	0.970	204.42
3	5200	15600	\$210.74	1.58	0.953	200.81
4	5200	20800	\$210.74	2.00	0.941	198.29

Tabla 5: Resultados obtenidos a partir de la fórmula empleada para curvas de aprendizaje en el costo de los heliostatos⁹

⁶ Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL); Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts; USA, 2003

⁷ Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL); Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts; USA, 2003

⁸ Fuente: Sargent & Lundy LLC Consulting Group

Aunado a esto, dentro del análisis económico, se consideró un costo de Operación y Mantenimiento de \$55/kWe y un costo de terreno de \$20/m², el cual no se modificó del obtenido a través del programa SAM.

Se consideró un financiamiento del 30% de la inversión total. Esto debido a que el plazo de reembolso es muy corto. La parte de inversión, es decir, el 70% restante, es la que refleja el aprendizaje de las plantas y no el financiamiento.

Dentro de los datos financieros, se emplearon las siguientes tasas de descuento:

Tasa	Porcentaje (%)
Tasa de interés	6
Tasa de descuento anual	12

Tabla 6: Tasas empleadas en el modelo económico¹⁰

4.3.2 Datos de salida

Al ingresar todos los datos previamente descritos a SAM, se obtuvo una simulación integral de las plantas solares termoeléctricas, obteniéndose que las cuatro mejores ciudades para generar e iniciar un programa de aprovechamiento de plantas solares termoeléctricas en México son:

Ciudad	Factor de Planta
Ciudad Juárez, Chihuahua	58.3
Nogales, Sonora	48.5
Chihuahua, Chihuahua	48
Mexicali, Baja California	43.1

Tabla 7: Mejores ciudades en México para la instalación de plantas solares termoeléctricas¹¹

El programa permite observar la distribución de los heliostatos en el campo, cuya orientación es alrededor de la torre, agrupándolos principalmente en el norte cuando se trata de ciudades que se encuentran al norte del país, mientras que en ciudades más cercanas al Ecuador, los agrupa hacia el sur de la torre. A continuación se muestra la distribución de los heliostatos para una planta en Cd. Juárez:

⁹ Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL); Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts; USA, 2003

¹⁰ Fuente: Banco de México y CFE

¹¹ Creación propia a partir de la simulación en el programa de SAM

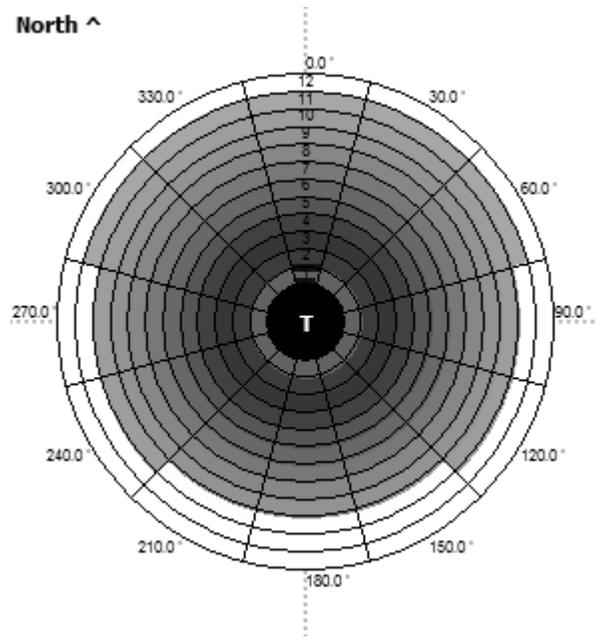
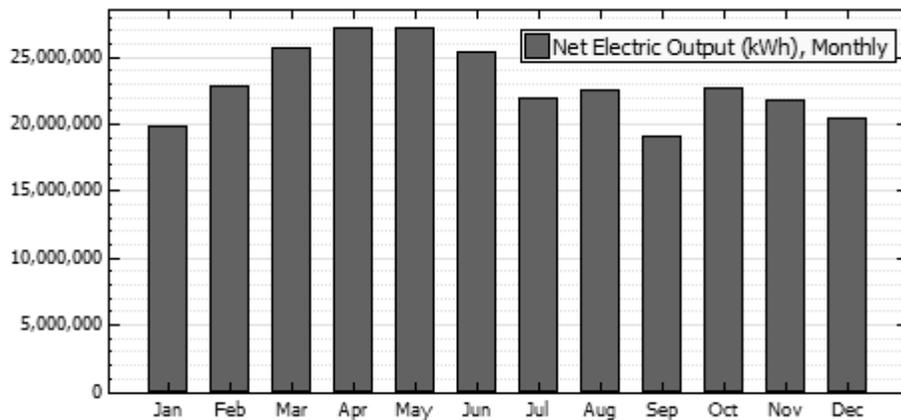


Figura 4: Distribución del Campo de Helióstatos en Cd. Juárez, Chihuahua¹²

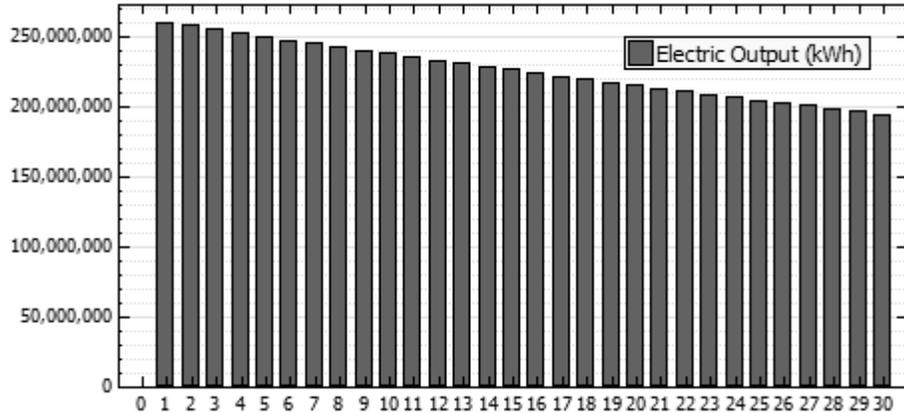
Otro dato de salida es el de generación eléctrica, tanto mensual y durante la vida de la planta, permitiendo observarlo de manera gráfica como se muestra en la siguientes gráficas (Ver Gráfica 12 y Gráfica 13):



Gráfica 1: Generación mensual eléctrica (kWh) de Cd. Juárez, Chihuahua¹³

¹² Fuente: Obtenido a partir de la simulación de datos con el programa SAM

¹³ Fuente: Obtenido a partir de la simulación de datos con el programa SAM



Gráfica 2: Generación anual de electricidad (kWh) en Cd. Juárez, Chihuahua¹⁴

Con estos resultados generados por SAM, se construyó un análisis económico para cada una de las plantas dentro de los programas establecidos.

Para poder establecer los ingresos anuales de las plantas, se asumió una tarifa de \$0.15/kW. Al tratarse de una energía renovable que no genera gases de efecto invernadero (GEI), éste proyecto puede ingresar al programa de Mecanismo de Desarrollo Limpio, y tener la posibilidad de vender bonos de carbono en el mercado actual. Debido a esta ventaja, se calculó la contribución de la venta de bonos de carbono de la siguiente manera:

$$\left(\text{Factor de } \frac{\text{ton } CO_2}{\text{MWh}} \right) \left(\frac{\$}{\text{ton } CO_2} \right) = \left(0.66741 \frac{\text{ton } CO_2}{\text{MWh}} \right) \left(\frac{\$16.78}{\text{ton } CO_2} \right) = \frac{\$11.20}{\text{MWh}}$$

Por lo que la tarifa final se consideró de \$0.162/kW para poder proyectar los ingresos anuales de acuerdo a la generación de cada planta. Así mismo, se asumió una tasa de inflación del 3% anual para convertir dólares constantes a dólares corrientes.

¹⁴ Fuente: Obtenido a partir de la simulación de datos con el programa SAM

4.4 Programas para el aprovechamiento de la energía solar a través del uso de plantas solares termoeléctricas

Se establecieron dos diferentes programas para poder comparar el comportamiento que tenían las economías de escala y las curvas de aprendizaje en la implementación de un programa de plantas solares termoeléctricas en México. Dichos programas consistirían en:

- a) Primer programa: consistiría en la construcción de 48 plantas con una capacidad de 17 MWe para lograr una meta de 816 MWe distribuidos en cuatro ciudades, es decir, 204 MWe en cada una de ellas. Su construcción se realizaría en un período de 6 meses y una vida de planta de 30 años. La distribución de las plantas se realizaría a través de la construcción de las 12 primeras plantas en Cd. Juárez, las siguientes 12 en Nogales, posteriormente se continuaría con la construcción de 12 plantas en Chihuahua y se finalizaría con la instalación de las últimas 12 plantas en Mexicali.
- b) Segundo programa: consistiría en la instalación de 16 plantas con una capacidad de 51 MWe, pero con una etapa de construcción de 18 meses y una vida útil de 30 años. Se instalarían inicialmente cuatro plantas en Cd. Juárez, posteriormente 4 en la ciudad de Nogales, una vez terminadas éstas, se instalarían cuatro plantas en la ciudad de Chihuahua y finalmente, se construirían las últimas cuatro plantas en la ciudad de Mexicali.

Estos programas se configuraron de esta manera para poder comparar los fenómenos de aprendizaje, en el caso de las plantas de 17 MWe, y de economías de escala, en el caso de las plantas de 51 MWe. Se estableció como punto de comparación la capacidad de las plantas, por lo que para que fueran equivalentes, se tendrían que construir tres plantas de 17 MW para por cada planta de 51 MWe.

La construcción de las plantas, tanto de las de 17 MWe como de las de 51 MWe, se realizaría de manera continua. Esto se lograría suponiendo que existiera un acuerdo con un proveedor establecido, que estuviera dispuesto a compartir los beneficios obtenidos del aprendizaje y las economías de escala, ya que se le asignaría la fabricación exclusiva de todas las plantas a lo largo del programa.

Al contar con dicho acuerdo, tanto el contratista como el promotor compartirían los beneficios del aprendizaje y/o de las economías de escala generadas durante la fabricación de esta tecnología.

Esto daría origen a una disminución de los costos en las plantas posteriores a la primera, donde conforme aumente el número de plantas construidas, se generaría la disminución de los costos de las plantas subsecuentes.

Durante la evaluación de VPNc de los diferentes programas, se estableció una tasa anual del 12% y se busca determinar únicamente un valor positivo o negativo para poder determinar si es o no un proyecto prometedor, sin considerar que en un futuro, las condiciones pudieran mejorar (en caso de no ser favorable el escenario) o empeorar (en caso de tener un escenario desfavorable) y que el tomador de decisiones pudiera establecer una decisión racional al respecto.

El análisis a partir de la metodología de OR, se realizó mediante opciones compuestas, lo que implica que al instalar la primera planta, se tiene la opción, mas no la obligación, de instalar una segunda planta, teniendo en cuenta que se tomarán decisiones racionales favorables, y se tendrá un beneficio en la disminución del costo de instalación de la planta. Al pedir la segunda planta, se vuelve a tener la opción, pero no la obligación, de instalar una tercera planta si el escenario es favorable, teniendo una disminución en los costos y así de manera consecutiva. Para esta metodología, se consideraron los siguientes parámetros ajustados (Ver Tabla 19) de acuerdo al tiempo de construcción entre una unidad y la siguiente:

Parámetro	Planta de 17 MW	Planta de 51 MW
r	1.020	1.061
σ	0.045	0.045
u	1.023	1.070
d	0.978	0.935
p	0.934	0.932

Tabla 8: Parámetros de Opciones Reales para las plantas de 17 MW y de 51 MW¹⁵

A través de la metodología de OR, se busca encontrar la flexibilidad que podrían tener estos programas al tener la opción pero no la obligación, de comprometer la instalación de estas plantas en las ciudades con mayor radiación solar. Así como poder obtener la prima que estaría dispuesto el contratista a pagar para poder conservar el esquema establecido previamente.

Un punto importante es el hecho de que al realizar la construcción de la primera planta, ésta da lugar a que se pueda construir la segunda planta sólo si se tiene un escenario favorable, tomando decisiones racionales para poder tener la mejor inversión de éstas.

¹⁵ Fuente: Reinking, A.; Economic Valuation of Multi-Unit Nuclear Plant Programs based on Real Options Analysis; UNAM; Mexico, 2009

El factor más importante en ambas metodologías, que determinará si se trata de proyectos prometedores o no, es el de las tarifas, ya que éstas determinarán los posibles ingresos futuros y por lo tanto la capacidad de poder cubrir los costos directos e indirectos de las plantas.

Los resultados obtenidos de estas evaluaciones y simulaciones se presentarán en el siguiente capítulo claramente en forma gráfica.

Para poder contrastar los programas, se realizó un programa en el que no se contemplara un acuerdo preestablecido entre las partes interesadas de la construcción a futuro de las plantas de 17 MWe y de 51 MWe. En cambio, la instalación de cada una de ellas se realizaría de manera independiente, aunque respetando los periodos de construcción. Esto implica que se omiten los beneficios obtenidos tanto por las economías de escala como por el aprendizaje acumulado.

5. Resultados Obtenidos de la Evaluación a través de la Metodología de VPN y OR

Para mostrar las ventajas que presenta la metodología de Opciones Reales frente a una de las metodologías más empleadas para la evaluación de proyectos (Valor Presente Neto), se realizó una comparación entre ellas. Dichos resultados se muestran en este apartado.

Se podrán observar las limitaciones que presenta la metodología de VPN al no permitir mostrar la flexibilidad que posee el proyecto a lo largo de su vida útil, lo cual lo contrasta la metodología OR, la cual permite visualizar dichas flexibilidades a través del tiempo futuro a través del uso de opciones compuestas.

El uso de los programas de SAM y Meteonorm permitieron generar modelos de plantas actualizadas y bajo condiciones climatológicas certeras y precisas.

5.1 Metodología de VPN

Inicialmente se realizó la evaluación del VPN para obtener los flujos de caja de cada planta como se muestra en la siguiente tabla:

Año	Inversión (M\$)	Generación (GWh)	Tarifa (\$/kWh)	Ingresos (M\$)	O y M (M\$)	Interés (M\$)	Pago (M\$)	Flujo de efectivo (M\$)
Préstamo	104.63							
Inversión	245.61							
0								-245.6
1		261.3	0.16	42.1	14.4	6.3	10.8	17.0
2		258.7	0.17	43.0	14.2	6.0	10.8	18.0
3		256.1	0.17	43.8	14.1	5.7	10.8	18.9
4		253.6	0.18	44.7	13.9	5.4	10.8	19.9
5		251.0	0.18	45.5	13.8	5.1	10.8	21.0
6		248.5	0.19	46.4	13.7	4.8	10.8	22.0
7		246.0	0.19	47.4	13.5	4.4	10.8	23.1
8		243.6	0.20	48.3	13.4	4.0	10.8	24.1
9		241.1	0.20	49.2	13.3	3.6	10.8	25.2
10		238.7	0.21	50.2	13.1	3.2	10.8	26.3
11		236.3	0.22	51.2	13.0	2.7	10.8	27.4
12		234.0	0.22	52.2	12.9	2.2	10.8	28.6
13		231.6	0.23	53.2	12.7	1.7	10.8	29.7
14		229.3	0.24	54.3	12.6	1.2	10.8	30.9
15		227.0	0.24	55.4	12.5	0.6	10.8	32.1
16		224.8	0.25	56.4	12.4	0.0	0.0	44.1
17		222.5	0.26	57.6	12.2	0.0	0.0	45.3
18		220.3	0.27	58.7	12.1	0.0	0.0	46.6
19		218.1	0.27	59.9	12.0	0.0	0.0	47.9
20		215.9	0.28	61.0	11.9	0.0	0.0	49.2
21		213.7	0.29	62.2	11.8	0.0	0.0	50.5
22		211.6	0.30	63.5	11.6	0.0	0.0	51.8
23		209.5	0.31	64.7	11.5	0.0	0.0	53.2
24		207.4	0.32	66.0	11.4	0.0	0.0	54.6
25		205.3	0.33	67.3	11.3	0.0	0.0	56.0
26		203.3	0.34	68.6	11.2	0.0	0.0	57.4
27		201.2	0.35	70.0	11.1	0.0	0.0	58.9
28		199.2	0.36	71.3	11.0	0.0	0.0	60.4
29		197.2	0.37	72.7	10.8	0.0	0.0	61.9
30		195.3	0.38	74.2	10.7	0.0	0.0	63.4
VPN	\$350.24			\$394.8	\$107.8			-\$28.5

Tabla 1: Flujos de Caja para la primera planta de 51 MW en Cd. Juárez, Chihuahua¹

En este análisis se consideró un interés financiero, el cual se obtuvo a partir de considerar una tasa bancaria del 6% anual. En estos programas se contempló un financiamiento que

¹ Creación propia obtenida a partir del método de Valor Presente

cubriría la inversión inicial total de la planta, el cual se liquidaría en 15 años, con una tasa de interés también del 6% anual.

Con estos datos obtenidos, se construyeron tablas con los valores de VPN durante las 16 etapas de construcción de las plantas, tanto para las de 17 MWe como para las de 51 MWe en las cuatro ciudades con mayor radiación solar como se muestra a continuación en la Tabla 21:

VPN	Etapas de construcción															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Inversión	245.6	241.9	240.1	238.8	237.8	237.0	236.3	235.7	235.2	234.7	234.3	234.0	233.6	233.3	233.0	232.7
Ingresos	394.8	394.8	394.8	394.8	394.8	394.8	394.8	394.8	394.8	394.8	394.8	394.8	394.8	394.8	394.8	394.8
O y M	107.8	107.8	107.8	107.8	107.8	107.8	107.8	107.8	107.8	107.8	107.8	107.8	107.8	107.8	107.8	107.8
Pagos Financieros	73.4	72.7	72.1	71.8	71.5	71.2	71.0	70.8	70.7	70.6	70.4	70.3	70.2	70.1	70.0	69.9
Costo de Planta	-28.5	-24.7	-22.5	-21.0	-19.8	-18.9	-18.1	-17.4	-18.7	-18.2	-17.7	-15.4	-15.0	-14.7	-14.3	-14.0

Tabla 2: Valor Presente Neto de las 16 etapas de construcción de plantas de 51 MW en Cd. Juárez, Chihuahua²

5.2 Metodología de OR

Para la evaluación de los programas a partir de la metodología de OR, se recurrió al esquema binomial que tendrían los ingresos mediante el uso de los factores u y d , previamente mencionados, obteniéndose los siguientes resultados mostrados en la Figura 15:

² Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Reales

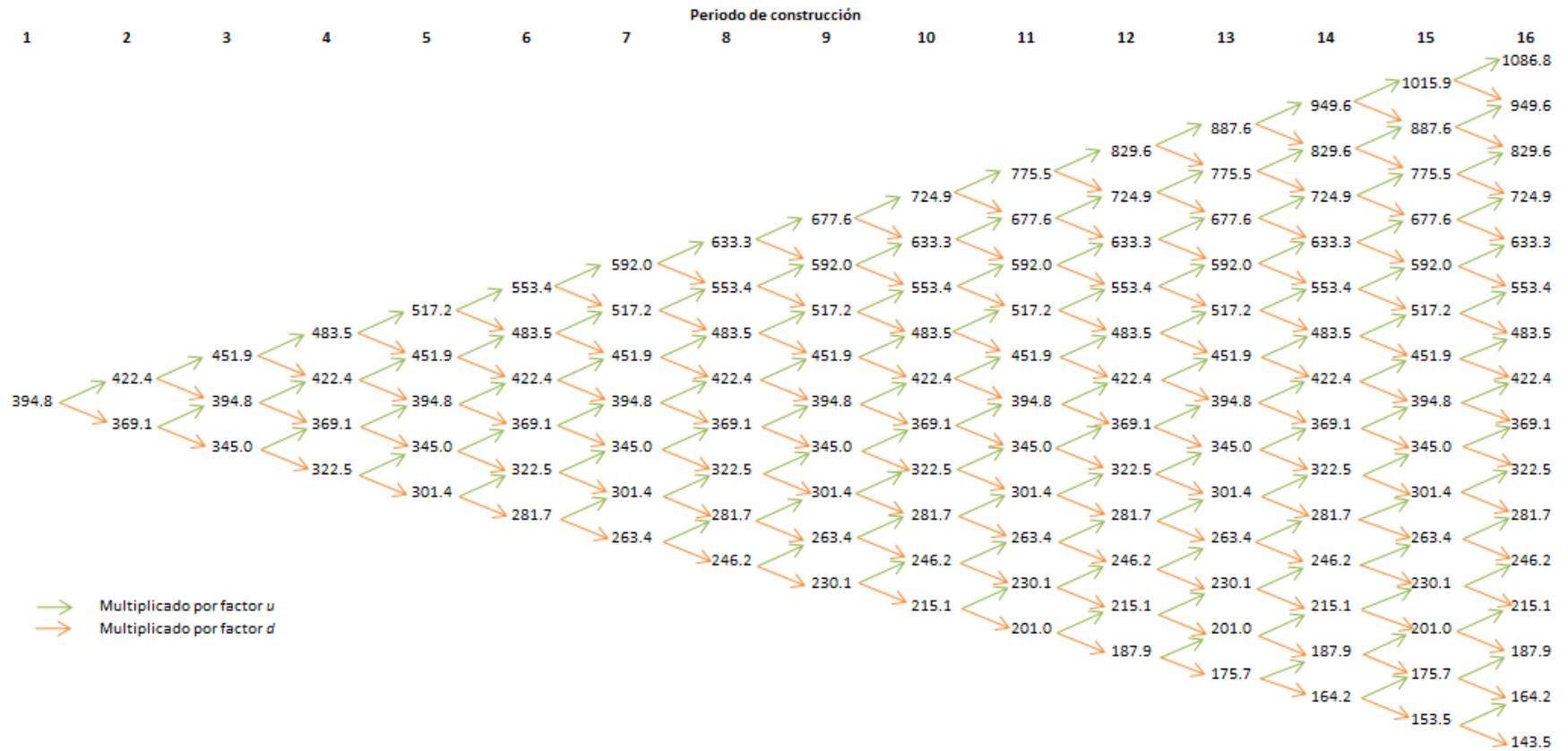


Figura 1: Retícula de Ingresos (M\$) para una planta de 51 MW en Cd. Juárez, Chihuahua³

³ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Reales

De esta misma manera, se obtuvieron las retículas de ingresos para las plantas de las ciudades de Nogales, Chihuahua y Mexicali. Una vez obtenidas estas retículas, se realizó la evaluación mediante opciones compuestas, obteniendo el VPN exp del programa. Es decir, no de manera individual por ciudad, sino la integración de ellas en un solo programa.

Para lograr conformar dicha retícula, se estableció la prioridad por etapas, de los últimos nodos de la última etapa, hacia el inicio de la retícula. Esto quiere decir que de la etapa 13 a la 16, se daría prioridad a las plantas de Mexicali por sobre las demás, de la etapa 9 a la 12, se daría prioridad a las plantas de Chihuahua por sobre las otras, de la etapa 5 a la 11, se daría prioridad a las plantas de Nogales por sobre las demás y de la primera etapa a la 4, se daría la prioridad a las plantas de Cd. Juárez por sobre las otras plantas. En caso de que el resultado fuera negativo o cero en las etapas en las que se priorizara alguna ciudad, se continuaría con la secuencia de ciudades. Por ejemplo, en el caso de que en la etapa 16, la planta de Mexicali no resultara factible, se realizaría la evaluación de una planta en Chihuahua, si no fuera viable (que se obtuviera un valor positivo), se evaluaría entonces Nogales, y en última instancia, Cd. Juárez.

Esto se muestra en las siguientes retículas para el caso en el que se estructure un acuerdo entre las partes interesadas, es decir, entre la compañía que operaría las plantas solares termoeléctricas por un lado y la empresa encargada de su construcción y equipamiento por otro lado; buscando que parte de las reducciones de costos de inversión que logren las segundas, por efecto de aprendizaje, se reflejen en reducciones de costos para las primeras (Ver Figura 16). Esta evaluación se realizó también considerando que se tendría la construcción de las plantas únicamente en Cd. Juárez (Ver Figura 18), o en Nogales (Ver Figura 20), o en Chihuahua (Ver Figura 22) o en Mexicali (Ver Figura 24). Es decir, que no se tendría un programa integral, sino individual para cada ciudad.

Este mismo esquema se realizó para los casos en los que no se contemple dicha consideración de contar con un acuerdo entre las partes interesadas (Ver Figura 17). Se realizó de esta manera para poder obtener la flexibilidad de cada uno de los programas. Al igual que en el caso anterior, se consideró que se tendría la construcción de las plantas sólo en Cd. Juárez (Ver Figura 19), o en Nogales (Ver Figura 21), o en Chihuahua (Ver Figura 23) o en Mexicali (Ver Figura 25).

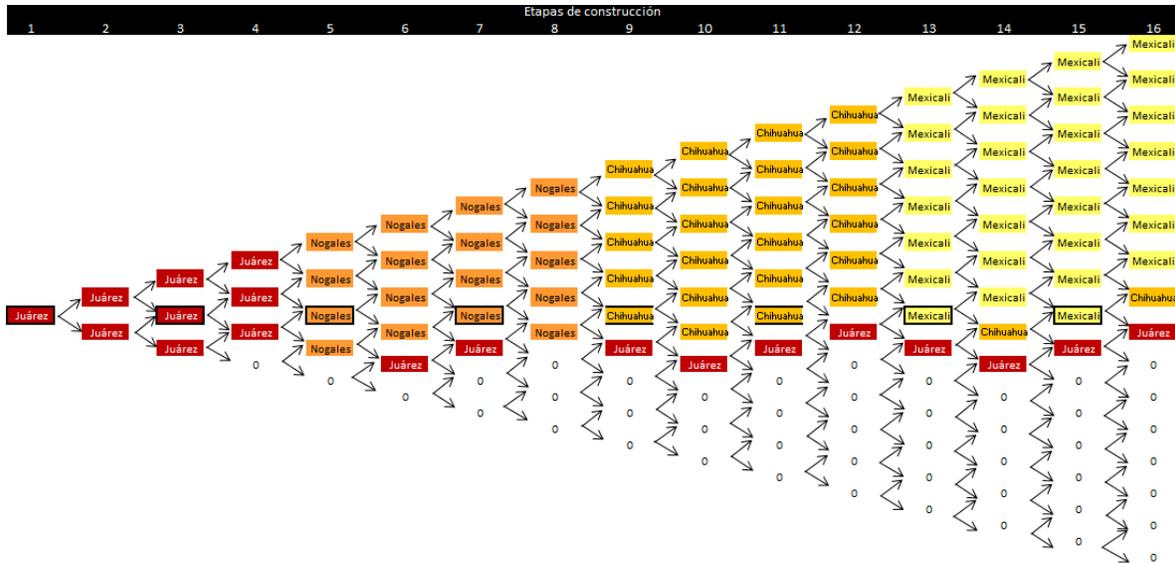


Figura 2: Retícula de Valor Presente Neto Expandido del Programa con Diversificación en 4 ciudades con plantas de 51 MWe considerando un acuerdo entre las partes interesadas⁴

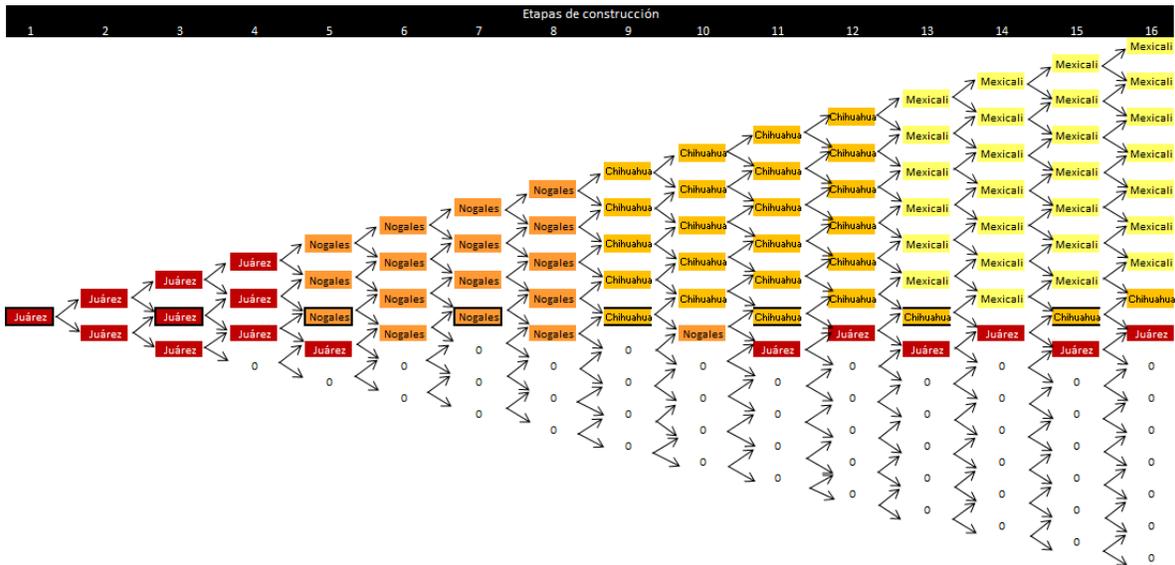


Figura 3: Retícula del Valor Presente Neto Expandido para el Programa con Diversificación en 4 Ciudades con plantas de 51 MWe sin considerar un acuerdo entre las partes interesadas⁵

⁴ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

⁵ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

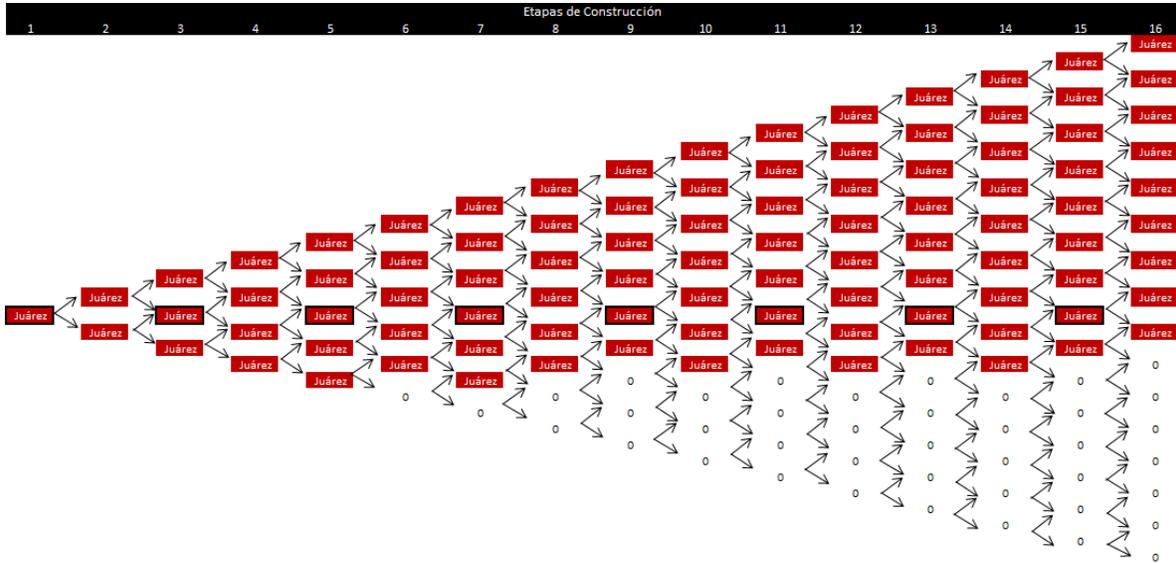


Figura 4: Retícula del Valor Presente Neto Expandido del Programa con Instalación de plantas de 51 MWe únicamente en Cd. Juárez, considerando un acuerdo entre las partes interesadas⁶

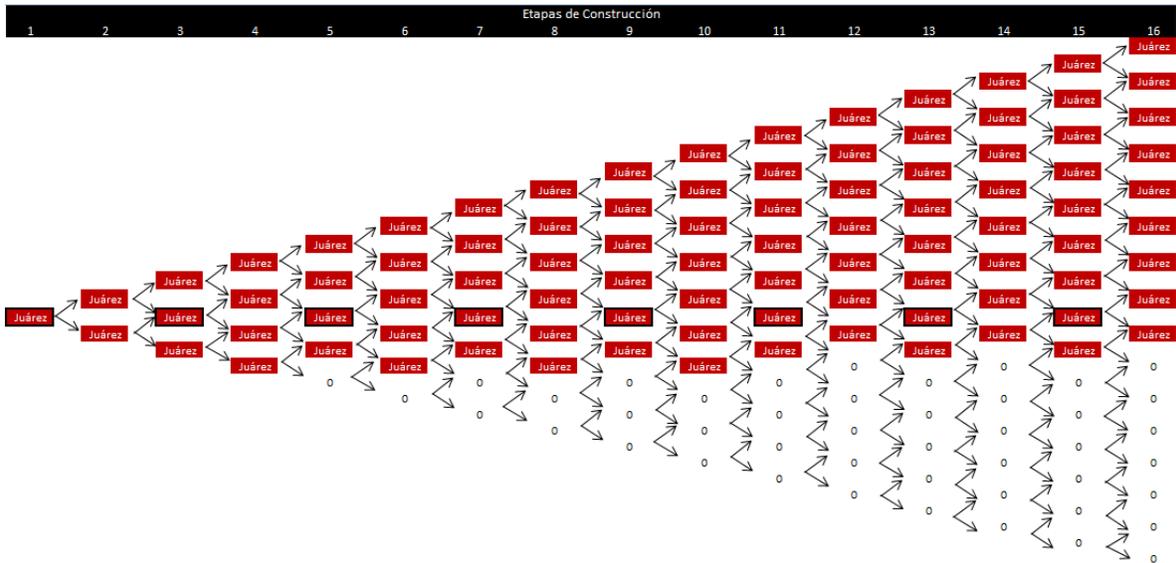


Figura 5: Retícula del Valor Presente Neto Expandido del Programa con Instalación de Plantas de 51 MWe únicamente en Cd. Juárez, sin considerar un acuerdo entre las partes interesadas⁷

⁶ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

⁷ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

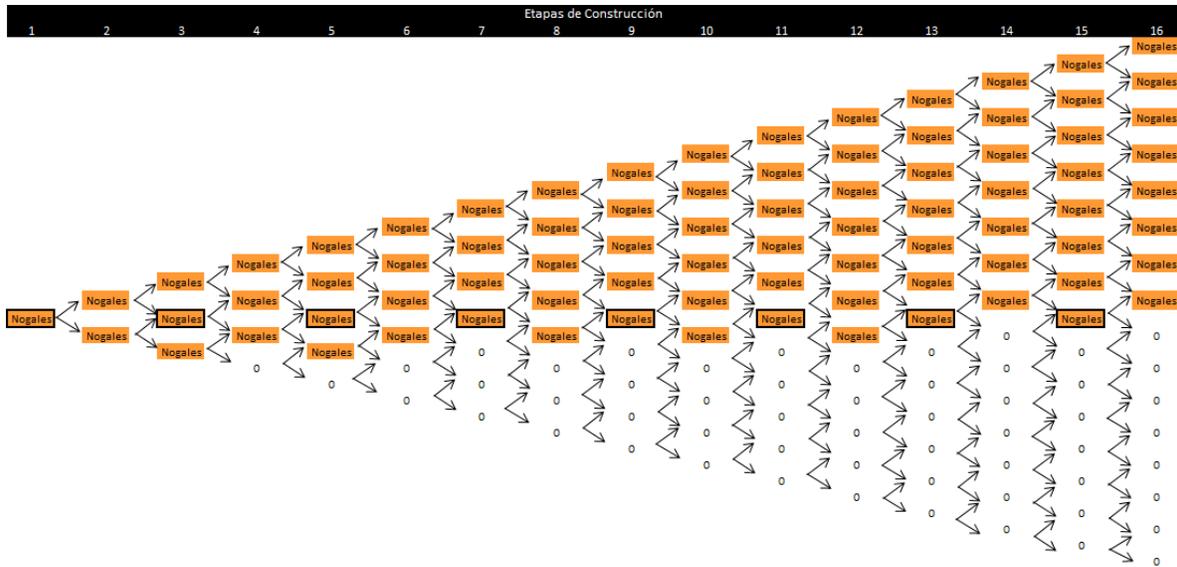


Figura 6: Retícula del Valor Presente Neto Expandido del Programa con Instalación de Plantas de 51 MWe únicamente en Nogales, considerando un acuerdo entre las partes interesadas⁸

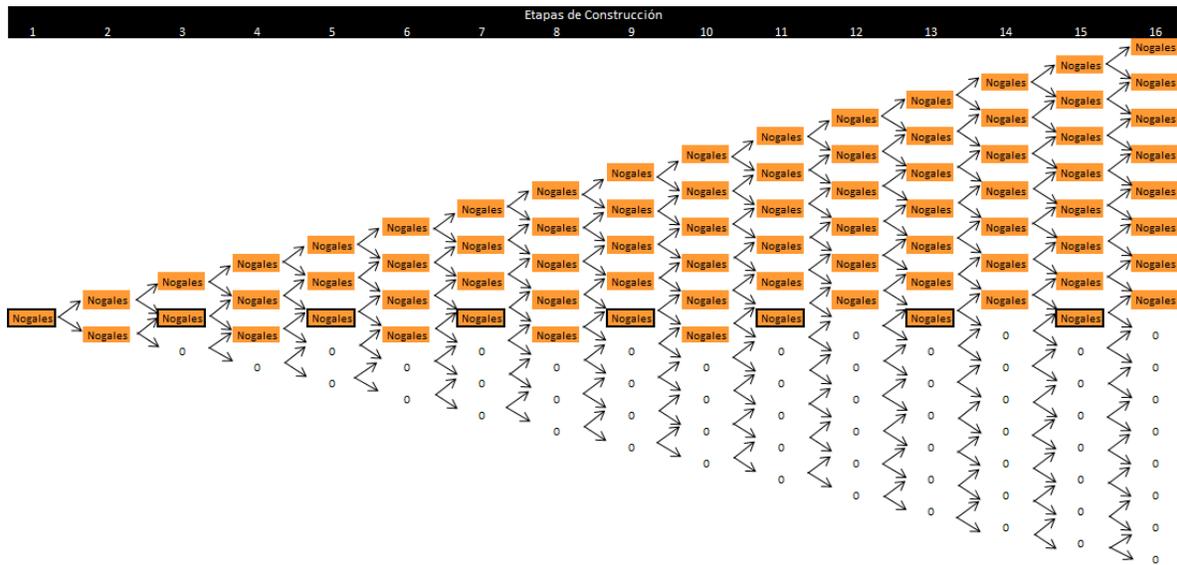


Figura 7: Retícula del Valor Presente Neto Expandido del Programa con Instalación de Plantas de 51 MWe únicamente en Nogales, sin considerar un acuerdo entre las partes interesadas⁹

⁸ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

⁹ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

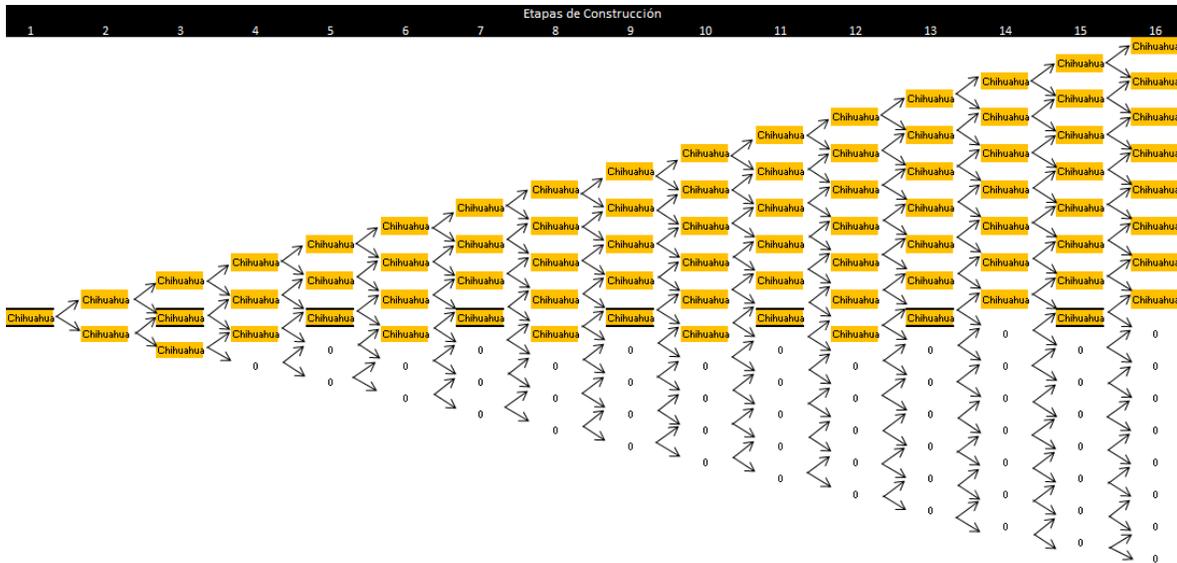


Figura 8: Retícula del Valor Presente Neto Expandido del Programa con Instalación de Plantas de 51 MWe únicamente en Chihuahua, considerando un acuerdo entre las partes interesadas¹⁰

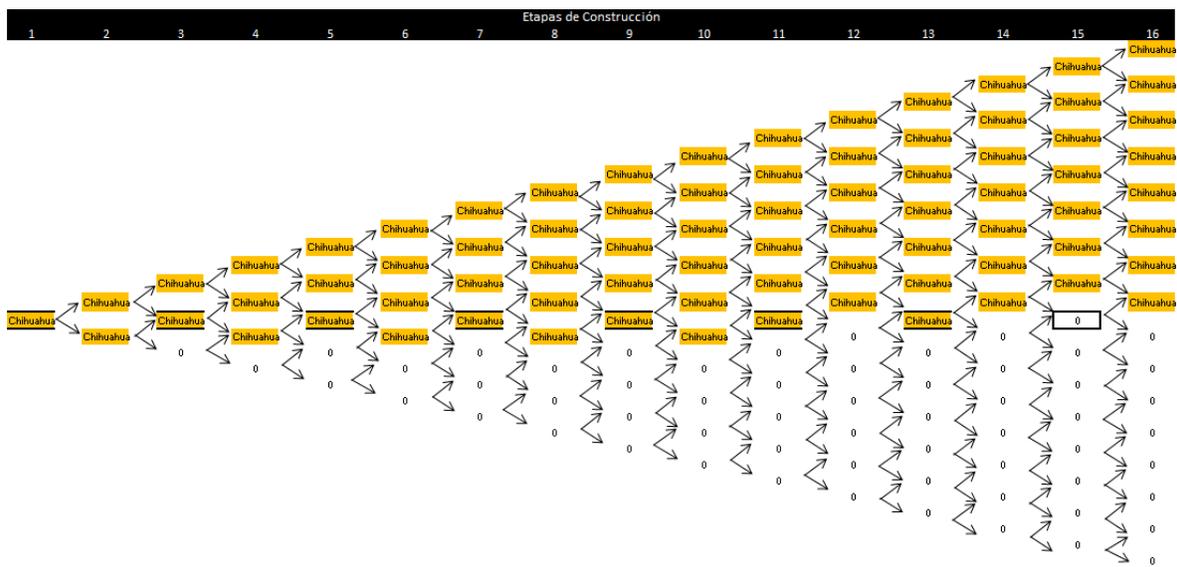


Figura 9: Retícula del Valor Presente Neto Expandido del Programa con Instalación de Plantas de 51 MWe únicamente en Chihuahua, sin considerar un acuerdo entre las partes interesadas¹¹

¹⁰ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas
¹¹ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

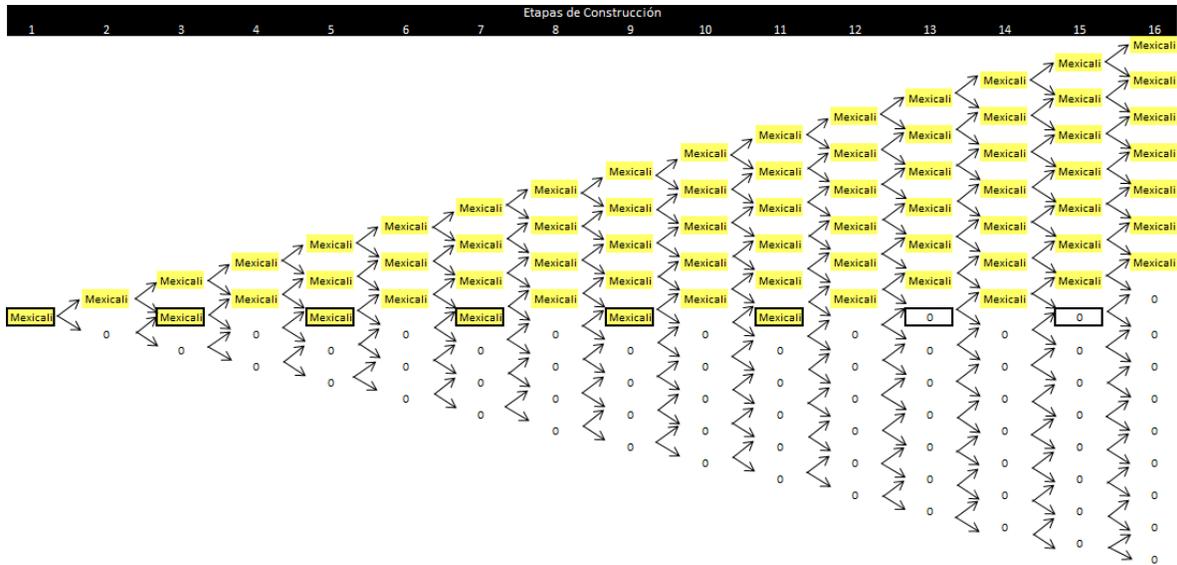


Figura 10: Retícula del Valor Presente Neto Expandido del Programa con Instalación de Plantas de 51 MWe únicamente en Mexicali, considerando un acuerdo entre las partes interesadas¹²

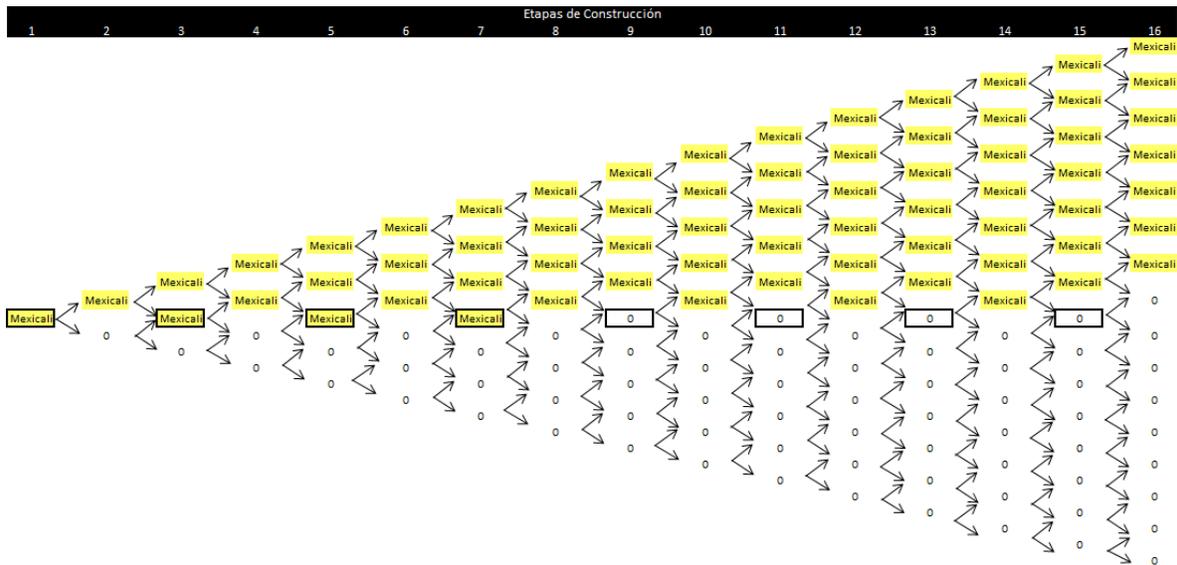
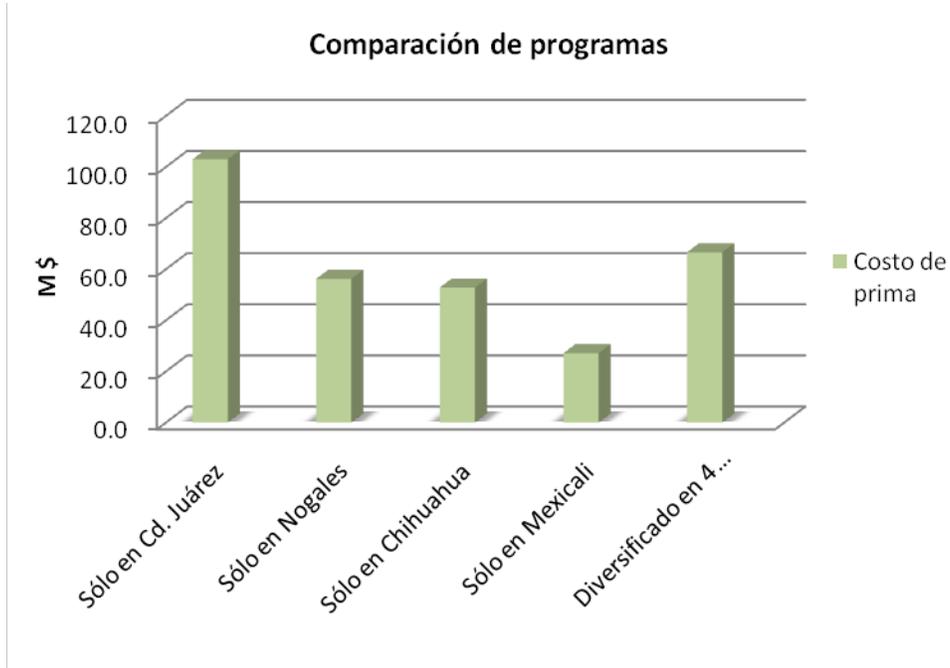


Figura 11: Retícula del Valor Presente Neto Expandido del Programa con Instalación de Plantas de 51 MWe únicamente en Mexicali, sin considerar un acuerdo entre las partes interesadas¹³

¹² Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

¹³ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas



Gráfica 1: Comparación entre los diferentes programas para la instalación de 816 MW¹⁶

Una vez obtenidos los resultados y al haber sido analizados, se pueden establecer conclusiones sobre todo este análisis. Dichas conclusiones se abordarán en el siguiente capítulo.

¹⁶ Creación propia obtenida a partir de los resultados obtenidos a partir del método de Opciones Compuestas

6. Análisis de los resultados obtenidos

Mediante la evaluación de VPNC, se observa que no se trata de programas prometedores, tanto de las de 17 MWe y las de 51 MWe en ninguna de las ciudades evaluadas. Y al tratarse de plantas que no generarán ningún beneficio económico al inversor, de acuerdo a este método, serían descartadas sin duda alguna.

Sin embargo, no contemplan posibles escenarios favorables o desfavorables ni tampoco la posibilidad de una decisión racional por parte del tomador de decisiones en caso de presentarse alguno de dichos escenarios para poder obtener la mejor opción que se tenga en dicho momento.

Esta flexibilidad de prever posibles fluctuaciones de los ingresos (influenciados principalmente por las tarifas) a lo largo de la extensión del programa, así como la toma de decisiones racionales favorables de acuerdo a dichas circunstancias, las contempla la metodología de OR.

Mediante dicha metodología, como se mencionó previamente, al emplear las plantas de 17 MW, se observó que el modelo se forzaba y arrojaba resultados negativos, esto debido principalmente a que las plantas de esta capacidad son más caras que las de 51 MWe. Aunado a esto, al integrarlas en un programa para la diversificación en 4 ciudades, su construcción se vuelve menos viable debido a la disminución de radiación solar en las ciudades posteriores a la primera, dado que no se obtienen los ingresos suficientes para poder cubrir los costos de operación y mantenimiento y pagos financieros de las plantas.

Este comportamiento se observa en el modelo a través de nodos con valores mayores que los nodos previos dando origen a raíces mayores a 1, y generando valores de u , d y p negativos o mayores a 1.

Este tipo de plantas tiene un aprendizaje mucho mayor que las plantas de 51 MWe y carecen por completo de los beneficios que pudieran obtenerse a partir de las economías de escala.

En cuanto al programa que contempla las plantas de 51 MWe, el cual cuenta con los beneficios de las economías de escala principalmente y con muy poco de los beneficios obtenidos a través de las curvas de aprendizaje, se observa que mediante la metodología de OR, al integrar las plantas en un programa, considerando fluctuaciones favorables y desfavorables de las tarifas, se obtiene un resultado positivo. Esto es debido a que se considera la opción más no la obligación de instalar plantas a futuro.

Una de las características de la retícula es que los nodos que están de manera paralela y al mismo nivel que el nodo inicial, tienen el mismo valor. En este caso, la tarifa es la misma (al valor inicial) a lo largo de estos nodos que generan una horizontal a lo largo del periodo de construcción, dividiendo por la mitad (de manera horizontal) la retícula. Este comportamiento considera que por encima de dichos nodos intermedios, las tarifas van aumentando de acuerdo al factor u . Mientras que la mitad por debajo de los nodos centrales, las tarifas van disminuyendo a partir del valor inicial de acuerdo al factor d .

6.1 Análisis de las Primeras 4 Etapas de Construcción de los diferentes Programas

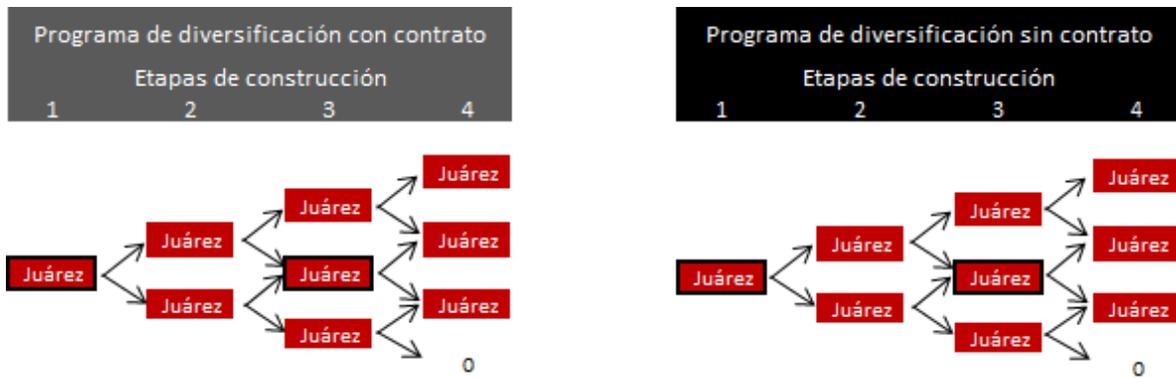
6.1.1 Programa de diversificación

Analizando las primeras etapas se puede observar que el Programa de Diversificación que contempla un acuerdo entre las partes interesadas, muestra la construcción de plantas de 51 WM en todos los nodos a excepción del último nodo de la etapa 4. Observando el mismo programa, pero sin contemplar dicho acuerdo, se observa un comportamiento similar al previamente descrito.

Este comportamiento se debe a que no se alcanzan a cubrir los costos de las plantas en el caso de la disminución de tarifas. A pesar de que en ambos casos se tenga el mismo resultado en cuanto a la construcción de plantas, el programa que cuenta con un acuerdo con el proveedor, posee un mayor beneficio de alrededor del 30% o más en comparación del programa que carece de un acuerdo.

Esta diferencia se debe a que al contar con un acuerdo, se disminuyen los costos de las plantas debido al aprendizaje y a las economías de escala que el proveedor estaría dispuesto a compartir.

Esto se puede observar en la Figura 28 que se muestra a continuación:



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 1: Primeras Cuatro Etapas de Construcción del Programa de Diversificación para la Instalación de Plantas Solares Termoeléctricas¹

6.1.2 Programa de Construcción únicamente en Cd. Juárez

En cuanto al Programa de construcción únicamente en Cd. Juárez, éste muestra la construcción de plantas de 51 MWe en todos los nodos de las etapas, tanto si se cuenta o no con un acuerdo entre las partes interesadas.

Al igual que en el caso anterior, el comportamiento que da origen a resultados similares, se diferencia en que el programa que cuenta con un acuerdo, posee un mayor beneficio económico que el que carece de éste debido a las economías de escala y al aprendizaje.

En este caso, la disminución de tarifas no es un factor que influya ya que al poseer una mayor radiación, se alcanza a cubrir los costos debido a una mayor generación eléctrica.

Esto puede observarse en la figura 29 que se muestra a continuación:

¹ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas



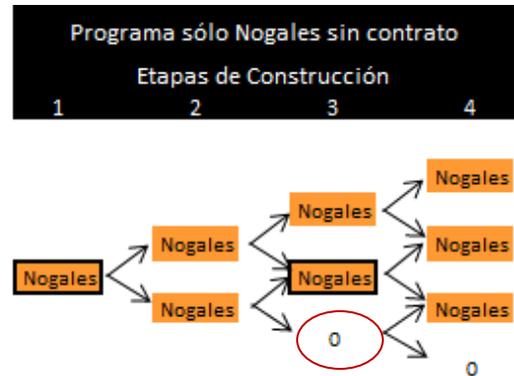
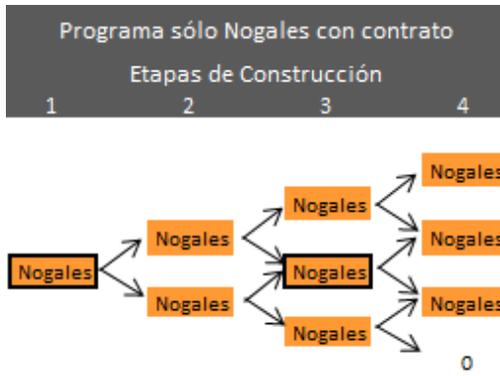
*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 2: Primeras Cuatro Etapas de Programa de Construcción sólo en Cd. Juárez²

6.1.3 Programa de Construcción únicamente en Nogales y Programa de Construcción únicamente en Chihuahua

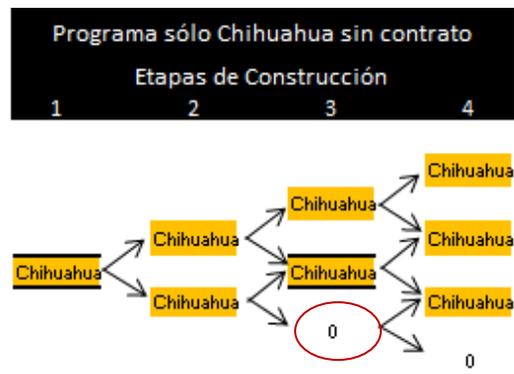
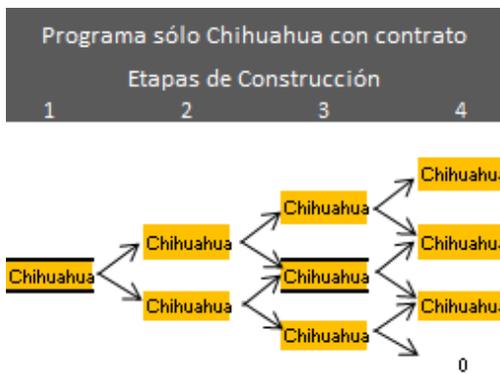
Las evaluaciones de la ciudad de Chihuahua y Nogales mostraron similitudes en sus características (siendo Nogales es ligeramente mejor), por lo que el comportamiento de construcción de plantas se muestra de manera similar en ambas ciudades. Pero es en estas ciudades donde se observa un comportamiento diferente cuando se posee un acuerdo que cuando no se tiene. En el primer caso, se observa que la construcción de las plantas se realizaría de una manera similar al programa de diversificación. En el caso de no contar con un acuerdo, se observa que en la etapa 3, no se construiría la planta en caso de tener una disminución de tarifas por debajo del valor original de la misma. En la etapa 4, sólo en el último nodo no se construiría la planta. Este comportamiento se debe a que al no contar con un acuerdo, se carecería de obtener los beneficios del aprendizaje y las economías de escala. Además de esto, otros factores que también influyen, son la disminución de tarifas y una menor radiación solar. Esto ocasiona que no se tenga el suficiente ingreso para poder cubrir el costo de plantas que son más caras que en el caso de tener un acuerdo para obtener una disminución de los precios de las plantas debido al aprendizaje y a las economías de escala. Esto puede observarse en las figuras 30 y 31 que se muestran a continuación:

² Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 3: Primeras Cuatro Etapas de Programa de Construcción sólo en Nogales³



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 4: Primeras Cuatro Etapas de Programa de Construcción sólo en Chihuahua⁴

6.1.4 Programa de Construcción únicamente en Mexicali

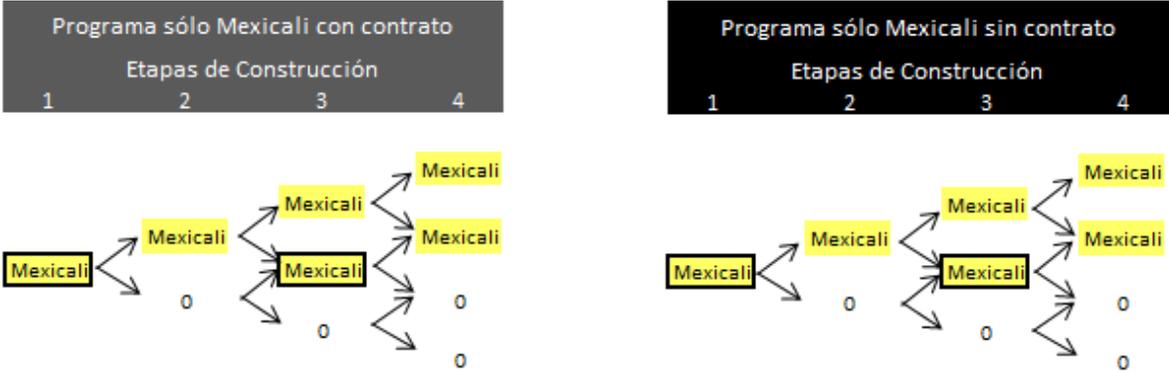
En cuanto al programa de construcción de plantas únicamente en Mexicali, el modelo muestra que la construcción podría realizarse únicamente en el caso de tener un aumento de tarifas o sólo en el caso de que el valor de las tarifas no sufra modificaciones durante estas 4 etapas. Esto quiere decir que sólo sería conveniente la instalación de plantas si el escenario fuera favorable (Ver Figura 32).

No se justifica la instalación de las plantas en caso contrario. Esto se debe a que en la ciudad de Mexicali, se cuenta con la menor radiación de las 4 ciudades, ocasionando una

³ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

⁴ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

generación eléctrica menor, y por ello, no se pueden cubrir totalmente los costos en el caso de un escenario desfavorable. Este comportamiento es similar en caso de contar o no con un acuerdo entre las partes interesadas. Que como en casos anteriores, se tiene un mayor beneficio el contar con un acuerdo que careciendo de éste, debido a los beneficios que se obtienen por las economías de escala y el aprendizaje adquirido.



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 5: Primeras Cuatro Etapas de Programa de Construcción sólo en Mexicali⁵

⁵ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

6.2 Análisis del Segundo Periodo de Construcción de los diferentes Programas

6.2.1 Programa de Diversificación

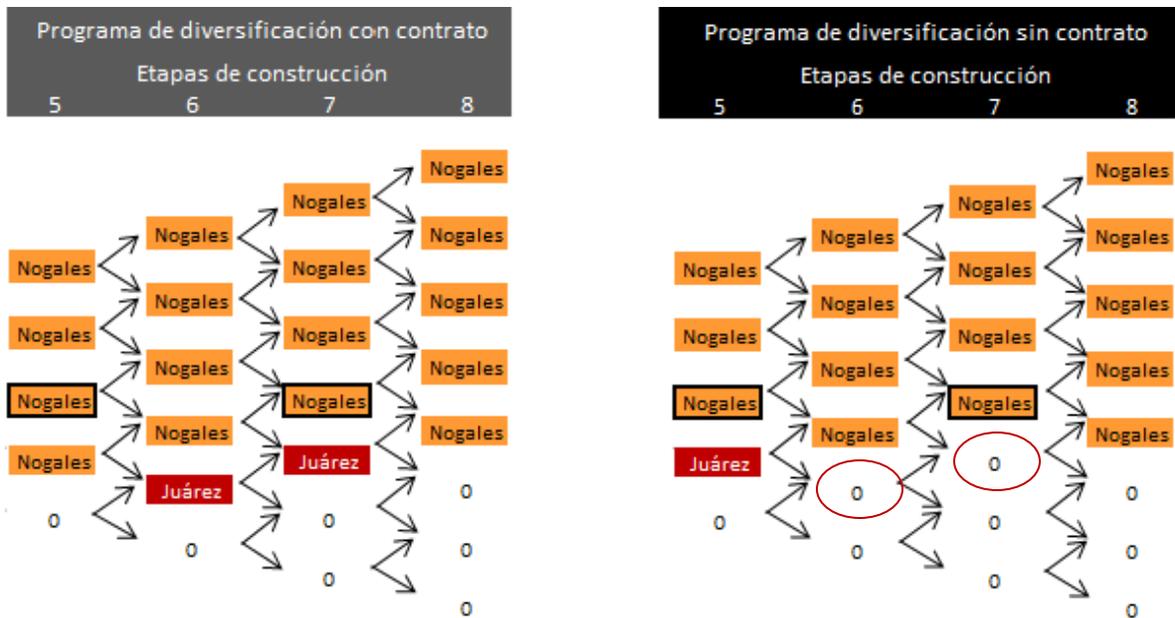
Éste periodo comprende de las etapas 5 a la 8. En el programa de diversificación se observa que para un escenario favorable (en el que las tarifas aumenten su valor), se observa que se puede diversificar la construcción de las plantas en la ciudad de Nogales. Este comportamiento se observa que es similar en caso de contar o no con un acuerdo con el proveedor.

En el caso de tener un escenario desfavorable, y considerando tener un acuerdo, se contempla la instalación de una planta en Nogales durante la etapa 5, pero ya no en el último nodo. Durante la etapa 6, se justificaría la construcción de una planta en Nogales y otra en Cd. Juárez, pero ya no en el último nodo. En la etapa 7, sólo se contempla la construcción en Cd. Juárez, pero ya no en los últimos 2 nodos. Finalmente, en la última etapa de este periodo, sólo se justificaría la construcción de una planta en Nogales, pero ya no en los últimos 3 nodos.

En el caso de no contar con un acuerdo y durante un escenario desfavorable, se observa que en la etapa 5 sólo se justifica la construcción de una planta en Cd. Juárez, pero ya no en el último nodo. En la etapa 6 sólo se construiría una planta en Nogales, pero ya no en los últimos 2 nodos. En la siguiente etapa no se justifica ninguna planta. En la etapa 8 sólo se justifica la construcción de una planta en Nogales, pero no en los últimos 3 nodos.

La diversificación se puede lograr si los ingresos permiten cubrir los costos de las plantas. En el caso de las opciones que se tienen de la construcción de plantas en Cd. Juárez en vez de la ciudad de Nogales se deben a que en el caso de tener un escenario desfavorable, la ciudad que podría cubrir los costos sería Cd. Juárez, ya que posee una mayor radiación, y por lo tanto, una mayor generación de electricidad, con la cual se pueden cubrir los costos a pesar de dicha situación, contrariamente a Nogales, la cual no lograría esto por sus características climatológicas.

Esto se observa en la figura 33, la cual se muestra a continuación:



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 6: Etapas de la 5 a la 8 del Programa de Diversificación para la Instalación de Plantas Solares Termoeléctricas⁶

6.2.2 Programa de Construcción únicamente en Cd. Juárez

En el Programa para la construcción única en Cd. Juárez, considerando tanto si se cuenta o no un acuerdo con el proveedor, y teniendo un escenario favorable, se observa la construcción de plantas en todos los nodos.

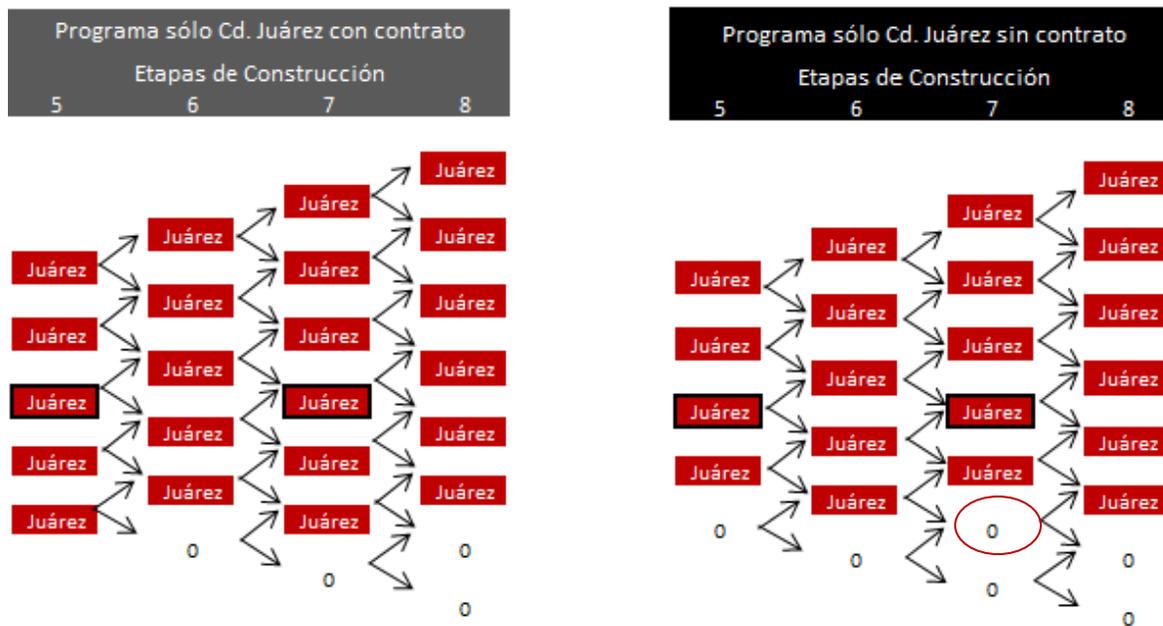
En el caso de tener un escenario desfavorable y contando con un acuerdo, se observa que en la etapa 5, se realizaría la construcción de las plantas en todos los nodos. En las etapas 6 y 7, sólo en el último nodo no se realizaría la instalación de las plantas. En la etapa 8 sólo en los 2 últimos nodos no se construirían plantas.

Mientras que al tener el mismo escenario, pero sin tener un acuerdo, se observa que en la etapa 5, en el último nodo no se realizaría la construcción de una planta. En la etapa 6 no se instalaría una planta en el último nodo. En las etapa 7 y 8, no se realizaría la construcción en los últimos 2 nodos.

⁶ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

Este comportamiento se debe a que al contar con un acuerdo, las plantas disminuirían sus costos al beneficiarse por el aprendizaje y las economías de escala, dando oportunidad a tener una mayor construcción de plantas, mientras que en caso contrario, esto se ve restringido.

Esto se puede observar en la figura 34 que se muestra a continuación:



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 7: Etapas de la 5 a la 8 del Programa de Construcción única en Cd. Juárez para la Instalación de Plantas Solares Termoeléctricas⁷

6.2.3 Programa de Construcción únicamente en Nogales

Durante estas etapas, se puede observar que en el caso de contar o no con un acuerdo con el proveedor, la construcción de las plantas se realizará siempre y cuando se tenga un escenario favorable o si las tarifas conservan el valor inicial durante este periodo.

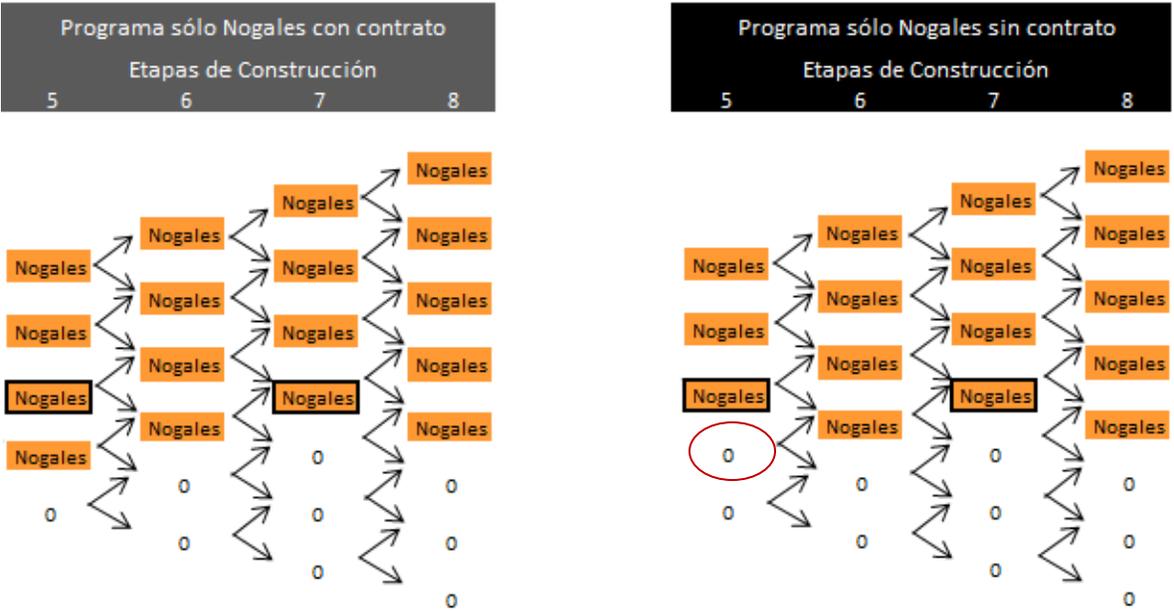
En el caso contrario, y de contar con un acuerdo, en la etapa 5 se observa que en el último nodo, no se justificaría la construcción de una planta. En la etapa 6, en los últimos 2 nodos, no se instalarían plantas. Y en las etapas 7 y 8, no se realizaría la construcción de las plantas en los últimos 3 nodos.

⁷ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

Si no se contara con un acuerdo, y además, se tuviera un escenario desfavorable, no se construirían plantas en los últimos 2 nodos de la etapa 5 y 6. Mientras que en las etapas 7 y 8 no se justificaría la construcción de las plantas para los últimos 3 nodos.

Este comportamiento se debe a que al contar con un acuerdo, se podría tener el beneficio generado por el aprendizaje y las economías de escala, dando oportunidad a tener una mayor construcción de plantas. En cambio, si se carece de un acuerdo, esto se ve limitado tanto por la disminución de tarifas y por carecer de dichos beneficios, ocasionando que no se puedan cubrir los costos de las plantas.

Esto se puede observar en la Figura 35, que se muestra a continuación:



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 8: Etapas de la 5 a la 8 del Programa de Construcción única en Nogales para la Instalación de Plantas Solares Termoeléctricas⁸

⁸ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

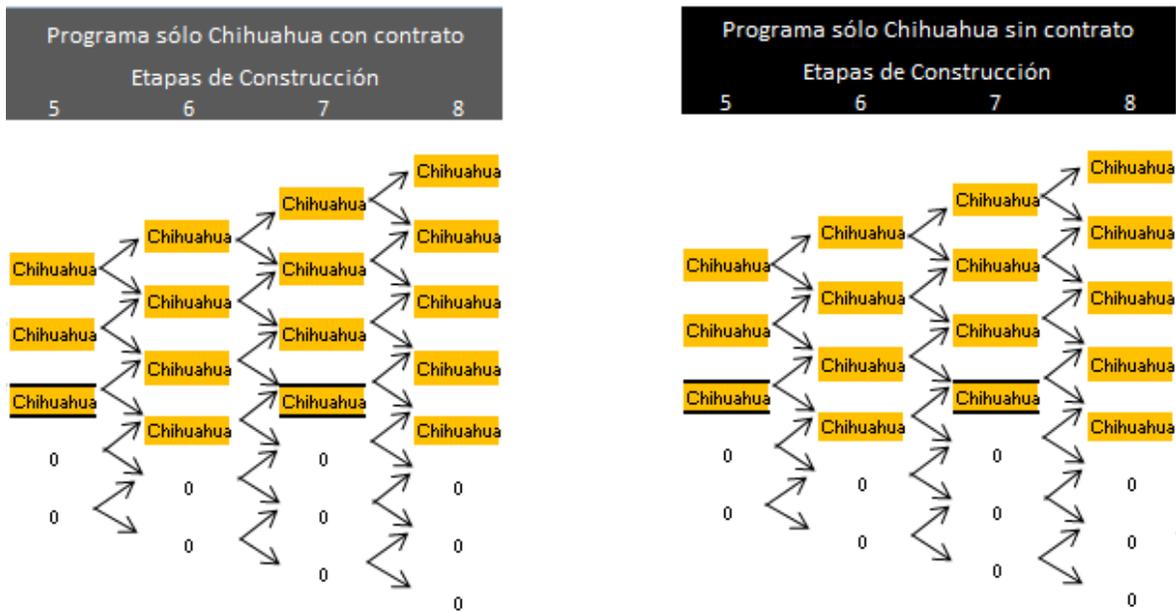
6.2.4 Programa de Construcción únicamente en Chihuahua

Al analizar el Programa de Construcción sólo en la ciudad de Chihuahua, se observa que al tener un acuerdo con el proveedor, teniendo un escenario en favorable o manteniendo el valor inicial de las tarifas, la instalación de las plantas se realiza en todos los nodos que comprenden este periodo.

De la misma manera se observa este comportamiento en caso de carecer de dicho acuerdo. Sin embargo, al tener un escenario desfavorable, y teniendo o no un acuerdo con el proveedor, se observa que durante la etapa 5 y 6 no se justificaría la construcción de plantas durante los últimos 2 nodos. Mientras que en las etapas 7 y 8 no se contemplaría la instalación de plantas para los últimos 3 nodos.

Este comportamiento se debe a que esta ciudad cuenta con una menor radiación solar, ocasionando que los ingresos no alcancen a cubrir los costos de las plantas. Y aunque a simple vista pareciera que tener acuerdo o no dan como resultado las mismas opciones de construcción, numéricamente, son diferentes, siendo más favorable (de por lo menos el 30%; en algunos casos, el porcentaje es mayor) el caso en el que se cuenta con un acuerdo que al carecer de éste.

Esto se origina por los beneficios que se obtienen tanto del aprendizaje, como de las economías de escala que estaría dispuesto a compartir el proveedor. Esto se observa en la figura 36, la cual se muestra a continuación:



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 9: Etapas de la 5 a la 8 del Programa de Construcción única en Chihuahua para la Instalación de Plantas Solares Termoeléctricas⁹

6.2.4 Programa de Construcción únicamente en Mexicali

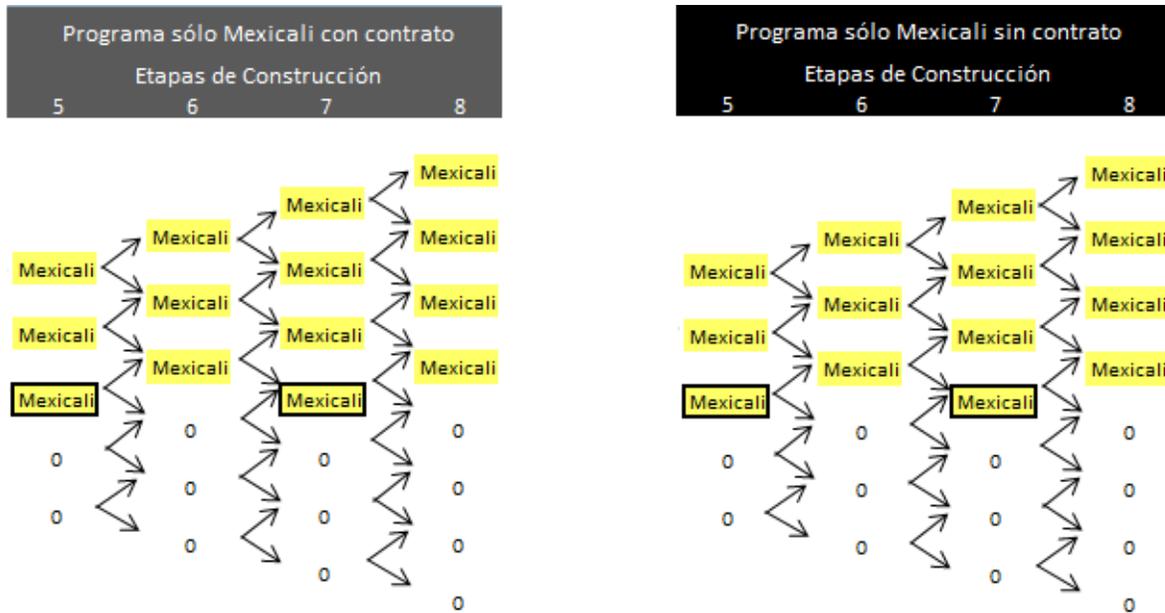
Al analizar el Programa de Construcción única en Mexicali, se observa que tanto en el caso de contar con un acuerdo, como en el caso contrario, sólo se pueden realizar las instalaciones de las plantas si se tiene un escenario favorable o se conserva el valor inicial de las tarifas durante este periodo.

En caso de tener un escenario desfavorable, no se justificaría la instalación de las plantas durante este periodo.

Al igual que en el caso anterior (Programa de Construcción única en Chihuahua), aunque a simple vista parezca que se tiene el mismo resultado si se cuenta o no con un acuerdo con el proveedor, se tiene una diferencia en cuanto a los costos de las plantas de por lo menos un 30%, ya que en algunos casos la diferencia es mayor.

Esto puede observarse en la figura 37 mostrada a continuación:

⁹ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 10: Etapas de la 5 a la 8 del Programa de Construcción única en Mexicali para la Instalación de Plantas Solares Termoeléctricas¹⁰

6.3 Análisis del Tercer Periodo de Construcción de los diferentes Programas

6.3.1 Programa de Diversificación

Éste periodo comprende de las etapas 9 a la 12. Al analizar este programa se observa que tanto en el caso de contar con un acuerdo, como en el caso contrario, se puede justificar la construcción de las plantas en la ciudad de Chihuahua siempre y cuando se tenga un escenario favorable (en el caso de que las tarifas aumenten su valor) o se mantengan las tarifas con el mismo valor inicial. Esto implica que es posible realizar la diversificación de esta tecnología en otras ciudades bajo estas circunstancias.

En caso de presentarse un escenario desfavorable (en el que se tenga una disminución de tarifas) y se cuente con un acuerdo, durante la etapa 9 se justificaría la construcción de una planta en Cd. Juárez, mientras que en los últimos nodos, no sería posible en ninguna ciudad. En la etapa 10, se justificaría la construcción de una planta en Chihuahua y otra en Cd. Juárez, mientras que en los últimos 3 nodos no sería posible. En la etapa 11 y 12 se

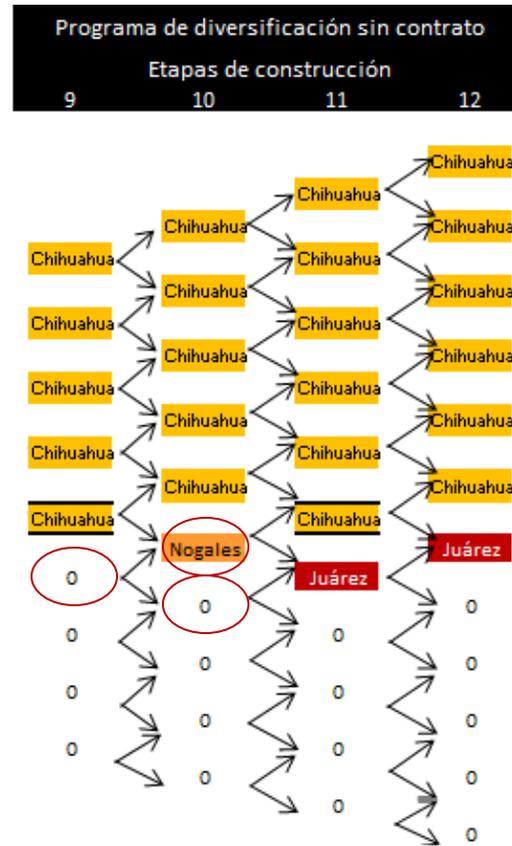
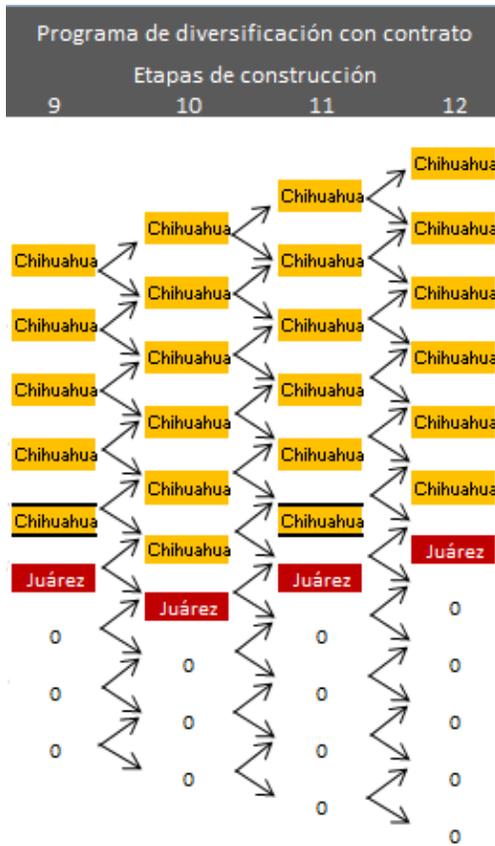
¹⁰ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

justifica la construcción de una planta en Cd. Juárez, mientras que en los últimos nodos esto no sería posible.

Este comportamiento se debe a que Chihuahua posee una menor radiación solar que Cd. Juárez, ocasionando que no se puedan cubrir los costos de nuevas unidades en esta ciudad. Tampoco se justificaría la diversificación en Nogales debido a que ésta y Chihuahua son muy similares en cuanto a la radiación solar, por lo que ocurre lo mismo.

En el caso de no contar con un acuerdo y al presentarse un escenario desfavorable, se observa que en la etapa 9 no se justifica la construcción de ninguna planta. En la etapa 10 se justifica la construcción de una planta en Nogales, pero no en el resto de los nodos. Esto se debe a que los costos no alcanzan a cubrir una planta en Chihuahua, sino en Nogales, que aunque es muy similar, es ligeramente mejor que la ciudad de Chihuahua. Y al carecer de los beneficios de aprendizaje y economías de escala, se reducen las opciones de diversificación. Para la etapa 11 y 12 sólo se justifica la construcción de una planta en Cd. Juárez, pero no en el resto de los nodos.

Durante las etapas 11 y 12 de un escenario desfavorable, se tiene a simple vista, el mismo comportamiento tanto si se tiene o no un acuerdo, sin embargo, es económicamente más favorable si se cuenta con un acuerdo en un 30% aproximadamente. Esto se observa en la Figura 38, la cual se muestra a continuación:



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 11: Etapas de la 9 a la 12 del Programa de Diversificación para la Instalación de Plantas Solares Termoeléctricas¹¹

¹¹ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

6.3.2 Programa de Construcción únicamente en Cd. Juárez

Al analizar estos programas, se observa que en el caso de contar o no con un acuerdo con el proveedor, se justifica la construcción de plantas siempre que se tenga un escenario favorable o se tenga un escenario en el que no se modifique el valor inicial de la tarifa.

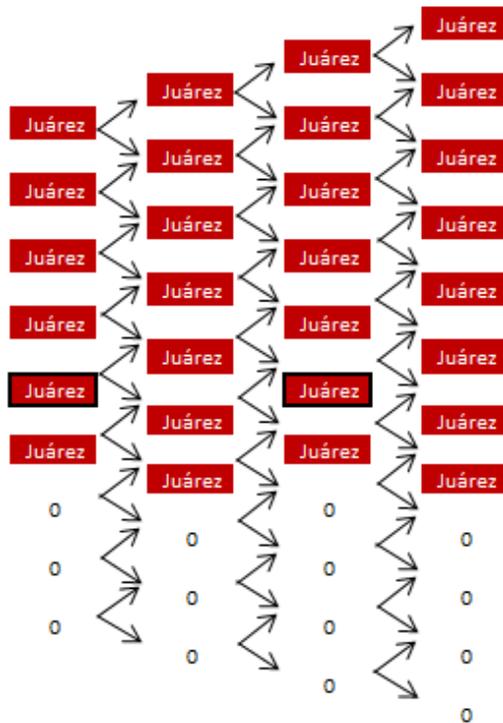
En caso de tener un escenario desfavorable, contando o no con un acuerdo con el proveedor, se observa un comportamiento similar: en la etapa 9 se justifica la construcción de una planta, pero en los últimos 3 nodos, esto ya no es posible. En la etapa 10, se justifica la construcción de 2 plantas, pero lo mismo que en el caso anterior, esto ya no es posible para los últimos 3 nodos. En la etapa 11 sólo es justificable la instalación de una planta, ya que en los últimos 4 nodos, esto ya no es posible.

En cuanto a la última etapa, teniendo un escenario desfavorable y contando con un acuerdo, se observa que se justifica la instalación de 2 plantas, pero no para los últimos 4 nodos. Si no se contara con dicho acuerdo, sólo se justificaría la construcción de una planta, pero no para los últimos 5 nodos.

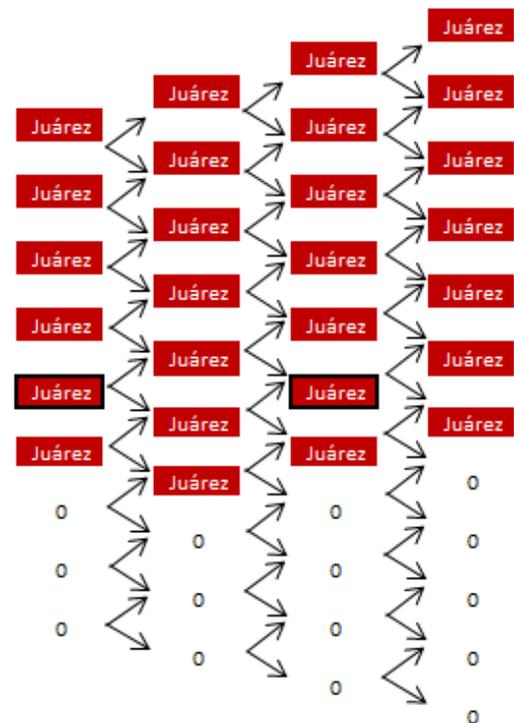
Este comportamiento, que a simple vista, parece igual entre el programa que cuenta con un acuerdo y con el programa que no cuenta con éste, no lo es. Cuando se cuenta con un acuerdo, el proveedor está compartiendo los beneficios que se obtienen del aprendizaje y de las economías de escala, mientras que al carecer de dicho acuerdo, se limitan dichos beneficios. Por lo que las opciones de instalación de plantas en el programa que cuenta con el acuerdo, se tiene un mayor beneficio económico (30%, aunque en algunos casos es mayor este porcentaje) que en el programa que carece de él.

Esto puede observarse en la figura 39, la cual se muestra a continuación:

Programa sólo Cd. Juárez con contrato
Etapas de Construcción
9 10 11 12



Programa sólo Cd. Juárez sin contrato
Etapas de Construcción
9 10 11 12



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 12: Etapas de la 9 a la 12 del Programa de Construcción única en Cd. Juárez para la Instalación de Plantas Solares Termoeléctricas¹²

¹² Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

6.3.3 Programa de Construcción únicamente en Nogales y Programa de Construcción únicamente en Chihuahua

Al analizar las ciudades de Nogales y Chihuahua, se observó una similitud entre ellas en cuanto a la radiación solar, siendo Nogales ligeramente mejor que Chihuahua. Debido a esto, el comportamiento de la construcción de plantas es semejante.

Al tener un escenario favorable (si las tarifas aumentan su valor) y tanto en el caso de contar o no con un acuerdo con el proveedor, se observa que en el Programa de construcción única en Nogales, así como en el Programa de construcción única en Chihuahua, se observa que en las etapas 9 a la 12, se justifica la instalación de las plantas en todos los nodos. Esto mismo también justifica la construcción de dichas plantas en el caso de que las tarifas se mantengan igual que el valor inicial durante este periodo.

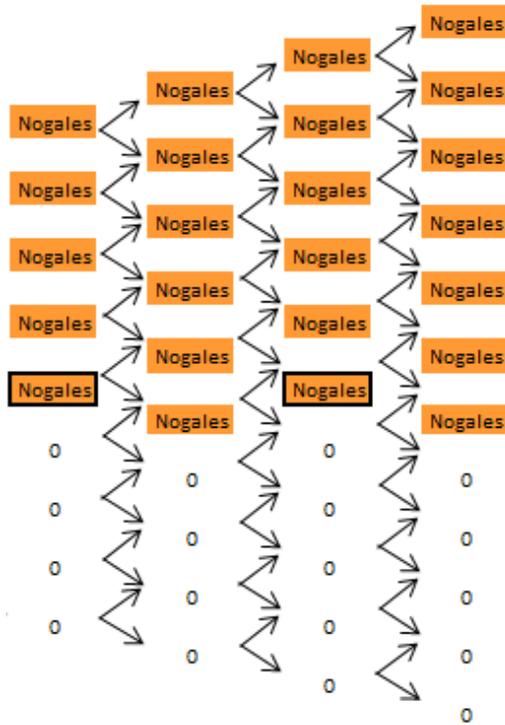
En caso de presentarse un escenario desfavorable (en el que se tenga una disminución de tarifas) y se cuente con un acuerdo con el proveedor, se observa que en las etapas 9 y 11 no se justifica la construcción de ninguna planta, tanto para el caso de la ciudad de Nogales como para Chihuahua. En las etapas 10 y 12 se justifica la instalación de una planta para ambos programas, pero no para los últimos 4 nodos.

En caso de no contar con un acuerdo, bajo el mismo escenario, se observa que las etapas 9, 10 y 11 son similares al caso previamente descrito. Sin embargo, para la última etapa (12), no se justifica la instalación de ninguna planta. Esto se debe a que al carecer de los beneficios del aprendizaje y las curvas de aprendizaje, se limitan las opciones de instalación de plantas.

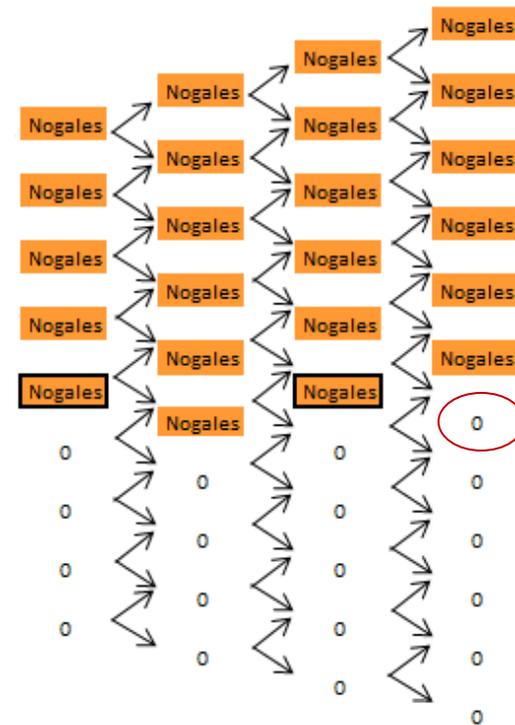
Este comportamiento se debe a que se carece del beneficio otorgado por el aprendizaje y las economías de escala que sí se poseen en el caso de contar con un acuerdo. Y a pesar de que durante las etapas de la 9 a la 11 se observen comportamientos similares, tanto del programa que cuenta con un acuerdo como del que carece de éste, realmente no lo son. Esto se debe a que el programa que tiene un acuerdo es 30% (en algunos casos, el porcentaje es mayor) más benéfico económicamente que el que carece de éste.

Esto se muestra en las Figuras 40 y 41, las cuales se muestran a continuación:

Programa sólo Nogales con contrato
Etapas de Construcción
9 10 11 12



Programa sólo Nogales sin contrato
Etapas de Construcción
9 10 11 12

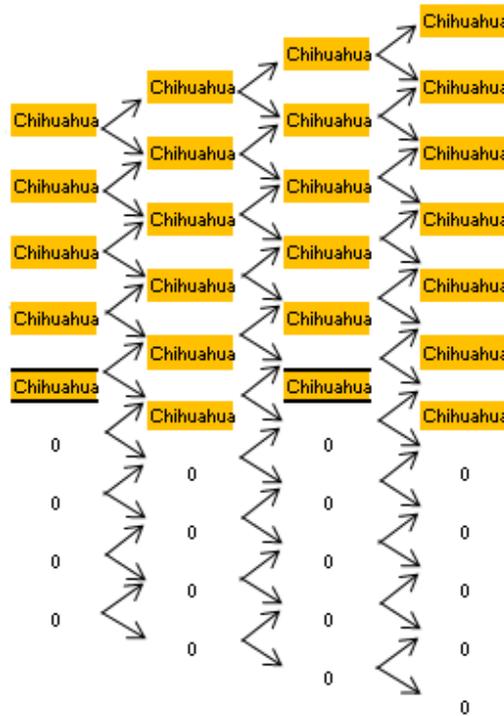


*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

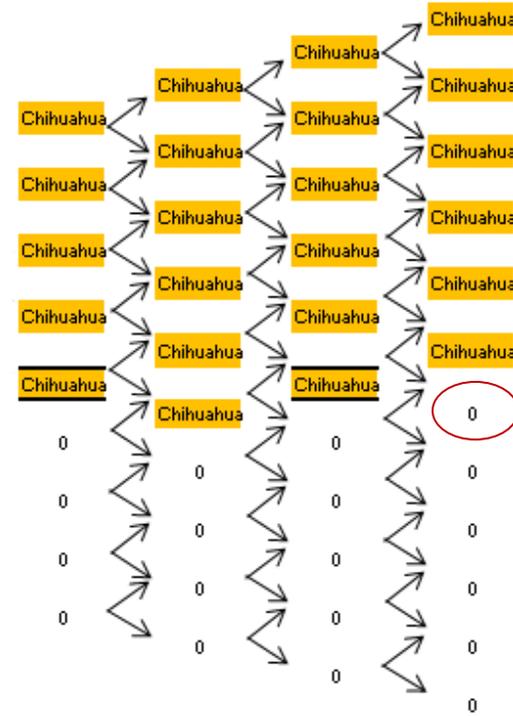
Figura 13: Etapas de la 9 a la 12 del Programa de Construcción única en Nogales para la Instalación de Plantas Solares Termoeléctricas¹³

¹³ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

Programa sólo Chihuahua con contrato
Etapas de Construcción



Programa sólo Chihuahua sin contrato
Etapas de Construcción



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 14: Etapas de la 9 a la 12 del Programa de Construcción única en Chihuahua para la Instalación de Plantas Solares Termoeléctricas¹⁴

¹⁴ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

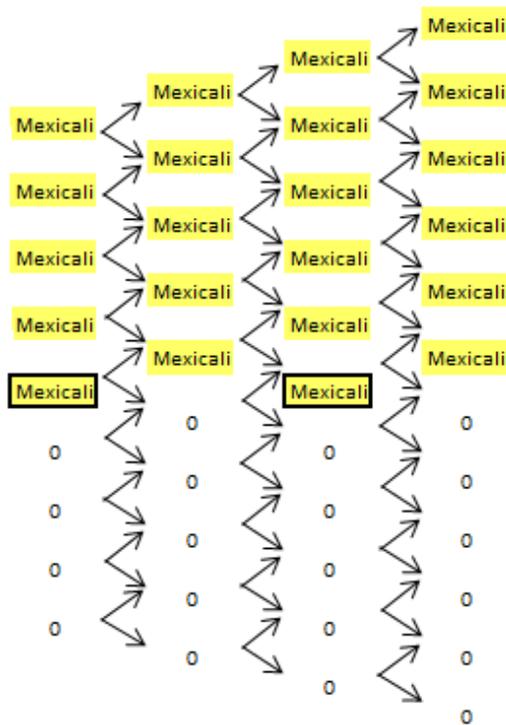
6.3.4 Programa de Construcción únicamente en Mexicali

Para el Programa que cuenta con un acuerdo con el proveedor, se observa que en el caso de tener un escenario favorable o en el que se mantengan igual el valor de la tarifa inicial, se justifica la instalación de las plantas en todos los nodos de las etapas de la 9 a la 12. En caso contrario (de tener un escenario desfavorable) no se justifica para ningún nodo la construcción de ninguna planta. Esto se debe a que la ciudad de Mexicali es la que menor radiación recibe de las 4 ciudades, y la generación eléctrica no es suficiente para poder cubrir los costos de las plantas.

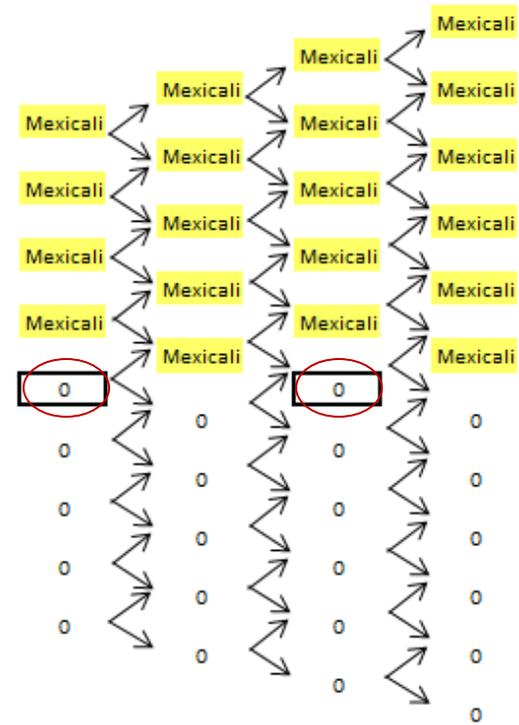
Al analizar el Programa que carece de acuerdos con el proveedor, se justifica la construcción de plantas en el caso de tener un escenario favorable (únicamente en si se presenta un aumento del valor de las tarifas).

En el caso de que se mantenga el valor de la tarifa inicial, o en el caso de que ésta disminuya, no se justifica la instalación de ninguna planta. Este comportamiento puede observarse en la figura 42, la cual se muestra a continuación:

Programa sólo Mexicali con contrato
Etapas de Construcción
9 10 11 12



Programa sólo Mexicali sin contrato
Etapas de Construcción
9 10 11 12



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 15: Etapas de la 9 a la 12 del Programa de Construcción única en Chihuahua para la Instalación de Plantas Solares Termoeléctricas¹⁵

¹⁵ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

6.4 Análisis del Cuarto Periodo de Construcción de los diferentes Programas

6.4.1 Programa de Diversificación

Este periodo abarca las últimas etapas de construcción: de la 13 a la 16. En el programa en el que se posee un acuerdo con el proveedor, se observa que es justificable la diversificación de las plantas en caso de que se tenga un aumento de tarifas, a la ciudad de Mexicali durante las etapas 13 a la 15, porque para la etapa 16, la diversificación no se realizaría en esta ciudad, sino en Chihuahua. Esto se debe a que al tener una menor generación eléctrica en Mexicali, no se cubren los costos, por lo que sólo sería recomendable la construcción en Chihuahua.

En un escenario en el que se mantuviera el valor inicial de la tarifa, la diversificación se justifica en la ciudad de Mexicali.

En caso de tener un escenario desfavorable, para la etapa 13, sólo se justifica la instalación de una planta en Cd. Juárez, mientras que para los últimos 5 nodos, esto ya no es viable. Para la etapa 14 se podría construir una planta en Chihuahua y una en Cd. Juárez, pero en los últimos 5 nodos no sería posible la instalación de ninguna planta. Para las etapas 15 y 16 sólo se justifica la construcción de una planta en Cd. Juárez, mostrando que en los últimos nodos, esto no sería viable.

Si se analiza el programa que carece de un acuerdo con el proveedor, se observa que para poder tener una diversificación en Mexicali, se requiere tener un escenario favorable durante las etapas de la 13 a la 15. En la etapa 16, sólo se justificaría la construcción de una planta en Mexicali y en el último nodo del escenario favorable, se construiría una planta en Chihuahua.

En caso de que las tarifas no modificaran su valor inicial, entonces sólo se podría diversificar en Chihuahua. Mientras que para un escenario desfavorable, sólo se podría justificar la instalación de una planta en Cd. Juárez. Esto de la etapa 13 a la 16, dejando los últimos nodos sin esta opción.

Los nodos en los que aparece la ciudad de Chihuahua, se debe a que los ingresos que se tienen en Mexicali no son suficientes para poder justificar la diversificación y continuación de la construcción de las plantas en la misma ciudad. Es necesario generar mayores ingresos para lograr el objetivo de continuar instalando plantas, y esto se logra mediante la instalación de una planta en un lugar climatológicamente más favorable como lo es Chihuahua. Lo mismo sucede en el caso en que aparecen nodos con Cd. Juárez: no es

suficiente los ingresos generados ni por Mexicali, ni por Chihuahua, por lo que la única opción viable es construir en Cd. Juárez.

Este comportamiento se observa en la figura 43, la cual se muestra a continuación:



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 16: Etapas de la 13 a la 16 del Programa de Diversificación para la Instalación de Plantas Solares Termoeléctricas¹⁶

¹⁶ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

6.4.1 Programa de Construcción únicamente en Cd. Juárez

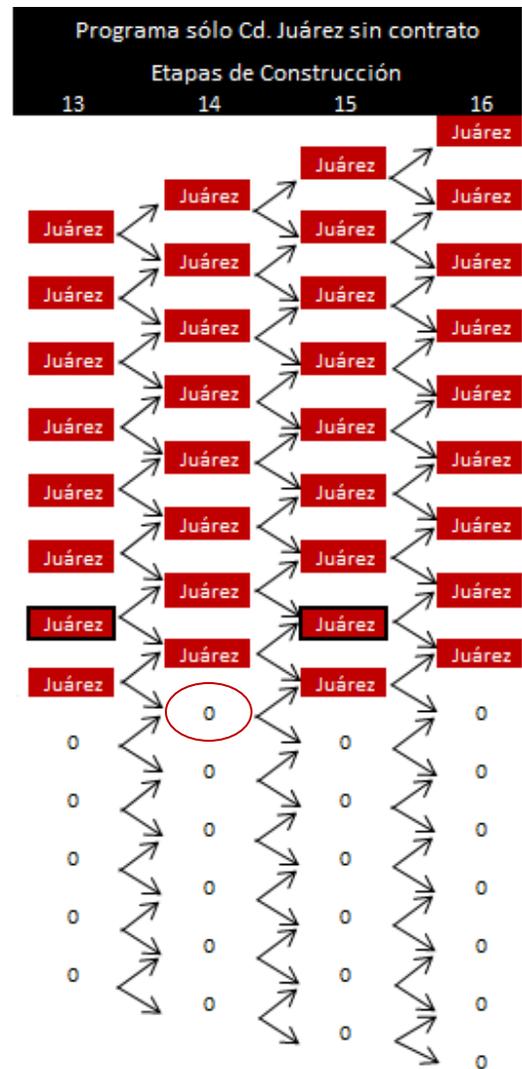
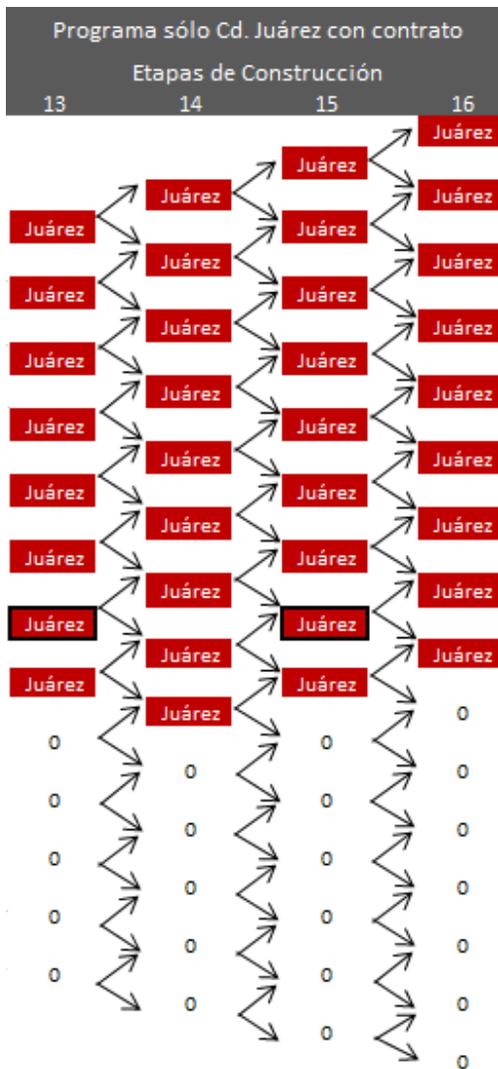
Se puede observar que tanto para el Programa que cuenta con un acuerdo, como el Programa que carece de éste, durante un escenario favorable, se justifica la construcción de plantas en todos los nodos. De igual manera esto sucede en el caso de que las tarifas no modifiquen su valor inicial.

En caso de presentarse un escenario desfavorable, se observa que en el programa que cuenta con un acuerdo, en las etapas 13, 15 y 16 se justifica la construcción de una planta, mientras que en el resto de los nodos, esto no es viable. Para la etapa 14 se justifica la construcción de 2 plantas, pero no para el resto de los nodos.

Para el caso del Programa que carece de un acuerdo, se observa que durante las etapas de la 13 a la 16 se justifica la construcción de una planta, siendo inviable para el resto de los nodos.

Este comportamiento observado entre ambos programas se debe a que al tener un acuerdo, se tienen los beneficios de las economías de escala así como del aprendizaje adquirido, ocasionando una disminución en los costos de las plantas, mientras que en caso contrario, esto se limita, restringiendo las posibilidades de futuras instalaciones de plantas.

Esto puede observarse en la figura 44, la cual se muestra a continuación:



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 17: Etapas de la 13 a la 16 del Programa de Construcción única en Cd. Juárez para la Instalación de Plantas Solares Termoeléctricas¹⁷

¹⁷ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

6.4.1 Programa de Construcción únicamente en Nogales y el Programa de Construcción únicamente en Chihuahua

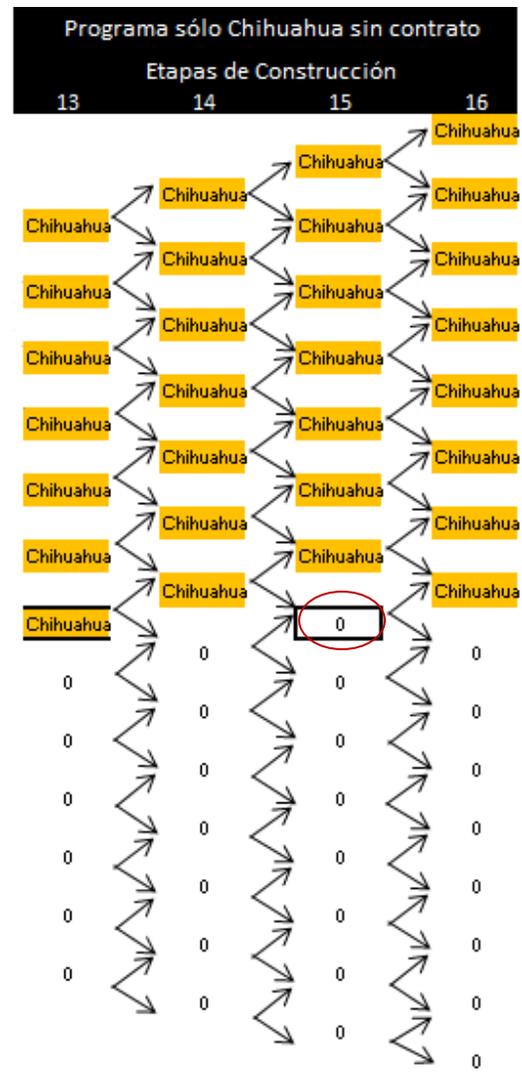
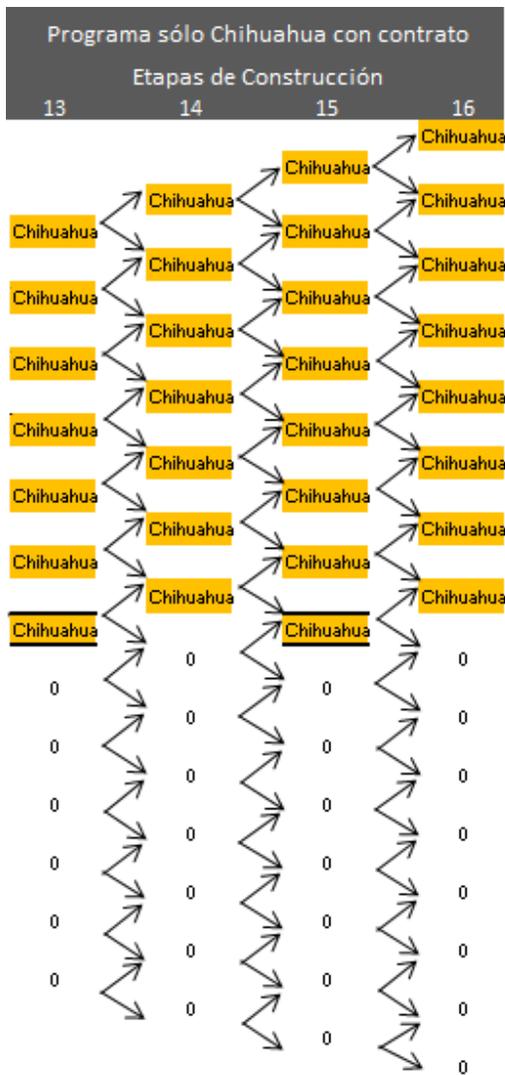
Como se ha mencionado previamente, las ciudades de Nogales y Chihuahua poseen una radiación similar, aunque es ligeramente mejor Nogales.

Para el caso de los programas que cuentan con un acuerdo, tanto el de Nogales como el de Chihuahua, se observa que se justifica la construcción de plantas en ambas ciudades, y en todos los nodos, durante un escenario favorable. De la misma manera se justifican dichas instalaciones en el caso de que las tarifas no se modifiquen del valor inicial durante este periodo.

En el caso de carecer de dicho acuerdo, se observa que durante el aumento de tarifas, se justifica la instalación de las plantas en cada uno de los nodos correspondientes a cada ciudad. Sin embargo, en el caso de que la tarifa no modifique su valor inicial, en el caso de Nogales, se justifica la construcción de plantas. Pero en el caso de Chihuahua, sólo se justifica para la etapa 13, ya que para la etapa 15, no es viable la construcción de una planta en dicha ciudad. Esto se debe a que Chihuahua posee una menor radiación solar, lo que ocasiona que se tenga una menor generación eléctrica, con la cual no sería posible cubrir los costos de las plantas.

Y aunque a simple vista, no existen muchas diferencias entre los programas (el que posee un acuerdo y el que carece de éste) de manera visual, en cuestión de costos, llegan a diferir hasta en un 30% o más en cuanto a beneficios económicos. Esto originado de las economías de escala y aprendizaje adquirido.

Esto puede observarse en las figuras 45 y 46 que a continuación de muestran:



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 19: Etapas de la 13 a la 16 del Programa de Construcción única en Chihuahua para la Instalación de Plantas Solares Termoeléctricas¹⁹

¹⁹ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

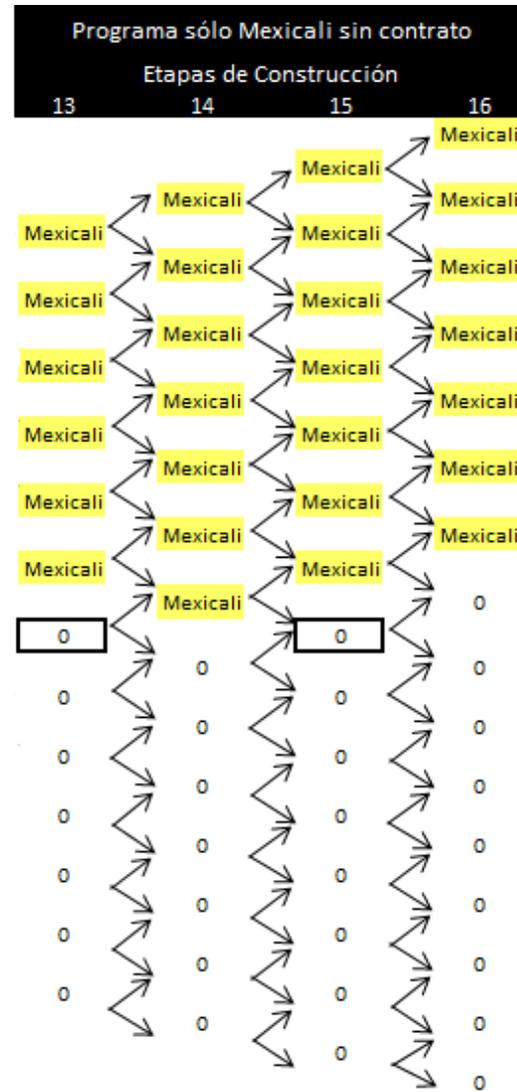
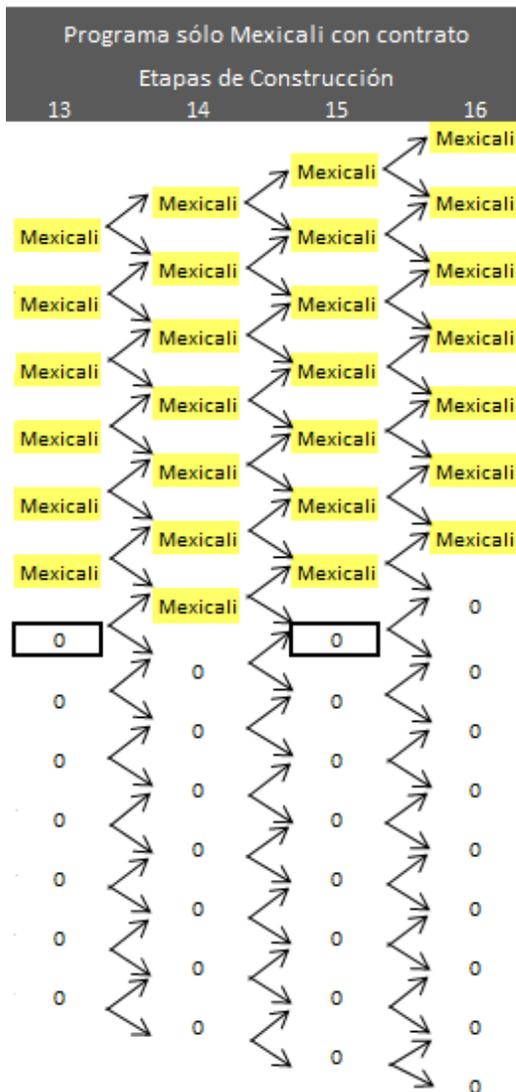
6.4.1 Programa de Construcción únicamente en Mexicali

Al analizar tanto el Programa que posee un acuerdo con el proveedor y el Programa que carece de éste, se observa que durante un escenario favorable, se justifica la construcción de plantas en todos los nodos. Sin embargo, en caso de que las tarifas se mantuvieran igual que su valor inicial, esto no sería posible. De la misma manera sucede en el caso de que se tuviera un escenario desfavorable.

Este comportamiento se debe a que Mexicali es la ciudad con menor radiación solar, lo que ocasiona que no se generen los suficientes ingresos para poder cubrir la construcción de más plantas.

A pesar de la similitud visual de los programas, difieren hasta en un 30% o más, en sus beneficios económicos, siendo el Programa que cuenta con un acuerdo, el más favorable de ambos.

Esto puede observarse en la figura 47 que se muestra a continuación:



*Los nodos enmarcados con negro indican el valor inicial de la tarifa, dividiendo la retícula exactamente por la mitad.

Figura 20: Etapas de la 13 a la 16 del Programa de Construcción única en Mexicali para la Instalación de Plantas Solares Termoeléctricas²⁰

²⁰ Creación propia obtenida a partir del método de Opciones Compuestas

6.5 Diferencia de flexibilidades

En cuanto a las flexibilidades obtenidas, se observa que de los programas, la que cuenta con un valor mayor es el programa en el que sólo se construiría en Cd. Juárez, seguido del programa de diversificación, después por el programa de Nogales, Chihuahua y finalizando la lista está el programa de Mexicali.

Pero si se evalúan el programa de Cd. Juárez con el programa de diversificación, se puede observar que existe una disminución del valor de la flexibilidad de M\$ 351.

(VPN₂₀₂₀ programa de diversificación con contrato – VPN₂₀₂₀ programa Cd. Juárez sin contrato = Prima por diversificación)

Esta prima implica una ganancia a futuro si se decide llevar a cabo el programa de diversificación, independientemente si se tiene un escenario favorable o no, ya que se trata de un promedio de dichos escenarios.

7. Conclusiones

Uno de los mayores problemas ambientales actualmente es la generación de GEI que promueven el calentamiento global. La generación y promoción de nuevas tecnologías para la generación eléctrica que permitan abastecer y cubrir las necesidades de la sociedad, evitando generar la mayor cantidad de estos gases, es un reto al que se enfrenta actualmente la humanidad. Una alternativa viable, confiable, sustentable y que cubre estos requisitos, son las plantas termoeléctricas solares.

México cuenta con una gran cantidad de radiación solar sobre la mayor parte de su territorio, con un promedio de 5 kWh/m² al día, siendo de las más altas en el mundo, por lo que el uso de esta tecnología promoverá el desarrollo sustentable y la disminución de la dependencia que se posee con los hidrocarburos.

La evaluación de proyectos que emplean nueva tecnología, así como aquellos en los que se emplean energías renovables, están sujetos a una gran incertidumbre en diferentes aspectos.

El emplear la metodología de Opciones Reales, permite tener ventajas sobre el métodos típicamente usados como el de valor presente convencional, debido a que en éste no se contempla la flexibilidad que pueden llegar a tener los programas, así como tampoco contempla los diferentes escenarios en los que podría desarrollarse.

Para lograr esto, en una metodología tradicional, se tendría que evaluar varias veces el mismo proyecto, cambiando algunas variables de manera repetitiva, como son las tasas de interés, para poder tener diferentes escenarios. Mientras que con la evaluación de OR, se simula el comportamiento racional en los que el tomador de decisiones llevará a cabo la mejor opción, pero sin tener la obligación de comprometer una inversión que no resultaría rentable.

Además de esto, se consideró la evaluación a través de opciones compuestas, las cuales son opciones que dan lugar a que se abran nuevas opciones, permitiendo observar el comportamiento de los programas al contar con un acuerdo entre las partes interesadas y al no contar con éste.

Las curvas de aprendizaje también generaron resultados sobre los programas. El comportamiento que se observó es que al tener una gran cantidad de producción, las curvas llegan rápidamente a una fase asintótica, por lo que dejan de generarse disminuciones significativas del costo inicial. Esto ocasionó que no se alcanzaran a cubrir

los costos de las plantas de 17 MWe, forzando el modelo de OR, y generando resultados negativos.

En cambio, mediante las economías de escala, los costos de las plantas disminuyeron de manera significativa, permitiendo cubrir de mejor manera los costos de operación y mantenimiento, así como los costos financieros de las mismas, por lo que se prefirieron las evaluaciones de los programas a través de plantas de 51 MWe y no con las de 17 MWe.

Para el desarrollo de esta tecnología es conveniente emplear las economías de escala en vez de las curvas de aprendizaje, ya que éstas últimas limitan rápidamente el crecimiento económico de las plantas.

Al emplear la metodología de OR, no sólo se realiza una evaluación de un programa o proyecto, sino que en este caso, se pudo establecer una estrategia para la construcción de plantas termoeléctricas solares. Cd. Juárez posee la mejor radiación solar y por lo tanto se tiene una mayor generación eléctrica, obteniéndose en el modelo, reflejos grandes que se van arrastrando hasta el nodo inicial. En contraste con el programa de diversificación, el cual a través del modelo OR, va arrastrando reflejos pequeños generados por un menor desempeño en la ciudad de Mexicali, los cuales generan reflejos originados por las ciudades de Chihuahua y Nogales menores, hasta llegar a los nodos iniciales correspondientes a Cd. Juárez.

Se observó en los diferentes programas, que en el caso de que se tenga un escenario desfavorable, la construcción de plantas en Cd. Juárez es la más viable, mientras que en el caso contrario, se fomentaría la construcción de plantas en Mexicali. Esto implica que en caso de tener escenarios poco favorables, se podrían instalar plantas solo en los sitios con mayor radiación, mientras que si las tarifas tuvieran una evolución favorable, se podría fomentar la diversificación en lugares pocos favorecidos por la radiación solar.

Las flexibilidades obtenidas muestran la prima que el inversionista estaría dispuesto a pagar por un acuerdo con la otra parte y compartir los beneficios obtenidos del aprendizaje y de las economías de escala.

Así mismo, se demostró que se trata de un proyecto solvente que justifica claramente los beneficios que se podrían obtener de un fondo revolvente que esté orientado a promover la inversión de energías renovables. También muestra la “garantía” en promedio que podrá tener el inversionista de poder solicitar un préstamo, pudiendo comprometerse sin dudar, que podrá pagar dicho financiamiento comprometiéndose a una primera planta, para poder generar los beneficios futuros, siempre a través de decisiones racionalmente favorables, sin tener la obligación de continuar en caso contrario.

El programa de diversificación con acuerdo es más benéfico debido a que cuenta con opciones compuestas y reflejos que permiten obtener mejores opciones de respuesta ante este tipo de escenarios aún en un lugar menos favorable como es el caso de Chihuahua en comparación de Nogales, la cual es ligeramente mejor. Esto implica que en el programa de diversificación, aumentan las posibilidades de instalación de plantas en el caso de tener un escenario poco favorable.

El programa de diversificación presenta una característica de poder prever la construcción de plantas en otras ciudades en caso de tener un escenario desfavorable, lo que los demás programas no poseen.

El comportamiento se debe a que con el modelo de OR se puede tener una mejor gama de opciones incluso bajo circunstancias poco favorables.

Glosario

A

Absortividad	Propiedad óptica del material para absorber el espectro UV visible de la irradiancia solar incidente sobre la superficie terrestre, es decir, es la propiedad que tiene un material para absorber una fracción de la energía incidente sobre él.
Aerosol	Mezcla heterogéneas de partículas sólidas o líquidas suspendidas en un gas.
Ángulo de incidencia	Ángulo formado por un rayo y la línea perpendicular a la superficie de incidencia.
Atmósfera	Envoltorio de gases que rodean a la Tierra, que consiste en cinco capas: tropósfera, estratósfera, mesósfera, ionósfera y exósfera.

B

Biomasa	Materia no fosilizada proveniente de seres biológicos.
---------	--

C

Caldera	Dispositivo a presión donde un fluido se calienta por medio de combustión y se genera vapor saturado o sobrecalentado.
Calentamiento climático	Cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante periodos de tiempo comparables.
Calor	Medida de la cantidad de energía transferida de un cuerpo a otro debido a la diferencia de temperatura entre dichos cuerpos.
Campo solar	Conjunto de dispositivos o colectores solares que constituyen una instalación solar.
Capacidad de almacenamiento térmico	Cantidad de energía en una sustancia que se puede almacenar y usar posteriormente.
Ciclo Rankine	Ciclo termodinámico que consiste en la adición de calor a presión constante, en una expansión isoentrópica, rechazo de calor residual a presión constante y una compresión isoentrópica. Usado en sistemas solares donde se genera vapor como fluido de trabajo.
Coefficiente de transferencia	Cantidad de calor que pasa a través de una unidad de área de un medio en una unidad de tiempo, cuando la diferencia de

calor	temperaturas entre las superficies del sistema es un grado.
Coficiente de Pascal	Conjunto infinito de números enteros ordenados en forma de triángulo que expresan coeficientes binomiales. Permite calcular de forma sencilla números combinatorios lo que sirve para aplicar el binomio de Newton.
Combustibles fósiles	Material empleado para la generación de energía, el cual se ha formado a partir de plantas y organismos vivos que existieron en tiempos remotos en la Tierra.

D

Densidad	Propiedad intensiva de la materia que relaciona masa por unidad de volumen.
Desarrollo sustentable	Proceso por medio del cual se busca alcanzar las condiciones óptimas para el desarrollo social, cultural y económica, sin poner en riesgo la continuidad de los recursos del planeta.

E

Efecto invernadero	Fenómeno por el cual determinados gases, retienen parte de la energía que el suelo emite por haber sido calentado por la radiación solar.
Eficiencia	Razón de energía útil suministrada por un sistema dinámico dividida entre la energía suministrada por el sistema fuente durante un periodo de operación.
Emisividad	Proporción de radiación térmica emitida por una superficie u objeto debida a una diferencia de temperatura determinada. Transferencia de calor debida a la emisión de ondas electromagnéticas entre dos superficies.
Energía radiante o radiación	Propagación de energía en forma de ondas electromagnéticas o partículas subatómicas a través del vacío o un medio material.
Energía solar	Energía emitida por el sol en forma de radiación electromagnética.

F

Factor de carga	Cantidad real de electricidad producida, comparada con la cantidad máxima posible considerando el mismo periodo, expresado en porcentaje.
Fluido	Sustancia o medio continuo que se deforma continuamente en el tiempo ante la aplicación de una tensión sin importar su magnitud.
Fluido de trabajo	Fluido que puede ser calentado, enfriado, presurizado y expandido para realizar algún trabajo.

G

Giga (G) Prefijo que significa 10^9 , es decir, mil millones

I

Irradiación Energía radiante incidente por unidad de área. Es el producto de la irradiancia por su duración en un intervalo de tiempo prefijado.

Irradiación directa Irradiación directa incidente sobre una superficie e integrada en un periodo determinado.

Irradiancia Densidad de flujo radiantes, es decir, flujo radiante por unidad de área incidente sobre una superficie.

K

kilo (k) Prefijo que denota 10^3 , es decir, mil.

L

Luz Radiación electromagnética con longitudes de onda capaces de originar la sensación de visión. Su intervalo va de los 400 nm a los 770 nm.

M

Mega (M) Prefijo que significa 10^6 , es decir, un millón.

O

Onda Perturbación que se mueve a través de la superficie de un fluido.

Onda electromagnética Perturbación que se propaga desde cualquier carga eléctrica, oscila o que es acelerada; estando lejos de la carga, consiste en campos electromagnéticos que vibran y se mueven a la velocidad de la luz.

R

Radiación Emisión y propagación de energía electromagnética a través del espacio o de algún material.

Reflectividad Propiedad de una superficie que describe qué fracción de energía incidente es reflejada por la superficie.

Reflexión Regreso de ondas o partículas desde una superficie en la que incidieron.

T

Turbina Máquina empleada para transformar la energía existente en la corriente de un fluido en energía mecánica.

W

Watt (W) Potencia eléctrica producida por una diferencia de potencial de un voltio y una corriente eléctrica de un amperio.

Watt-hora (Wh) Unidad de energía igual al trabajo hecho por un watt a lo largo de una hora.

Fuentes Bibliográficas

- I. Aguirre A.; Curvas de Aprendizaje y sus Aplicaciones; Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales, Universidad de Málaga; España, 1994.
- II. Almanza R., Cruz-Manjarrez H., Chávez-Galán J., Hernández P., Hernández V., Martínez I., Mesa A., Morillón D., Rodríguez N., Salazar C., Santiago L.; Ingeniería de la Energía Solar III; Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Ingeniería; México, 2009.
- III. Aringhoff, R.;Brakmann G.; Concentrated Solar Thermal Power-Now!; European Solar Thermal Power Industry Association (ESTIA), Solar PACES, Greenpeace International; España/Bélgica; 2005.
- IV. AUSRA; An Introduction to Solar Thermal Electric Power; California, USA; 2007.
- V. Bailey W., Couët B., Bhandari A.; Valoración de las Opciones Reales; ECLIPSE; Texas, USA; 2004.
- VI. Cameron P., Solar Power Plant Pre-feasibility Study; ActewAAGL and ACT Government; Australia, 2008.
- VII. Capoor K., Ambrosi P.; State and Trends of the Carbon Market 2009; The World Bank; USA, 2009.
- VIII. Collan M.; Fullér R.; Mezei J.; Compound Real Options with the Fuzzy Pay-off Method; Finlandia, 2009.
- IX. Copeland, T., Antikarov V.; Real Options; TEXERE LCC; New York, USA; 2001.
- X. Copeland T., Koller T., Murrin J.; Valuation – Measuring and Managing The Value of Companies, Chapter 12: Using Option Pricing Methods to Value Flexibility; John Wiley & Sons Ed.; USA, 1990.
- XI. Cox J., Ross S.; Rubinstein M.; Option Pricing: A Simplified Approach; California, USA; 1979.
- XII. Damodaran A.; The Promise and Peril of Real Options; Stern School of Business; USA, 2008.
- XIII. Davis M., Masten S.; Ingeniería y Ciencias Ambientales; Mc Graw Hill; México, 2004.
- XIV. Díaz A.; Romero A.; Economías de escala en el sector eléctrico mexicano; Cambio Exterior, Vol. 57, Núm. 9; México, 2007.
- XV. Del Chiaro, B., Payne, S., Dutzik T., On the Rise, Solar Thermal Power and the Fight Against Global Warming; Environment America Research & Policy Center; USA, 2008.
- XVI. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy; Solar Thermal Collector Manufacturing Activities 2007; Washigton, USA; 2008.
- XVII. Enermodal Engineering Limited, Marbek Resource Consultants Ltd.; Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants; Ontario, Canadá; Mayo, 1999.

- XVIII. European Commission; Concentrating Solar Power: From Research to Implementation; Luxemburgo; 2007.
- XIX. European Renewable Energy Council (EREC), Greenpeace International; Energy Revolution, A Sustainable Global Energy Outlook; Crispin Aubrey; Bélgica, 2008.
- XX. Garrido I., Andalaft A.; Evaluación económica de proyectos de Inversión basada en la Teoría de Opciones Reales; Revista Ingeniería Industrial, Año 2, N°1, Segundo Semestre; Chile; 2003.
- XXI. Greenpeace International, European Solar Thermal Power Industry Association (ESTIA); Solar Thermal Power in 2020, Exploiting the Heat from the Sun to Combat Climate Change; Birmingham/Amsterdam; 2003.
- XXII. Greenpeace International, SolarPACES, ESTELA; Concentrating Solar Power Outlook 2009, Why Renewable Energy is Hot; Netherlands, 2009.
- XXIII. Henry J., Heineke G.; Ingeniería Ambiental; Prentice Hall Hispanoamericana; México, 2000.
- XXIV. Hull J.; Options, Futures, & Other Derivatives; Pearson Education, Inc.; New Jersey, USA; 2003
- XXV. IEA SolarPACES, European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), Greenpeace International; Concentrating Solar Power Global Outlook 09, Why Renewable Energy is Hot; España/Bélgica, 2009.
- XXVI. Jiménez R.; Energía Solar: Estado actual en México. Programas de la CONAE; Comisión Nacional para el Ahorro de Energía; México, 2007.
- XXVII. Kulatilaka N.; Trigeorgis L.; The General Flexibility to Switch: Real Options Revisted; Massachusetts, USA, 1994.
- XXVIII. Kolb R.; Options, An Introduction; Kolb Publishing Company; Florida, USA; 1991.
- XXIX. Lorenz P., Pinner D., Seitz T.; The economics of solar power; Energy, Resources, Materials, McKinsey & Company; USA, 2008.
- XXX. Márquez C., CSP Today: An Overview of CSP in Europe, North Africa and the Middle East; CSP & CPV Today; Octubre, 2008.
- XXXI. Morillón D., Hernández V., Zayas J.; Ahorro de Energía y Reducción de CO₂ por el empleo de Sistemas de Descarga de Calor en Muros; Energía Racional; México, 2008.
- XXXII. Mor A., Seroussi S., Ainspan M.; Large Scale Utilization of Solar Energy in Israel: Economic an Social Impacts; Eco-Energy M.S. Ltd. Financial & Strategic Consulting; Israel, 2005.
- XXXIII. Müller H.; Solar Thermal Power Plants – On the Way to Commercial Market Introduction, Presentation; Institute for Technical Thermodynamics, German Aerospace Center; Alemania; 2008.
- XXXIV. National Renewable Energy Laboratory (NREL); Solar Advisor Model General Introduction; Solar Advisor Support; USA, 2009.
- XXXV. National Renewable Energy Laboratory (NREL); Solar Advisor Model User Guide; National Renewable Energy Laboratory; USA, 2009.

- XXXVI. National Renewable Energy Laboratory (NREL); Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts; USA, 2003.
- XXXVII. Neij L.; Experience Curves: A tool for Energy Policy Assessment; DKFS AB; Environmental and Energy System Studies, Suiza; 2003.
- XXXVIII. Neij L.; Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology; Energy Policy, Vol. 23, No. 13; Elsevier Science; Britain, 1997.
- XXXIX. North Carolina Division of Pollution and Environmental Assistance, Overview of Solar Thermal Technologies; Division of Pollution Prevention and Environmental Assistance; USA, 1997.
- XL. Ortiz, E.; Capítulo 12. Opciones: Fundamentos Institucionales; UNAM; México, 2009.
- XLI. Ortiz, E.; Capítulo 13. Valuación de las opciones; UNAM; México, 2009.
- XLII. Palacios F., Rayo S., Herreras R., Cortés A.; Valoración de la Flexibilidad de Proyectos de Inversión mediante Opciones Reales: El Van Ampliado; Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales, Universidad de Granada; España, 2001.
- XLIII. Parkin M.; Esquivel G.; Microeconomía, Versión para Latinoamérica; Pearson Educación de México; Edo. De México, México; 2001.
- XLIV. Pindyck R., Rubinfeld D.; Microeconomía Tercera Edición; Prentice Hall International; España; 1995.
- XLV. Pitz-Paal, R., Dersch J., Milow B.; European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping (ECOSTAR); Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt e.V.; Alemania, 2005.
- XLVI. Pep, M.; Energía Solar Térmica, colección de Energías Renovables para todos, de la revista Energías Renovables; Haya Comunicación; España; 2008.
- XLVII. Poder Ejecutivo Federal; Programa de Cambio Climático, Programa Especial de Cambio Climático 2008-2012; México, 2009.
- XLVIII. Qureshi, N.; Solar Thermal Technologies for Power Generation; Solar Thermal Power Generation Technology Scan, Advanced Technology Group-Project Engg (Mech); India, 1997.
- XLIX. Redjenovic T.; Real Options; Facta Universitatis; Economics and Organization Vol. 5, No.1; Serbia; 2008.
- L. Ramos C., Ramírez J., Lagunas J.; Tecnología Termosolar para Generación de Potencia Eléctrica; Tendencias Tecnológicas; Instituto de Investigaciones Eléctricas; México, 2008.
- LI. Reinking, A.; Economic Valuation of Milti-Unit Nuclear Plant Programs based on Real Options Analysis; UNAM; Mexico, 2009
- LII. Romero M.; Energía Solar Termoeléctrica; CIEMAT; España; 2007OECD/IEA; Experience Curves for Energy Technology Policy; OECD/IEA; Paris, France; 2000.

- LIII. Sargent & Lundy LLC Consulting; Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts; National Renewable Energy Laboratory; Illinois, USA; 2003.
- LIV. Shu-jin L., Sheng-hong L.; A generalization of exotic options pricing formulae; Journal of Zhejiang University SCIENCE A; China; 2005.
- LV. Silva M.; Aprovechamiento de la Energía Solar en Media y Alta Temperatura, Sistemas Termosolares de Concentración; Grupo de Termodinámica y Energías Renovables, Departamento de Ingeniería Energética y Mecánica de Fluidos, Curso 2004/2005; España, 2005.
- LVI. SolarPACES; Solar Power Tower; España, 1997.
- LVII. St. Germain, J., Brett H., Peaking Plant Valuation: A Discounted Cashflow/Real Option Comparison; Ronn Ed.; Inglaterra, 2002.
- LVIII. Sullivan W., Wicks E., Luxhoj J.; Ingeniería Económica de De Dergamo; Pearson Education de México; México, 2004.
- LIX. The Economist; The Other Kind of Solar Power; The Economist; Inglaterra, 2009.
- LX. Trieb F.; Global Potential of Concentrating Solar Power; German Aerospace Center; Institute of Technical Thermodynamics; Alemania, 2009.
- LXI. Ummel, K., Wheeler D.; Desert Power: The Economics of Solar Thermal Electricity for Europe, North Africa, and the Middle East; Center for Global Development; USA, 2008.
- LXII. Yue-Kuen K.; Mathematical Models of Financial Derivatives; Springer Finance; Berlin, Alemania, 2008.
- LXIII. Wang T., Analysis of Real Options in Hydropower Construction Projects, A Case Study in China; Massachusetts Institute of Technology; Massachusetts, USA; 2003.
- LXIV. Western Governors' Association's Clean and Diversified Energy Advisory Committee (CDEAC), Solar Task Force Report; Clean and Diversified Energy Initiative; USA; 2006.
- LXV. World Bank; Assessment of the World Bank/GEF Strategy for the Market Development of Concentrating Solar Thermal Power; World Bank Group Global Environment Facility Program Publication; USA, 2006.
- LXVI. <http://www.economia48.com/spa/d/economias-de-escala/economias-de-escala.htm>
- LXVII. http://www.soberania.org/Articulos/articulo_3958.htm
- LXVIII. <http://externos.uma.es/cuadernos/papeles.php>
- LXIX. <http://www.geocities.com/ggabriell/micro-material5.htm>
- LXX. <http://www.galeon.com/cts-economia/micro.htm>
- LXXI. <http://maaw.info/LearningCurveSummary.htm>
- LXXII. <http://experiencecurves.com/ecblog/>
- LXXIII. <http://www.puc-rio.br/marco.ind/main.html#contents>

- LXXIV. <http://www.realoptions.org/>
- LXXV. <http://www.researchoninnovation.org/>
- LXXVI. http://www.derivativesone.com/kb/compound_options.aspx
- LXXVII. [http://www.solarpaces.org/CSP Technology/csp technology.htm](http://www.solarpaces.org/CSP_Technology/csp_technology.htm)
- LXXVIII. <http://www.anes.org/>
- LXXIX. <http://www.ecotec2000.de/espanol/sun1.htm#Radi>
- LXXX. [http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_630 termosolar](http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_630_termosolar)
- LXXXI. <http://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=2080549>
- LXXXII. <http://www.energia-solar.com.mx/>
- LXXXIII. www.abengoasolar.com
- LXXXIV. <http://www.powerfromthesun.net/Chapter10/Chapter10new.htm>
- LXXXV. <http://www.soleilee.com.mx/Parabolas%20solares.htm>
- LXXXVI. <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2008/09/concentrating-solar-thermal-power-53473>