



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA CIVIL – CONSTRUCCIÓN

PLANTA DE ACUMULACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE POR BOMBEO
PAERB MONTERREY
DESARROLLO DEL NEGOCIO

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ARNULFO RAMÍREZ ZAPIÉN

TUTOR
DOCTOR JESÚS HUGO MEZA PUESTO
FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉXICO, D. F., JUNIO 2013



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

OF. 363/2013/SE-60.2

DR. MANUEL ENRIQUE VÁZQUEZ VALDÉS

Coordinador de la Unidad de Administración del Posgrado

Dirección General de Administración Escolar

UNAM

Presente.

Este Programa informa a usted que el alumno **ARNULFO RAMÍREZ ZAPIEN**, ha solicitado autorización para presentar examen con tesis, con el fin de obtener el grado de Maestro en Ingeniería (Construcción) plan 11-490.

El mencionado alumno ha elaborado el trabajo titulado: "**PLANTA DE ACUMULACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE POR BOMBEO, PAERB MONTERREY, DESARROLLO DEL NEGOCIO**" el cual no tiene valor en créditos académicos.

Tomando en cuenta que el interesado ha cumplido con todos los requisitos que se exigen para sustentar dicho examen, no hay ningún inconveniente en que se lleve a cabo dicho acto ante el jurado integrado por los profesores:

Presidente:	M. EN I. MARCO TULIO MENDOZA ROSAS
Vocal:	DR. JESÚS HUGO MEZA PUESTO
Secretario:	M. EN I. LUIS CANDELAS RAMÍREZ
Suplente:	M. EN I. ENRIQUE SAMUEL DAHLHAUS PARKMAN
Suplente:	ING. LUIS ZÁRATE ROCHA

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D.F., a 16 de mayo del 2013.
EL COORDINADOR DEL PROGRAMA

DR. LUIS A. ALVAREZ ICAZA LONGORIA

Anexos: cinco votos originales
BJS*a

*Dedico esta Tesis
a mis padres, Arnulfo y Margarita*

A g r a d e c i m i e n t o s

Primero quiero agradecer a mis padres la Q.F.B. Margarita Zapién Ruiz, y el M. en I. Arnulfo Ramírez Pimentel, y a mi hermana la M.V.Z. Rosalva Ramírez Zapién, por el amor que me han dado, y por lo cual esta Tesis fue posible.

Quiero agradecer a mi tutor, el Dr. Jesús Hugo Meza Puesto, por su ayuda, colaboración y dirección en la elaboración de esta tesis, por sus buenos comentarios y su disposición total para la realización de esta Tesis.

También a mi hermana la Bióloga Martha Margarita Ramírez Zapién y a su esposo el Biólogo Rogelio Fragoso Ramírez, por la insuperable colaboración que me proporcionaron en la consecución de información, ideas y acertados comentarios sobre esta Tesis.

Quiero agradecer a la Facultad de Ingeniería, al Posgrado de la Facultad de Ingeniería, y a la misma Universidad Nacional Autónoma de México, por la insuperable formación académica de alto nivel que me han proporcionado.

Por último quiero agradecer a Ingenieros Civiles Asociados, ICA, a los ingenieros Fernando Favela Lozoya, Luis Zárate Rocha y Luis Antonio Siáñez Gutiérrez, todos ellos también excelentes profesores de la Facultad de Ingeniería, por la valiosa información proporcionada, por los años de experiencia obtenida y en los más de 25 proyectos en los que tuve oportunidad de participar durante mi trabajo en esta gran empresa.

A todos, un sincero **i G r a c i a s !**



Planta de Acumulación de Energía
Renovable por Bombeo
PAERB Monterrey
Desarrollo del Negocio

R e s u m e n

La Ingeniería Civil, y en especial la rama de la Construcción, es una disciplina integradora de otras disciplinas, ya sea hacia ella misma, estructuras, geotecnia, hidráulica, como disciplinas de áreas aparentemente muy distintas, electricidad, derecho, economía, finanzas, ecología. Ésta transdisciplinariedad tiene un propósito muy específico: satisfacer las necesidades sociales de una comunidad, a través de la conceptualización, construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura necesaria para el desarrollo del país, cumpliendo con las demandas que la sociedad impone. En esta Tesis, se revisó un proyecto que cumple con las más altas especificaciones para la generación de energía eléctrica de punta de forma limpia y sustentable con una Planta de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo, el PAERB Monterrey, sin la quema de combustibles fósiles, de la que hay que demostrar que cumple además de los aspectos técnicos, hasta con la obtención de rentabilidad para el particular que decida llevarla a cabo. Como objetivo se tuvo la revisión de la factibilidad económica del PAERB Monterrey, a través de los análisis financieros y de sensibilidad, que dieron como resultado que el negocio con una central eoloeléctrica asociada al bombeo resultara rentable. Por lo mismo se recomendó considerarla para su construcción, a la vez que se recomendaron nuevas investigaciones transdisciplinarias, para crear una tecnología más eficiente y por ende, más rentable.

Palabras clave: energía, renovable, planta, acumulación, eoloeléctrica, finanzas, análisis

Arnulfo Ramírez Zapién

A b s t r a c t

Civil Engineering, and especially the Construction brand, is an integrative discipline from other disciplines, either to itself, structures, geotechnics, hydraulics, as disciplines seemingly very different areas, electricity, law, economics, finance, ecology, this transdisciplinarity has a very specific purpose: to meet the social needs of a community, through the conceptualization, construction, operation and maintenance of the necessary infrastructure for the development of the country, meeting the demands that society imposes. In this Thesis, a project was revised to meet the highest specifications to generate peak electricity power in a clean and sustainable way with Accumulation Pumped Renewable Energy Plant, the Monterrey PAERB without burning fossil fuels, the Thesis, it also demonstrate that it besides the technical aspects, it obtain profitability for the individual that decides to build it. As a target the economic feasibility of PAERB Monterrey was reviewed, through financial and sensitivity analysis, which resulted that the business, with a wind power central associated to the pumping plant was profitable. With this considerations its construction was recommended, as well as were recommended new transdisciplinarity research to make the technology more efficient and therefore more profitable.

Key words: power, renewable, plant, accumulation, wind power, finances, analysis

Arnulfo Ramírez Zapién

R e s u m e n



I

Índice

I.	Índice	xxv
II.	Introducción	1
II.1	Prefacio	1
II.1.1	Hipótesis de la Tesis	3
II.1.2	Fuentes de Información.....	4
II.2	Alcances	5
II.3	Organización de la Tesis	6
Capítulo 1. Descripción Técnica		9
1	Marco Teórico y Conceptual	11
1.1	Energía Eléctrica	11
1.1.1	Proyectos Termoeléctricos	13
1.1.2	Proyectos Hidroeléctricos.....	14
1.1.3	Proyectos Hidroeléctricos de Acumulación de Energía por Bombeo	16
1.1.4	Proyectos Hidroeléctricos de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo	18
1.1.5	Energía Eólica	18
1.1.6	Energía Solar	19
1.2	Impacto Ambiental y Social	20
1.3	Condensador Síncrono	21
1.4	PAEB Monterrey Situación Técnica	22
1.4.1	Situación Actual del Proyecto	22
1.4.2	Utilización de Energía Renovable para el Bombeo	26
Capítulo 2. Descripción Económica		31
2.1	Marco Teórico y Conceptual	31
2.2	Presupuesto de Obra	33
2.3	Índice Nacional de Precios al Consumidor	34
2.4	Análisis Financiero	35

2.5	Análisis de Sensibilidad	37
2.6	PAERB Monterrey Situación Económica	38
Capítulo 3. Marco Legal.....		41
3.1	Constitucional	41
3.1.1	Marco Constitucional	42
3.1.2	Marco Legal y Regulatorio del Sector Eléctrico.....	43
3.2	Comisión Reguladora de Energía	47
3.2.1	Permisos de Generación de Energía Eléctrica	49
3.3	Comisión Federal de electricidad	51
3.3.1	Regulación Tarifaria	52
Capítulo 4. Estudio de Mercado.....		55
4.1	Análisis de la Industria.....	55
4.2	Mercado Internacional	56
4.3	Mercado Nacional	61
4.3.1	Generación Eléctrica por el Sector Privado	64
4.4	El Mercado Nacional en el Futuro.....	66
4.5	Análisis de los Precios	68
4.6	Análisis de la Comercialización	70
Capítulo 5. Esquema del Negocio		71
5.1	Entidades Participantes.....	71
5.2	Esquema del Negocio	78
5.3	Relaciones entre las Entidades Participantes	79
Capítulo 6. Análisis Financiero		83
6.1	Estado de Resultados Proforma.....	83
6.2	Consideraciones Previas para el Análisis	84
6.3	Inversión: Costos Indirectos del PAERB Monterrey	84
6.3.1	Cálculo de las Horas de Generación	85
6.3.2	Central Eoloeléctrica Asociada al Bombeo Del PAERB Monterrey	87
6.3.3	Ingresos del PAERB Monterrey	88
6.3.4	Determinación de los Egresos	91
6.3.5	Costos de Operación y Mantenimiento.....	91
6.3.6	Costos de Reposición del Agua	95
6.3.7	Servicio de Interconexión y Transmisión de CFE	95

6.3.8	Usos Propios	96
6.3.9	Últimas Consideraciones.....	97
6.4	Análisis Financiero	97
6.5	Análisis del VPN y de la TIR.....	102
Capítulo 7. Análisis de Sensibilidad.....		103
7.1	Determinación de las Variables de Sensibilidad.....	103
7.2	Caso 2 del PAERB Monterrey	103
7.3	Deuda.....	105
7.4	Fondos PERGE	107
7.5	Compra de la Energía para el Bombeo	108
7.6	Capacidad Instalada de Base.....	109
7.7	Análisis de Sensibilidad	111
7.8	Caso 1 Vs. Caso 2	117
7.9	Discusión Deuda.....	120
7.10	Estímulo por Generación de Energías Limpias	121
7.11	Condensador Síncrono.....	121
7.12	Compra de la Energía para el Bombeo a CFE.....	122
Capítulo 8. Conclusiones y Recomendaciones		125
8.1	Conclusiones	125
8.2	Recomendaciones.....	128
Anexo 1. Índice Nacional de Precios al Consumidor.....		131
Anexo 2. Consumer Price Index.....		133
Apéndice 1. Aspectos Técnicos		137
A1.1	Planteamiento Original de la CFE.....	138
A1.2	Sitios Identificados, estudiados y seleccionados	139
A1.3	Conclusiones de CFE al Estudio.....	139
A1.4	Anteproyecto del Cerro del Topo, Elaborado por CFE.....	140
A1.5	Revisión de los Esquemas Existentes y Actualización de los Datos	142
A1.6	Evaluación del Sitio y Modificaciones más Importantes al Anteproyecto de CFE	143
A1.7	Topografía	144
A1.8	Hidrología.....	144

A1.8.1	Perforación de Pozos en la Zona Conocida como Canadá	144
A1.8.2	Río Pesquería	144
A1.8.3	Acueducto Mina-Monterrey	145
A1.8.4	Agua Tratada	145
A1.8.5	Gasto de Reposición	146
A1.9	Geología	147
A1.9.1	Vaso superior.....	147
A1.9.2	Conducción a Presión	148
A1.9.3	Casa de Máquinas.....	149
A1.9.4	Vaso Inferior.....	149
A1.10	Geotecnia	150
A1.10.1	Vaso Superior	150
A1.10.2	Conducción a Presión	150
A1.10.3	Lumbreras	150
A1.10.4	Casa de Máquinas.....	151
A1.10.5	Vaso Inferior.....	151
A1.10.6	Varios	151
A1.11	Ingeniería Preliminar Anteproyecto	152
A1.11.1	Dimensionamiento y Características de las Unidades Reversibles	152
A1.11.2	Datos generales del Anteproyecto.....	153
A1.11.3	Tanques Superior	153
A1.11.4	Tanque Inferior	154
A1.11.5	Obra de Toma.....	155
A1.11.6	Tubería a Presión	156
A1.11.7	Casa de Máquinas.....	157
A1.11.8	Lumbreras de Barras de Potencia	159
A1.11.9	Subestación.....	160
A1.11.10	Caminos de Acceso.....	160
Apéndice 2. Aspectos Económicos		161
A2.1	Factibilidad Económica y Financiera	162
A2.2	Marco Legal Aplicable.....	162
A2.3	El Mercado Oferta y Demanda Nacional	162
A2.4	Tarifas	163
A2.4.1	Los Periodos Horarios de las Tarifas	164
A2.4.2	La Tarifa HT Mensual y su Evolución	164
A2.4.3	Ingresos que Genera el PAEB Operando Cuatro Horas Diarias ...	164

A2.4.4	Ingresos que Genera el PAEB Optimizando su Operación	165
A2.5	Clientes Potenciales	166
A2.6	Competencia Probable.....	167
A2.6.1	Elementos para la Evaluación del Proyecto Turbogas.....	167
A2.6.2	El Mercado del Gas en Norteamérica	168
A2.6.3	Escenarios de Largo Plazo para los Precios del Gas Natural en Monterrey.....	169
A2.6.3.1	Escenario 1. Escasez de Gas Natural	170
A2.6.3.2	Escenario 2. Mercados Energéticos Inestables	170
A2.6.3.3	Escenario 3. Competencia entre Energéticos	170
A2.7	Evaluación de Proyectos por el Método de Costo Nivelado	171
A2.7.1	Cálculo del Costo Nivelado del Gas Natural	171
A2.7.2	Resultados del Cálculo del Costo Nivelado del Proyecto Turbogas.....	171
A2.8	Factibilidad Económica y Financiera del PAEB	173
A2.8.1	Costos de Inversión y de Operación	173
A2.8.2	Costo Nivelado de la Energía Generada por el PAEB	173
A2.9	Rentabilidad del Proyecto.....	174
A2.10	Opciones y Fuentes de Financiamiento.....	176
A2.11	Marco Legal Aplicable.....	176
A2.12	Conclusiones	178
A2.13	Recomendaciones.....	180
Apéndice 3. Aspectos Legales		181
A3.1	Marco Constitucional del Sector Eléctrico	182
A3.1.1	Artículo Cuarto Constitucional	182
A3.1.2	Artículo Veinticinco Constitucional.....	182
A3.1.3	Artículo Veintisiete Constitucional	183
A3.1.4	Artículo Veintiocho Constitucional	184
A3.2	Marco Legal Federal del Sector Eléctrico	184
A3.2.1	Leyes Federales Generales del Sector Eléctrico.....	185
A3.2.2	Ley Federal sobre Metrología y Normalización	185
A3.2.3	Ley Federal de Competencia Económica	185
A3.2.4	Ley Federal de las Entidades Paraestatales	186
A3.2.5	Ley del Impuesto Sobre la Renta	186
A3.2.6	Ley Federal de Derechos	187
A3.3	Leyes Federales Particulares del Sector Eléctrico	187

A3.3.1	Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica	188
A3.3.2	La Comisión Reguladora de Energía (CRE)	194
A3.3.3	Contrato de Interconexión para Fuentes de Energía Renovable	194
A3.3.4	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética	196
A3.3.5	Ley del Aprovechamiento Sustentable de la Energía.....	200
A3.4	Leyes Federales Particulares del Sector Ambiental.....	201
A3.4.1	Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.....	201
A3.4.2	Ley de Aguas Nacionales	203
A3.4.3	Ley General del Cambio Climático	204
A3.4.4	Normas Ambientales Aplicables al Sector Eléctrico	205
A3.4.5	Protocolo de Kioto y el Mecanismo de Desarrollo Limpio	206
Apéndice 4. Aspectos Ambientales		209
A4.1	Descripción del Proyecto	209
A4.1.1	Ubicación Física del Proyecto.....	209
A4.1.2	Dimensiones del Proyecto	212
A4.1.3	Uso del Suelo.....	212
A4.1.4	Urbanización del Área y Descripción de Servicios Requeridos.....	213
A4.1.5	Características Particulares del Proyecto	213
A4.1.6	Equipamiento del Proyecto	213
A4.1.7	Requerimiento de Combustibles	215
A4.1.8	Requerimiento de Agua	215
A4.1.9	Residuos Generados	215
A4.2	Programa General de Trabajo.....	215
A4.2.1	Estudios de Campo y Gabinete	216
A4.2.2	Programa de Protección de Especies en Peligro, Según la NOM-059-ECOL-2001	217
A4.2.3	Programa de Conservación de Suelos.....	217
A4.2.4	Etapa de Preparación del Sitio.....	217
A4.2.5	Etapa de Construcción de las Instalaciones	218
A4.2.6	Etapa de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones.....	219
A4.3	Descripción del Sistema Ambiental y Señalamiento.....	220
A4.3.1	Delimitación del Área de Estudio	220

A4.3.2	Aspectos Ambientales	221
A4.3.3	Geología.....	222
A4.3.4	Hidrología.....	223
A4.3.5	Edafología	223
A4.3.6	Consecuencias Hidrológicas	224
A4.3.7	Vegetación	224
A4.3.8	Fauna	225
A4.3.9	Orografía.....	226
A4.4	Diagnóstico de Impacto Social y Ambiental.....	226
A4.4.1	Población Indígena	226
A4.4.2	Evolución Demográfica	226
A4.4.3	Infraestructura.....	227
 Apéndice 5. Análisis Financieros del Análisis de Sensibilidad		229
6.2	Caso 1	99
A5.1	Caso 1 con Deuda	230
A5.2	Caso 1 con Fondo PERGE y Subsidio de CFE ligado al Fondo PERGE	231
A5.3	Caso 1 con Deuda y Fondo PERGE	232
A5.4	Caso 1 Comprando Energía para Bombeo a CFE	233
A5.4a	Caso 1 Comprando Energía para Bombeo a CFE, sin Condensador Síncrono	234
A5.5	Caso 1 Comprando Energía para Bombeo a CFE, con Deuda	235
A5.5a	Caso 1 Comprando Energía para Bombeo a CFE, con Deuda, sin Condensador Síncrono.....	236
A5.6	Caso 1, sin Condensador Síncrono	237
A5.7	Caso 1 con Deuda, sin Condensador Síncrono	238
A5.8	Caso 1, sin condensador síncrono con Fondos PERGE.....	239
A5.9	Caso 1 con Deuda, sin Condensador Síncrono y con Fondos PERGE.....	240
A5.10	Caso 2	241
A5.11	Caso 2 con Deuda	242
A5.12	Caso 2 con Fondo PERGE y Subsidio de CFE ligado al Fondo PERGE	243
A5.13	Caso 2 con Deuda y Fondo PERGE	244
A5.14	Caso 2 Comprando la Energía del Bombeo a CFE	245
A5.14a	Caso 2 Comprando la Energía del Bombeo a CFE, sin Condensador Síncrono	246

A5.15	Caso 2 Comprando la Energía del Bombeo a CFE, con Deuda	247
A5.15a	Caso 2 Comprando la Energía del Bombeo a CFE, con Deuda, Sin Condensador Síncrono	248
A5.16	Caso 2, sin Condensador Síncrono	249
A5.17	Caso 2, sin Condensador Síncrono con Deuda	250
A5.18	Caso 2, sin Condensador Síncrono con Fondo PERGE y Subsidio de CFE ligado al Fondo PERGE	251
A5.19	Caso 2, sin Condensador Síncrono con Deuda y Fondo PERGE	252
III.	Bibliografía y Referencias.....	253

II

Introducción

II.1 Prefacio

La generación de energía eléctrica de punta a través de medios renovables y limpios hasta la fecha no se ha logrado. La mayor parte de las energías renovables se dedican, por sus características intrínsecas, a la generación de energía de base. Las energías limpias, como la energía eólica, la solar, la marina, energía solar térmica, dependen principalmente de la disponibilidad de los recursos naturales para su generación lo cual en muchas ocasiones no es constante, la energía hidráulica y la biomasa, aunque en primera instancia sean renovables, pueden cambiar la ecología del sitio en donde se generen para su aprovechamiento, ya que pueden desde consumir toda la vegetación de un sitio o incrementar el precio de los alimentos al ser utilizados estos como combustibles, la energía geotérmica depende de sitios geológicamente adecuados para su generación, quedando limitada geográficamente. También se ha llegado a considerar a la energía nuclear como renovable y limpia, pero eso es relativo, ya que aunque no genera contaminantes ambientales, ni impacto ambiental considerable en la producción y en la disposición de los desechos radiactivos en sitios especializados para ello, sí se salen de control y explotan puede ocurrir una enorme contaminación en un momento casi instantáneamente, como sucedió en Chernóbil en Ucrania y Fukushima en Japón, no solamente por la radiación del sitio, sino por nubes tóxica alrededor del mundo.

De cualquier manera, estas fuentes de energía renovable solamente proporcionan energía de base, es decir, dentro de la demanda diaria de energía por los usuarios, proporcionan la que se utiliza siempre, independientemente de la hora del día, o del día del año. Y aun así, estas fuentes generan energía de base intermitente, con una dependencia directa a su fuente de generación misma.

Se le ha pedido a la población que modere el uso de la energía en sus hogares, ya que este uso es el que genera los picos de demanda; usualmente las industrias entre más pesadas sean, más energía de base utilizan, ya que mantienen encendidas día y noche sus máquinas, para evitar los arranques de

la maquinaria que son tardados y desgastantes para los equipos, por lo que la energía de punta usualmente es consumida por la población en sus casas al regresar de sus labores diarias, entre las 18:00 y las 22:00 hrs. Si se modera el consumo de en los hogares seguramente deberá haber una demanda menor, y un ahorro en inversiones y en combustibles fósiles.

Las energías renovable no puede sustituir a la energía de punta que se genera en ese pico de las 18:00 a las 22:00 hrs. a excepción de la energía nucleoelectrica, pero ya hemos visto los riesgos que se corre con ella. No pueden generar energía de punta por la forma de generación y por la manera en que se pone a disposición de la población. Mucha energía renovable aparte de ser de base es intermitente, de acuerdo a las condiciones climatológicas.

Sin embargo, hemos sido testigos del derretimiento de los hielos eternos, y eso nos ha convencido de que debemos mejorar la tecnología con la que actualmente contamos para la generación de energía a través de medios renovables. Internacionalmente, por ejemplo el Protocolo de Kioto, las naciones alrededor del mundo firman tratados para hacer que la energía renovable funcione como la proveedora de la energía que necesitamos, pero hay otros detractores que dicen que esto sería imposible debido a la inestabilidad de la generación de energía eléctrica con fuentes renovables.

¿Qué tanto debe una persona común sacrificar su estilo de vida, en estos tiempos modernos, tan difícilmente logrados? Además, sería imposible que la humanidad volviera a una estado previo al desarrollo tecnológico actual que nos hace consumir mucha energía. Si la humanidad regresa a vivir de manera natural y como lo hacía cien años atrás, posiblemente el planeta no tendría cabida para la generación de alimentos y necesidades básicas para cada uno de los 7 mil millones de habitantes del planeta realizando labores simples de granja.

Por otro lado, la moderación en el uso de la energía eléctrica es una solución a corto plazo, debido a que cada vez son más comunidades las que se integran al uso de la energía eléctrica de manera cotidiana y cada año aumenta la población, todo ahorro en energía, es inmediatamente utilizado por la gente nueva. Otro factor muy influyente es el deseo unánime de todos los países de contar con un desarrollo económico satisfactorio para sus habitantes, similar al de los países más ricos del planeta, y eso se logra alcanzando altos niveles de producción industrial, que a su vez, demandan más energía eléctrica.

Las relaciones que se dan en un mundo complejo como el actual haría imposible ese retorno, no queda de otra más que encontrar soluciones que se pueden implementar en un futuro cercano y que hagan nuestra convivencia con el planeta más placentera. Debemos cuidar el calentamiento global, y la contaminación común pero al mismo tiempo debemos poder seguir usando los artefactos tecnológicos con los que nos hemos hecho. Por lo que debemos contar con soluciones efectivas a los problemas reales.

Actualmente la ciencia y la tecnología, han desarrollado soluciones innovadoras a los problemas planteados, ahora solamente debemos aprender a usarlos, a manejarlos para que nos puedan proporcionar los objetivos trazados. Esto no quiere decir que todo lo que se tenía que inventar ha sido inventado, por el contrario, la investigación en ciencia y tecnología debe continuar como un proceso sin fin, pero en el mientras tanto debemos utilizar los elementos con los que efectivamente contamos para poder proponer soluciones creativas, innovadoras y funcionales. Para lo cual esta Tesis cuenta con la siguiente hipótesis.

II.1.1 Hipótesis de la Tesis

La generación de energía eléctrica de pico con Plantas Hidroeléctricas de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo es una forma económica, ecológica, sustentable y rentable de surtir electricidad a la población sin afectar sus hábitos de consumo y tendiente a las cero emisiones de residuos contaminantes y por ende a evitar el calentamiento global.

Así veremos cómo podemos construir a partir de una PAEB, Planta de Acumulación de Energía por Bombeo, nunca construida una en México, pero si utilizada en otros países desde hace varias décadas, como construir una PAERB, una Planta de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo. La antigua PAEB, fue un salto tecnológico bastante grande, al utilizar la misma agua para bajarla de un tanque superior, pasarla por turbina-generador y almacenarla en un tanque inferior, para que posteriormente, a través de energía de base (económica) subir el agua nuevamente al tanque superior. En México, aunque si han sido proyectadas, nunca han sido construidas, debido a que de entrada la eficiencia de la planta es muy baja, se le invierte uno en energía para subir el agua al tanque superior y se obtiene 0.75 de energía generada, esto debido a que se requiere una mayor cantidad de energía para ir en contra de la gravedad. Se supone que por la diferencia de precios entre la energía base y la energía de punta, a pesar del mayor gasto de energía en

base, debe quedar una utilidad monetaria suficiente para justificar la realización del proyecto, lo cual ya se demostró que no (ICA, 1999), debido a que el PAEB Monterrey no tenía las condiciones financieras favorables, resultando en posibles pérdidas de llevarse a cabo el proyecto. Aunque el proyecto sigue apareciendo en los catálogos de proyectos por realizarse de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), como desde hace ya algunos lustros, aun no se concreta su realización, seguramente debido a esos dos factores, por un lado la energía en exceso para subir el agua al tanque superior, sobre la energía producida, generándose una pérdida energética, y por el otro lado, una pérdida monetaria.

Desde aquí el nuevo PAERB Monterrey, surgido de los remanentes del viejo proyecto y encarando de frente las nuevas condiciones ambientales de los últimos años. PAERB: Planta o Proyecto de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo. Para su creación se considera la utilización únicamente de energía renovable, en este caso eólica, para poder acumularla y utilizarla durante el periodo de punta.

II.1.2 Fuentes de Información

Las principales fuentes de información se centran en bibliografía y referencias diversas, no solamente en cuestiones técnicas sobre proyectos hidroeléctricos. Debido a que el propósito de la Tesis es la determinación de un Desarrollo de Negocio, el proyecto se debe visualizar en su conjunto, desde los clásicos aspectos técnicos, que definen el proyecto a realizar, hasta la forma de su implementación como proyecto en forma, pasando por aspectos legales y sobre todo económico financieros. Así, entre la bibliografía y referencias se pueden encontrar, libros sobre el aprovechamiento y proyectos hidroeléctricos (Gardea, 1990 y Torres, 1980), así como la Tesis de licenciatura de Espinoza, 1975, sobre los PAEBs, en donde determina las características específicas de este tipo de plantas. Un trabajo esencial para la presente Tesis es la factibilidad del proyecto realizado por ICA sobre el PAEB Monterrey de 1999, que proporcionó los datos y aspectos técnicos y económicos iniciales para poder armar el actual PAERB. Para determinar los aspectos ambientales se utilizó bibliografía adecuada como la de Melgoza, 1977, para el estudio de mercado se utilizaron los reportes de la Secretaria de Energía (SENER), de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que proporcionan información relevante y actual, no solo sobre la situación energética en México, sino alrededor del globo terráqueo, complementados con información del Instituto Nacional de Estadística,

Geografía e Informática (INEGI) y de otras fuentes. Los aspectos legales tienen una importancia fundamental en el desarrollo de un negocio, sobre todo de las magnitudes planteadas en la presente Tesis, por lo que se realizó un apéndice ad hoc, con fuentes directas como son las leyes y reglamentos de los distintos órdenes que influyen en el PAERB, en donde uno se puede dar cuenta de la gran cantidad de leyes que sustentan a un proyecto de energía renovable y que lo pueden hacer viable, por ejemplo la Ley para el Aprovechamiento de la Energía Eléctrica y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE, 2013). También los aspectos hacendarios influyen en el desarrollo del negocio, como se podrá observar en los capítulos 6 y 7, ya que los beneficios en el Impuesto Sobre la Renta (LISR, 2012) hacen que el proyecto se vuelva económicamente viable; así como los fondos nacionales o internacionales que dan apoyo financiero, inclusive a fondo perdido a proyectos de este tipo (por ejemplo los fondos PERGE, 2006). Así, con la conjunción de diversas fuentes de información se pueden abarcar todos los aspectos, desde el marco teórico, aspectos técnicos, económicos, ambientales, legales, y financieros, para armar el desarrollo del negocio propuesto en esta Tesis, confirmando que los proyectos actuales son transdisciplinarios, utilizando para su resolución una vasta variedad de ciencias y tecnologías de diversa índole.

II.2 Alcances

El PAEB Monterrey se encuentra en fase de factibilidad desde hace tiempo debido a que no ha podido pasar la parte de factibilidad económica, y no ha resultado conveniente el adentrarse a mayores estados de estudio del proyecto mientras no se tenga la certeza de que el proyecto es económicamente rentable. Por lo mismo, los datos que se cuentan del PAEB Monterrey son los de factibilidad técnica, datos generales con un grado de diseño suficiente para realizar cotizaciones y presupuestos generales, para su vez obtener datos confiables e iterar con la factibilidad económica, hasta encontrar el arreglo o solución adecuada para hacer el proyecto a detalle.

Del proyecto mencionado se tomarán los datos técnicos relativos a la construcción, necesarios para hacer el análisis financiero y de sensibilidad y encontrar una solución óptima, que en otro momento futuro sirva de guía para realizar el diseño definitivo y la ingeniería de detalle del proyecto.

Para el esta Tesis se hará el Desarrollo del Negocio, o plan de negocios, considerando que el proyecto lo realizará la iniciativa privada en el marco

regulatoria de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) con lo cual se incluirán aspectos legales, mercadológicos y ambientales que sustenten el desarrollo del mismo con la forma de PAERB Monterrey.

Es importante recalcar que aunque los datos de entrada son similares a los del PAEB Monterrey, las soluciones proporcionadas son completamente distintas, enmarcadas en las energías renovables limpias, y en las condiciones bajo las cuales la CRE permite la realización de este tipo de proyectos a los particulares.

Así, se toma el modelo de Desarrollo de Negocio para realizar la Tesis sobre un proyecto de Construcción, que a diferencia de otros, y por su magnitud, sería imposible hablar de una construcción tradicional, en donde un cliente contrata a una empresa constructora para construir una obra anteriormente especificada, en donde la empresa constructora toma el papel de capataz de la obra. Por el contrario, durante esta Tesis se privilegia a la empresa constructora como el cerebro de la operación, desde el darse cuenta de que existe una necesidad en la sociedad, encontrar una solución e implementarla de acuerdo a los altos estándares de calidad establecidos a nivel internacional. Es el siguiente paso de una empresa constructora, el desarrollo de sus propias construcciones.

Desde el punto de vista legal, en la actualidad existen un sinnúmero de leyes que promocionan y estimulan la creación de este tipo de desarrollos, pero la mayor parte de ellas está en letra todavía, y es a través de este tipo de proyectos mediante los cuales se puede activar la implementación real de dichas leyes en el ámbito de la economía nacional.

II.3 Organización de la Tesis

La Tesis está organizada en dos parte principales, el cuerpo de la Tesis propiamente dicho con 8 Capítulos y la Introducción, y una segunda parte que contiene a los Anexos y Apéndices. En el cuerpo de la Tesis se desarrolla y comprueba la hipótesis que hemos planteado desde la Introducción. El Capítulo 1 Descripción Técnica y el Capítulo 2 Descripción Económica, muestran cada uno en sus primeras partes, los marcos teóricos correspondientes que proporcionan el sustento académico a la Tesis, y en sus segundas partes muestran los datos relevantes de entrada del PAEB Monterrey. El Capítulo 3 muestra el Maro Legal bajo el que se va a desarrollar el PAERB Monterrey como negocio, así como las principales leyes que son necesarias para la

realización de un proyecto como éste. De aquí se puede comentar rápidamente que existen bastantes leyes sobre la parte ambiental que favorecen al PAERB Monterrey, lo cual analizaremos en su oportunidad. El capítulo 4 contiene al Estudio de Mercado, justificando porque un proyecto de esta naturaleza le puede convenir a un desarrollador, promotor o a un grupo de industriales. El consumo de energía eléctrica aumenta día a día, sobre todo si se quiere tener mejores condiciones de vida.

Para entrar en materia está el Capítulo 5, que habla sobre la visualización del PAERB Monterrey como negocio, para lo cual se hace un esquema que explica las relaciones entre los distintos participantes y las funciones que cada uno debe realizar. En el Capítulo 6, se hace el análisis financiero del PAERB Monterrey, se inicia con una descripción detallada de las variables que se consideraron como datos del análisis financiero y posteriormente se ofrece el análisis propiamente dicho y explicaciones sobre el mismo.

En el Capítulo 7 se lleva a cabo el análisis de sensibilidad, siguiendo un poco el esquema del capítulo anterior, primero se describen las variables de entrada, se hace el análisis presentado mediante gráficas y tablas, para finalmente realizar el análisis de sensibilidad y una discusión de los resultados obtenidos. Finalmente se llega al Capítulo 8, Conclusiones y Recomendaciones sobre cómo llevar a cabo la realización del PAERB Monterrey y su significado en el contexto nacional, internacional y en el desarrollo científico y tecnológico, remarcando especialmente que se trata de un proyecto transdisciplinario liderado, por necesidad, por una empresa constructora, que lo lleva de forma natural.

En la segunda parte de la Tesis se encuentran los Anexos y Apéndices, como documentos que giran alrededor del cuerpo principal, conteniendo la información necesaria para el cuerpo, pero de manera ordenada para cuando se requiera su participación. Aquí están como Anexos 1 y 2, el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) y el Consumer Price Index (CPI) de Estados Unidos, respetivamente.

En los Apéndices se encuentran trabajos importantes para el desarrollo de la Tesis como son Apéndice 1 Aspectos Técnicos; Apéndice 2 Aspectos Económicos; Apéndice 3 Aspectos Legales; Apéndice 4 Aspectos Ambientales y Apéndice 5 Análisis Financieros.

Esta Tesis está mostrando que en algunas ocasiones, los avances que requiere la humanidad se encuentran en la conjunción de varias disciplinas que trabajan con un solo objetivo, transdisciplinariamente, sin preocuparse de cuál de ellas es la mejor y cual no debería hacer lo que le corresponde a otra. Por el contrario, trata de determinar si la transdisciplinariedad puede desembocar en sinergias de avances tecnológicos mayores.

Capítulo 1

Descripción Técnica

Durante éste capítulo se establecerá el marco teórico conceptual del PAERB Monterrey, estableciendo las características físicas y técnicas que tienen los proyectos de generación eléctrica, pasando deductivamente desde las generalidades hasta terminar con la definición práctica de la conformación general de una Planta de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo. En la segunda parte del capítulo se hablará sobre las características técnicas específicas del PAERB Monterrey, refiriéndonos al estudio realizado por ICA (1999), se dan a conocer aquí las características técnicas del PAERB Monterrey más relevantes, otras características se pueden consultar en el Apéndice 1 Aspectos Técnicos de esta misma Tesis.

1. Marco Teórico y Conceptual

El Proyecto de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo Monterrey (PAERB Monterrey) es un proyecto de inversión privada que está definido dentro de la transdisciplinariedad de varias materias conjuntadas a través de la ingeniería civil, en principio sus áreas: estructuras, geotecnia y construcción (entre otras); y luego otras como. la ingeniería mecánica y la ingeniería eléctrica; para continuar con otras disciplinas como derecho, finanzas, economía, administración, tanto privada como pública, y ambiental, etc., con el propósito de realizar un proyecto de generación de energía eléctrica que sea moderno y actual, pertinente al complejo conjunto de la sociedad contemporánea que exige cada vez más proyectos sustentables y limpios y libres de contaminación ambiental, así empezaré el desarrollo de la esta Tesis con la presentación de algunos conceptos teóricos necesarios.

En esta Tesis se pretende desarrollar el negocio como tal, por lo que el marco teórico es sobre los conceptos técnicos necesarios para entender a cabalidad el proyecto, sin adentrarse a profundidad a los mismos dado que, como se mencionó en la introducción, el alcance de la Tesis es similar al de un Plan de Negocios, el desarrollo técnico del proyecto corresponderá a estudios

especializados sobre estructuras, hidráulica, ingeniería mecánica e ingeniería eléctrica. Entre los conceptos técnicos que le dan el marco teórico a la Tesis están los conceptos de energía eléctrica, su producción a través de proyectos hidroeléctricos, el caso especial de la acumulación de energía por bombeo, y el caso aún más especial de que dicha energía sea proveniente de recursos renovables como la energía de Ehécatl y Tonatiuh (dioses del viento -Ehécatl- Quetzalcóatl- y del sol, respectivamente, en la cultura náhuatl).

Figura 1.1 Dioses del Viento y del Sol, Cultura Náhuatl



También se revisarán los conceptos económicos necesarios para poder llevar a cabo el análisis financiero y determinar la factibilidad financiera del proyecto, el presupuesto de obra, los índices nacionales de precios al consumidor tanto de México como de Estados Unidos de Norteamérica (Estados Unidos), los análisis financieros que se llevarán a cabo, como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el análisis de sensibilidad del proyecto.

Atención especial amerita el marco legal en el que se centra el proyecto, ya que debido a que la generación de energía eléctrica es un atributo especial del Estado, se deben tener muy claros los aspectos legales mediante los cuales el proyecto puede ser legalmente viable, debido a esto he preferido realizar el análisis integral del marco legal en el Capítulo 3.

1.1 Energía Eléctrica

La energía eléctrica se ha convertido en el motor del movimiento de la civilización contemporánea, permitiéndole al ser humano conocer al mundo tal como se le presenta en la actualidad; la energía eléctrica es lo que sabemos que mueve al mundo y la hemos llegado a utilizar indiscriminadamente, sin darnos cuenta de cómo se produce y la forma como llega a nuestros hogares, ciudades y centros de trabajo. La energía eléctrica es el último insumo que necesitamos para que podamos prender nuestros utensilios tecnológicamente avanzados, aparatos que nos facilitan la vida y nos la hacen llevadera, con la facilidad de un clic del apagador o de la conexión de un cable al enchufe.

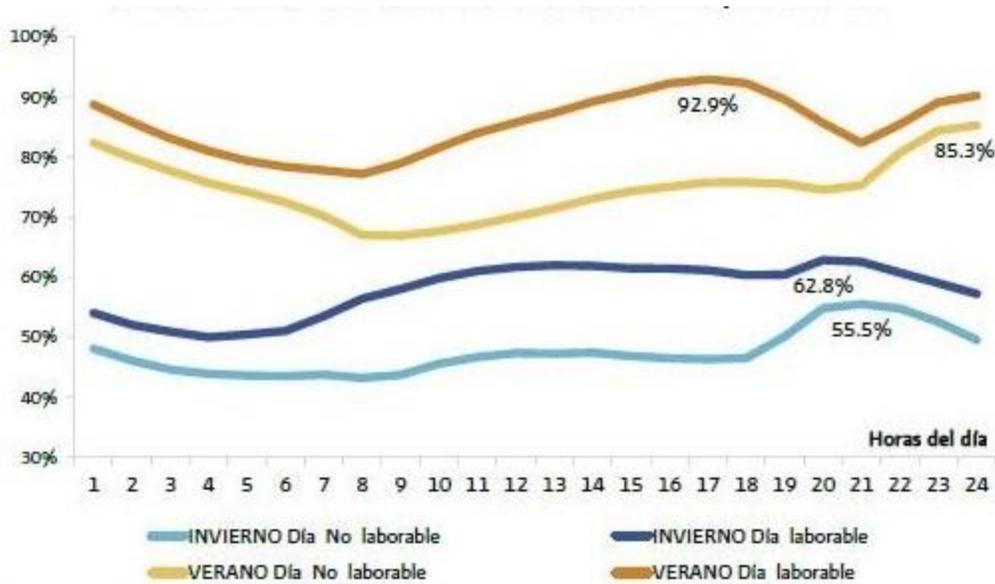
Existen dos tipos comunes de energía que se utilizan frecuentemente: la energía proveniente de los combustibles, principalmente fósiles, aunque pueden ser minerales o vegetales, pero que puedan ser quemados, y la "limpia" energía eléctrica, porque para producirla no se utilizan combustibles que se queman o que entran en combustión, de allí su nombre.

La energía eléctrica es "Cuando un diferencia de potencial (voltaje) es aplicado entre los extremos de algún alambre (por ejemplo, por una batería), se aparece un campo eléctrico en una dirección entonces ocurre un flujo de electrones opuesto a esa dirección..." (Wilson, 2003), por lo que la energía eléctrica ocurre cuando se produce un diferencial de potencial en un alambre que hace que los electrones se muevan hacia esa dirección.

La manera como se genera la energía eléctrica, debido a que ningún fenómeno natural manejable por el hombre la produce, es a través de la transformación de algún movimiento (energía) mecánico a energía eléctrica. Para esto, el movimiento mecánico debió darse por el movimiento de algún fenómeno natural o semiartificial que no dependa de manera directa del hombre, pero que sea controlado por él, y que se produzca a una escala lo suficientemente grande como para que pueda ser aprovechada adecuadamente por la sociedad. Así, se define a la energía eléctrica de acuerdo a este fenómeno original natural o semiartificial que provoco el movimiento que a su vez fue transformado en energía, por ejemplo la energía termoeléctrica, la que se produce con un fenómeno semi-artificial de la quema de combustibles, o la energía geotérmica, o la producida en zonas volcánicas aún activas, con grandes cantidades de vapor de agua disponible, energía todas ellas mecánicas que se pueden transformar, mediante un arreglo de turbina-generator, a energía eléctrica.

Otra clasificación de la energía eléctrica es por la forma como se consume por la población que la demanda, que a su vez determina la manera como la CFE la produce para ofrecerla al público, en energía de base, energía intermedia y energía de pico. Para entender esta clasificación podemos observar la siguiente gráfica (Gráfica 1.1):

Grafica 1.1 Demanda-Oferta Típica Diaria de Energía Base, Intermedia y Punta para el Área Noreste, 2011



Fuente: CFE

La energía base, se considera que es la que, en promedio, siempre es utilizada por la población a cualquier hora del día, y se puede determinar en la gráfica por un límite superior constante, paralelo al eje horizontal de la gráfica. Entendiendo a la población como a toda persona física o moral que por cualquier motivo pertenece a una sociedad en un momento dado, incluyendo a visitantes temporales. La energía de base se considera que se encuentra entre las 0:00 y las 6:00 horas del día (para efectos de cobro) para los efectos del tipo de planta que surte esta energía se utilizan termoeléctricas que trabajan las 24 horas del día, debido a que la mayor parte de ellas deben trabajar constantemente y el proceso de arranque y apagado de la maquinaria de la

planta puede durar varias horas o incluso días, es impráctico e imposible surtir una demanda distinta a la base con este tipo de planta.

La energía punta, al ver la gráfica anterior, por arriba de la línea de energía de base, se pueden observar consumos de energía bajo la demanda-oferta de la misma durante algunas horas específicas del día, y que ocurren en promedio a las mismas horas durante el año. Estos consumos son el resultado de demandas de la población de energía, por periodos determinados de tiempo, en menos de 4 horas. Existen varios de estos picos, el mayor y más prolongado le podemos denominar energía eléctrica bajo demanda-oferta pico, o simplemente, energía pico o de punta, y tienen su período habitual de ocurrencia entre las 6:00 y las 22:00 horas. En este caso, la planta ideal para surtir este tipo de energía, de punta, es una hidroeléctrica, que efectivamente puede generar energía eléctrica al momento en que se le demande, ofreciéndola hasta que la demanda desaparezca, ambos procesos con la apertura o cierre de las válvulas de la toma de agua, y en el tiempo en que tarde en llegar el agua a la turbina.

En muchas ocasiones se habla también de energía intermedia que se surte durante las 6:00 y las 18 horas, en promedio y que representa los picos menores de la curva de la demanda-oferta diaria promedio. Este tipo de energía es surtido por ciertos tipos de plantas hidroeléctricas y por plantas termoeléctricas con tecnología de ciclo combinado con tecnología más avanzada y más cara, y de las plantas hidroeléctricas, que requieren de periodos más prolongados de utilización con menos potencia.

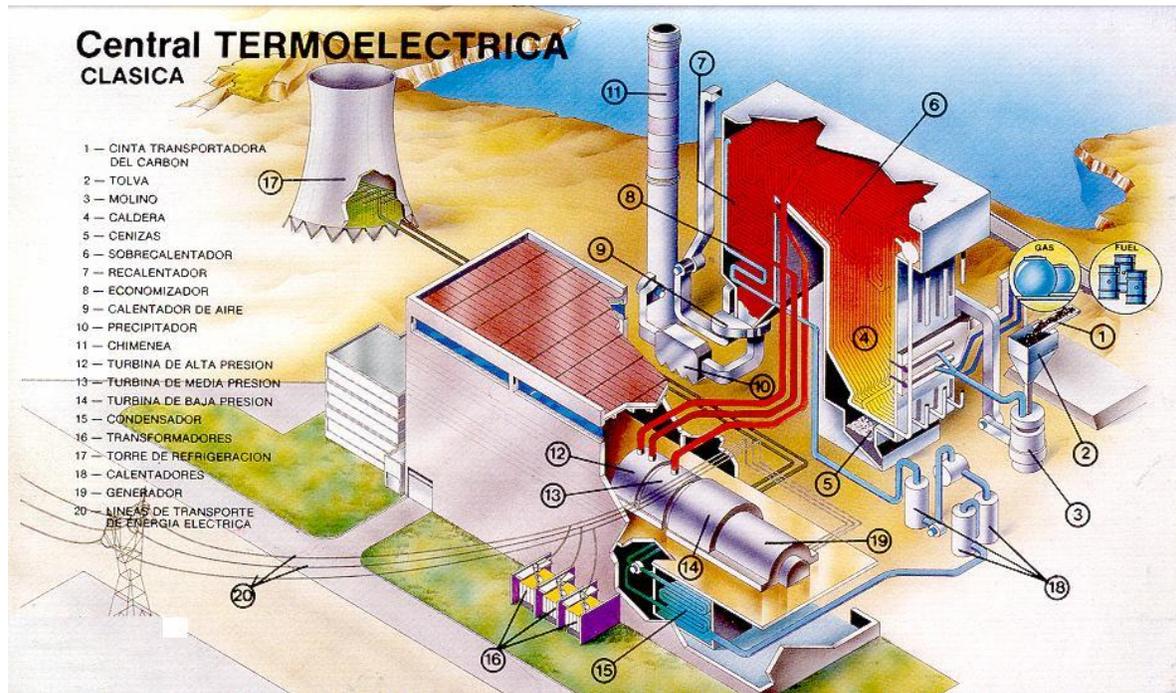
1.1.1 Proyectos Termoeléctricos

Los proyectos de generación de energía eléctrica más comunes son los que utilizan combustibles para producir electricidad a través de tuberías de vapor de agua a alta presión que mueven turbinas, que a su vez mueven al generador para transformar dicho movimiento en energía eléctrica. Estas plantas termoeléctricas, aunque la tecnología actual las hace muy eficientes, contaminan a través de los residuos producto de la combustión.

Las plantas termoeléctricas, de manera general, tienen los siguientes elementos: instalaciones para el suministro y/o el almacenamiento del combustible, almacenamiento de agua, una caldera con la cual calentar el agua y convertirla en vapor a alta presión, tubería necesaria para distribuir el agua y el vapor, turbina que funciona a base de vapor de agua a alta presión, el generador, cableado para el adecuado transporte de la electricidad,

subestación eléctrica e interconexión a la línea de transmisión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), este arreglo se esquematiza en la siguientes figura (1.2).

Figura 1.2 Elementos de una Planta Termoeléctrica Clásica



1.1.2 Proyectos Hidroeléctricos

Cuando el movimiento mecánico que se transforma posteriormente en energía eléctrica es realizado por el agua, se dice que es un proyecto hidroeléctrico. Usualmente suelen ser colosales proyectos generadores de energía eléctrica utilizable, principalmente, bajo una demanda inmediata, ya que basta abrir la compuerta de la presa en donde se almacene el agua, para a los pocos minutos o menos, se esté generando electricidad (Torres, 1980).

Los proyectos hidroeléctricos implican inversiones mucho mayores que los proyectos termoeléctricos, debido principalmente a los tamaños colosales que se manejan. La casa de máquinas pueden ser del mismo tamaño que una planta termoeléctrica, más pequeñas o por el contrario, varias veces su tamaño, pero no tiene implicaciones mayores; en ambos casos se tiene la casa de máquinas, en donde se alojan las turbinas y los generadores, así como

líneas de transmisión hacia la subestación eléctrica y la interconexión a las líneas de transmisión en alta tensión de CFE, aunque los tamaños varíen en varias veces el uno del otro, no tiene grandes implicaciones. La diferencia está en el almacenamiento de agua. Usualmente el combustible en las plantas termoeléctricas llega directo por ductos de PEMEX (Petróleos Mexicanos) o cuenta con tanques de almacenamiento del combustible a quemar, que caben dentro de las instalaciones de la planta termoeléctrica, midiéndose en hectáreas. En cambio, el almacenamiento de agua de una planta hidroeléctrica es lo que hace la diferencia entre ambos tipos de proyectos, la magnitud de una presa se suele medir en kilómetros cuadrados, lo que hace que tenga una enorme influencia en el entorno ambiental en donde se construya.

Aunque las plantas hidroeléctricas se consideran como libres de contaminación, a diferencia de las termoeléctricas que queman combustibles y despiden a la atmosfera una gran cantidad de residuos contaminantes, además de la quema a gran escala de recursos naturales no renovables, las plantas hidroeléctricas no emiten esta clase de residuos. Sin embargo, generan otra clase de impacto ambiental, que en ocasiones se consideran mínimos por estar alejados de las zonas habitacionales, pero que el tiempo se ha encargado de hacernos saber que contribuyen de una u otra manera en la ecología del mundo, y en el calentamiento global.

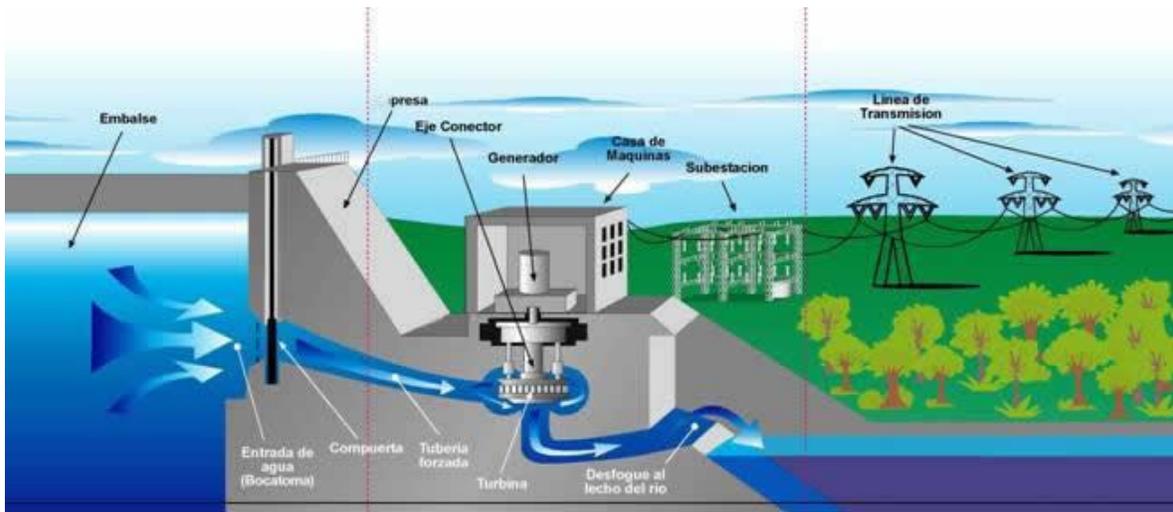
Entre los problemas que generan las plantas hidroeléctricas está el tamaño de la presa que necesitan, que llega a inundar varios kilómetros cuadrados, creando en el sitio una destrucción del ecosistema preexistente que ha sido inundado, inclusive pueblos enteros quedan cubiertos por el agua, con reubicación de los pobladores; aguas abajo, se crea una sequía, mientras que aguas arriba pueden crearse nuevos ecosistemas, que posiblemente afecten a los ecosistemas originales. En ambos casos existe la destrucción de especies de plantas y animales que pueden llegar a desaparecer, al menos dentro de su propia zona de influencia. Debido a que el agua utilizada para la generación de energía regresa a su caudal varios kilómetros abajo, en la zona inmediatamente abajo de la cortina de la presa se pueden generar problemas de sequía, que contribuyen al calentamiento global. Debido al impacto ambiental que generan las hidroeléctricas, algunos países las han llegado a prohibir o al menos a aplicarles especificaciones muy estrictas a manera de mitigar dicho impacto.

En realidad los elementos conceptuales que cambian dentro de un proyecto hidroeléctrico en comparación a uno termoeléctrico son pocos,

evidentemente que el diseño de cada uno de los elementos que intervienen debe ser específico para el caso correspondiente, entrando en detalle, una turbina de una planta termoeléctrica es completamente distinta en su diseño y especificaciones a una turbina de una planta hidroeléctrica, pero no es objeto de esta Tesis entrar a semejante clase de análisis. Así, en comparación los elementos constitutivos de una planta hidroeléctrica difieren poco de los semejantes a una planta termoeléctrica.

La planta hidroeléctrica cuenta, en orden lógico de la generación, una cuenca hidrológica lo suficientemente grande para abastecer el vaso de la presa en cuestión de varios kilómetros cuadrados, la cortina de la presa, y sus obras accesorias como vertedores, ataguías, obras de desvío, obra de toma, tubería de conducción, tubería a presión, casa de máquinas, turbinas, generador, cables de conducción, subestación eléctrica e interconexión a las líneas de transmisión de la CFE. En la siguiente figura se muestra un esquema genérico de este tipo de planta.

Figura 1.3 Esquemización de una Planta Hidroeléctrica Clásica



1.1.3 Proyectos Hidroeléctricos de Acumulación de Energía por Bombeo

Un Proyecto Hidroeléctrico de Acumulación de Energía por Bombeo, mejor conocidos como PAEB, en donde la P indistintamente puede significar Proyecto, para aquellos que aún no se han construido, o Planta, para los que se encuentren en funcionamiento; es un caso especial de los proyectos

hidroeléctricos. Este tipo de plantas, aunque no son de diseño reciente, pueden dar solución a varios problemas de impacto ambiental, de espacio, de generación de energía pico y de sustentabilidad.

Un PAEB tiene el mismo arreglo que un proyecto hidroeléctrico, es decir, tiene un recipiente de almacenamiento de agua, obra de toma, conducción, casa de máquinas, turbina, generador, cables de transmisión, subestación eléctrica e interconexión a la línea de transmisión a la CFE, con dos diferencias fundamentales, el recipiente de almacenamiento de agua es un estanque de almacenamiento, para el PAEB Monterrey de 750,000 m³, con apenas una superficie de 62,500 m², un poco más de seis hectáreas con una profundidad de 12 m, a diferencia de los grandes proyectos hidroeléctrico, que llegan a tener varios kilómetros inundados, por ejemplo el vaso de la presa Manuel Moreno Torres "Chicoasén" tiene un área inundada de 11 km², aunque claro que un PAEB tiene dos represas, una arriba de algún cerro y la otra inmediatamente abajo, pasando la casa de máquinas, con características muy similares. La segunda característica importante que diferencia a una PAEB de una presa hidroeléctrica tradicional es que el mismo volumen de agua es el que es subido y bajado constantemente para generar electricidad, se debe considerar un gasto de reposición, para una capacidad instalada similar a la de muchas hidroeléctricas grandes, el PAEB Monterrey tiene una capacidad instalada de 200 MW y una generación anual de 292 GWh con un factor de planta de 0.167. Hasta aquí podemos vislumbrar las ventajas de un PAEB, primero se tiene un área reducida para una capacidad instalada similar a una central hidroeléctrica grande, de 200 MW, y es ecológica porque utiliza siempre la misma agua, más sus pequeños gastos de reposición.

Un PAEB para generar energía eléctrica hace bajar el agua almacenada en el recipiente superior por la tubería, hacia las turbinas, que mueven el generador, ambos reversibles, una vez que el agua ha pasado por las máquinas, en vez de dejar correr el agua hacia su cauce natural, se almacena en el tanque inferior, de la misma capacidad que el superior.

Ahora, utilizando energía de una fuente externa, en este caso de CFE, se hace subir el agua del recipiente inferior al superior utilizando las máquinas turbina-generador como bomba-motor, para que al siguiente día esté disponible para repetir el ciclo de generación. "La idea básica es que las plantas de rebombeo simple sirven al sólo propósito de almacenar energía...", (Espinosa, 1975).

1.1.4 Proyectos Hidroeléctricos de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo

Una PAERB, término acuñado por el autor durante el desarrollo de la presente Tesis para dar una solución viable al PAERB Monterrey, es una planta bastante similar a un PAEB, descrito en el apartado anterior, solamente que la energía es completamente renovable, es decir, no depende de una fuente de energía "sucia" para su operación.

Siguiendo con el esquema descrito, un PAERB tiene los dos estanques superior e inferior, la línea de conducción, la casa de máquinas con turbinas y generadores, cableado, la subestación eléctrica, la línea de transmisión y la interconexión a la red de CFE, además debe contar con una segunda central de generación de energía renovable eólica o solar, dedicada exclusivamente a proporcionar la energía suficiente para bombear el agua al tanque superior. De esta manera se puede obtener energía de pico realmente ecológica y a gran escala. Ahora bien, debido a las características de estas centrales de generación de energía renovable, posiblemente su ubicación deba ser en otro sitio, alejado del PAERB.

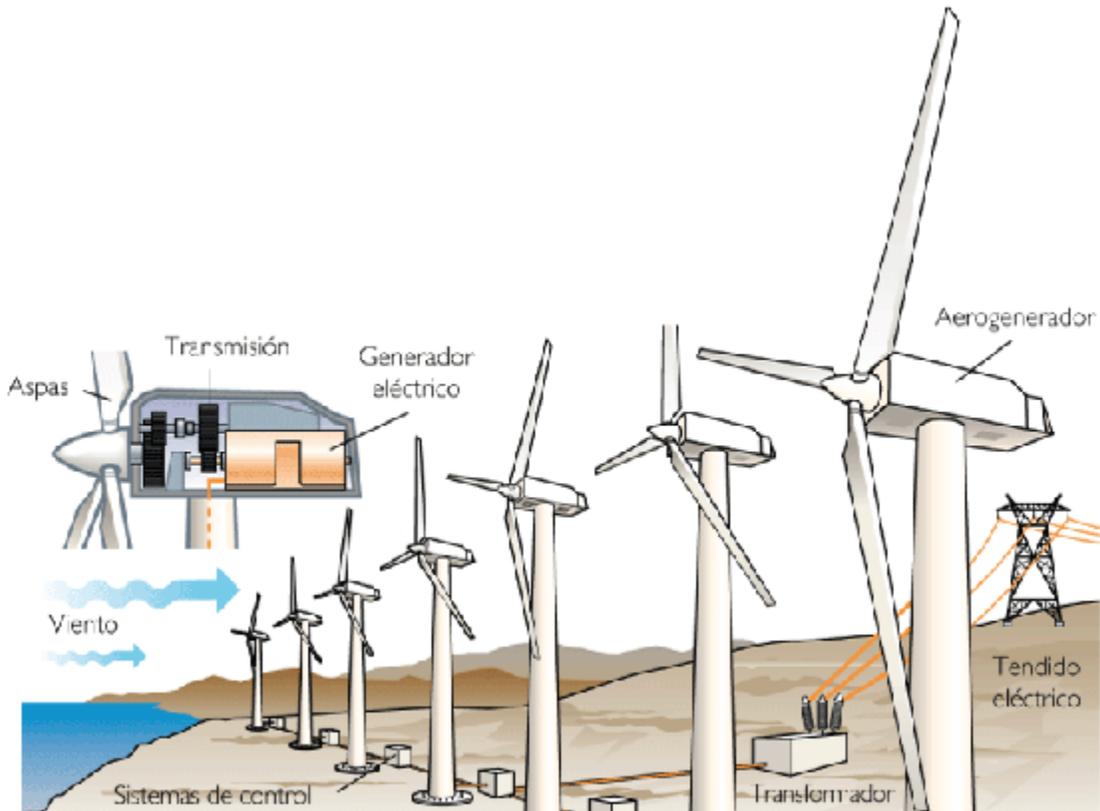
1.1.5 Energía Eólica

La energía eléctrica eólica es la que es producida a través del viento, y tiene las siguientes características, es producida en lugares con viento continuo y constante dentro del régimen laminar, que no llegue al punto crítico o que lo sobrepase. Usualmente se ubican cerca del mar en terrenos planos alejados de montañas que generen turbulencia cuando el viento choca con ellas y regresa. Una central eólica está constituida con una "plantación" de hélices distribuidas a cada determinados metros (alrededor de 1000 metros) cada una con capacidad de 1 a 4 MW, aunque las comunes son de 1 MW, en la parte superior de la columna de sustentación se encuentra una turbina generadora de hélices, y a su vez en la parte inferior sale el cableado hacia la subestación eléctrica y la línea de transmisión de CFE a la que debe estar interconectada. El problema de este tipo de centrales eólicas es que si los sensores con los que cuenta la turbina detectan un flujo de aire crítico o turbulento, detienen el funcionamiento de la turbina, anclándola y dejando de producir energía por el tiempo necesario, mientras pasa el flujo turbulento de aire.

Por sí solas, estas plantas producen energía constante y por lo explicado anteriormente, es difícil que produzcan energía a voluntad del tipo pico, más

bien producen energía de base y dependen de las condiciones atmosféricas, Figura 1.4.

Figura 1.4 Central Eoloeléctrica Clásica



1.1.6 Energía Solar

La energía solar se obtiene por las celdas (o células) fotovoltaicas que transforman directamente la luz solar en energía eléctrica a través del efecto de Seebeck (Guillén, 2004). Las celdas fotovoltaicas están fabricadas con dos capas de semiconductores, una positiva y una negativa. Cuando los fotones impactan en la celda, algunos son absorbidos por el material semiconductor y producen exceso de electrones libres en la capa negativa. Los electrones libres pueden fluir hacia la capa positiva si existe un circuito externo que permita su paso. La corriente eléctrica así producida es proporcional a la densidad de potencia de la radiación solar incidente en la celda y el área de la misma.

Las celdas solares usuales son de silicio monocristalino, pero se pueden fabricar de silicio policristalino, silicio amorfo, policristalinos de lámina delgada,

sulfuro de cadmio y sulfuro de cobre, telurio de cadmio, seleniuro de cobre e indio, arseniuro de galio o de concentración, pueden tener diferentes tamaños y geometrías, dependiendo de los usos que se les quiera dar, Figura 1.5.

Figura 1.5 Paneles Solares



Para formar los módulos, las celdas se interconectan y se encapsulan. Se utilizan capas de varios materiales. En el módulo terminado las celdas y sus conexiones están aisladas eléctricamente y protegidas del medio, tiene buenas propiedades mecánicas, puede ser rígida o flexible y su vida útil puede ser superior a 20 años. Los módulos se conectan a su vez para formar arreglos fotovoltaicos cuya capacidad va desde cientos hasta millones de watts. Los arreglos se montan en estructuras que permiten orientar su superficie de captación para optimizar la incidencia de radiación solar.

1.2 Impacto Ambiental y Social

Desafortunadamente, la generación y el uso de energía eléctrica constituyen la fuente principal de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) debido a que son los combustibles fósiles los que aportan más del 75% de generación de electricidad. Dentro del Programa Especial de Cambio Climático (PECC) 2009-2012 se buscó desarrollar proyectos de generación eléctrica con mayor eficiencia energética, uso de fuentes renovables de energía, mayor uso de la energía nuclear así como evitar el carbono en la

atmosfera a través de técnicas de secuestro y almacenamiento geológico. Este programa intenta: utilizar tecnologías bajas en carbono para generar electricidad; proyectos de eficiencia energética con tecnologías que reduzcan emisiones GEI; reducir fugas de hexafluoruro de azufre en la transmisión y distribución del SEN; aumentar las fuentes de energía eólica, geotérmica, de océanos, biomasa, hidráulica y solar, que sean técnica, económica, ambiental y socialmente viables para producir energía eléctrica; dentro de las fuentes renovables de energía eléctrica y cogeneración, fomentar la participación del sector privado; captura y almacenamiento geológico de CO₂ de la generación de energía eléctrica.

Las “externalidades” están definidas como aquellos impactos positivos o negativos que genera la provisión de un bien o servicio que afectan a un tercero, de acuerdo con la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Cuando los costos o beneficios sociales totales que involucran su producción y consumo son diferentes a los costos o beneficios de los productores o compradores de un bien o servicio, ocurre una externalidad.

De acuerdo con SENER, 2012, “Para realizar una evaluación y calcular las externalidades que una empresa genera, existen distintas metodologías, las cuales se han utilizado en diversos países. De las metodologías utilizadas actualmente, sobresale principalmente la del Análisis del Ciclo de Vida (ACV)... considera que, para la evaluación del impacto ambiental de una actividad productiva, es necesario medir las emisiones y daños generados durante todo el proceso de producción desde la adquisición de la materia prima, pasando por la producción y el consumo, hasta el desecho”.

1.3 Condensador Síncrono

Un condensador síncrono es en esencia un generador reversible que tiene la capacidad de trabajar como generador o como motor, evidentemente, el diseño y la ingeniería deben contemplar las condiciones para que el generador trabaje de esta manera, es decir, el arreglo de la turbina-generador reversible es un condensador síncrono. Se puede utilizar el generador como motor, y la turbina como bomba, para subir el agua al tanque superior.

1.4 PAEB Monterrey Situación Técnica.

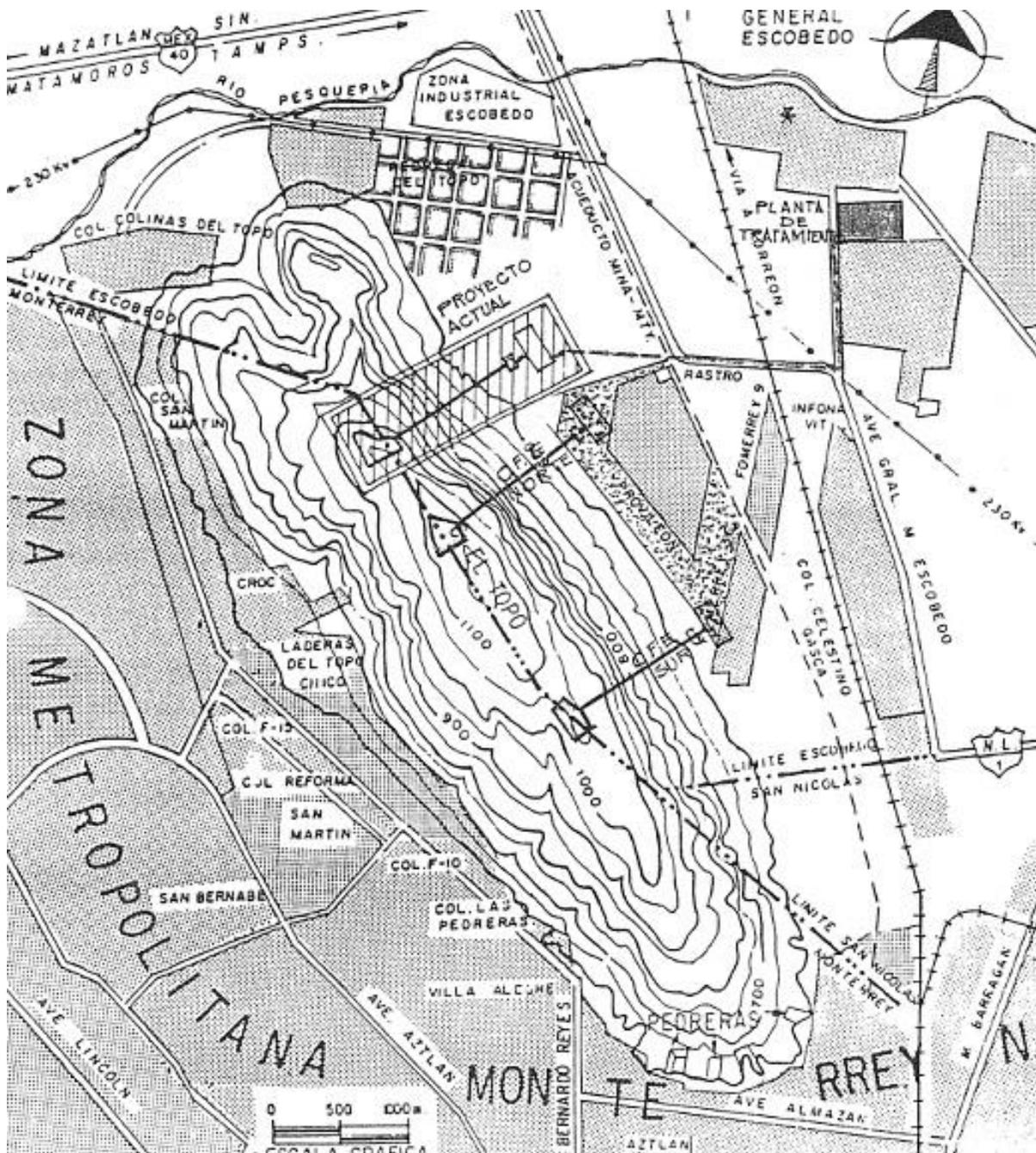
El PAEB Monterrey está ubicado en el Cerro del Topo Chico en el municipio de General Escobedo en Nuevo León, dentro de la zona conurbada de la ciudad de Monterrey, es un proyecto que ha estado en el catálogo de obras de la CFE (POISE, 2011) desde ya hace algunas décadas, y debido a que no se ha podido comprobar su rentabilidad no se ha llevado a cabo, inclusive de varios PAEBs que estuvieron catalogados hace veinte años, solo permanece este. Ingenieros Civiles Asociados (ICA) realizó una factibilidad del proyecto a través de un despacho de consultoría, Mofal Consultores, arrojando nuevamente que técnicamente se utiliza para el bombeo más energía que la generada y que la “venta” de energía de punta no suplía a los costos de la energía utilizada para el bombeo, dando parámetros financieros negativos. Motivo por el cual también el PAEB Monterrey fue desechado para su construcción.

1.4.1 Situación Actual del Proyecto

El proyecto del PAEB Monterrey de 1999, tras ser estudiado por ICA-Mofal, quedó en que la opción ideal para su construcción sería, de entre varios sitios de los alrededores de Monterrey, ser en el Cerro del Topo Chico, que cuenta con varias ventajas sobre otros sitios alejados de la ciudad. La localización de la planta se puede apreciar en la siguiente figura 1.6.

El Cerro del Topo queda dentro de la zona urbana de Monterrey y sus municipios conurbados, lo que le da algunas ventajas como trabajar dentro de la ciudad con avenidas pavimentadas y cercanas, la red de interconexión queda a unas calles de allí, el agua a utilizar por el proyecto se tomará de las plantas de tratamiento del Sistema de Agua y Drenaje de Monterrey (SADM) a un costo razonable, inclusive la tubería a construir para el agua tratada queda a menos de 8 km de la planta, entre otras ventajas. Para mayor información se puede revisar la situación actual del PAEB Monterrey en el Apéndice 1 Aspectos Técnicos.

Figura 1.6 Localización Actual del PAERB Monterrey



A continuación se muestran los datos más relevantes del PAEB Monterrey en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Datos Relevantes del PAEB o PAERB Monterrey			
No.	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
DATOS GENERALES PAERB MONTERREY			
1	Potencia instalada	MW	200
2	Generación anual	GWh	154.6
3	Número de unidades		2
4	Tipo de unidades	Turbina-Bomba	Francis
CICLO DE GENERACIÓN			
5	Carga bruta	M	480
6	Pérdidas de carga	M	5.72
7	Carga de diseño	M	472.28
8	Gasto de diseño	m ³	23.72
9	Potencia por unidad	MW	101.52
10	Tiempo de generación	horas	4
CICLO DE BOMBEO			
11	Carga bruta	m	480
12	Pérdidas de carga	m	3.85
13	Carga media	m	483.84
14	Gasto bomba por unidad	m ³ /seg	17.31
15	Tiempo de bombeo	horas	5.48
16	Pérdidas de carga	m	3.85
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL TANQUE SUPERIOR			
17	Capacidad	m ³	751,400
18	Altura	M	13
19	Borde libre	M	1
20	Nivel de la corona	msnm	1,046
21	Nivel máximo de operación	msnm	1,045
22	Nivel mínimo de operación	msnm	1,035
23	Nivel de diseño	msnm	1,041.67
24	Nivel de la plantilla	msnm	1,033
25	Volumen de excavación	m ³	2,350,600
26	Volumen de concreto	m ³	14,950
27	Acero de refuerzo	Ton	450
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL TANQUE INFERIOR			
28	Capacidad	m ³	751,400

Tabla 1.1 Datos Relevantes del PAEB o PAERB Monterrey

No.	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
29	Altura	m	13
30	Borde libre	M	1
31	Nivel de la corona	msnm	566
32	Nivel máximo de operación	msnm	565
33	Nivel mínimo de operación	msnm	555
34	Nivel de diseño	msnm	561.67
35	Nivel de la plantilla	msnm	553
36	Volumen de excavación	m ³	2,298,300
37	Volumen de concreto	m ³	13,880
38	Acero de refuerzo	Ton	415
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA OBRA DE TOMA			
Tanque superior			
39	Tipo		TORRE
40	Volumen de excavación	m ³	1,916
41	Volumen de concreto	m ³	1,000
42	Acero de refuerzo	Ton	60
43	Namo	msnm	1,045
44	Namino	msnm	1,035
45	Elevación de la plantilla	msnm	1,033
46	Gasto	m ³ /seg	47.44
Tanque inferior			
47	Tipo		TORRE
48	Volumen de excavación	m ³	1,916
49	Volumen de concreto	m ³	1,000
50	Acero de refuerzo	Ton	60
51	Namo	msnm	565
52	Namino	msnm	555
53	Elevación de la plantilla	msnm	553
54	Gasto	m ³ /seg	47.44
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA TUBERÍA A PRESIÓN			
55	Diámetro	M	4.5
56	Longitud	M	1,170
57	Gasto	m ³	47.44
58	Tipo		ACERO
59	Volumen de excavación	m ³	11,900
60	Volumen de concreto	m ³	1,990
61	Acero de refuerzo	Ton	50
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA CASA DE MÁQUINAS			
62	Tipo		Subterránea

Tabla 1.1 Datos Relevantes del PAEB o PAERB Monterrey

No.	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
63	Longitud	m	36
64	Ancho	m	15
65	Altura	m	31.2
66	Volumen de excavación	m ³	28,900
67	Volumen de concreto	m ³	5,490
68	Acero de refuerzo	Ton	440
CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES LUMBRERAS DE BARRAS DE POTENCIA			
69	Lumbreras de acceso		
70	Diámetro	m	6
71	Longitud	m	74
72	Volumen de excavación	m ³	2,048
73	Lumbreras de buses		
74	Diámetro	m	3
75	Longitud	m	78
76	Volumen de excavación	m ³	1,103

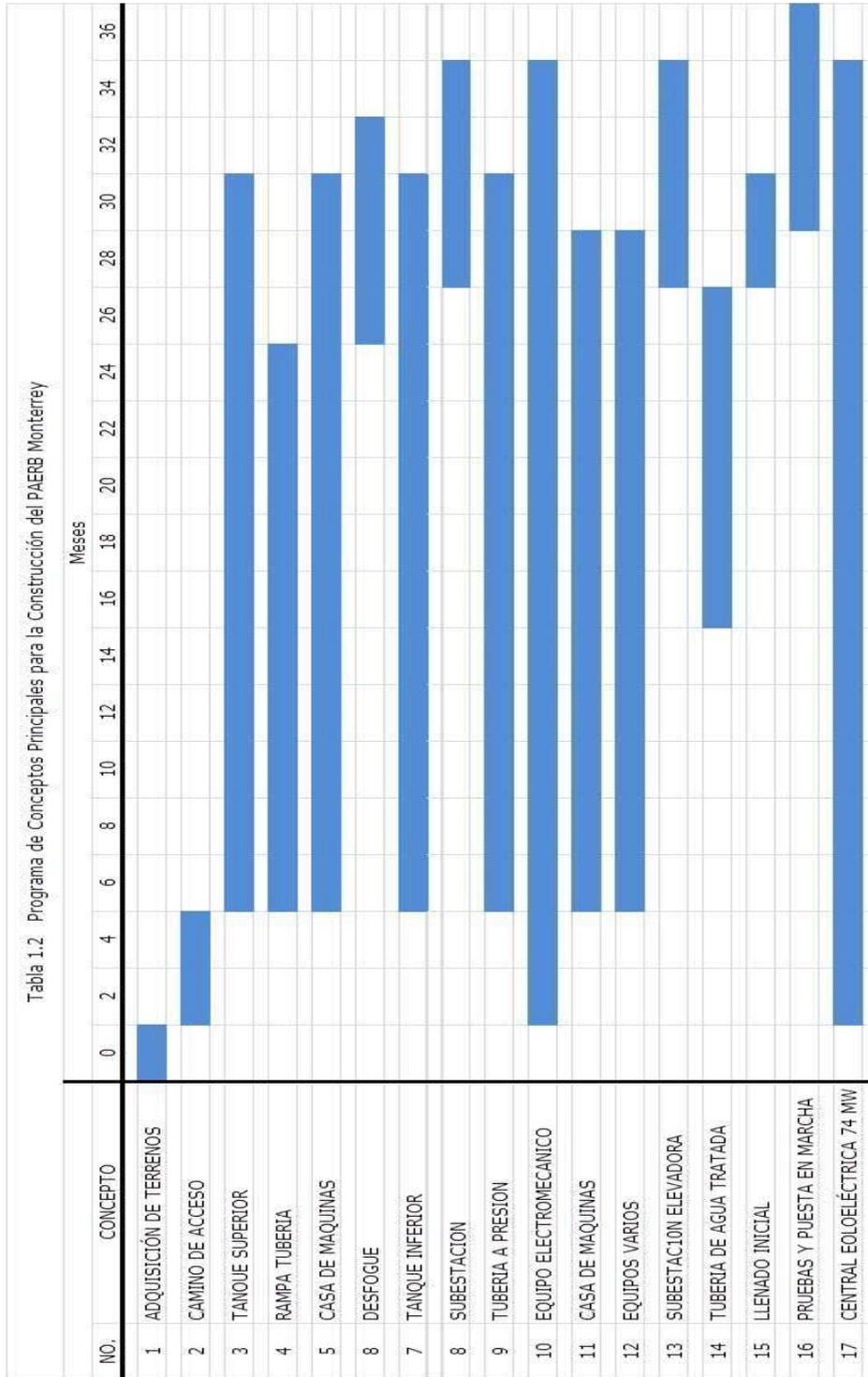
El PAERB consiste en la construcción de dos estanques con una capacidad de 750,000 m³, cada uno llenados con agua tratada proporcionada por SADM, almacenados en el tanque superior para llegando las horas de punta, abrir las compuertas y dejarlos caer por la tubería de conducción hasta las turbinas ubicadas a 472 m abajo, en la casa de máquinas. Al pasar por las casa de máquinas el agua se desfoga hacia el tanque inferior en donde es almacenada. Las turbinas mueven al generador que produce los 154.6 GWh al año. Una vez terminadas las horas de punta, el generador reversible funciona como motor que mueve a las turbinas como bomba y succionan el agua del tanque inferior para llevarlos al tanque superior. Este arreglo puede ser visto en el siguiente perfil del proyecto Figura 1.7.

El proyecto del PAERB Monterrey está contemplado para construirse durante tres años, de acuerdo al Programa de Obra que se muestra en la Tabla 1.2.

1.4.2 Utilización de Energía Renovable para el Bombeo

Para convertir el PAEB Monterrey en PAERB Monterrey, es decir para que sea una Planta de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo, se le debe agregar al PAEB Monterrey una Central Eoloeléctrica, que permita generar la

Tabla 1.2 Programa de Obra del PAERB Monterrey



La Central Eoloeléctrica sugerida debe tener una capacidad instalada alta, ya que la experiencia en este tipo de plantas (Pérez, 2008) muestra que aunque los fabricantes de aeroturbinas ofrecen factores de planta de 0.4 hasta 0.6, las pruebas in situ de Pérez, indicaron que dichos factores reales andan por el orden del 0.3, lo cual eleva la capacidad instalada de la Central Eoloeléctrica para abastecer de energía limpia al PAERB Monterrey.

La Central Eoloeléctrica Asociada al Bombeo del PAERB Monterrey no necesariamente debe estar junto a la planta. De hecho podría ser muy difícil que estuviera localizada en el área de Monterrey, debido a que las condiciones de viento en Monterrey, por las altas montañas que la rodean, son de turbulencia, lo cual impide un óptimo funcionamiento de la Central Eoloeléctrica. Esta se podrá localizar en los estados con costas, en donde los vientos lleguen con flujo laminar y permitan un mejor funcionamiento, como por ejemplo en Veracruz u Oaxaca.

Durante este capítulo revisamos las características técnicas que deben tener los proyectos de generación de energía eléctrica, desde lo más general hasta determinar las características físicas y técnicas de un PAERB, las especificaciones del caso especial de Monterrey y sobre todo las adecuaciones que se debieron realizar para convertir el PAEB a PAERB (Planta de Acumulación de Energía por Bombeo a Planta de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo) a través de la construcción de una Planta Eoloeléctrica asociada al PAERB.

Capítulo 2

Descripción Económica

La descripción económica del PAERB Monterrey, en este se capítulo empieza realizando una descripción del marco teórico conceptual de los aspectos económicos, cuya descripción más detallada se encuentra en el Apéndice 2. El marco teórico habla del presupuesto de obra, elemento clave para determinar el valor económico del PAERB Monterrey, y sobre el cuál se harán los análisis necesarios para determinar su factibilidad económica, a través de dos elementos importantes: el análisis financiero y el análisis de sensibilidad, que reúnen todas las características económicas del PAERB Monterrey y arrojan resultados para poder tomar una decisión. En una segunda parte del capítulo, nuevamente se toma como base y se hace una descripción del presupuesto de obra del proyecto analizado en ICA durante 1999.

2.1 Marco Teórico y Conceptual

Al ser la presente Tesis el desarrollo de un negocio, debemos tener presente que la descripción económica que se hace del PAEB Monterrey es esencial para poder desarrollar el negocio. Prácticamente las soluciones científicas y tecnológicas que hasta el momento existen, dan solución a gran parte de los problemas a los que actualmente se enfrenta la sociedad, y si no es así, seguramente en estos momentos se están desarrollando soluciones adecuadas a los problemas sociales. Sin embargo, en mucha ocasiones, como sociedad, nos preguntamos ¿Por qué si se ha anunciado que existen soluciones científicas y tecnológicas a nuestros problemas, no se implementan y se llevan a cabo para que podamos vivir mejor? La respuesta pudiera ser sencilla de resolver, pero tiene muchas implicaciones y connotaciones que la hacen complicada, la respuesta más óptima es: porque dichas soluciones son económicamente imprácticas. Lo complicado y difícil de explicar es la parte económica, porque popularmente se piensa que solamente es sobre dinero, y que el gobierno o quien tenga el dinero, lo haga, pero no nos damos cuenta de todos los alcances de distinta índole, que inciden directamente en la sociedad,

es decir en nosotros mismos, porque al final de cuentas, alguien tiene que pagar la solución implementada, por más ecológica que sea, no necesariamente será económica, y llegará a implicar que se incremente nuestra factura bimestral de energía eléctrica en varias veces lo que actualmente pagamos. Claro, una o dos plantas ecológicas de energías renovables, a lo mejor no influye mucho en nuestro pago bimestral, pero, sustituir en este momento toda la energía por energía cien por ciento renovable, posiblemente sea un suicidio financiero, para los habitantes, que al final de cuentas son quienes pagan la factura, ya sea porque consumen la energía directamente en su casa, o porque consumen los productos y servicios que han sido fabricados con la energía surtida a industrias y comercios.

Es bastante cierto que debemos dar un giro, los grados necesarios, para cambiar nuestro consumo de energía eléctrica proveniente de fuentes contaminantes para utilizar exclusivamente energía eléctrica de fuentes renovables, pero esto debe hacerse de manera que no impacte la economía, y sobre todo la economía familiar.

Así, la energía renovable que se utilice deberá cumplir, además de los técnicos, con requisitos económicos como estar en un rango aceptable de precio al consumidor final, ser rentable a la cadena productiva, y que su construcción, operación y mantenimiento se encuentren dentro de los estándares económicos de la industria eléctrica del país. La mejor manera de hacer esto es a través de una comparación contra la industria eléctrica actual y los precios que ofrece a los consumidores finales. Todo costo adicional que se pague por el cambio tecnológico, aunque sea por una tecnología limpia, lo paga el consumidor final.

Esto no quiere decir que dejemos la tecnología actual de generación de energía eléctrica tal y como está, por el contrario, esto pone los lineamientos que las investigaciones en energías renovables deben cumplir, al final de cuentas el desarrollo científico y tecnológico está al servicio de la sociedad, para solucionar los problemas que esta tiene, no para generarle problemas adicionales al tener que pagar en x veces, o más, el costo de la energía eléctrica. La energía eléctrica generada con tecnologías limpias y ecológicas, deberán también ser económicas, y no solamente en el romántico enfoque del dilema del mundo que se destruye y su salvación a través del sacrificio que hace la humanidad (aunque se entienda gobiernos y entes adinerados) al cambiar estoicamente por energías verdes, deberán ser realmente competitivas, y rentables, nos deben dar la oportunidad de generar riqueza,

32

esperando, ahora si románticamente, que la humanidad utilice dicha riqueza en su bienestar.

Debemos comprobar la rentabilidad del PAERB Monterrey, que a su vez nos va a indicar de una manera indirecta del beneficio que proporciona la tecnología renovable aquí empleada, para lo cual se emplearan métodos para comprobar la rentabilidad de proyectos de cualquier tipo, el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) que comúnmente utilizados alrededor del mundo con estos propósitos. Antes de esto revisaremos brevemente el presupuesto de obra, y lo actualizaremos considerando la inflación, debido a que los datos originales del proyecto contienen un presupuesto de obra de 1999, y desde entonces han pasado 14 años. Consideraremos para este efecto, y debido a la misma metodología empleada por la propia Secretaria de Energía, además de que el proyecto se encuentra en su etapa de factibilidad y se puede apreciar debido a que la ingeniería contiene datos generales de diseño, y hace falta realizar la ingeniería definitiva y de detalle, la utilización del índice nacional de precios al consumidor de México, y el mismo índice para Estados Unidos, de manera de lograr una aproximación realista del presupuesto de obra y poder hacer adecuadamente los análisis financieros.

Para terminar de armar el marco teórico, se revisarán los conceptos de presupuesto de obra y de análisis de sensibilidad.

2.2 Presupuesto de Obra

Un presupuesto de obra es el precio que el propietario de la obra deberá pagar por realizarla. Usualmente se calcula con el método de precios unitarios aunque el tipo de contrato para su construcción con la cual se vaya a realizar no sea por precios unitarios, pero estos precios unitarios se pueden tomar como base para calcular cualquier otro tipo de precio o de contrato, que seguramente estará en función de dicho presupuesto a través de porcentajes sobre el presupuesto calculado por precios unitarios, de acuerdo a los convenios o requerimientos de los propietarios de la obra, que usualmente para grandes proyectos de infraestructura en México es el gobierno.

Un presupuesto de obra debe considerar tres partes importantes, para considerarlo completo los costos directos, los costos indirectos y la utilidad de la obra, que corresponde para quién construya la obra. Cabe mencionar que con los nuevos contratos en donde se incluyen otros conceptos como, llave en

mano, EPC (engineering, procurement and construction, ingeniería, procuración y construcción), el financiamiento, el mantenimiento, la operación, la concesión, la administración, etc., el presupuesto de obra podrá servir para el cálculo de todas estas variaciones, junto con los requerimientos que el cliente este estableciendo para cada uno de los conceptos. Inclusive, para el cálculo de depósitos de garantía, cartas de crédito, fianzas, seguros, etc., la base es el presupuesto de obra del proyecto en cuestión.

Los costos directos son "aquellos gastos que tienen una aplicación a un producto determinado"; los costos indirectos son "aquellos gastos que no pueden tener aplicación a un producto determinado" (Suárez, 1995).

Los costos directos incluyen, de manera demostrativa y no limitativa: costos directos preliminares como lechadas, pastas, morteros, concretos, aceros de refuerzo, cimbras, equipos. Y los costos directos finales, como los mismos preliminares, cimentaciones, drenajes, estructuras, muros, dalas, castillos, pisos, recubrimientos, colocaciones, azoteas, subcontratos, etc. Todo aquéllos que influye o que se necesita directamente para realizar un trabajo determinado dentro de la obra a realizar.

Los costos indirectos incluyen, nuevamente de manera demostrativa y no limitativa: costos indirectos de operación como cargos técnicos y/o administrativos, alquileres y/o depreciaciones, obligaciones, seguros, materiales de consumo, capacitación y promoción; costos indirectos de obra como cargos de campo (técnicos y/o administrativos, traslados de personal, comunicaciones y fletes, construcciones provisionales, consumos y varios), imprevistos, financiamiento, utilidad, fianzas, impuestos reflejables, etc.

De esta manera, a partir del presupuesto de obra se puede construir todo el esquema de negocio y de financiamiento que deberá tener el PAEB Monterrey, para demostrar que es un proyecto sustentable, social, ecológica y económicamente.

2.3 Índice Nacional de Precios al Consumidor

El índice nacional de precios al consumidor es un importante factor de actualización. Su utilización permite determinar valores presentes considerando valores establecidos hace algunos años, ya que permite determinar una tasa de inflación de productos. Debido a que se utiliza un amplio conjunto de productos destinados a los consumidores finales y a que se

ha hecho mensualmente desde 1969, con antecedentes desde 1950, es muy confiable. Primero porque los productos destinados a los consumidores finales, han pasado por los tres sectores de la economía en algún momento y entre todos, por agricultura y ganadería, por el industrial y por los servicios, es decir, cuando se consume un producto final, podemos estar seguro que ha pasado por varias industrias y empresas, por lo que su precio y sobre todo el precio de un amplio conjunto de productos (canasta) son representantes confiables de la economía del país. En segundo lugar, debido al amplio conjunto de productos de consumo final y al hecho de que el índice se obtiene nuevamente para cada mes, desde 1950, cualquier error que se pudiera llegar a cometer en su cálculo queda anulado y corregido por la gran cantidad de cálculos que se hacen cada mes. Motivo por lo que el INPC es para actualizar valores de productos y servicios pasados. El encargado de elabora el INPC es el Banco de México "...en términos de lo previsto en los artículos 20 y 20-Bis del Código Fiscal de la Federación, el Banco de México tiene encomendada la determinación del Índice Nacional de Precios al Consumidor." Y "...el Índice Nacional de Precios al Consumidor constituye un indicador que refleja las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda, el cual se elabora con el propósito de contar con un instrumento que permita conocer y evaluar el proceso inflacionario." (INPC, 2011).

EL cálculo del INPC realmente es fácil, es un promedio ponderado del valor de los productos de consumo, comparados con los mismos productos un mes antes, lo difícil es la reunión de todas las muestras representativas de los precios de dichos productos en todo el territorio nacional, y su clasificación dentro de las clases correspondientes. Para el desarrollo de la presente Tesis se utilizarán dos índices, el INPC (Anexo 1), propiamente el Índice Nacional de Precios al Consumidor para todos los productos, insumos y faenas realizadas en México y por otro lado, el Consumer Price Index, CPI (Anexo 2), para el equipo electromecánico a montar en el PAERB Monterrey, que no se fabrica en México.

2.4 Análisis Financiero

El Análisis Financiero se llevará a cabo tomando como base el Estado de Resultados Proforma, que es una suposición muy aproximada, al estado que mantendrían los resultados del proyecto en caso que se llevará a cabo, proyectado a toda la vida útil del proyecto, en este caso 30 años, considerando

para el inicio del proyecto las inversiones, los ingresos, los egresos, impuestos y otros rubros que pudieran llegar a ser importantes, como fondos, estímulos, etc. Una vez proyectados los resultados esperados en la vida útil del proyecto se hacen las operaciones aritméticas necesarias y se obtienen los flujos de efectivo que esperamos tenga el proyecto. Con las fórmulas del interés compuesto, y considerando la tasa de descuento que utiliza la empresa que lleve a cabo el proyecto de acuerdo a sus políticas internas, se traen todos y cada uno de los flujos de efectivo a valor presente. Se suman los flujos de efectivo presentes obteniéndose así, el Valor Presente Neto (VPN) del Proyecto (Thuesen et al, 1986), determinando si es rentable y en qué cantidad lo es.

$$VPN = \sum_{t=0}^n FE \left(\frac{1}{(1+i)^t} \right)$$

En dónde:

VPN = Valor Presente Neto

FE = Flujo de Efectivo

i = Tasa de interés

n = número de años

t = Año del Flujo de Efectivo

Este valor presente depende de la tasa que se utilice para traer los flujos de efectivo a valor presente, y depende de la política interna de la empresa o los socios dueños del proyecto, y que consideren que cubre sus expectativas de rentabilidad. Aunque en cualquier caso, deberá al menos considerar dos conceptos importantes, la inflación del país, en los últimos tiempos ha andado en un 3.5%, el interés que se podría obtener en una inversión segura en el banco, no más del 5% de los CETES, y finalmente se debe considerar un tercer concepto adicional, que es el que usualmente varía, el riesgo que la empresa está dispuesta a correr para llevar a cabo el proyecto, este tercer componente es que varía de una empresa a otra. En este caso, se utilizó una tasa para traer a valor presente los flujos de efectivo del 10%, común para los proyectos realizados por CFE.

El otro método de selección que se utilizará es la TIR (Tasa Interna de Retorno), cuya definición es la tasa que hace cero el valor presente de las curvas de ingresos y egresos de los flujos de efectivo del proyecto en cuestión. En este caso, la TIR obtenida es independiente de la inflación, de la tasa de inversión segura y del riesgo que la empresa está dispuesta a correr para llevar a cabo el proyecto, y es independiente, porque solamente depende de los flujos positivos y negativos de efectivo del proyecto en cuestión. Claro que esos tres conceptos importantes se suman y se forma la TIR esperada por la empresa, las dos TIR, la TIR del proyecto contra la TIR esperada por la empresa, se deben comparar para determinar la aceptación o rechazo del proyecto.

Usualmente se utilizan los dos métodos de decisión, debido a que la TIR esperada de la empresa, suele ser igual a la tasa con la que se trae a valor presente los flujos de efectivo del proyecto en el método del VPN, con lo cual se puede determinar la rentabilidad esperada del proyecto, y con el método de la TIR, si es un proyecto rentable y sustentable por sí mismo. Si se utiliza solamente uno de los dos métodos se pueden llegar a imprecisiones para la toma de decisiones sobre el proyecto, por ejemplo una TIR positiva, no me garantiza una rentabilidad positiva, ni la medida de la misma.

2.5 Análisis de Sensibilidad

En el Capítulo 7 se hará un análisis de sensibilidad, moviendo variables de ingreso y egreso, suponiendo que esos escenarios podrían pasarle al proyecto, para determinar si la elección hecha en el análisis financiero es realmente la mejor opción a llevar a cabo o existe una que mejoraría las condiciones y rentabilidad.

Un análisis de sensibilidad permite revisar diferentes escenarios sin necesidad de reelaborar proyectos distintos para cada una de las opciones, al mismo tiempo que proporciona seguridad sobre la opción elegida. El análisis de sensibilidad del proyecto se hará en base a opciones reales, tratando de evitar opciones que serían convenientes para el proyecto pero que no tienen un fundamento real, por ejemplo, se evitarán los deseos de que el precio de combustible suba o baje, que el presupuesto baje, o que el precio del dólar dentro de algunos años nos beneficie, dado que al ser opciones que se llevan a cabo en el futuro carecen de un fundamento más que el deseo de que ocurran.

2.6 PAERB Monterrey Situación Económica

El PAERB Monterrey no ha dado hasta el momento un flujo de efectivo que tenga un VPN y una TIR positivas, hasta que se hicieron las consideraciones de esta Tesis, cuyos resultados se presentarán en los Capítulos 6 y 7. En este momento presentaremos el resumen del Presupuesto de Obra, Tabla 2.1, que es la base para los análisis financieros que se realizarán en los capítulos mencionados.

Tabla 2.1 Proyecto de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo Monterrey
Presupuesto Resumido
Caso 1
Valores de Febrero 2013

NO.	CONCEPTO	IMPORTE
1	COSTO DEL TERRENO PARA EL PROYECTO	1,833,540.01
2	CAMINO DE ACCESO	7,288,012.10
3	TANQUE SUPERIOR	19,011,580.27
4	RAMPA	2,952,112.43
5	CASA DE MAQUINAS	8,335,720.71
8	DESFOGUE	1,241,258.27
7	TANQUE INFERIOR	14,211,229.89
8	SUBESTACION	35,599.28
9	TUBERIA A PRESION	44,960,330.34
	EQUIPO ELECTROMECHANICO	
10	CASA DE MAQUINAS	38,435,945.30
11	EQUIPOS VARIOS	13,935,534.21
12	SUBESTACION ELEVADORA	6,096,796.22
13	LLENADO INICIAL	301,433.98
14	TUBERÍA DE AGUA RESIDUAL	64,066.33
		158,703,159.34

Todas las cantidades están en dólares americanos, se consideró el tipo de cambio de 1 dólar = 12.3544 pesos

INPC Diciembre 1999	59.02
INPC Febrero 2013	108.21
FCINPC	1.83
CPI Diciembre 1999	166.60
CPI Febrero 2013	232.17

Tabla 2.1 Proyecto de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo Monterrey
 Presupuesto Resumido
 Caso 1
 Valores de Febrero 2013

NO.	CONCEPTO	IMPORTE
	FCCPI	1.39
15	Central Eoloeléctrica de 94.12 MW	147,304,987.30

Estos valores se tomaron del presupuesto original y se actualizaron de acuerdo al índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) de México para todos los trabajos de construcción y el Consumer Price Index (CPI) de Estados Unidos para los equipos electromecánicos.

En este capítulo se estableció el marco teórico conceptual a través del cual, en los capítulos posteriores 6 y 7, se realizará el análisis financiero y de sensibilidad para poder determinar la factibilidad económica del PAERB Monterrey, al mismo tiempo que se presentó el presupuesto de obra, base del análisis financiero correspondiente.

Capítulo 3

Marco Legal

Uno de los aspectos más importantes de cualquier proyecto es la determinación de si éste se puede llevar cabo considerando, además de los aspectos técnicos y económicos, los aspectos legales. Podemos saber si técnicamente el proyecto es viable y podemos determinar si existe el financiamiento y el retorno del capital necesarios para saber que el proyecto es económicamente viable, pero también debemos determinar si lo que se desea llevar a cabo se puede hacer dentro del marco normativo del país en donde nos encontramos, México, en este caso. Sobre todo cuando se trata de proyectos de la magnitud del presentado en esta Tesis y que entran en el área de influencia de las actividades dedicadas exclusivamente al gobierno. Por esto es esencial la realización de una investigación sobre el marco legal, que le proporcione seguridad jurídica al, en este caso, PAERB Monterrey. Nuevamente podemos encontrar en el Apéndice 3 de esta Tesis una ampliación a lo que se presenta en este Capítulo 3.

3.1 Constitucional

Las bases jurídicas del PAERB Monterrey permiten que los particulares lo lleven a cabo aunque en México la generación, transmisión y distribución de la energía para su venta al público este reservada al Estado, una manera como se podría llevar a cabo el PAEB Monterrey, la propuesta de esta Tesis, se presenta en el Capítulo 5. Mientras tanto, se describirán los ordenamientos jurídicos aplicables a las actividades de generación, conducción, transmisión, transformación, distribución, abastecimiento, importación y exportación de energía eléctrica. Así como los instrumentos de regulación orientados a la promoción del desarrollo de las energías renovables y la cogeneración eficiente en México.

En México, el servicio público de energía eléctrica está regulado por los ordenamientos legales que a continuación se mencionan: Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Artículos 25, 27 Y 28); Ley Orgánica de la

Administración Pública Federal; Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica; Ley de la Comisión Reguladora de Energía; Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética; Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía; Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear; Ley de Responsabilidad Civil por Daños Nucleares; Ley del Sistema de Horario en los Estados Unidos Mexicanos; Ley Federal de las Entidades Paraestatales; Ley Federal sobre Metrología y Normalización; Ley de Energía para el Campo; Ley de Planeación; Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica; Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en Materia de Aportaciones; Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética; Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía; Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; Reglamento de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; Reglamento General de Seguridad Radiológica; Reglamento Interior de la Secretaría de Energía; Normas Oficiales Mexicanas.

3.1.1 Marco Constitucional

Las disposiciones constitucionales aplicables al sector eléctrico se encuentran manifiestas en los artículos 25, 27 Y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 25, en sus párrafos primero, segundo y cuarto, se establece lo siguiente:

"Corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que éste sea integral y sustentable, que fortalezca la soberanía de la Nación y su régimen democrático y que, mediante el fomento del crecimiento económico y el empleo y una más justa distribución del ingreso y la riqueza, permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad de los individuos, grupos y clases sociales, cuya seguridad protege la Constitución.

Señala que "El Estado planeará, conducirá, coordinará y orientará la actividad económica nacional, y llevará al cabo la regulación y fomento de las actividades que demande el interés general en el marco de libertades que otorga esta Constitución."

También establece que: "El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el Artículo 28, párrafo

cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan".

Por su parte, el Artículo 27, en su párrafo sexto, dispone lo siguiente: "Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines. "

Finalmente en el Artículo 28, párrafo cuarto, precisa que no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las áreas estratégicas que se determinan en dicho artículo, entre las que se encuentra la electricidad. Este precepto también establece que el Estado llevará a cabo estas actividades estratégicas, a través de organismos y empresas que requiera para su manejo eficaz y eficiente.

3.1.2 Marco legal y regulatorio del sector eléctrico

El marco constitucional establece los parámetros a seguir dentro de la política del sector eléctrico a niveles macroeconómicos del país, ya dentro del sector eléctrico se deben seguir las leyes y sus normas que van estableciendo las relaciones particulares sobre del devenir del día a día del sector eléctrico, a continuación se presentan las relevantes y significativas para el sector eléctrico:

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), en su Artículo 10, establece que: "Corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público, en los términos del Artículo 27 Constitucional. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará, a través de la Comisión Federal de Electricidad, los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines".

En el artículo 36 de la misma ley se establece que la Secretaria de Energía podrá otorgar permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación o exportación de energía eléctrica, según se trate, en las condiciones señaladas para cada caso, para la generación de electricidad no considerada como servicio público; estos permisos se otorgarán con base en los criterios y lineamientos de la política energética nacional y contando con la opinión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

La SENER confirió a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), órgano desconcentrado del Gobierno Federal, por objeto otorgar permisos para la participación de particulares en la expansión del sistema eléctrico.

La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), publicada el 28 de noviembre de 2008, tiene por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.

Esta Ley considera dentro de las energías renovables, a las que se generan a través del viento, la radiación solar, el movimiento del agua en cauces naturales o artificiales, la energía oceánica en todas sus formas, el calor de los yacimientos geotérmicos, los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos, así como aquellas otras que determine la SENER, cuya fuente resida en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por la humanidad, que se regeneran naturalmente y que se encuentran disponibles de manera continua o periódica. El 2 de septiembre de 2009 se publicó en el DOF, el Reglamento de la LAERFTE, en el cual se incluye al Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.

Así, el 1 de junio de 2011, se publicó en el DOF el Decreto por el que se reformó la LAERFTE, en sus artículos 3º, fracción III, referente a las externalidades; 10, relativo a la metodología para valorar las externalidades asociadas a la generación de electricidad; II, fracción III, referente a las metas de participación de las energías renovables en la generación de electricidad; 14, en lo que respecta a las contraprestaciones mínimas y máximas que pagarán los suministradores a los generadores que utilicen energías renovables y 26, referente a la actualización de la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

El artículo 27 de la LAERFTE permite que los generadores particulares de energía eléctrica puedan acceder a un fondo para la inversión en la generación de energía eléctrica de fuentes renovables: "Asimismo, con el propósito de potenciar el financiamiento disponible para la transición energética, el ahorro de energía, las tecnologías limpias y el aprovechamiento de las energías renovables, el comité técnico a que se refiere este artículo, podrá acordar que

con cargo al Fondo se utilicen recursos no recuperables para el otorgamiento de garantías de crédito u otro tipo de apoyos financieros para los proyectos que cumplan con el objeto de la Estrategia". Al mismo tiempo que recapacita en la utilidad que deberán tener los generadores en el Artículo 37: "La Comisión elaborará las metodologías para la determinación de contraprestaciones mínimas y máximas que pagarán los suministradores a los generadores que utilicen Energías renovables, con base en los costos eficientes estimados para el desarrollo de los proyectos más una utilidad razonable (Párrafo reformado DOF 30-11-2012). La determinación de las contraprestaciones mínimas y máximas podrá sujetarse a cualquiera de los siguientes esquemas (Párrafo reformado DOF 30-11-2012): I. Contraprestaciones por capacidad y energía que reflejen, respectivamente, los costos fijos, incluyendo el rendimiento sobre la inversión, y los variables en que incurra el permisionario, y II. Una contraprestación por unidad de energía que incorpore las retribuciones por concepto de capacidad y de energía".

El artículo segundo transitorio del Decreto por el que se reforma la LAERFTE publicado, en el DOF el 1 de junio de 2011 establece que: "Para efectos de la fracción III del artículo 11 de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, la Secretaría de Energía fijará como meta una participación máxima de 65 por ciento de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica para el año 2024, del 60 por ciento en el 2035 y del 50 por ciento en el 2050".

Posteriormente, con fecha 12 de enero de 2012, se publicó en el DOF una nueva reforma a la LAERFTE, estableciéndose que se excluye del objeto de la misma, además de los minerales radioactivos para generar energía nuclear, a la energía hidráulica con capacidad para generar más de 30 Megawatts, excepto cuando: c) Se utilice un almacenamiento menor a 50 mil metros cúbicos de agua o que tengan un embalse con superficie menor a una hectárea y no rebase dicha capacidad de almacenamiento de agua. Estos embalses deberán estar ubicados dentro del inmueble sobre el cual el generador tenga un derecho real. d) Se trate de embalses ya existentes, aún de una capacidad mayor, que sean aptos para generar electricidad. En este sentido, como mecanismo para el impulso de políticas, programas, acciones y proyectos que buscan aprovechar las fuentes de energías renovables, además de promover las tecnologías limpias, la eficiencia y sustentabilidad energética, así como la disminución de la dependencia de los hidrocarburos en nuestro país, se formuló la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el

Aprovechamiento Sustentable de la Energía, en el marco de aplicación de la LAERFTE. Además, con el fin de promover los objetivos de dicha estrategia, se previó la creación del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía

La Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE) tiene como objeto propiciar un aprovechamiento sustentable de la energía mediante el uso óptimo de la misma, en todos sus procesos y actividades, desde su explotación hasta su consumo. En su capítulo segundo del Título Segundo, referente al Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, se destaca el establecimiento de estrategias, objetivos y metas para el uso óptimo de la energía, que encuentran aplicación en prácticamente todo el sector energético. Este Programa se elabora en los términos de la Ley de Planeación.

Ley General de Cambio Climático

En esta Ley se establecen las disposiciones para enfrentar los efectos adversos del cambio climático y reglamenta las disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de medio ambiente y desarrollo sustentable. En la política de mitigación, entre los objetivos se encuentran los siguientes:

Promover de manera gradual la sustitución del uso y consumo de los combustibles fósiles por fuentes renovables de energía, así como la generación de electricidad a través del uso de fuentes renovables de energía.

Promover prácticas de eficiencia energética, el desarrollo y uso de fuentes renovables de energía y la transferencia y desarrollo de tecnologías bajas en carbono, particularmente en bienes muebles e inmuebles de dependencias y entidades de la administración pública federal centralizada y paraestatal, de las entidades federativas y de los municipios.

Promover la cogeneración eficiente para evitar emisiones a la atmósfera.

Promover el aprovechamiento del potencial energético contenido en los residuos.

En su Artículo tercero transitorio, se establecen las metas a alcanzar entre las que destacan:

La Secretaría de Energía en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad y la Comisión Reguladora de Energía, promoverán que la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía limpias alcance por lo menos 35 por ciento para el año 2024. Al cumplir con la meta establecida en la LAERFTE, también se cumple con esta meta, ya que las fuentes de energía limpias abarcan tanto a las energías no fósiles como aquellas tecnologías con captura y secuestro de CO₂.

Para el año 2020, acorde con la meta-país en materia de reducción de emisiones, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en coordinación con la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía, deberán tener constituido un sistema de incentivos que promueva y permita hacer rentable la generación de electricidad a través de energías renovables, como la eólica, la solar y la minihidráulica por parte de la Comisión Federal de Electricidad.

Para el año 2018, los municipios, en coordinación con las Entidades Federativas y demás instancias administrativas y financieras y con el apoyo técnico de la Secretaría de Desarrollo Social, desarrollarán y construirán la infraestructura para el manejo de residuos sólidos que no emitan metano a la atmósfera en centros urbanos de más de cincuenta mil habitantes, y cuando sea viable, implementarán la tecnología para la generación de energía eléctrica a partir de las emisiones de gas metano.

Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear

La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear regula la exploración, la explotación y el beneficio de minerales radioactivos, así como el aprovechamiento de los combustibles nucleares, los usos de la energía nuclear, la investigación de la ciencia y técnicas nucleares, la industria nuclear y todo lo relacionado con la misma.

3.2 Comisión Reguladora de Energía

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) se creó en 1995, a través de expedición de la Ley con su mismo nombre: Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), entre sus atribuciones, cuenta con facultades para la regulación en materia de energía eléctrica. Antes de 1995 la CRE era un órgano consultivo sobre electricidad de la SENER, pero a partir de este año la CRE se constituyó como autoridad reguladora y pasó a ser un organismo desconcentrado con autonomía técnica, operativa, de gestión y de decisión.

La CRE tiene como objetivo promover el desarrollo eficiente de las actividades a que se refiere el Artículo 2 de su propia Ley, regulando el sector eléctrica para salvaguardar la prestación de los servicios públicos, fomentar una sana competencia, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y prestación de los servicios.

El objetivo de la CRE, en lo concerniente al sector eléctrico, es promover el desarrollo eficiente de las siguientes actividades: El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público; la generación, exportación e importación de energía eléctrica, que realicen los particulares; la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público; y, los servicios de conducción, transformación y entrega de energía entre entidades que tienen a su cargo el servicio público, y entre éstas y los titulares de permisos para la generación, exportación e importación de energía eléctrica.

Para la poder realizar sus objetivos la CRE tiene las siguientes atribuciones en materia de energía eléctrica: a) aprobar los instrumentos de regulación entre permisionarios de generación e importación de energía eléctrica y los suministradores del servicio público; b) participar en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica; c) aprobar los criterios y las bases para determinar el monto de las aportaciones de los gobiernos de las entidades federativas, ayuntamientos y beneficiarios del servicio público de energía eléctrica, para la realización de obras específicas, ampliaciones o modificaciones de las existentes, solicitadas por aquellos para el suministro de energía eléctrica; d) verificar que en la prestación del servicio público de energía eléctrica, se adquiera aquélla que resulte de menor costo y ofrezca además, óptima estabilidad, calidad y seguridad para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN); e) probar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público; f) aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica; g) otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que, conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieren para la realización de las actividades reguladas; h) aprobar y expedir modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas; e, i) expedir y vigilar el cumplimiento de las disposiciones administrativas de carácter general, aplicables a las personas que realicen actividades reguladas.

3.2.1 Permisos de Generación de Energía Eléctrica

La generación de energía eléctrica por parte de particulares está dada por los permisos, en realidad convenios, para realizar esa actividad más las actividades adicionales relacionadas y necesarias para realizar la actividad principal, es decir aparte de la generación de energía eléctrica se incluye la conducción, transformación, entrega de la energía eléctrica, y el uso de la red del SEN cuando no se esté en riesgo la prestación del servicio público ni salgan afectados derechos de terceros (LSPEE, 2012).

Es facultad de la CRE otorgar los permisos y autorizaciones de generación e importación de electricidad así como revocarlos, de acuerdo con las disposiciones legales aplicables que realicen los particulares.

Los permisos de generación de energía eléctrica son para autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, importación y exportación; se otorgan a las personas físicas o morales que cumplan con los requisitos mercados por la ley y que sean tramitados y autorizados por la CRE. Cabe mencionar, que todos los excedentes resultantes de los permisos se deberán poner a disposición de la CFE, evitando así ponerlos a la venta al público.

La LSPEE y su Reglamento, establecen las modalidades con las cuales los particulares pueden tramitar y obtener permisos para la generación e importación de energía eléctrica, son el autoabastecimiento, la cogeneración, la producción independiente, la pequeña producción, la exportación y la importación. Estas modalidades de generación eléctrica se interrelacionan con el suministrador (CFE) mediante los instrumentos de regulación que establecen los lineamientos y mecanismos necesarios

El autoabastecimiento y la cogeneración representan opciones para aprovechar capacidades adicionales aún no explotadas, incrementando la eficiencia térmica de procesos industriales, optimizando el uso de combustibles, reduciendo emisiones, garantizando estabilidad en frecuencia y voltaje, etc. Petróleos Mexicanos (Pemex), entre otras ramas industriales, tiene la posibilidad de generar energía eléctrica mediante cogeneración, representando una opción importante para incrementar la eficiencia de sus procesos y la competitividad de las empresas. Las características de los permisos son:

Autoabastecimiento

Este tipo de permiso se ofrece a las personas físicas o morales, a través de una sociedad permisionaria, para satisfacer sus propias necesidades de consumo de energía eléctrica.

Cogeneración

Este tipo de permisos tiene dos variantes importantes. El primero es para satisfacer las necesidades de consumo de energía eléctrica de particulares, tanto personas físicas como morales, que en sus industrias tengan procesos energéticos que generen energía térmica no aprovechada (vapor a alta presión vertido a la atmosfera) o cuando sus procesos industriales dan como desecho combustibles, el permiso les da la oportunidad de convertirla en energía eléctrica que deberá ser utilizada para su propio consumo. Deben demostrar que se incrementa la eficiencia energética y económica de todo el proceso industrial y que la eficiencia energética sea mayor que la obtenida en la generación eléctrica en plantas convencionales. Las industrias en donde especialmente se puede realizar cogeneración, por aspectos termodinámicos ligados intrínsecamente a sus procesos industriales son las pertenecientes a las ramas petroquímica, azucarera, química, siderúrgica, vidrio, alimentos, cerveza, entre otras. Y el segundo es en la cogeneración de energía eléctrica derivados de los procesos petroquímicos.

Producción Independiente de Energía

En realidad es una maquila de energía por encargo de CFE a algún industrial (convirtiéndose en un PIE), debido a que son centrales, usualmente termoeléctricas, que están dentro del sistema planeado por el estado (CFE), pero que se le da a un particular a través de una licitación. El productor está obligado a venderle exclusivamente la energía a CFE, y está a comprársela, recíprocamente por contrato. Como entran en la planeación de CFE, y toda la producción está comprometida con CFE, las PIE se consideran plantas del sistema de CFE

Pequeña Producción

Los permisos para la pequeña producción son dados a particulares, físicos o morales, hasta para una capacidad máxima de 30 MW y toda la energía eléctrica es vendida a CFE en una ubicación determinada. Aunque se puede dar este tipo de permiso hasta por 1 MW para abastecer a comunidades aisladas que no tengan suministro por parte de CFE a través de la constitución

de cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles o que celebren convenios de cooperación solidaria con este propósito.

Exportación

Son permisos para generar energía eléctrica en el país para su venta en el extranjero, este tipo de permiso puede incluir la conducción, la transformación y la entrega de la energía eléctrica. La energía así generada no se puede vender en México, más que los excedentes a la CFE. Si se llega a un convenio con la CFE, se puede utilizar su red del Servicio Eléctrico Nacional (SEN).

Importación

Los permisos de importación de energía eléctrica son para abastecer usos propios, también puede incluir la conducción, la transformación y la entrega de la energía eléctrica. Los excedentes deberán ser vendidos a CFE, no al público y se puede utilizar la red del SEN previo convenio con CFE.

Usos Propios

Los permisos de usos propios son aquellos permisos que se otorgaron antes de la reforma de 1992, tienen características muy similares a los actuales permisos de autoabastecimiento y vigencia indefinida.

3.3 Comisión Federal de Electricidad

La Comisión Federal de Electricidad (CFE), es una comisión del gobierno federal que goza de una autonomía similar a la de una empresa paraestatal. En lo hechos, es una empresa, que posee, planea, invierte, genera, trasmite, distribuye, vende y cobra por la electricidad que sirve a los usuarios finales: los habitantes del país, inclusive, tiene estas mismas cualidades a nivel internacional, motivo por el cual tienen el distintivo de ser una empresa de clase mundial y tiene un comportamiento muy similar, pero no igual.

La última finalidad de una empresa es la generación de utilidades que al final del periodo, serán repartidas entre los accionistas de la empresa. Mientras que la finalidad de la CFE es realizar una labor social, al tener entre sus metas que todo el país cuente con energía eléctrica a un costo bajo, Art. 13, Fracción VII, Inciso (a) de la LSPEE, 2012, para que tengan la oportunidad de desarrollarse económicamente y logren su sustentabilidad real. Por este motivo CFE vende su producto (o servicio, aunque más bien es un producto intangible)

prácticamente al costo de generación, colocado en la acometida del usuario final más un cargo de fondeo. Este cargo para fondeo sustituiría la utilidad de la empresa, aunque en la práctica se calcula de la misma manera, por ejemplo a través de una TIR aceptable para la empresa sobre el proyecto en cuestión, es distinto porque este fondeo no se reparte como las utilidades, además de ser una porcentaje inferior que la utilidad esperada por una empresa.

Las implicaciones que tiene esto, es que los precios de la electricidad que CFE cobra al usuario final resultan inferiores a los precios por cobro de electricidad que haría una real empresa privada, pero solo en México, ya que en su presencia a nivel mundial estandariza sus tarifas a las internacionales que aplique en el sitio correspondiente. Esto resulta conveniente para el objetivo de la CFE, surtir energía a la población mexicana, de manera de favorecer su desarrollo económico, y por ende social. Pero para una empresa privada que quisiera entrar al mercado con los precios de venta al consumidor final, deberá pensarlo dos veces antes de intentarlo. Primero, al ser CFE un monopolio de estado que rige el precio de venta en el país hace que cualquier empresa que quiera entrar al mercado se vuelva realmente competitiva y que calcule bien su utilidad únicamente con la parte del precio que le correspondería al fondeo, claro que considerando que dicho fondeo se dedica a nuevas inversiones, y no al fondeo correspondiente a la depreciación de las instalaciones para su sustitución al final de su vida útil. Esta diferencia es la que probablemente si le deje una utilidad a la empresa privada, ya que ésta no está obligada a hacer un fondeo para realizar nuevas inversiones futuras. Desde el punto de vista empresarial, las nuevas instalaciones automáticamente implicarían nuevas inversiones y por lo tanto nuevos proyectos. Para la CFE, esto no es posible, no puede solicitar nuevo presupuesto para realizar nuevas inversiones para construir nuevas instalaciones, éstas deben ser financiadas de los cobros a los usuarios finales. Esto claramente se puede apreciar en el siguiente apartado 3.3.1.

3.3.1 Regulación Tarifaria

En materia de regulación tarifaria el Artículo 31 de la LSPEE, establece que:

"La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las Secretarías de Energía, y de Economía y a propuesta de la Comisión Federal de Electricidad, fijará las tarifas, su ajuste o reestructuración, de manera que

tienda a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, y el racional consumo de energía."

Ahora bien el 1 de junio de 2011, se publicó la modificación al párrafo primero del Artículo 36-Bis de esta Ley, quedando de la siguiente manera:

"Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad, considerando para ello las externalidades ambientales para cada tecnología, y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público ..."

A las fallas de mercado se le llama externalidades, y se internalizan a través de instrumentos de política. Afectan la utilidad o la producción de alguna empresa por la decisión de consumo o producción de algún otro individuo o empresa sin que alguno de los dos reciba compensación por la externalidad. Las principales externalidades son: el impacto ambiental derivada de una actividad productiva, impactos a la salud pública, impactos locales y regionales, impacto global, cambio climático, gases de efecto invernadero. Para su evaluación se deben medir las emisiones y daños generados durante todo el proceso de producción, desde la adquisición de la materia prima, producción, consumo y deshecho (metodología del Análisis del Ciclo de Vida, ACV).

Se puede determinar del análisis del marco legal que el desarrollo de negocio del PAERB Monterrey está contemplado por la legislación mexicana, y con grata sorpresa ver que inclusive existen leyes que promueven la realización de este tipo de proyectos, a través de estímulos en fondos nacionales e internacionales y en estímulos fiscales, que pueden llegar a hacer que el PAERB Monterrey sea efectivamente, factible.

Capítulo 4

Estudio de Mercado

El estudio de mercado es una parte medular de un desarrollo de negocio, independientemente del tipo de proyecto de que se trate. En los capítulos anteriores hemos revisado si el PAERB Monterrey tiene factibilidad técnica, económica y legal, por lo que se puede pensar en su realización. Ahora en este capítulo veremos si es pertinente llevar a cabo el desarrollo de éste negocio, determinaremos si el desarrollo del PAERB Monterrey cumple con satisfactores sociales en el sitio en donde será insertado, determinaremos si hay un mercado para colocar la energía generada en el PAERB Monterrey, que sea adecuado, es decir, que toda la oferta de energía generada pueda ser efectivamente consumida en el mercado natural del proyecto. Aquí utilizaremos la amplia bibliografía generada por la SENER, la CRE y la CFE.

4.1 Análisis de la Industria

El mercado de energía eléctrica tiene características especiales, que difieren de otros productos ofrecidos al público. La energía eléctrica es un bien intangible que ha llegado a ser de primera necesidad para el ser humano, su utilización es sinónimo de crecimiento económico y tecnológico, es parte del desarrollo de los pueblos, ya que en donde se encuentra la energía eléctrica se considera que ha llegado la civilización.

La diferencia con otros bienes de consumo, es que es el insumo necesario para utilizar otros bienes, inclusive, hay bienes de consumo que no se pueden utilizar sin energía eléctrica, como es el caso de casi todos los aparatos domésticos y de tecnología como refrigeradores, aspiradoras, televisores, computadoras, celulares, etc.

De la misma manera, en la industria su utilización es indispensable para realizar un sinnúmero de actividades que serían imposibles realizar sin electricidad, el consumo es a gran escala.

El consumo de energía eléctrica siempre avanza a la par del avance de la economía de los países, en raras ocasiones este consumo disminuye, como

en las crisis económicas en donde una recesión puede hacer que el consumo de energía eléctrica disminuye, pero una vez superada la crisis se ha visto una recuperación que mantiene la tendencia del crecimiento anterior a la crisis económica: "Después de la crisis económica internacional en 2009, las economías desarrolladas mostraron una recuperación promedio cercana a 3% al siguiente año. En el caso de las economías emergentes, la recuperación fue mucho mayor, con un crecimiento promedio del PIB del 7.3%" (SENER, 2012).

4.2 Mercado Internacional

Debido a la recuperación económica el consumo de energía eléctrica recupero su tendencia anterior de acuerdo con el porcentaje de recuperación individual de cada país, sobre todo en países que no son miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE): "El consumo mundial de energía eléctrica creció 3.3% promedio anual durante el periodo de 1999-2009, ubicándose en 16,764.4 Terawatts-hora (TWh) al final del mismo. Esta tendencia fue impulsada principalmente por los países en desarrollo de Asia y Medio Oriente, cuyo aumento económico de los último años propicio la urbanización de la población y un cambio estructural en su consumo de energía. En consecuencia, el consumo de energía se elevó a tasas promedio de 9.7% y 6.5%" (SENER, 2012).

Especial atención es el caso de China que se convirtió en el segundo mayor consumidor de energía eléctrica, después de Estados Unidos, siendo los siguientes ocho países Japón, India, Rusia, Alemania, Canadá, Francia, Brasil, y Corea del Sur, México ocupa el lugar 17 de 138 países.

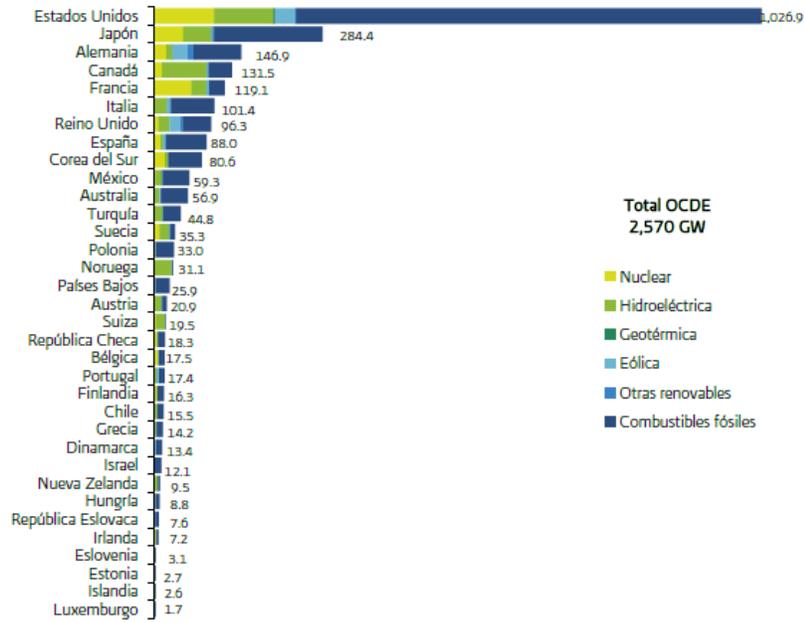
Así se puede apreciar que el consumo de energía eléctrica depende de dos factores importantes, primero el industrial, que propicia un mayor consumo para fabricar los bienes de consumo y por lo tanto para utilizar esos bienes ya fabricados, incluyendo su transporte y distribución, y por el otro lado, el crecimiento poblacional, a mayor tasa demográfica mayor uso de la energía eléctrica sobre todo cuando los países tienen altas tasas de reciente urbanización.

Debido a lo anterior, podemos considerar que la demanda de energía eléctrica siempre está al alza, para que ocurriera lo contrario debería haber un decremento de la población o una drástica y prolongada crisis económica que repercutiera en el largo plazo en la actual contemporánea forma de vida y no solamente crisis económicas como las que actualmente hemos vivido, que

aunque originan grandes tasas de desempleo y descontento, no cambian la tendencia contemporánea de la civilización como la conocemos y la vivimos en nuestros días.

Gráfica 4.1 Capacidad Instalada en Países de la OCDE

Capacidad de generación de energía eléctrica en países miembros de la OCDE, 2009¹
(GW)



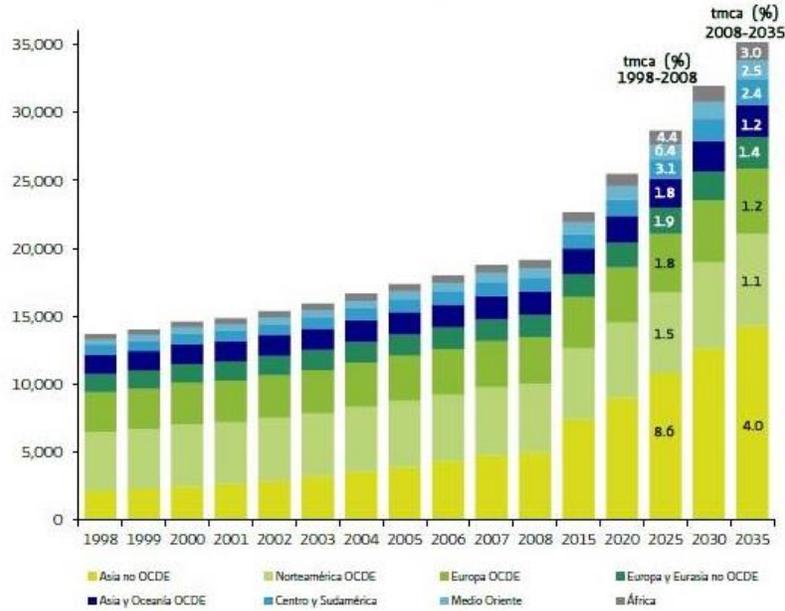
¹ Incluye generación centralizada y autogeneración de energía eléctrica.
 Fuente: *Electricity Information 2011*, International Energy Agency.

La capacidad instalada para estos países en el 2009 fue de 2.6 Terawatts (TW), en Norteamérica Estados Unidos contó con el 40% de ese total, 1 TW) mientras que Canadá tuvo el 10.8% y México solamente el 4.9%. Esta energía proviene principalmente de combustibles fósiles aunque hay una incipiente utilización de energía eléctrica proveniente de otras fuentes de generación.

Es importante señalar el crecimiento que ha tenido la capacidad eólica a nivel mundial que aumentó en 27.5% entre 2000 y 2010 cuando había una capacidad eólica instalada de 197,039 MW.

Gráfica 4.2 Generación de Energía Eléctrica en Países Miembros de la OCDE

Evolución de la generación mundial de energía eléctrica por región, 1998-2035 (TWh)

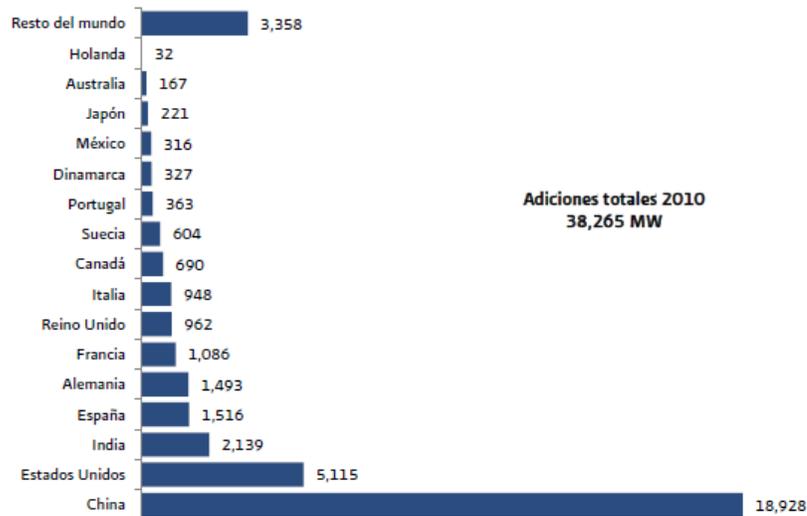


tmca: tasa media de crecimiento anual.

Fuente: *International Energy Outlook 2011*, Energy Information Administration, U.S.

Gráfica 4.3 Capacidad Eólica Mundial

Adiciones de nueva capacidad eólica por país durante 2010 (MW)



Fuente: *Global Wind Report, Annual market update 2010*, Global Wind Energy Council.

Los principales países con capacidad eólica instalada son China con 44,733 MW, Estados Unidos 40,180 MW y Alemania con 27,214 MW.

México ocupó la cuarta posición, 965 MW, en capacidad eólica instalada para generar electricidad.

Tabla 4.1 Capacidad Eólica Mundial Eólica
Capacidad eólica mundial instalada, 2010
(MW)

País	Capacidad 2009	Adiciones 2010*	Capacidad 2010	Participación (%)
Total	158,908	38,265	197,039	100.0
1. China	25,805	18,928	44,733	22.7
2. Estados Unidos	35,086	5,115	40,180	20.4
3. Alemania	25,777	1,493	27,214	13.8
4. España	19,160	1,516	20,676	10.5
5. India	10,926	2,139	13,065	6.6
6. Italia	4,849	948	5,797	2.9
7. Francia	4,574	1,086	5,660	2.9
8. Reino Unido	4,245	962	5,204	2.6
9. Canadá	3,319	690	4,009	2.0
10. Portugal	3,535	363	3,898	2.0
11. Dinamarca	3,465	327	3,752	1.9
12. Japón	2,085	221	2,304	1.2
13. Holanda	2,215	32	2,237	1.1
14. Suecia	1,560	604	2,163	1.1
15. Australia	1,712	167	1,880	1.0
27. México	202	316	519	0.3
Resto del mundo	10,393	3,358	13,748	7.0

*Las adiciones de capacidad mostradas a 2010 no fueron concluidas en su totalidad al cierre del año.

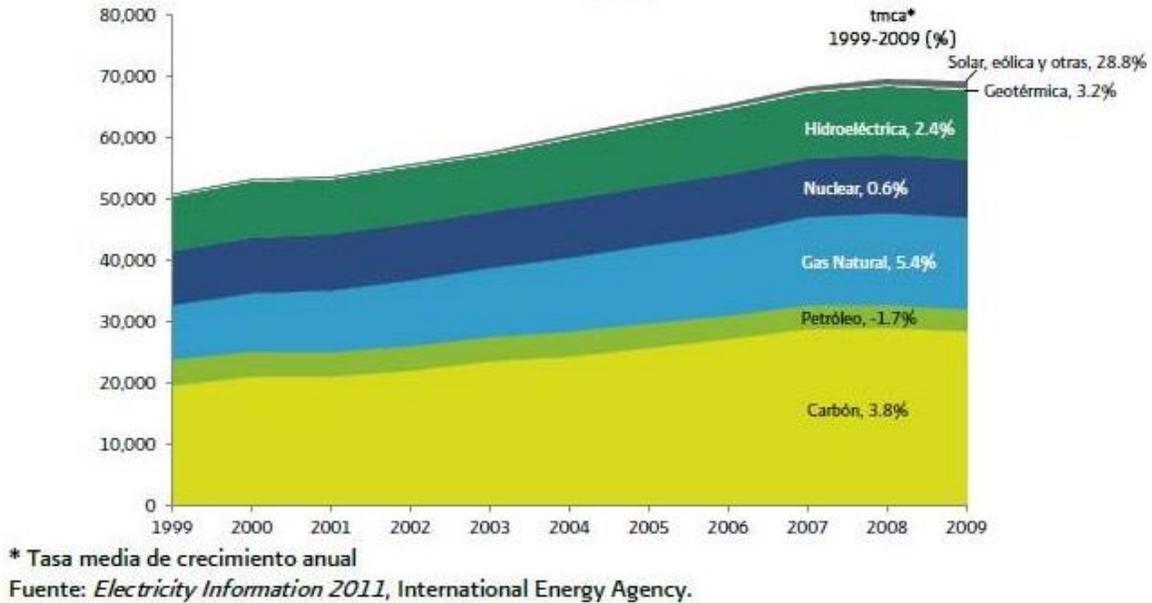
Fuente: *Global Wind Report, Annual market update 2010*, Global Wind Energy Council.

Combustibles y Fuentes Primarias de Energía

Para satisfacer la demanda de electricidad los países de la OCDE, consumidores de mucha energía, usualmente utilizan fuentes primarias como combustibles fósiles: carbón, gas natural, petróleo; u otras fuentes primarias como la energía hidráulica, la energía nuclear y las fuentes renovables.

Grafica 4.4 Consumo Mundial de Combustibles y Fuentes Primarias.

Consumo mundial de combustibles y utilización de fuentes primarias para la generación de electricidad, 1999-2009 (PJ)



El uso de fuentes primarias de energía cambió en 4 décadas debido al alza de precios de los combustibles fósiles y a la emisión de gases de efecto invernadero que generan dichos combustibles. “Se espera que durante el período 2008-2035, las energías renovables tendrán mayor crecimiento en la generación eléctrica con una tasa estimada de 3.1% anual”... pasando “de 21.4% a 28.7%”, convirtiéndose... “en la segunda fuente de generación en 2035. Por el contrario se espera que el carbón y los petrolíferos reduzcan su participación en dicho periodo. Para el caso de la energía nuclear, ésta se mantendrá prácticamente en el mismo nivel” (SENER, 2012).

La capacidad Eoloeléctrica instalada creció entre 2000 y 2010 a una tasa promedio anual del 27.5% pasando de 17,400 MW a 197,039 MW en países como Alemania, España y China. Para el período 2010 a 2015 se espera un crecimiento del 15.2% y que para el 2020 más de la mitad de la capacidad instalada sea en países miembros de la OCDE y para el 2035 un incremento promedio anual de 6.4% en donde el Reino Unido tendrá mayor parte de la generación eólica desarrollando su capacidad eólica costa afuera.

Sobre la energía hidroeléctrica que es empelada en 150 países, en 2010 tuvo el 16% de la generación eléctrica total mundial, se agregaron 30 GW de capacidad instalada durante ese año alcanzando una capacidad mundial de 970 GW. Los países con mayor capacidad instalada son China, Brasil, Estados Unidos, Canadá y Rusia con el 52% de la capacidad instalada total. En países de Europa y Eurasia que no pertenecen a la OCDE se cree que tendrán un aumento de su capacidad instalada en plantas hidroeléctricas para el año 2035 de alrededor de 1.9% anual.

China espera alcanzar para el 2020 una capacidad hidroeléctrica instalada de 300 GW con algunos proyectos a gran escala en construcción logrando un crecimiento esperado anual del 3.7%.

En cuanto a la energía solar como se establece en Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026 (SENER, 2012) "En la actualidad la energía solar representa una opción para la generación eléctrica en aplicaciones poco intensivas. En la última década se han desarrollado diversos sistemas que se basan en dos opciones tecnológicas: solar fotovoltaica y solar térmica". La generación eléctrica con sistemas fotovoltaicos se desarrollan principalmente en sitios en dónde la red eléctrica no llega; los costos de instalación en los últimos años han bajado lo que la hace más viable su utilización. Australia tiene este tipo de centrales en sitios aislados, mientras que Japón ha incrementado la generación de energía con sistemas fotovoltaicos esperando aumentar en 15.5% su participación para 2035. Mientras que Corea del Sur en el 2010 se ubicó dentro de los 10 países con mayor capacidad instalada con un 2% del total mundial.

Finalmente tenemos a la energía solar térmica que en el 2013 se añadieron 478 MW de capacidad instalada completando 1,095 MW. En Estados Unidos y España entrarán en operación en el 2014 aproximadamente 2.6 GW de capacidad instalada. Los concentradores cilindro-parabólicos, tienen una participación del 90% a nivel mundial. Otra tecnología, que utiliza por ejemplo España, son las torres centrales. Sin embargo la reducción de los costos de los dispositivos fotovoltaicos ha hecho que algunas plantas de torres centrales hayan sido cambiadas a sistemas fotovoltaicos.

4.3 Mercado Nacional

En México, el mercado de electricidad es un monopolio de estado por lo que la oferta y la demanda se rigen de manera distinta que en países en donde

empresas privadas pueden libremente generar energía eléctrica para su venta al público y depender de las leyes de la oferta y la demanda para fijar precios y condiciones de mercadeo.

México monopoliza la generación y distribución de electricidad por lo que solamente depende de variables indirectas para fijar los precios y las características de la generación de electricidad, siendo las variables más importantes la inversión en infraestructura, la compra a PEMEX y al extranjero de combustibles, el mantenimiento de la infraestructura (reparaciones, habilitamientos, modernizaciones, etc. de la infraestructura) y la operación del sistema. Evidentemente que variables directas para fijar el precio de mercado como la competencia entre compañías, la elección del usuario final de la empresa a la que le corresponde, u otras como campañas mercadeo y comercialización (marketing) no influyen para fijar el precio al público de la energía eléctrica. Así, el precio es determinado por el Estado dependiendo únicamente de la variables señaladas, y en teoría, sin afán de lucro, por lo que se debe ser más competitivos que empresas que requieren obtener una utilidad sobre las inversiones que en infraestructura para la generación de energía eléctrica realicen. En esta reflexión se debe incluir que aunque México no considere la electricidad como un negocio para obtener utilidades, si debe considerar tasas de retorno de sus inversiones que le permitan no solamente recuperar las mismas inversiones, sino incrementar la capacidad instalada de generación eléctrica y su distribución a través de la construcción de nuevas centrales y líneas de transmisión así como la creación de fondos necesarios para un crecimiento sano del sistema eléctrico que le permita seguir haciendo frente a la demanda siempre creciente de energía eléctrica solicitada por la población.

Al considerar la generación de energía eléctrica a través de empresas privadas, debemos tomar en cuenta que el precio de venta final será fijado por el estado, quién lo hará dependiendo de sus estadísticas en costos (costo nivelado) y necesidades de fondeo, sin utilidad para el inversionista.

El mercado nacional está compuesto por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que tiene las etapas de generación, transformación y transmisión en alta tensión, distribución en media y baja tensión, ventas a usuarios finales, medición y facturación. El Sistema Eléctrico Nacional está constituido por el sector público y por los suministradores privados. En el sector público del SEN se encuentra la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y los Productores Independientes de Energía (IPP o PIE) quienes suministran a CFE toda la

energía eléctrica que generan. Por el otro lado, el sector privado, están las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento, con la mayor capacidad instalada, usos propios continuos, pequeña producción, importación y exportación. El SEN tenía hasta el final de 2011 una capacidad instalada de 61,570 MW, 1.1% menor que la del 2010, 52,512 MW pertenecen al servicio público y a los PIE y 9,058 MW a los permisionarios.

Gráfica 4.5 Capacidad efectiva instalada nacional



Durante el año 2011 se tuvieron que realizar adiciones, retiros y modificaciones de capacidad en la parte del servicio público por lo que al final se tuvo una reducción en 433.9 MW en la capacidad instalada siendo inferior al 2010 en 0.8%. Por estas fechas de la capacidad instalada más del 30% tiene una edad mayor a los 25 años en operación, por lo que se debe seguir un programa de retiros intensivos con lo que para alcanzar los objetivos de incremento de la capacidad instalada se deben considerar niveles de margen de reserva y margen de reserva operativo aceptables siguiendo un programa intensivo de retiros. A finales del 2011 el servicio público tuvo una capacidad instalada de 52,512 MW distribuida por todo el país en función de la disponibilidad de recursos energéticos, infraestructura y ubicación a los centros de demanda. La región Noreste, donde se encuentra el PAERB Monterrey, tuvo un 26% de capacidad pública nacional.

La región noreste no tuvo para el 2011 retiros, adiciones o modificaciones, su capacidad instalada fue de 13,672 MW. El 61.9% de este total le correspondió a plantas de ciclo combinado que habían crecido a un ritmo promedio de 14.3% anual entre 2001 y 2011 alcanzando una capacidad instalada de 8,465 MW, los Productores Independientes contribuyeron con el 714% y la CFE con lo demás. Mientras que disminuyó la capacidad instalada proveniente de tecnologías térmicas convencionales, -3.1%, y de turbogas -4%. Las plantas carboeléctricas y las hidroeléctricas no tuvieron cambio en su capacidad instalada.

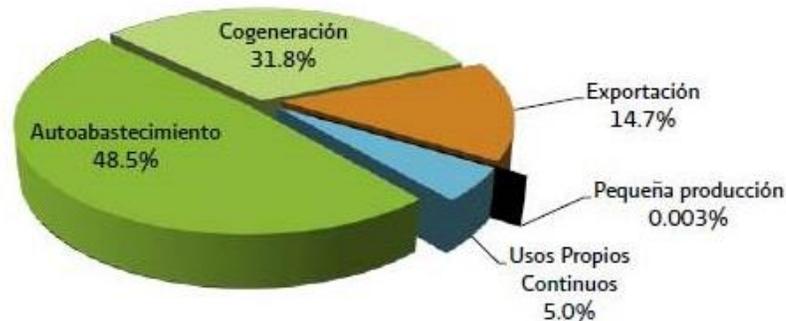
4.3.1 Generación Eléctrica por el Sector Privado

Los permisionarios alcanzaron en 2011 una capacidad instalada de 9,058.3 MW, lo que representó un 2.8% menos que en el 2010, casi todas las modalidades de permisionarios experimentaron una disminución en su capacidad instalada, excepto los de autoabastecimiento que incrementaron su capacidad instalada en 1.4%, y los de exportación que no tuvieron cambio. En estas cifras no se consideran los PIE. Recordemos que los permisos se otorgan para autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, importación y exportación, como fueron explicados en la sección 3.2.1 de esta Tesis. En la siguiente gráfica se muestra la participación de la capacidad de generación eléctrica a permisionarios en el 2011.

Gráfica 4.6 Participación de la Capacidad de Generación Eléctrica de Permisionarios, 2011

Participación de la capacidad de generación eléctrica de permisionarios, 2011¹

9,058 MW



¹ No incluye PIE ni permisionarios de importación.

* Se refiere a la capacidad autorizada en operación reportada por los permisionarios a la CRE.

Fuente: CRE.

En el 2011 la CRE rescindió 47 permisos, 41 de autoabastecimiento, cuatro de importación, uno de exportación y uno de usos propios continuos, al mismo tiempo que se otorgaron cinco permisos de cogeneración y uno de pequeña producción. La capacidad total autorizada por modalidad es: PIE 49.5%, 14,290 MW, 28 permisos; autoabastecimiento 27.4%; cogeneración 12.1%; exportación 8.6%; usos propios continuos 1.6%; importación 0.6%; y, pequeña producción 0.3%. Para el número de permisos vigentes el autoabastecimiento tiene 73.3%, cogeneración 10%, usos propios continuos 6.6%, importación 4.3%, PIE 4.2% y la pequeña producción el 0.9% de los permisos. En la última década la capacidad instalada de los permisionarios aumentó en PIE, autoabastecimiento y cogeneración; pequeño productor y exportación tuvieron variaciones mínimas; la capacidad instalada de exportación se mantuvo; los usos propios continuos disminuyeron ligeramente y un ligero crecimiento en pequeña producción.

La situación de los permisos se registra en cuatro renglones en 2011: capacidad instalada en proceso de construcción 4,246 MW de los cuáles 2,349 MW son de autoabastecimiento; la exportación con una capacidad instalada de 1,150 MW; los PIE permanecieron con una capacidad de 511 MW en construcción.

Productores Independientes de Energía

Durante los años comprendidos entre 2007 y 2010, fueron otorgados 28 permisos para producción independiente por la CRE, 28 para centrales térmicas de ciclo combinado de gas natural y cinco para eólicas; sin embargo, durante el 2011 no se otorgaron permisos. 22 centrales de ciclo combinado operaron con una capacidad autorizada de 13,246 MW, al final de 2011 se contaba con cinco permisos en proceso de construcción y uno para iniciar obras. Las centrales eolieléctricas tuvieron generación de energía eléctrica a pesar de haber tenido una fecha de inicio de operaciones en 2011, y empezaron operaciones comerciales las centrales eólicas Oaxaca II, III y IV.

Autoabastecimiento

Durante 2011 se registraron 491 permisos de autoabastecimiento: 445 están operando, 35 en construcción, por iniciar obras seis y cinco inactivos. Por sectores se distribuyeron: 177 para el sector industrial, 31 para el petrolero, 283 entre los sectores gubernamental, comercial, y otros. Pemex Exploración y Producción (PEP) obtuvo 8 permisos de autoabastecimiento por 100.4 MW, considerando los retiros la capacidad de generación autorizada a PEMEX quedo

en 71 MW. PEMEX está en tránsito a utilizar esquemas de cogeneración y cogeneración eficiente por lo que su capacidad instalada de autoabastecimiento está disminuyendo.

Cogeneración

La empresa paraestatal PEMEX concentró la mayor parte de los permisos de cogeneración de capacidad instalada durante 2011 con 2,550 MW de un total de 3,487 MW mientras que el sector industrial tuvo 702 MW en las ramas petroquímica, azucarera, química, siderurgia, vidrio, alimentos, cervezas, etc. Durante 2011 la CRE otorgó 5 permisos por 107 MW de capacidad instalada que junto a los permisos que se tenían, 59 permisos de cogeneración, 7 en construcción, 1 inactivo, sumaron un total de 72 permisos desde 1995.

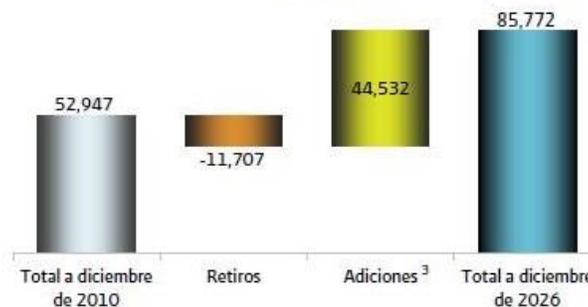
Resumiendo, la mayor cantidad de permisos para capacidad instalada le correspondió a la modalidad PIE con el 72%, autoabastecimiento con 12.2% y la cogeneración con el 10.6%, y a las demás modalidades les correspondió el 5.1%.

4.4 El Mercado Nacional en el Futuro

Para el periodo 2011-2026, el servicio público necesitará adicionar una capacidad instalada de 44,532 MW de los cuales solamente 538.8 MW serán por rehabilitaciones y mantenimiento.

Gráfica 4.7 Evolución de la Capacidad de Generación Bruta, Servicio Público, MW

Evolución de la capacidad de generación bruta, Servicio Público ^{1,2} (MW)



¹ No incluye autoabastecimiento local ni remoto

² Los totales podrían no corresponder exactamente a las sumas debido al redondeo de cifras

³ Incluyen incrementos en RM de Laguna Verde, Altamira, Río Escondido; modificación de capacidad en el Sauz U5; y varias centrales hidroeléctricas (538.8 MW).

Fuente: CFE.

En lo que respecta a la capacidad Eoloeléctrica instalada, está se hará en las regiones del Istmo de Tehuantepec, en La Rumorosa Baja California y en Tamaulipas. El aumento de la capacidad instalada solar fotovoltaica y solar térmica, se hará en el norte del país en donde hay altos niveles de radiación solar. Para la biomasa, se hará cerca de los ingenios, en donde se pueda utilizar el combustible desecho de las cañas de azúcar en procesos de cogeneración de energía eléctrica. La instalación de minihidráulicas se puede hacer en el sureste del país. Durante el 2014 se considerarán los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración que tengan más posibilidades de realizarse y se espera que se tengan estímulos para el autoabastecimiento a través de energías renovables.

Cuadro 4.2 Evolución Esperada de la Capacidad de Generación, Servicio Público, MW

**Evolución esperada de la capacidad de generación, Servicio Público^{1,2}
(MW)**

Capacidad	2011*	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
A diciembre del año anterior	52,947	52,363	54,325	56,495	56,462	58,058	58,443	60,830	64,346	66,270	67,887	72,191	74,232	76,892	79,089	83,048
Adiciones por año ³	334	1,973	3,142	537	2,115	1,863	3,177	3,857	2,724	3,021	4,954	2,361	2,884	3,386	4,242	3,424
Incrementos en RM por año ⁴	7	310	28	58	68	68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Retiros por año	924	321	1,000	628	587	1,546	790	341	800	1,404	650	320	224	1,189	283	700
A diciembre de cada año	52,363	54,325	56,495	56,462	58,058	58,443	60,830	64,346	66,270	67,887	72,191	74,232	76,892	79,089	83,048	85,772

* Estimado con información disponible a noviembre de 2011.

¹ No incluye autoabastecimiento local ni remoto

² Los totales podrían no corresponder exactamente a las sumas debido al redondeo de cifras

³ Incluye 1.7 MW de DTG de Xul-ha

⁴ Incluyen incrementos en RM de Laguna Verde, Altamira, Río Escondido, Botello, Cobano, Cupatitzio, Santa Rosa, Platanal, Ampliación villita, El Sauz y Zumpimito, así como la unidad de Xul-ha que entró en 2011 (419.6 MW).

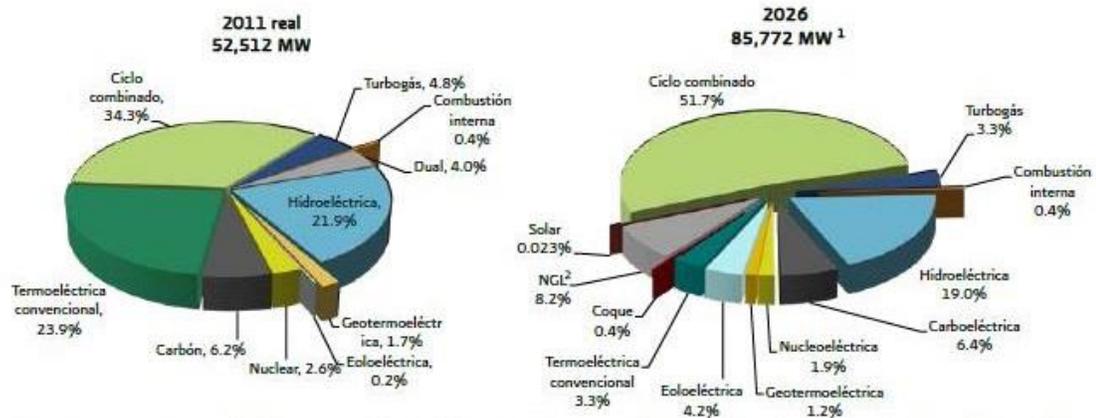
Fuente: CFE

Para el 2026, de la capacidad instalada total el sistema eléctrico, se espera que el 52.1% sea a base de gas natural, 28.6% de fuentes renovables, se reducirá a 3.4% las centrales que operen con combustibles fósiles (combustóleo, coque y diésel), las de carbón disminuirán a 6.7% y aumentarían a 3% las de carbón con captura y secuestro de CO₂. La generación eléctrica nuclear tendría una participación del 1.7%, dando un total

de 29.8% de generación de energía eléctrica no proveniente de combustibles fósiles.

Gráfica 4.8 Participación de la Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología para 2026

Participación de las tecnologías de generación en la capacidad total, 2011 y 2026, Servicio Público



¹ Incluyen incrementos en RM de Laguna Verde, Altamira, Río Escondido; modificación de capacidad en el Sauz U5; y varias centrales hidroeléctricas (538.8 MW).

² Nueva generación limpia (NGL): ciclo combinado y carboeléctrica con captura y secuestro de CO₂; nucleoeléctrica, eoloeléctrica, solar o importación de capacidad.

Fuente: CFE.

Durante el período 2012-2026, aumentará en promedio anual el consumo de gas natural para generación 3.7%, también aumentará la demanda de carbón el 0.2% anual.

4.5 Análisis de los Precios

Los precios de la energía eléctrica están dados por las tarifas que cobra la CFE a los usuarios finales por el consumo de energía. CFE tiene 43 clasificaciones distintas de acuerdo al tipo de uso final, que van desde las domésticas, hasta las alta tensión y de respaldo. La tarifa conveniente para el PAEB Monterrey es la HT, transmisión en alta tensión, por la alta cantidad de energía que se produce y maneja.

Las tarifas tienen dos componentes: un cargo por demanda de acuerdo a la región, horario y estación del año y un cargo por consumo. Las tarifas se

actualizan mediante un factor de ajuste automático mensual que refleja las variaciones en los precios de los combustibles y la inflación. Sin embargo, como se establece en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026 (SENER, 2012) "Las tarifas eléctricas en México se calculan con base en el costo marginal y con ello se establece su estructura. El nivel de éstas se define con base en el costo contable de la paraestatal. Sin embargo, las tarifas no se han calculado nuevamente desde 1996. Las tarifas se ajustan mensualmente de acuerdo con la evolución de los precios de la canasta de combustibles en la parte de la tarifa que corresponde al costo variable, y por el índice de precios al productor, en lo que se refiere a los fijos".

Otro aspecto importante son los subsidios definidos como la diferencia entre el precio de la electricidad pagada por los consumidores y el costo promedio del suministro. El financiamiento de los subsidios a las tarifas de CFE se hace mediante una transferencia contable. El Gobierno Federal reembolsa a la paraestatal los subsidios transferidos a sus consumidores descontándoles los impuestos y aprovechamientos que de cualquier otra manera la CFE tendrá que pagar al gobierno. La tarifa HT anteriormente no contaba con subsidios, a partir de enero de 2012 hay una reducción entre 50% por demanda y el 15% por energía de punta en la facturación incremental, para los usuarios de las tarifas horarias en alta tensión que incrementen su demanda y consumo de energía en el periodo de punta.

Para efecto del cálculo de los ingresos por energía eléctrica de la PAERB Monterrey, este subsidio no aplica, ya que no es pagado por el productor, CFE o el PAEB Monterrey, sino por el Gobierno Federal por el consumo que hacen los usuarios finales.

Sobre los subsidios, podemos pensar que pueden tener efectos negativos al promover entre los usuarios finales un uso ineficiente de la energía; los ajustes por inflación y variaciones en los precios de los combustibles, un esquema inadecuado incentiva la demanda, ya que los usuarios finales derrochan la energía eléctrica, incrementándose los costos generales del sistema, contribuyendo a las emisiones de residuos contaminantes al aumentar la demanda no necesaria, gases efecto invernadero y estimula comportamientos indeseables, tales como el uso excesivo de equipos y aparatos ineficientes, al resultar más rentable mantener los viejos que cambiar por nuevas generaciones tecnológicas más eficientes.

La manera cómo influyen las nuevas plantas privadas de autoabastecimiento y cogeneración en el SEN es a través de las consideraciones necesarias para incrementar la capacidad de generación y adaptar la red eléctrica para proporcionar los servicios de transmisión y respaldo que las plantas requieren.

4.6 Análisis de la Comercialización

La pregunta a resolver aquí es ¿si no le puedo vender al público, como vendo la electricidad generada en el PAERB Monterrey, y así poder tener ingresos?

En México, por ley (CPEUM, 2011), está prohibida la venta de electricidad al público en general por lo que la comercialización de la energía eléctrica se deberá realizar a través de alguno de los esquemas que la ley permite para empresas privadas. De entre ellos destacan tres esquemas: el autoabastecimiento, creando una Sociedad con industrias con alto consumo de energía eléctrica, interesadas en participar en el PAERB; con el esquema de Productor Independiente de Energía, vendiéndole a la CFE toda la energía generada en el PAERB Monterrey; y finalmente, exportando toda la energía al extranjero. Estas posibilidades se estudiarán a fondo en el Capítulo 5.

Del estudio de mercado podemos concluir que la oferta de energía generada por el PAERB Monterrey puede ser consumida sin ningún problema por las industrias que se encuentran alrededor de la ciudad de Monterrey y sus municipios conurbados, inclusive más energía podría llegar a requerirse. Debido al crecimiento que experimenta la Zona Metropolitana de Monterrey, sus requerimientos de energía en el largo plazo aumentarán, lo que asegura que el PAERB Monterrey suplirá fácilmente la demanda requerida.

Capítulo 5

Esquema del Negocio

Hasta el momento hemos podido determinar la conveniencia de realizar el PAERB Monterrey, se ha establecido los parámetros a través de los cuáles se evaluará (capítulos 6 y 7) el proyecto, hemos determinado que legalmente es posible y que puede tener inclusive estímulos a través de fondos nacionales e internaciones y estímulos fiscales. También se ha definido que el desarrollo del negocio es conveniente debido a que la demanda de energía eléctrica en el área de la Zona Metropolitana de Monterrey se encuentra en desarrollo pleno. Ahora, durante este capítulo dilucidaremos sobre cómo llevar a cabo el desarrollo del negocio, cual es el esquema elegido y cómo se llevan a cabo las relaciones entre todos los actores involucrado en el esquema del negocio.

5.1 Entidades Participantes

Las entidades participantes en el Desarrollo de Negocio son: el Promotor del Proyecto, las Empresas Socias del PAEB Monterrey, la Comisión Federal de Electricidad, la Comisión Reguladora de Energía, Sistema de Agua y Drenaje de Monterrey, la Secretaria de Energía, la Secretaría de Hacienda, la Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales, el Gobierno Federal, el Gobierno del Estado de Nuevo León, el Gobierno Municipal de General Escobedo, Empresas Contratistas (Constructoras, Fabricantes de Equipo Electromecánico, Montadoras, etc.).

El negocio es armado por una empresa Promotora, empresa cuya finalidad es desarrollar y vender el negocio a las industrias participantes en el proyecto, debe contar con los conocimientos tecnológicos, técnicos, administrativos, legales, etc., para poder desarrollar este tipo de negocios. La Promotora también es la encargada de la búsqueda de los socios del PAERB Monterrey; debe mantener las relaciones con todas las entidades gubernamentales mientras entra en funcionamiento la Empresa de Generación.

Una vez que se ha determinado realizar el negocio se debe crear una Empresa de Generación, que puede tener la denominación S. de R.L. o

Sociedad de Responsabilidad Limitada (LGSM, 2011), que es la forma como las leyes mexicanas denominan a los "consorcios" cumpliendo con todas sus características, debido a que las empresas socias de la Empresa de Generación, cada una por su lado tiene un giro industrial propio y solamente están asociadas para obtener un beneficio en el uso de la electricidad que usualmente consumen.

Los Socios de la Empresa de Generación, el PAERB Monterrey tiene tres posibilidades de desarrollo, por un lado, como un autoabastecimiento, en donde directamente las industrias (empresas altamente consumidoras de electricidad) socias utilizarán la energía generada por el PAERB, también puede ser un Productor Independiente de Energía PIE, en donde toda la energía generada es entregada a la CFE, en este caso, los Socios de la Empresa de Generación no necesariamente deben ser industrias, en este caso y el siguiente puede la Empresa de Generación constituirse bajo alguna otra modalidad mercantil, y el último de los casos posibles es la exportación de energía, por la cercanía de Monterrey a la frontera, a Estados Unidos.

Para el segundo y tercer caso, los Socios de la Empresa de Generación pueden ser cualquier tipo de persona física o moral, que cuenten con la intensión y el capital necesario para formar esta empresa, dado que la generación total de energía es entregado a CFE, para que a su vez, CFE lo ponga a la venta al público en general, y el tercer caso, sea vendida en Estados Unidos, los Socios de la Empresa de Generación no deben consumir la energía generada por el PAERB

Para el primer caso, los Socios de la Empresa de Generación, deben ser industrias con altos consumos de energía eléctrica porque están obligadas a utilizar el total de la generación del PAERB Monterrey. Para el caso de Monterrey, existe una gran cantidad de Industrias alrededor de la ciudad y sus municipios conurbados que pueden consumir fácilmente esta cantidad de energía, incluso se amplía la cantidad de industrias si se considera a las industrias del corredor Saltillo, Monterrey, Reynosa (Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas). En la Tabla siguiente se pueden observar algunas industrias con capacidad para consumir la energía generada por el PAERB Monterrey, y se puede apreciar que incluso, es insuficiente dicha generación. Por otro lado, las entidades gubernamentales, como los gobiernos municipales, estatales y a nivel federal, y empresas paraestatales, pueden ser socios del PAERB Monterrey, ya que los consumos de energía que deben comprar a CFE son bastante altos.

**Usuarios importantes de energía eléctrica de la zona Noreste de México
(Estados de Nuevo León, Coahuila, Tamaulipas y San Luis Potosí)
Datos prospectivos de 1996 – 2006**

COMPAÑÍA	GIRO	CAPACIDAD INSTALADA (MW) 2005	ENERGÍA CONSUMIDA (GWh) 2005
Monterrey, Nuevo León			
Ternium Hylsa planta Monterrey	Siderúrgica integrada (acero)	321	1,796
Ternium Hylsa planta Apodaca	Siderúrgica. Fabricación de varilla	84	385
PTARs y Sistema de Bombeo AP	3 plantas de tratamiento de aguas residuales y un sistema de bombeo	70	409
Vidriera Monterrey (VITRO)	Fabricación de envases de vidrio	56	105
Aceros Planos	Acero y placa antiderrapante	52	250
Cementos Mexicano (CEMEX)	Cementera	45	210
Navistar	Fabricación de chasises par camiones	37	182
Union Carbide (Oxig)	Químicos	35	208
Union Carbide Electronics	Fabricación componentes electrónicos	34	198
Fibras Químicas (Akra)	Fabricación de fibras de poliéster	32	268
Nemark	Fabricación de componentes de aluminio para la industria automotriz	30	120
Nylon de México	Fabricación de fibras sintéticas	26	191
Industrias Monterrey	Acero	23	150
Saltillo, Coahuila			
DeAcero	Productos de alambre de acero	55	272
CIFUNSA II Y III	Fundición y fabricación de productos de hierro	54	290
Cementos Apasco	Cemento	45	290

**Usuarios importantes de energía eléctrica de la zona Noreste de México
(Estados de Nuevo León, Coahuila, Tamaulipas y San Luis Potosí)
Datos prospectivos de 1996 – 2006**

COMPAÑÍA	GIRO	CAPACIDAD INSTALADA (MW) 2005	ENERGÍA CONSUMIDA (GWh) 2005
Kimberly Clark	Fabricación de papel, productos de celulosa y químicos	36	235
General Motors de México	Fabricación de automóviles y motores	30	176
Monclova, Coahuila			
Altos Hornos de México	Siderúrgica integrada de fierro y carbón	160	770
Teksid planta de Hierro y planta de Aluminio	Productos de hierro y aluminio para la industria automotriz	46	200
Reynosa, Tamaulipas			
Zenith	Producción de artículos electrónicos	30	158
Delnosa I y II	Fabricación de equipo eléctrico para motores de combustión interna	28	121
Tampico, Tamaulipas			
Enertek	Planta de cogeneración de energía eléctrica (vapor)	81	79
Minera Autlán	Producción de manganeso y ferroaleaciones	72	481
Primex	Fabricantes de resinas y compuestos de PVC para industria automotriz, construcción, vestido	30	212
Cd. Valles, San Luis Potosí			
Cementos Anáhuac	Cementos	42	247

Una vez constituida la Empresa de Generación, será la propietaria de todas las instalaciones del proyecto, que incluyen al PAERB Monterrey propiamente dicho y a la Central de Generación Eoloeléctrica asociada al bombeo en el PAERB Monterrey. Será la encargada de la construcción, operación y mantenimiento del proyecto, de la administración, de tener las relaciones con las agencias gubernamentales de cualquier tipo y nivel incluyendo las fiscales y legales, así como de llevar las relaciones con los socios del PAERB Monterrey.

La Central Eoloeléctrica es la encargada de proveer la energía eléctrica para el bombeo del tanque inferior al tanque superior del PAERB Monterrey, está asociada intrínsecamente como parte indisoluble y es la proveedora de la energía renovable que se almacena en el tanque superior del PAERB Monterrey, sin esta planta eólica el PAERB Monterrey generaría energía sucia al tener que utilizar energía de base comprada a CFE, es importante recordar que la energía de base usualmente es producida por plantas termoeléctricas que queman combustibles fósiles y que por lo mismo producen gases contaminantes y de efecto invernadero.

La Planta de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo de Monterrey, PAERB Monterrey, localizada en el Cerro del Topo Chico, con una capacidad de generación instalada de 200 MW y una generación de electricidad de 154.6 GWh al año que acumula energía potencial hidráulica en un tanque superior bombeada desde un tanque inferior por la energía proveída por su central Eoloeléctrica, generando energía de punta limpia.

El Condensador Síncrono, el mismo PAERB Monterrey que con sus turbinas-generadores reversibles para poder trabajar como motor-bomba, pueden utilizarse para que CFE pueda colocar sus excedentes de electricidad en caso necesario y no sobrecargar sus líneas de transmisión al haber, CFE, generado una cantidad mayor de electricidad que la demanda esperada en un día específico.

La energía de punta generada en el PAERB Monterrey, 100% limpia, libre de subproductos de la quema de combustibles y sobre todo de punta, que hasta el momento no existe un arreglo de generación de energía eléctrica renovable que, como el PAERB Monterrey, genere energía de punta limpia, que se utilizará, de acuerdo con el esquema elegido, por los Socios industriales del PAERB Monterrey, o en su venta a la CFE o en su exportación.

La Interconexión de CFE, en el esquema, es el punto de entrega de energía del PAERB Monterrey para ser transmitida a los Socios Industriales, para recibir la energía para el bombeo que proviene de la Central Eoloeléctrica, para recibir la energía sobrante de CFE para ser disipada en el Condensador Síncrono, y en su caso, para recibir la energía para el Bombeo que se comprase a CFE, en caso de que se eligiese un esquema de este tipo.

La Secretaría de Energía, proporciona el marco regulatorio a través del cual el PAERB Monterrey puede existir, considerando que la generación de energía eléctrica es facultad exclusiva del estado a través de dos comisiones: la CRE y la CFE.

La CRE, Comisión Reguladora de Energía, es la agencia gubernamental directa de la gestión, y ejecución del marco regulatorio al otorgar y rescindir permisos de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación, importación y productor independiente de energía.

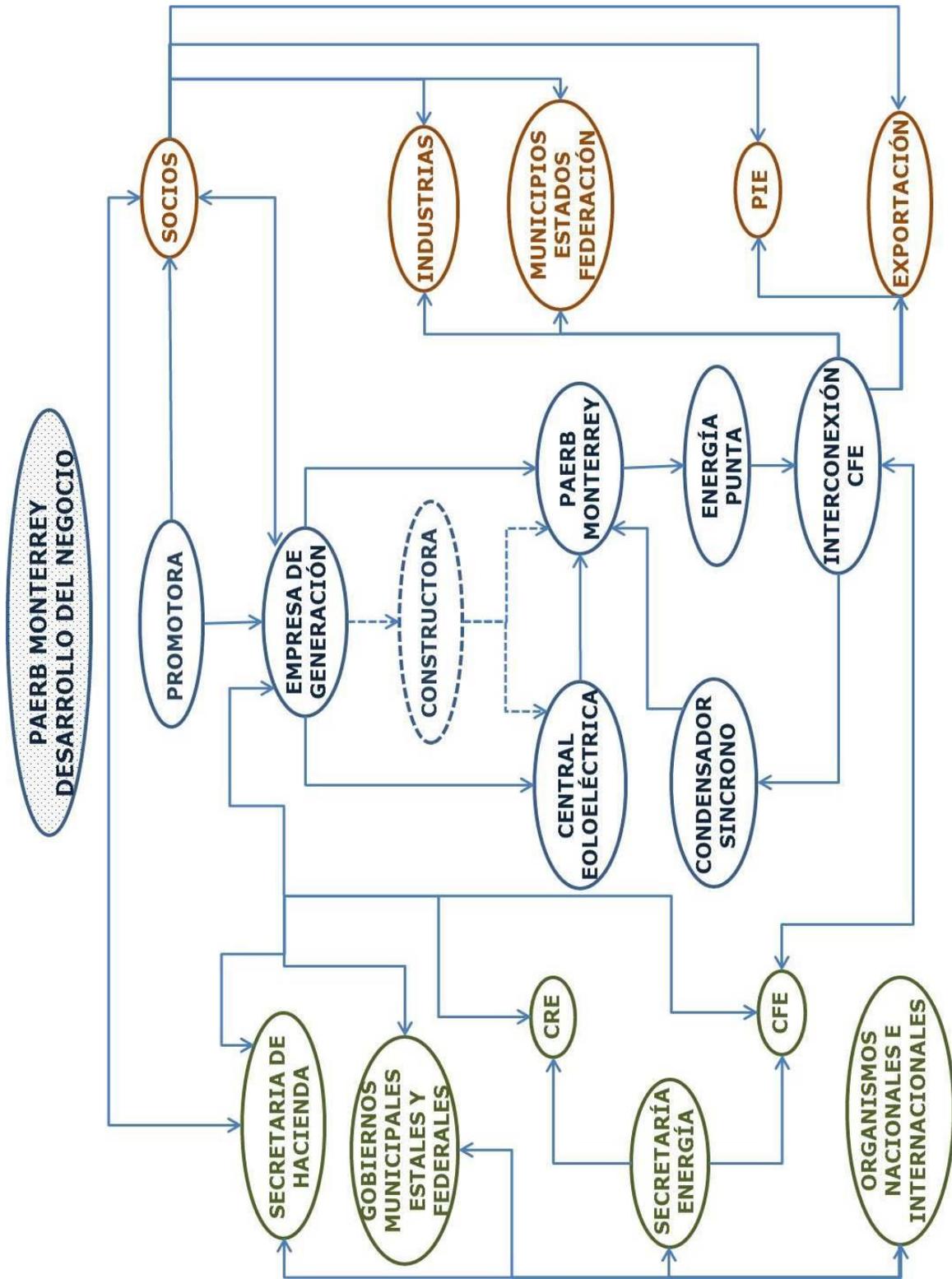
CFE, Comisión Federal de Electricidad, es la parte ejecutiva del gobierno en cuanto a generación, distribución y venta de la energía eléctrica en el país, formando un monopolio de estado no reconocido oficialmente. En este caso tiene la función de establecer las reglas del día a día, basadas en el marco regulatorio establecido, para la inserción del PAERB Monterrey dentro del sistema de generación y distribución de energía, principalmente en las tarifas para la compra-venta de energía, que determinan la rentabilidad del proyecto.

En esta ocasión la Secretaria de Hacienda juega un papel muy importante, debido que el adecuado manejo de las inversiones, deducciones e impuestos, pueden hacer rentable un proyecto o no.

Los organismos internacionales, que mediante estímulos y préstamos a la inversión en energías limpias, aportan oportunidades de negocio en este tema. Estos incentivos están canalizados a través del gobierno mexicano, la banca nacional, y las mismas Secretarías de Energía y de Hacienda.

En la participación de todas estas entidades, privadas, gubernamentales, nacionales e internacionales, es que un proyecto de generación de energía de punta limpia y renovable puede llevarse a cabo. Adelante se encuentra el Esquema del Desarrollo del Negocio del PAERB Monterrey.

5.2 Esquema del Negocio



5.3 Relaciones entre las Entidades Participantes

Cómo se puede apreciar del Esquema del Negocio, su desarrollo conlleva relaciones complejas y bastante variadas que se dan entre las distintas entidades participantes. Es difícil excluir a alguna de las entidades, el negocio sería imposible si faltara alguna. Debido a que no se puede vender la electricidad directamente al público se debe encontrar la manera de realizar un negocio rentable con las condiciones establecidas en el país, además de hacerlo de un modo en que no se venía realizando, generando energía de punta limpia, todo un reto.

La Promotora tiene la obligación de armar el negocio para lo cual debe contar con conocimiento tecnológicos suficientes para este propósito, ya que un negocio de este tipo conlleva una buena cantidad de conocimientos tecnológicos e incluso científicos recientes difíciles de manejar si no se tienen los conocimientos al respecto y suficientes. También debe contar con otro tipo de conocimientos, hemos visto en el Capítulo 3 y en el Apéndice 3, sobre las múltiples leyes que están involucradas en y para poder realizar este proyecto, el marco legal le permite existir al proyecto por lo que la Promotora también debe tener una muy buena cantidad de conocimientos legales; además de conocimientos mercantiles, mercadológicos y de riesgo. Al mismo tiempo debe ser capaz de mantener relaciones sanas con todas las entidades gubernamentales a todos los niveles. Debe ser capaz de crear consenso entre las industrias y empresas participantes en la sociedad. La transdisciplinariedad se hace evidente en este tipo de proyectos.

La constructora, aunque su participación en el proyecto es solamente en la etapa de construcción al principio del mismo, su participación es clave, debido a que una buena respuesta técnica en los procedimientos constructivos son clave para mantener los precios del proyecto competitivo, además de que debe ser nuevamente una constructora transdisciplinaria, deberá ser capaz de ejecutar la obra civil, y el montaje de los equipos electromecánicos, así como la subcontratación de la fabricación de dichos equipos, es decir, debe ser capaz de ejecutar proyectos llave en mano y EPC (ingeniería, procuración del equipo y construcción).

Todas las entidades gubernamentales como los gobiernos municipales, estatales y federal, las secretarías directamente involucradas como la de Energía y la de Hacienda, así como los organismos nacionales e internacionales que proporcionen fondos e incentivos a las energías renovables, sin olvidar a la

CRE y a la CFE, deben mantener una estrecha colaboración con la Promotora, la Empresa de Generación y sus Socios así como con la Empresa de Generación, además de aplicadoras y ejecutoras del marco legal correspondiente, además de funciones de asesoría y gestoras de los fondos de inversión e incentivos a las energías renovables. En un momento dado, las distintas dependencias de cualquiera de los tres niveles de gobierno podrán, inclusive, ser parte de los Socios, ya que la energía que utilizan para sus labores diarias llegan a representar importantes erogaciones a sus presupuestos al tener que comprarla a la CFE a precios al público.

Los socios de la Empresa de Generación pueden ser industrias privadas o, como se mencionó, gobiernos municipales, estatales o federales, que, por la gran cantidad de energía consumida, les sea más rentable. También pueden ser cualquier persona física o moral con capital suficientes para invertir en el proyecto, siempre y cuando la energía generada sea destinada a su venta total a la CFE a través de un PIE, o a la exportación. En cualquier caso deberán siempre de estar al pendiente de interactuar con las agencias gubernamentales, y especialmente con la Secretaria de Hacienda y CFE, ya que la recuperación de su inversión se hará de dos maneras, la inversión se recuperará de la deducción que se haga en hacienda con sus comprobantes correspondientes, y de acuerdo con la LISR, para plantas de generación eléctrica limpia renovable, la deducción será el primer año, artículo 40, fracción XII, de dicha ley. La segunda forma será a través de utilizar energía propia para sus procesos industriales, en vez de pagarle a CFE por la energía en horas punta, generándose un ahorro en sus cuentas por pagar a proveedores, que en este caso es debido a la utilización de la energía de punta propia, cuantificable y deducible en la medida en que el marco legal lo permita. Un ahorro que al compararlo con lo que hubiesen pagado a CFE, les permite determinar su influencia en la rentabilidad de los productos de su real giro comercial, colocados en el mercado.

La función que realiza la empresa constructora dentro de un negocio como este, es relativamente poco, al inicio del proyecto y durante la fase, precisamente, de construcción de las centrales. Sin embargo, debemos recordar que en los últimos años, el papel que las constructoras juegan ha ido cambiando. Por las características de los trabajos que realizan las empresas constructoras llegan a reunir una gran cantidad de relaciones, por motivos laborales, con una gran cantidad de empresas, instituciones, entidades gubernamentales, socios, clientes, etc. que les permiten avanzar al siguiente

paso lógico en la industria de la construcción. Tradicionalmente se piensa a la constructora como una empresa incidental, que realiza su trabajo y termina su labor en el proyecto, ahora, y debido a las relaciones laborales que forman, pueden reunir los conocimientos científicos, tecnológicos, técnicos, dentro de las distintas áreas para poder llevar a cabo la realización desde su inicio, de este tipo de proyectos. Es decir, debido a su trabajo diario, han acumulado el "Know How" (Saber Hacer) para poder llevar a cabo y en excelentes términos la conclusión de un proyecto como el que aquí se plantea. Así, estas empresas, están listas para avanzar al siguiente paso lógico, de constructoras a promotoras de proyectos de construcción.

Aunque en el esquema del negocio, parece ser que su participación es solamente durante la construcción del PAERB Monterrey, la constructora puede ser al mismo tiempo la empresa Promotora. Una empresa constructora está acostumbrada a que le entreguen el diseño de un proyecto de ingeniería, y poder llevarlo a cabo, de acuerdo a las especificaciones del proyecto y las condiciones que marca el cliente. Ahora, en su papel de Promotora, deberá idealizar un proyecto, llevar a cabo el diseño, armar el esquema del negocio, contactar a todas las entidades participantes, construir el proyecto, entregarlo a sus dueños, capacitando al personal de operación y mantenimiento, y quedar como consultora externa, para los trabajos de reparación, mantenimiento, rehabilitación, modificación, ampliación, etc. que se presenten en el futuro.

La constructora conoce a la perfección a todos los actores involucrados en la realización de un proyecto y por lo mismo, es más fácil que los contacte, a que lo hagan los Socios directamente, conoce a los diseñadores, nacionales e internacionales, a los fabricantes de los equipos electromecánicos, a los montadores de dichos equipos, conoce a los capacitadores y puede dejar trabajando en sus puestos al personal encargado de la operación y mantenimiento de la planta. En otras palabras, una constructora es capaz de realizar proyectos de Ingeniería, Procuración y Construcción, así como proyectos llave en mano, sino por medios propios, si por conocer a los actores de la industria, idealizar y llevar a cabo la construcción del proyecto, con esquemas adicionales, de subcontratos, socios estratégicos, empresas afiliadas, etc.

Así, la promoción de la construcción de proyectos de construcción, es el siguiente paso de la evolución de una constructora. Una empresa constructora, puede quedarse en su nicho de mercado natural, pero en un mundo globalizado y cambiante al día a día, sería una involución quedarse así. Debe

actualmente promocionar su trabajo, decirles a los clientes quién puede hacer el trabajo y hacerlo de facto. En un mundo que constantemente cambia una empresa constructora tiene la obligación de reinventarse evolucionando adelantándose a la realidad que se le presenta.

Durante este capítulo se presentó el esquema del negocio del PAERB Monterrey, y las relaciones que se deben dar entre los actores del mismo, debido a la imposibilidad legal que subyace en el sistema eléctrico nacional de que los particulares pongan a la venta del público la energía que pudieran llegar a generar, así, se deben buscar esquemas de negocio novedosos y que satisfagan todos los requerimientos legales, técnicos, económicos y comerciales establecidos naturalmente en el medio ambiente en que se desarrollará el negocio, objetivo que fue cumplido con el esquema de negocio en este capítulo presentado.

Capítulo 6

Análisis Financiero

Todo lo que hasta el momento se ha hecho, debe por fin ser evaluado financieramente, en este caso se utilizarán dos métodos: el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) ambos ya explicados en el Capítulo 2. Es aquí en donde todos los aspectos técnicos, económicos, legales, ambientales, y mercadológicos confluyen para determinar su factibilidad y estar en posición de tomar una decisión sobre la realización del proyecto.

6.1 Estado de Resultados Proforma

Para la elaboración del Estado de Resultados Proforma se hicieron algunas consideraciones, de acuerdo con la investigación realizada para el PAERB Monterrey, que se desglosan a continuación en la forma como se integra el estado de resultados: inversiones, ingresos, egresos, impuestos, para finalmente obtener el utilidad neta, o en este caso el flujo de efectivo proforma.

Para la elaboración del presupuesto final, se consideró que el PAERB Monterrey tiene una Capacidad de Generación de Energía Eléctrica Instalada de 200 MW, con una Generación Anual de Energía Eléctrica de Punta de 154.6 GWh y que la Energía Eléctrica para el Bombeo será proporcionada por una Central Eoloeléctrica de 94 MW de Capacidad de Generación de Energía Eléctrica Instalada y una Generación de Energía Eléctrica de Energía de Base de 206 GWh. Con un presupuesto a costo directo del PAERB Monterrey de 192.3 MDD con 2 horas en promedio de generación de energía ver Tabla 6.1.

Tabla 6.1 Costos de Construcción del PAERB Monterrey y su Central Eoloeléctrica Asociada al Bombeo

Concepto	MW	GWh	\$ (Dólares) Millones
PAERB Monterrey	200	154.6	192.3
Eoloeléctrica Asociada al Bombeo	94	206	147.3

6.2 Consideraciones Previas para el Análisis

Los elementos a considerar para el análisis financiero del PAERB Monterrey son los costos de la inversión que se dividen en tres partes, la primera el propio costo del PAERB Monterrey que se obtiene del presupuesto actualizado al 2013 con las adiciones y modificaciones mencionadas en el Capítulo 2, en la Sección 2.2; los Costos Indirectos que no fueron incluidos en el presupuesto original, y la Inversión de la Central Eoloeléctrica Asociada al bombeo. En una segunda sección analizaremos los Ingresos que se obtienen por la generación de energía eléctrica del PAERB Monterrey; en la siguiente sección analizaremos los Egresos que se hacen durante el proyecto, como los costos de operación y mantenimiento, costos por reposición del agua tratada, costos de interconexión y transmisión así como los costos por usos propios; finalmente, en la última sección se hará el análisis financiero con las última consideraciones como los estímulos fiscales, en caso de que apliquen.

El análisis financiero que se hará en este Capítulo 6, corresponde a la propuesta de la Tesis, para fines del Capítulo 7 del Análisis de Sensibilidad, se le llamará Caso 1 que tiene las características explicadas en el párrafo anterior.

6.3 Inversión: Costos Indirectos del PAERB Monterrey

Cómo se ha mencionada el costo del PAERB Monterrey se obtuvo del presupuesto original, el cual tiene un monto de \$ 192.3 millones de dólares (MDD), el cual no considera los costos indirectos. El cálculo de los costos indirectos se realizó de forma paramétrica. CFE en su COPAR, 2007, establece que el porcentaje de costos indirectos para proyectos hidroeléctricos se encuentra en 12.4%, que incluye las fases de factibilidad, anteproyecto, proyecto, costos de oficinas centrales y de oficinas en sitio. Con este parámetro se obtiene costos indirectos para el PAERB Monterrey de \$ 23.8 MDD, ver Tabla 6.2.

Tabla 6.2 Cálculo de los Costos Indirectos del PAERB Monterrey
Caso 1

Presupuesto Actualizado	\$ 192,227,403.48	dólares
Factor de Costos Indirectos	12.4000%	
Costos Indirectos	\$ 23,836,115.55	dólares

6.3.1 Cálculo de las Horas de Generación

Para poder continuar con los cálculos es necesario realizar el conteo de las horas de generación para la venta de energía base, punta e intermedia que se utilizarán en el PAEB Monterrey. De la página en Internet de CFE, 2013, se tomaron los datos iniciales para el cálculo de las horas, como se puede ver en la Tabla 6.3.

Tabla 6.3.1 Horarios de Aplicación de Tarifas de CFE, Según Periodo del Año
Invierno – Primavera
Del 1º de febrero al sábado anterior al primer domingo de abril

DÍA DE LA SEMANA	lunes a viernes	sábado	domingo y festivo
BASE	0:00 - 6:00	0:00 - 7:00	0:00 - 19:00 23:00 - 24:00
INTERMEDIO	6:00 - 19:30 22:30 - 24:00	7:00 - 24:00	19:00 - 23:00
PUNTA	19:30 - 22:30		
Horas Semanales			
BASE	6	7	20
INTERMEDIO	15	17	4
PUNTA	3	0	0

Tabla 6.3.2 Horarios de Aplicación de Tarifas de CFE, Según Periodo del Año
Primavera – Verano
Del primer domingo de abril al 31 de julio

DÍA DE LA SEMANA	lunes a viernes	sábado	domingo y festivo
BASE	1:00 - 6:00	1:00 - 7:00	0:00 - 19:00
INTERMEDIO	0:00 - 1:00 6:00 - 20:30 22:30 - 24:00	0:00 - 1:00 7:00 - 24:00	19:00 - 24:00
PUNTA	20:30 - 22:30		
Horas Semanales			
BASE	5	6	19
INTERMEDIO	17	18	5
PUNTA	2	0	0

Tabla 6.3.3 Horarios de Aplicación de Tarifas de CFE, Según Periodo del Año
Verano – Otoño

Del 1º de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre

DÍA DE LA SEMANA	lunes a viernes	sábado	domingo y festivo
BASE	0:00 - 6:00	0:00 - 7:00	0:00 - 19:00 23:00 - 24:00
INTERMEDIO	6:00 - 19:30 22:30 - 24:00	7:00 - 24:00	19:00 - 23:00
PUNTA	19:30 - 22:30		
Horas Semanales			
BASE	6	7	20
INTERMEDIO	15	17	4
PUNTA	3	0	0

Tabla 6.3.4 Horarios de Aplicación de Tarifas de CFE, Según Periodo del Año
Otoño – Invierno

Del último domingo de octubre al 31 de enero

DÍA DE LA SEMANA	lunes a viernes	sábado	domingo y festivo
BASE	0:00 - 6:00	0:00 - 8:00	0:00 - 18:00
INTERMEDIO	6:00 - 18:30 22:30 - 24:00	8:00 - 19:30 21:30 - 24:00	18:00 - 24:00
PUNTA	18:30 - 22:30	19:30 - 21:30	
Horas Semanales			
BASE	6	8	18
INTERMEDIO	14	14	6
PUNTA	4	2	0

Con estos horarios de cobro de las tarifas se puede calcular las horas anuales en las que se aplica la Tarifa H-T de CFE, Tabla 6.4.

Tabla 6.4 Horas Anuales

Mes	Días	Base	Intermedio	Punta	Total
ene-13	31	254	394	96	744
feb-13	28	242	373	57	672
mar-13	31	275	409	60	744
abr-13	30	216	455	49	720
may-13	31	229	471	44	744
jun-13	30	225	455	40	720
jul-13	31	215	483	46	744
ago-13	31	247	431	66	744
sep-13	30	268	392	60	720
oct-13	31	244	427	73	744
nov-13	30	250	380	90	720
dic-13	31	266	386	92	744
Total	365	2931	5056	773	8760
Porcentaje de la Tarifa		33.46%	57.72%	8.82%	100.00%

6.3.2 Central Eoloeléctrica Asociada al Bombeo del PAERB Monterrey

La obtención del costo de la Central Eoloeléctrica asociada al bombeo del PAERB Monterrey, y que le da su carácter de Energía Renovable, ya que es la energía que bombea el agua del tanque inferior al tanque superior acumulando energía potencial, se tomó como base la Central Eoloeléctrica La Venta II que se ubica en el Estado de Oaxaca, cuyo costo total de inversión fue de 100 MDD con una Capacidad Instalada de 84 MW y un factor de planta promedio de 0.30 (Pérez, 2008, Llamas, 2007). De esta manera podemos determinar el costo de la Generación de Energía por kW en \$ 1,200.00 dólares/kW, ver Tabla 6.5.

Tabla 6.5 Cálculo de la energía de Bombeo Utilizando Central Eoloeléctrica
Caso 1

Energía Generada Anual	154,600,000.00	kWh
Conversión de Generación a Bombeo	0.75 : 1	
Energía de Bombeo Anual	206,133,333.33	kWh
Energía de bombeo Diario	564,748.86	kWh
Horas de bombeo diario	20	H
Capacidad Instalada Bombeo	28.23744292	MW
Factor de Plantas Eoloeléctricas 30%	94.12480974	MW
Costo Nivelado de Energía Eoloeléctrica Nov 2006	\$ 1,200.00	\$/kW dólares

Factor de Actualización a Febrero 2013	1.30	INPC
Costo Nivelado de Energía Eoloeléctrica Feb 2013	\$ 1,565.00	\$/kW dólares
Costo Central Eoloeléctrica 94.12 MW a Feb 2013	\$ 147,304,987.30	Dólares

Con lo que se tiene que la Central Eoloeléctrica necesaria para bombear el agua del tanque inferior al tanque superior del PAERB Monterrey debe tener una Capacidad Instalada de 94 MW, para generar 206 GWh al año, con un costo de \$ 147 MDD.

6.3.3 Ingresos del PAERB Monterrey

Una vez calculada las Inversiones iniciales, durante el tiempo de vida útil del PAERB Monterrey, 30 años, se calcularon los ingresos que se recibirán por la operación. De acuerdo con las tarifas de CFE, Tabla 6.6, a febrero de 2013, la energía de punta tiene dos componentes un cargo por demanda facturable, es decir la capacidad instalada realmente utilizada, en donde el usuario paga las inversiones realizadas, y un cargo por la energía efectivamente consumida.

Tabla 6.6 Tarifa H-T de CFE (CFE, 2013)

Región	Cargo por Kilowatt de Demanda Facturable	Cargo por Kilowatt-Hora de Energía de Punta	Cargo por Kilowatt-Hora de Energía Intermedia	Cargo por Kilowatt-Hora de Energía de Base	Mes
Noreste	\$104.52	\$2.34	\$1.10	\$0.99	ene-12
Noreste	\$104.97	\$2.34	\$1.10	\$0.99	feb-12
Noreste	\$105.31	\$2.28	\$1.02	\$0.92	mar-12
Noreste	\$104.90	\$2.26	\$1.00	\$0.90	abr-12
Noreste	\$105.18	\$2.27	\$1.01	\$0.91	may-12
Noreste	\$105.36	\$2.27	\$1.01	\$0.91	jun-12
Noreste	\$105.81	\$2.31	\$1.05	\$0.94	jul-12
Noreste	\$106.36	\$2.32	\$1.05	\$0.95	ago-12
Noreste	\$105.23	\$2.26	\$1.00	\$0.90	sep-12
Noreste	\$104.81	\$2.23	\$0.97	\$0.87	oct-12
Noreste	\$104.75	\$2.28	\$1.03	\$0.93	nov-12
Noreste	\$104.71	\$2.31	\$1.06	\$0.95	dic-12

Tabla 6.6 Tarifa H-T de CFE (CFE, 2013)

Región	Cargo por Kilowatt de Demanda Facturable	Cargo por Kilowatt- Hora de Energía de Punta	Cargo por Kilowatt-Hora de Energía Intermedia	Cargo por Kilowatt- Hora de Energía de Base	Mes
Noreste	\$105.36	\$2.32	\$1.06	\$0.96	ene-13
Noreste	\$105.03	\$2.27	\$1.01	\$0.91	feb-13
Noreste	\$104.69	\$2.25	\$0.99	\$0.90	mar-13

En este caso, se utilizará toda la capacidad de la planta para generar energía durante las 2 horas diarias promedio (las horas reales están en la Tabla 6.4, en donde las horas promedio de generación de los días que se paga la energía de punta le corresponde a 3 horas por 255 días, que es equivalente a las 2 horas diarias, para fines de cálculo solamente), por lo que, se carga toda la capacidad instalada.

Con la distribución de las horas anuales de generación de energía de punta por mes y con los datos de CFE sobre la tarifa H-T, se calcularon los ingresos por Capacidad de Generación Instalada y la Generación de Energía anual para el PAERB Monterrey, considerando la última tarifa, a marzo del 2013, debido a que el análisis financiero se hace con valores presentes, que se proyectan al futuro, pero no considera precios futuros, o sin considerar los precios futuros que puedan llegar a tener los insumos analizados. Así, las Tablas 6.7, 6.8, y 6.9, muestran el cálculo del Cargo por Capacidad Instalada, la Energía Generada, y el Cargo por Energía, todos anuales y en dólares.

Tabla 6.7 Cargo por Capacidad

Para marzo de 2013 en la Región Noreste se tiene:

Dólar al 28 marzo 2013 = 12.3544 pesos	pesos	Dólares
Cargo por kilowatt de Demanda Facturable	\$ 104.69	\$ 8.47
Cargo por kilowatt - Hora de Energía de Punta	\$ 2.25	\$ 0.18
Cargo por Kilowatt - Hora de Energía Intermedia	\$ 0.99	\$ 0.08
Cargo por kilowatt - Hora de Energía de Base	\$ 0.90	\$ 0.07
Capacidad Instalada de la Planta 200 MW	200,000	
Cargo por Capacidad instalada al Mes	\$ 20,938,000.00	\$ 1,694,780.81
Cargo por Capacidad instalada al Año	\$ 251,256,000.00	\$ 20,337,369.68

Tabla 6.8 Energía Generada kW/h, con Capacidad Instalada de 200 MW

Caso 1

Considerando solamente las horas pico

2.12 Mes	Horas punta Promedio Diarias				Total
	Días	Base	Intermedio	Pico	
ene-13	31	0	0	19,200,000	19,200,000
feb-13	28	0	0	11,400,000	11,400,000
mar-13	31	0	0	12,000,000	12,000,000
abr-13	30	0	0	9,800,000	9,800,000
may-13	31	0	0	8,800,000	8,800,000
jun-13	30	0	0	8,000,000	8,000,000
jul-13	31	0	0	9,200,000	9,200,000
ago-13	31	0	0	13,200,000	13,200,000
sep-13	30	0	0	12,000,000	12,000,000
oct-13	31	0	0	14,600,000	14,600,000
nov-13	30	0	0	18,000,000	18,000,000
dic-13	31	0	0	18,400,000	18,400,000
Total	365	0	0	154,600,000	154,600,000

Tabla 6.9 Cargo por Energía Generada

Considerando solamente las horas Punta para el Caso 1

2.12 Horas punta Promedio Diarias

Dólares

Mes	Días	Base	Intermedio	Dólares		Total
				Pico	Total	
ene-13	31	0	0	\$ 3,496,729.91	\$ 3,496,729.91	
feb-13	28	0	0	\$ 2,076,183.38	\$ 2,076,183.38	
mar-13	31	0	0	\$ 2,185,456.19	\$ 2,185,456.19	
abr-13	30	0	0	\$ 1,784,789.22	\$ 1,784,789.22	
may-13	31	0	0	\$ 1,602,667.88	\$ 1,602,667.88	
jun-13	30	0	0	\$ 1,456,970.80	\$ 1,456,970.80	
jul-13	31	0	0	\$ 1,675,516.42	\$ 1,675,516.42	
ago-13	31	0	0	\$ 2,404,001.81	\$ 2,404,001.81	
sep-13	30	0	0	\$ 2,185,456.19	\$ 2,185,456.19	
oct-13	31	0	0	\$ 2,658,971.70	\$ 2,658,971.70	
nov-13	30	0	0	\$ 3,278,184.29	\$ 3,278,184.29	
dic-13	31	0	0	\$ 3,351,032.83	\$ 3,351,032.83	
Total	365	\$	- \$	- \$ 28,155,960.63	\$ 28,155,960.63	

Por lo que los ingresos por la venta de la Energía Generada por el PAERB Monterrey al año son de \$ 28.2 MDD.

El último rubro importante a considerar son los ingresos como Condensador Síncrono, el planteamiento original es utilizar los PAEBs como disipadores de energía, y al mismo tiempo utilizar esa disipación de energía para bombear agua a algún tanque superior para luego generar energía de punta. Todos los sistemas de redes de distribución de energía eléctrica, funcionan mediante la colocación (oferta) de energía en dichas redes, de acuerdo con la demanda esperada en los horarios habituales. En el caso de que la oferta de energía eléctrica sea mayor que la realmente demandada por los usuarios, la red se sobrecarga, y en ese momento se necesita disipar la energía eléctrica; es en ese momento cuando el PAERB Monterrey puede funcionar disipando la energía eléctrica del sistema de distribución de CFE. Por este concepto también se espera un ingreso que se muestra en la Tabla 6.10.

Tabla 6.10 Cálculo de los Ingresos como Condensador Síncrono
Caso 1 y 2

Ingresos por uso como Condensador Síncrono	\$	36,000,000.00	Pesos
Conversión dólar – peso		12.3544	28-mar-13
Actualización 1999 a 2013		1.8335	INPC
Total de Ingresos por uso como Condensador Síncrono	\$	5,342,828.48	Dólares

6.3.4 Determinación de los Egresos

Los egresos anuales del PAERB Monterrey son los que, restándolos a los ingresos anteriores, determinarán la utilidad bruta del PAERB Monterrey. Para el caso que estamos analizando es notable determinar que estos egresos son relativamente pocos, y que no se ven influenciados por la compra de energía para bombeo a CFE, que aunque energía de base, su costo sigue siendo representativo, como se verá en el Capítulo 7 sobre el Análisis de Sensibilidad. Los costos considerados son los siguientes:

6.3.5 Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento del PAERB Monterrey fueron determinados de manera paramétrica de acuerdo con el COPAR de 2007, y

actualizados a marzo de 2013, considerando que el PAERB Monterrey es de hecho una Hidroeléctrica se tomaron los valores para este tipo de plantas, Tabla 6.11.

Tabla 6.11 Costos de Operación y Mantenimiento
(precios medios de 2007)

Central	Hidroeléctricas				
	Potencia bruta (MW)	Fijo (\$/MW-año)	Variable (\$/MWh)	Total (\$/MWh)	
Aguamilpa	3	320	80,156.77	0.24	36.59
Agua Prieta	2	120	135,694.87	0.27	74.76
La Amistad	2	33	299,859.70	0.32	120.61
Badurato	2	46	241,477.41	0.31	84.01
Caracol	3	200	102,449.50	0.25	41.06
Comedero	2	50	229,028.04	0.30	84.52
Chicoasén	5	300	82,848.03	0.24	22.60
Peñitas	4	105	146,444.21	0.28	32.59
Zimapan	2	146	121,582.11	0.26	26.73
Total	4,182.00	1,210,512.60	2.47	523.47	
Promedio	167.28	134,501.40	0.27	58.16	

El costo de operación y mantenimiento del MWh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no se hallan directamente relacionados con la energía generada. Aquí se incluye conceptos de costos como: salarios, prestaciones, seguro social, servicios de terceros, gastos generales, materiales (excepto del área de operación). Son costos variables los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica, solo se consideran los de materiales del área de operación. Los costos variables se obtienen con las siguientes consideraciones:

Tabla 6.12 Costos Fijos de Operación y Mantenimiento

Concepto	Cantidad	Unidad
El costo de Operación y Mantenimiento Fijo se puede tomar como el promedio	134,501.40	\$/MW – año
La capacidad instalada del PAEB Monterrey es de	200	MW
Por lo que el Costo Fijo por Operación y Mantenimiento del PAEB Monterrey es	26,900,280	pesos – año
Considerando el tipo de cambio en	12.3544	
Por lo el Costo Fijo por Operación y Mantenimiento del PAEB Monterrey es	2,177,384.58	Dólares
Actualización de precios de 2007 a 2013 con el INPC	1.24968675	
Por lo que el Costo Fijo por Operación y Mantenimiento 2013 del PAEB Monterrey es	2,721,048.65	Dólares

Para el cálculo de los costos de operación y mantenimiento variables se considera lo siguiente:

Tabla 6.13 Cálculo de Factor de Costos de Operación y Mantenimiento Variables

Concepto	Cantidad	Unidad
Costo de Operación y Mantenimiento Variable Promedio 2007	0.27444444	pesos/MWh
Tipo de cambio	12.3544	

Tabla 6.13 Cálculo de Factor de Costos de Operación y Mantenimiento Variables

Concepto	Cantidad	Unidad
Costo de Operación y Mantenimiento Variable Promedio 2007	0.02221431	dólares/MWh
Factor actualización a 2013	1.24968675	
Factor del Costo de Operación y Mantenimiento Variable 2013 Promedio	0.02776093	dólares/MWh

Una vez obtenido el factor del costo de operación y mantenimiento variable, calculamos estos costos con respecto de la generación mensual que tenemos en la Tabla 6.8, quedando los valores que se muestran en la Tabla 6.14.

Tabla 6.14 Costo de Operación y Mantenimiento Variable
Caso 1

Considerando solamente las horas pico

Mes	Días	Horas punta Promedio Diarias (dólares)			Total
		Base	Intermedio	Pico	
ene-13	31	0.00	0.00	533.01	533.01
feb-13	28	0.00	0.00	316.47	316.47
mar-13	31	0.00	0.00	333.13	333.13
abr-13	30	0.00	0.00	272.06	272.06
may-13	31	0.00	0.00	244.30	244.30
jun-13	30	0.00	0.00	222.09	222.09
jul-13	31	0.00	0.00	255.40	255.40
ago-13	31	0.00	0.00	366.44	366.44
sep-13	30	0.00	0.00	333.13	333.13
oct-13	31	0.00	0.00	405.31	405.31
nov-13	30	0.00	0.00	499.70	499.70
dic-13	31	0.00	0.00	510.80	510.80
Total	365	0.00	0.00	4,291.84	4,291.84

Por lo que los costos totales de Operación y Mantenimiento anuales quedan como:

Tabla
Tabla 6.14 Costos de Operación y Mantenimiento Totales

Concepto	Cantidad	Unidad
Costo de Operación y Mantenimiento Variable	4,291.83918	dólares año
Costo Fijo por Operación y Mantenimiento	2,721,048.65	dólares - año
Costos de Operación y Mantenimiento Totales	2,725,340.49	dólares año
Energía Anual Generada	154,600	MWh
Costos de Operación y Mantenimiento	17.63	\$/MWh

6.3.6 Costos de Reposición del Agua

El PAERB Monterrey solamente debe tener pérdidas por evaporación, las cuales deberán ser del orden de 10 l/s, el costo anual se calcula bajo las siguientes consideraciones. El precio del agua fue tomado de acuerdo con SADM, 2013, tarifa correspondiente al 28 de marzo de 2013 para agua tratada

Tabla 6.15 Costo del Agua de Reposición

Concepto	Cantidad	Unidad
Gasto de reposición	10	lt/seg
Precio agua tratada	\$ 8.43	\$/m ³ pesos
Volumen Mensual	26,280	m ³
Costo del Agua de Reposición Mensual	\$ 221,540.40	pesos
Costo del Agua de Reposición Anual	\$ 2,658,484.80	pesos
Tipo de Cambio	\$ 12.3544	Pesos-dólar
Costo del Agua de Reposición Anual Dólares	\$ 215,185.26	dólares

Quedando el Costo del Agua de Reposición Anual en \$ 215,185.26 dólares al año.

6.3.7 Servicio de Interconexión y Transmisión de CFE

La energía generada en el PAERB Monterrey y en la Central Eoloeléctrica deberán ser conducidas para su distribución a través de la Red de Transmisión de CFE, la cual tiene un costo determinado por la CRE (CRE, 2013 y CRE, 2010). El cálculo se hizo con las siguientes consideraciones Tabla 6.16 para la interconexión y transmisión de la Energía Generada en el PAERB Monterrey, y

Tabla 6.17 para la Interconexión y Transmisión de la Energía Generada en la Central Eoloeléctrica Asociada al Bombeo.

Tabla 6.16 Costos de Interconexión y Transmisión de la Energía Generada
En el PAERB Monterrey en Alta Tensión

Concepto	Cantidad	Unidad
A febrero de 2013 cargo de	\$ 0.03443	\$/kWh
Energía Generada kWh	154,600,000.00	kWh
Cargo en H-T de Interconexión y Transmisión	\$ 5,322,878.00	Pesos
Tipo de Cambio	\$ 12.3544	pesos : 1 dólar
Cargo en H-T de Interconexión y Transmisión Generación	\$ 430,848.77	Dólares

Tabla 6.17 Costos de Interconexión y Transmisión de la Energía Generada
En la Central Eoloeléctrica Asociada al Bombeo en Alta Tensión

Concepto	Cantidad	Unidad
A febrero de 2013 cargo de	0.03	\$/kWh
	206,133,333.3	
Energía Generada kWh	3	kWh
Cargo en H-T de Interconexión y Transmisión	7,097,170.67	Pesos
		pesos : 1
Tipo de Cambio	12.35	dólar
Cargo en H-T de Interconexión y Transmisión Eoloeléctrica	574,465.02	Dólares

Por lo que los costos de interconexión y transmisión para el PAERB Monterrey queda en \$ 430,848.77 dólares mientras que para la Central Eoloeléctrica Asociada al Bombeo queda en \$ 574,465.02 dólares

6.3.8 Usos Propios

El PAERB Monterrey, de la misma energía que produce deberá tomar la electricidad que necesite para distintos usos dentro de la planta, usualmente se toma un porcentaje de la energía producida para este fin, en este caso se tomó el 6%.

Tabla 6.18 Costos por Usos Propios

Concepto	Cantidad	Unidad
La Energía Generada destinada a este uso	6	%
Energía Generada Anual	154,600,000.00	kWh
Ingresos por la Energía Generada Anual	28,155,960.63	dólares
Costos por Usos Propios	1,689,357.64	Dólares

Por lo que por usos propios el costo será de \$ 1,689,357.64 dólares a cargar como egreso del PAERB Monterrey.

6.3.9 Últimas Consideraciones

Una vez obtenidas las inversiones, los ingresos y los egresos, el proyecto casi está listo para realizar el análisis financiero, pero al revisar la LISR, 2012, en el artículo 40, fracción XII, se establece que las deducciones se realizan al 100% para maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables, en vez de la aplicación del artículo 41, fracción I, que deduce el 5% en la generación, conducción, transformación y distribución de electricidad no renovable. Es decir, para plantas de energía no renovable se deduce el 5% de la inversión cada año, en 20 años se termina con la deducción de la inversión, mientras que para la deducción de plantas de energía renovable, la deducción es al 100% en el primer año, lo que conlleva a que los primeros años no se paguen impuestos a Hacienda, resultando en un beneficio fiscal para el PAERB Monterrey por generar energía renovable. Por último, se considera la tasa de impuestos sobre la renta del 28%, debido a que por el flujo de efectivo del PAERB Monterrey, está dentro de la tasa más alta que es del 28%.

6.4 Análisis Financiero

Una vez realizadas las consideraciones preliminares se puede iniciar el análisis financiero, realizando un estado de resultados proforma que queda de la siguiente manera, Tabla 6.19.

El análisis financiero para el PAERB Monterrey se presenta completo en la Tabla 6.20, siguientes tres páginas, obteniendo el VPN y la TIR.

Tabla 6.19 Estado de Resultados Proforma Proyecto de Acumulación de Energía por Bombeo Monterrey, Nuevo León, México

PAERB Monterrey (200 MW)

Caso 1

Fujo de Efectivo

(Dólares Febrero 2013)

No	Concepto	Año	Inicio de operaciones
1	Inversión	0 0 0	1
2	CD Construcción PAEB Monterrey	-192,227,403.48	
3	CI Construcción PAEB Monterrey	-23,836,115.55	
4	Central Eoloeléctrica (94 MW)	-147,304,987.30	
5	Total de Inversiones	-363,368,506.33	
6	Ingresos		
7	Capacidad de Generación Instalada 200 MW		20,337,369.68
8	Generación de Energía 154.6 GWh al año		28,155,960.63
9	Condensador Síncrono		5,342,828.48
10	Total de Ingresos		53,836,158.79
11			
12			
13	Egresos		
14	Costos de Operación y Mantenimiento Total		-2,725,340.49
15	Costo de Reposición de Agua 10 lt/s		-215,185.26
16	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Generada		-430,848.77
17	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Eoloeléctrica para el Bombeo		-574,465.02
18	Costo de Usos Propios 6%		-1,689,357.64
19	Total de Egresos		-5,635,197.18
20			
21			
22	Utilidad Bruta		48,200,961.61
	Depreciación de la Inversión 1 año de acuerdo a la Fracción		-
23	XII del Art. 40 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta sobre Energías Renovables		363,368,506.33
24	Utilidad Antes de Impuestos		315,167,544.71
25	Impuestos 28%		0.00
26	Utilidad Neta		48,200,961.61
27	Flujo de Efectivo	-363,368,506.33	48,200,961.61

Tabla 6.20 Flujo de Efectivo PAERB Monterrey

No.	Concepto	Año						
		0	0	1	2	3	4	5
Proyecto de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo, Monterrey, Nuevo León, México								
PAERB Monterrey (200 MW)								
Caso 1								
Flujo de Efectivo								
(Dólares Febrero 2013)								
				Inicio de				
				operaciones				
1	Inversión	0	0	1	2	3	4	5
2	CD Construcción PAERB Monterrey		-192,227,403.48	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68
3	CI Construcción PAERB Monterrey		-23,836,115.55	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63
4	Central Eoloelectrica (94 MW)		-147,304,987.30	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48
5	Total de Inversiones		-363,368,506.33	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79
6								
7								
8	Ingresos							
9	Capacidad de Generación Instalada 200 MW			20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68
10	Generación de Energía 154.6 GWh al año			28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63
11	Condensador Sincrono			5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48
12	Total de Ingresos			53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79
13								
14								
15	Egresos							
16	Costos de Operación y Mantenimiento Total			-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49
17	Costo de Reposición de Agua 10 lt/s			-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26
18	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Generada			-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77
19	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Eoloelectrica para el Bombeo			-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02
20	Costo de Usos Proprios 6%			-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64
21	Total de Egresos			-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18
22								
23								
24	Utilidad Bruta			48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61
25	Depreciación de la Inversión 1 año de acuerdo a la Fracción XII del Art. 40 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta sobre Energías Renovables			-363,368,506.33	-315,167,544.71	-266,966,583.10	-218,765,621.49	-170,564,659.87
26	Utilidad Antes de Impuestos			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
27	Impuestos 28%			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28	Utilidad Neta			48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61
29	Flujo de Efectivo			48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61
30	Tasa del 10% para el VPN			43,819,056.01	39,835,505.47	36,214,095.88	32,921,905.34	29,929,004.86
31	VPN			-363,368,506.33				
32	TIR			29,896,665.52				
				11.20%				

	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68
	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63
	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48
	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79
	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49
	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26
	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77
	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02
	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64
	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18
	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61
	-122,363,698.26	-74,162,736.65	-25,961,775.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	-74,162,736.65	-25,961,775.03	22,239,186.58	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61
	0.00	0.00	-6,226,972.24	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25
	48,200,961.61	48,200,961.61	41,973,989.37	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36
	48,200,961.61	48,200,961.61	41,973,989.37	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36
	27,208,186.23	24,734,714.76	19,581,175.82	14,718,177.38	13,380,161.25	12,163,782.96	11,057,984.51	10,052,713.19	9,138,830.17	8,308,027.43	7,552,752.21	6,866,138.37	6,241,943.97

	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68
	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63
	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48
	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79
	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49
	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26
	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77
	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02
	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64
	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18
	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61	48,200,961.61
	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25	-13,496,269.25
	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36
	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36	34,704,692.36
	5,674,494.52	5,158,631.38	4,689,664.89	4,263,331.72	3,875,756.11	3,523,414.65	3,203,104.22	2,911,912.93	2,647,193.57	2,406,539.61	2,187,763.28	1,988,875.71

6.5 Análisis del VPN y de la TIR

Como se puede apreciar con las consideraciones realizadas durante el Desarrollo del Negocio, se obtiene que el proyecto del PAERB Monterrey que utiliza energía Eoloeléctrica renovable limpia para el bombeo y genera energía hidroeléctrica de punta renovable limpia es rentable, con una TIR del 11.20% y un VPN con una tasa del 10% de \$ 30 MDD. Cabe mencionar que al no depender de energía de base generada con termoeléctricas, incluyendo el gas para las modernas plantas de turbogas menos contaminantes, la volatilidad de los precios de los combustibles no influye en las previsiones de ingreso futuro, haciendo al análisis financiero aún más estable, y prácticamente sin riesgo futuro.

En el siguiente capítulo, el análisis de sensibilidad, veremos hasta qué punto puede seguir siendo rentable el proyecto, o inclusive si se puede lograr aumentar la rentabilidad. Dado que en este análisis no se han considerado variables como apalancamiento, estímulos provenientes de fondos que promueven el uso de energías renovables limpias, y otras variables de consideración. También será interesante determinar el comportamiento en el siguiente capítulo de la situación del PAERB Monterrey como PAEB, es decir, utilizando solamente energía de base proveniente de termoeléctricas de CFE, que era el planteamiento original del proyecto.

El proyecto es financieramente viable, los análisis del VPN y de la TIR son positivos y están considerados de bajo riesgo debido a que es un proyecto que no se encuentra influenciado por los precios de combustibles fósiles para operar.

Capítulo 7

Análisis de Sensibilidad

Tomando como base el análisis financiero del Capítulo 6, ahora se hará un análisis de sensibilidad, moviendo algunas de las variables para determinar qué tan elástico puede llegar a ser el proyecto y al mismo tiempo determinar si existe alguna otra manera en que el proyecto podría llegar a ejecutarse. Se empezará describiendo el procedimiento para el análisis de sensibilidad y las variables a mover para cada uno de los casos. Durante el desarrollo del presente Capítulo se indicarán los resultados únicamente, pero en el Apéndice 5 se podrán revisar las corridas financieras correspondientes, aunque cada corrida financiera consta de 3 hojas, por cuestiones de espacio y de presentación, se han colocado solo las primeras hojas de cada una de ellas.

7.1 Determinación de las Variables de Sensibilidad

Una vez realizado el análisis financiero y que efectivamente nos indicó que el PAERB Monterrey es financieramente rentable, se debe realizar un análisis de sensibilidad para determinar los límites en los cuáles es rentable, determinando si al agregar o quitar algunas variables, el proyecto se beneficia o se perjudica.

Las nuevas variables a considerar son el Caso 2, deuda, sin condensador síncrono, estímulos provenientes de agencias internacionales y nacionales, y bombeo con energía eléctrica de CFE, en este último panorama se debe considerar otra variable, el retiro de los estímulos fiscales por la generación de energías renovables limpias.

7.2 Caso 2 del PAERB Monterrey

El Caso 2 considera las mismas características que el caso 1 pero con 4 horas diarias de generación, incluyendo sábados, domingos y días festivos, en donde se puede aplicar la tarifa intermedia. Los cálculos realizados son bastante similares a los ya presentados durante el Capítulo 6 Análisis

Financiero del PAERB, por lo que no tiene caso volver a presentar el procedimiento, más que los datos característicos del Caso 2 en la Tabla 7.1. El Caso 2 es un intento de aprovechar al máximo las características originales del PAEB Monterrey, en cuanto a la capacidad de los tanques (los tanques completos de 750,000 m³) y poder surtir energía eléctrica en algunas de las horas de cobro de tarifa intermedia.

Tabla 7.1 Características Financieras del Caso 2 del PAERB Monterrey

No.	Concepto	Característica
1	Capacidad de Generación Instalada	200 MW
2	Generación Anual Energía de Punta	154.6 GWh
3	Generación Anual Energía Intermedia	137.4 GWh
4	Generación Energía Anual Total	292 GWh
5	Presupuesto, Costo Directo	\$ 192,227,403.48
6	Costo Indirecto	\$ 23,836,115.55
7	Capacidad Instalada Central Eoloeléctrica Asociada al Bombeo	177 MW
8	Generación Anula Central Eoloeléctrica Asociada al Bombeo	389.3 GWh
9	Costo Central Eoloeléctrica Asociada	\$ 278,221,580.15

Con lo que se puede presentar el Estado de Resultados Proforma Tabla 7.2 para el Caso 2, completando las características faltantes y que fueron obtenidas en la hoja de cálculo de Excel al mismo tiempo que las del Caso 1.

Tabla 7.2 Estado de Resultados Proforma para el Caso 2
Proyecto de Acumulación de Energía por Bombeo, Monterrey, Nuevo León,
México

PAEB Monterrey (200 MW) Caso 2 Fujo de Efectivo (Dólares Febrero 2013)					
No.	Concepto	Año			Inicio de operaciones
1	Inversión	0	0	0	1
2	CD Construcción PAEB Monterrey	-192,227,403.48			
3	CI Construcción PAEB Monterrey	-23,836,115.55			
4	Central Eoloeléctrica (177 MW)	-278,221,580.15			

Tabla 7.2 Estado de Resultados Proforma para el Caso 2
 Proyecto de Acumulación de Energía por Bombeo, Monterrey, Nuevo León,
 México

5	Total de Inversiones	-494,285,099.18	
6			
7			
8	Ingresos		
9	Capacidad de Generación Instalada 200 MW		20,337,369.68
10	Generación de Energía 292 GWh al año		39,166,288.93
11	Condensador Síncrono		5,342,828.48
12	Total de Ingresos		64,846,487.10
13			
14			
15	Egresos		
16	Costos de Operación y Mantenimiento Total		-2,729,154.84
17	Costo de Reposición de Agua 10lt/s		-215,185.26
18	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Generada		-813,763.52
19	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Eoloeléctrica para el Bombeo		-1,085,018.02
20	Costo de Usos Propios 6%		-2,349,977.34
21	Total de Egresos		-7,193,098.98
22			
23			
24	Utilidad Bruta		57,653,388.12
25	Depreciación de la Inversión 1 año de acuerdo a la Fracción XII del Art. 40 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta sobre Energías Renovables		-494,285,099.18
26	Utilidad Antes de Impuestos		-436,631,711.06
27	Impuestos 28%		0.00
28	Utilidad Neta		57,653,388.12
29	Flujo de Efectivo	-494,285,099.18	57,653,388.12

7.3 Deuda

En el análisis financiero inicial, del Caso 1, no se consideró que el proyecto se hiciera con un esquema de deuda, debido a tres importantes motivos. El primer motivo, en este momento es un proyecto a nivel académico y realmente no se sabe si alguna empresa esté interesada en llevar a cabo el proyecto, y si es así, cuál es la estructura de capital-deuda con la que

realmente trabaje, y más aún, si esta empresa va a tomar la posición de una promotora, si los socios con participación de responsabilidad limitada, tengan una estructura de capital-deuda diferente, inclusive, el que trabajen como socios de responsabilidad limitada, les permite mantener entre ellos estructuras de capital-deuda completamente distintas. El segundo motivo, y aún más importante, es que el propósito de esta Tesis es determinar si un proyecto de generación de energía de punta renovable y limpia, es rentable por sí mismo, y de acuerdo con el análisis financiero del Capítulo 6, si lo es. Y el tercer motivo es que sean los socios de la Empresa de Generación, los que aporten el capital, de acuerdo con su participación, considerando que al realizar su inversión obtendrán en realidad doble beneficio, el primero es el asegurarse de tener energía de punta a un precio determinado por la duración del proyecto, ya que no depende de los inestables precios de la energía generada por termoeléctricas a base de combustibles fósiles y precios constantemente cambiantes, y el segundo, obtener además, una rentabilidad sobre su inversión. Estos beneficios, independientemente de los que se obtienen por ser energía renovable y limpia.

Sin embargo, para motivos del análisis de sensibilidad, consideraremos que el proyecto tiene contratada una deuda del 20%, y una tasa de interés compuesto del 7% por 30 años, tiempo que dura la vida útil del proyecto. Consideraciones hipotéticas, pero que nos darán una idea de su comportamiento dentro del PAERB Monterrey. Una deuda del 20% es un nivel de apalancamiento sano sin poner en riesgo a la inversión, y que permite incrementar las utilidades de los inversionistas, al tener aportaciones reales inferiores a las inversiones, con lo que la rentabilidad de únicamente el dinero invertido se incrementa. La tasa del 7%, es debido a que los CETES, que consideran a la inflación, y son una inversión segura, tienen tasas de alrededor del 4.6%, el proyecto estaría entonces pagando una prima de alrededor del 2.4%, que además puede estar garantizada por la estabilidad del PAERB Monterrey independiente de los precios del petróleo. La deuda a lo largo de la vida útil del PAERB Monterrey es por dos motivos, el primero es un proyecto estable independiente del petróleo, y el segundo genera energía renovable y limpia de punta, muchos organismos y agencias nacionales e internacionales están interesadas en el desarrollo de este tipo de proyectos inclusive a través de fondos no recuperables, y en este caso estaría el proyecto ofreciendo una recuperación en 30 años, con además una rentabilidad para el acreedor.

7.4 Fondos PERGE

Los fondos PERGE son solamente un ejemplo de los estímulos que las agencias internacionales y nacionales ofrecen para realizar proyectos de generación de energías renovables limpias. Debido a que una de las razones que se ha esgrimido para no realizar plantas de generación de energías renovables son los altos costos de las inversiones que junto con los bajos precios de la venta de energía al público, además subsidiados en muchas ocasiones, hacen que la rentabilidad de este tipo de proyectos sea negativa, por lo que los desarrolladores, e inclusive las mismas agencias nacionales, deban escoger siempre proyectos con rentabilidades positivas reales. Recordemos que la CFE está obligada por ley, Art. 13, Fracción VII, Inciso a de la LSPEE, 2012, a escoger para su construcción y puesta en operación, los proyectos no solo rentables, sino los más rentables de los que puede llegar a realizar en un momento dado.

Los fondos PERGE, Proyecto de Energías Renovables a Gran Escala, es una cooperación entre cuatro agencias, la Secretaría de Energía del Gobierno Federal, el Banco Mundial y Global Environmental Facility (PERGE, 2006), los fondos se canalizan a través de la CFE. Estos fondos PERGE tienen como objetivo impulsar y acelerar la comercialización de las energías renovables en México, conectadas a la red eléctrica de manera de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y de otros contaminantes al tiempo en se incrementa la oferta de energía eléctrica diversificando las fuentes de energía apoyando un crecimiento económico sustentable.

En conjunción entre las cuatro agencias, se establece un fondo en el cuál los productores de energía obtienen una disminución de la tarifa en la cual la CFE les compraría la energía generada por un lado, durante 5 años a través directamente el fondo PERGE aporfo fondos que equivalen a \$ 0.01 dólar por cada kWh generado y al mismo tiempo la CFE realiza lo mismo pero a \$ 0.03 dólar por cada kWh. Así se puede calcular el incentivo recibido por el fondo PERGE en la Tabla 7.3, no se colocaron como característica del análisis financiero principal, debido a que estos fondos hay que licitarlos para poder acceder a ellos, y el mecanismo aun no queda muy claro, aunque ya se han llevado algunos proyectos con dichos fondos. Pero es muy interesante considerarlos en el análisis de sensibilidad porque pueden incrementar la rentabilidad del proyecto.

Tabla 7.3 Fondos PERGE
 Proyecto de energías Renovables a Gran Escala
 Secretaría de Energía / Banco Mundial / Global Environmental Facility

Concepto Caso 1 Anual	Dólares
El Fondo otorgará por 5 años un subsidio de \$ 0.01 dólar por la Energía Generada	\$ 0.01
CFE otorgará un subsidio por 25 años de \$ 0.03 dólares por la Energía Generada	\$ 0.03
Energía Generada al año kWh	154,600,000
	\$
Subsidio del Fondo PERGE por 5 años	1,546,000.00
	\$
Subsidio de CFE anclado al Fondo PERGE por 25 años	4,638,000.00
	\$
Total subsidio	6,184,000.00

Otro tipo de fondos que para esta Tesis no hemos considerado, pero que podrían aportar grandes beneficios al PAERB Monterrey, es considerar seriamente invitar a los Municipios a formar parte de los Socios del PAERB Monterrey, debido a que existen fondos nacionales e internacionales, que promueven que los municipios utilicen energías renovables. El PAERB Monterrey puede tener acceso a esos fondos si tiene entre sus socios a algún municipio.

7.5 Compra de la Energía para el Bombeo

Aunque ya vimos que la elección propuesta dio una TIR positiva y que el VPN indica que vamos a tener rendimientos con las condiciones propuestas actuales, surge la pregunta ¿Qué sucedería si en vez de hacer un proyecto ecológico, de generación de energías renovables limpias, utilizáramos un esquema de negocio más tradicional con la compra directa de la energía eléctrica requerida para el bombeo de la CFE durante el periodo de base, en que tiene el costo más bajo?

En este caso, veremos de entrada que perdemos para empezar los estímulos fiscales, debido a que la depreciación de la planta se deberá hacer en 20 años a razón del 5% anual ya que no aplicaría el Art. 40, Fracción 12 que permite depreciar en un año el 100% de la inversión, sino que se debería hacer la depreciación en 20 años, 5%, Art. 41, Fracción I, LISR, 2012. Y En

segundo lugar, el proyecto nunca podría solicitar fondos para generadores de energía renovable debido a que, aunque el PAERB Monterrey en ese caso PAEB Monterrey, tendría algunos beneficios ambientales, como el bajo impacto por tanques reducidos, utilizaría energía de base para el bombeo, producida por termoeléctricas, que aunque fueran de las nuevas turbo gas o de ciclo combinado, en cualquier caso producirían gases contaminantes a la atmosfera.

El cálculo de la en energía a comprar a CFE es como sigue. Primero el cálculo de la capacidad instalada a comprar en la Tabla 7.4.

Tabla 7.4 Cálculo de la energía de Bombeo Comprando Energía a CFE

Conceptos Caso 1	Cantidad	Unidad
Energía Generada Anual	154,600,000.00	kWh
Conversión de Generación a Bombeo	0.75 : 1	
Energía de Bombeo Anual	206,133,333.33	kWh
Energía de bombeo Diario	564,748.86	kWh
Horas de bombeo diario	6	h
Capacidad Instalada Bombeo	94.12480974	MW

7.6 Capacidad Instalada de Base

Con la capacidad instalada de 94 MW podemos calcular el costo por este concepto en la Tabla 7.5. A diferencia del cálculo de la energía del PAERB Monterrey, la capacidad instalada que se compra a CFE viene afectada por la siguiente fórmula (CFE, 2013):

$$DF = DP + FRI \times \max(DI - DP, 0) + FRB \times \max(DB - DPI, 0)$$

En donde:

DF es la demanda a facturar

DP es la demanda máxima medida en el periodo de punta

DI es la demanda máxima medida en el periodo intermedio

DB es la demanda máxima medida en el periodo de base semipunta

DPI es la demanda máxima medida en los periodos de punta e intermedio

FRI y FRB son factores de reducción que tendrán los siguientes valores, dependiendo de la región tarifaria, para la región Noreste:

$$FRI = 0.1$$

$$FRB = 0.05$$

Esta fórmula lo que hace es compensar y equilibrar el cargo que por demanda facturable se le hace a los usuarios (en este caso el PAERB Monterrey) cobrando la demanda facturable de acuerdo a la utilización de la energía eléctrica, es decir, para un usuario que utiliza la mayor parte de su energía eléctrica en el periodo de punta el cobro es mayor pero en este caso el PAERB Monterrey utiliza energía para bombear el agua en el periodo de base, casi toda, porque utiliza alguna hora en el periodo intermedio, por lo que la demanda facturable será de 200 MW en el periodo intermedio, quedando el cálculo como sigue:

$$DP = 0$$

$$DI = 200 \text{ MW}$$

$$DB = 200 \text{ MW}$$

$$DPI = 200 \text{ MW}$$

$$DF = 0 \text{ MW} + FRI \times \max(200 \text{ MW} - 0 \text{ MW}, 0) + FRB \times \max(200 \text{ MW} - 200 \text{ MW}, 0)$$

$$DF = (0.1) \times 200 \text{ MW}$$

Por lo que solamente se factura el 10% de la capacidad instalada contratada, ya que solamente se usa en los periodos de intermedia y base, el cálculo de este cargo se completa en la Tabla 7.5.

Tabla 7.5 Cálculo de la Capacidad Instalada a Comprar

Concepto Caso 1, marzo 2013	Pesos	Conversión	Dólares
Cargo por kilowatt de Demanda Facturable	\$ 104.69	Dólar al	\$ 8.4739
Cargo por kilowatt - Hora de Energía de Punta	\$ 2.25	28-mar-13	\$ 0.1821
Cargo por Kilowatt - Hora de Energía Intermedia	\$ 0.99	12.3544	\$ 0.0801
Cargo por kilowatt - Hora de Energía de Base	\$ 0.90		\$ 0.0728
Capacidad Instalada a comprar	94,124.81	GWh	
Cargo por Capacidad instalada al Mes	\$ 9,853,926.33		\$ 797,604.60
	\$		\$
Cargo por Capacidad instalada al Año	118,247,115.98		9,571,255.26
Cargo por Capacidad Instalada al Año, FRI = 0.1	\$ 11,824,711.60		\$ 957,125.53

Para el cálculo de la energía eléctrica realmente consumida por el PAERB Monterrey se utiliza la distribución de horas calculadas en la Tabla 6.4, utilizando solamente 6 horas de distribución de energía de base, se obtiene que la energía a utilizar es la siguiente, Tabla 7.6:

Tabla 7.6 Costo de la Energía de Base para el Bombeo Comprada a CFE
6 Horas base solo los días de generación (dólares)

Mes	Días	Base	Intermedio	Pico	Total
ene-13	24	\$ 1,864,922.6	0	0	\$ 1,864,922.62
feb-13	14.25	\$ 1,107,297.80	0	0	\$ 1,107,297.80
mar-13	15	\$ 1,165,576.64	0	0	\$ 1,165,576.64
abr-13	12.25	\$ 951,887.59	0	0	\$ 951,887.59
may-13	11	\$ 854,756.20	0	0	\$ 854,756.20
jun-13	10	\$ 777,051.09	0	0	\$ 777,051.09
jul-13	11.5	\$ 893,608.75	0	0	\$ 893,608.75
ago-13	16.5	\$ 1,282,134.30	0	0	\$ 1,282,134.30
sep-13	15	\$ 1,165,576.64	0	0	\$ 1,165,576.64
oct-13	18.25	\$ 1,418,118.24	0	0	\$ 1,418,118.24
nov-13	22.5	\$ 1,748,364.95	0	0	\$ 1,748,364.95
dic-13	23	\$ 1,787,217.51	0	0	\$ 1,787,217.51
Total	365	\$ 15,016,512.34	\$ -	\$ -	\$ 15,016,512.34

Así el costo por la energía consumida para el bombeo del PAERB Monterrey comprando la energía a CFE queda con \$ 9.6 MDD para la capacidad instalada requerida y de \$ 15 MDD para la energía necesaria para el bombeo.

7.7 Análisis de Sensibilidad

Para el Análisis de Sensibilidad se consideraron las siguientes variaciones Tabla 7.7, los análisis financieros asociados se encuentran en el Apéndice 5, en donde para fines de presentación, se colocó solamente la primera página de cada análisis aunque todos tienen tres páginas, dado que los cálculos de todos los análisis se vuelven repetitivos y hasta 30 años. El Caso 1, es la Tabla 6.20, del Capítulo 6:

Tabla 7.7 PAERB Monterrey Análisis de Sensibilidad

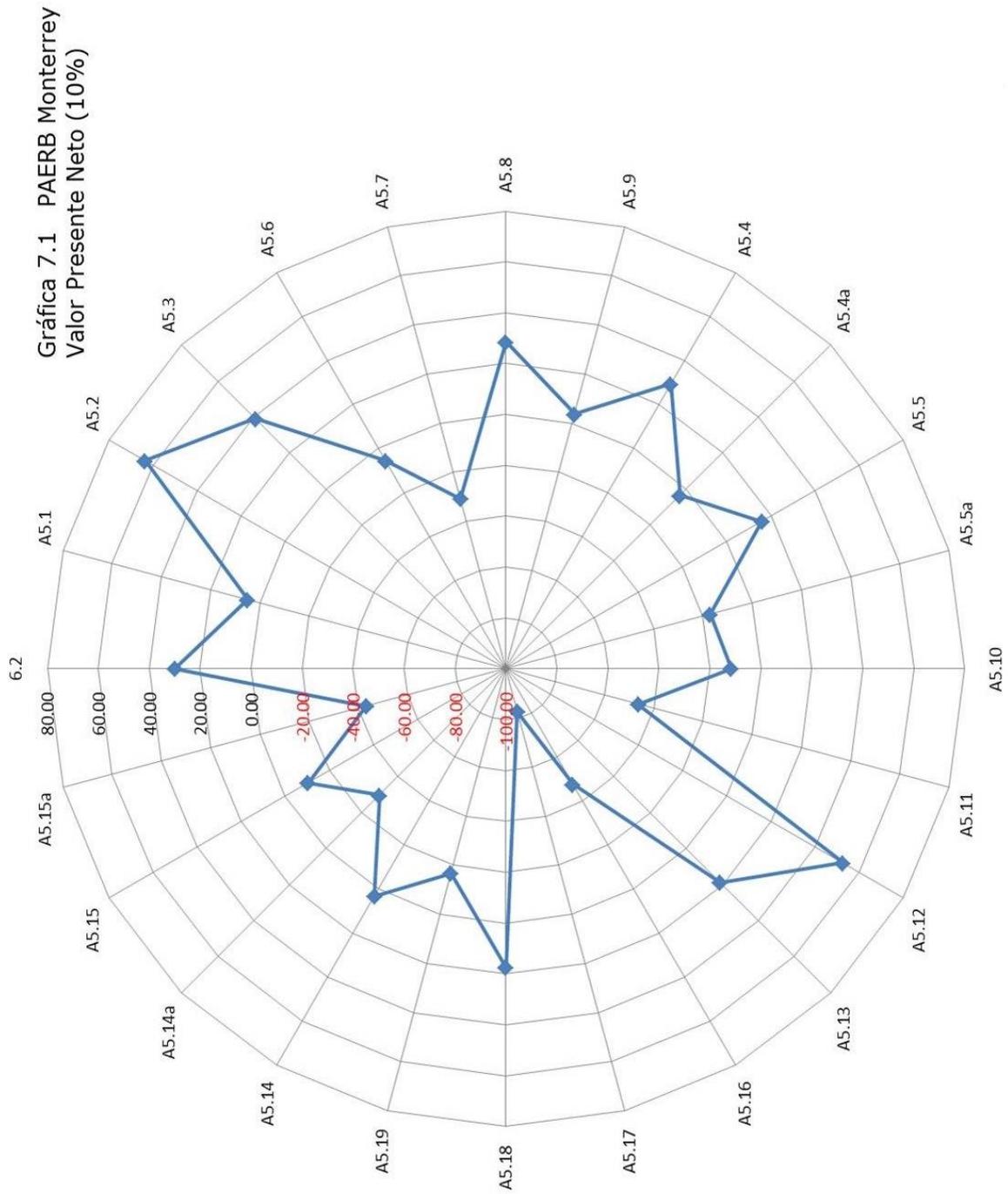
Millones de Dólares							
Tabla	Concepto	Inversión	Deuda (20%)	Inversión total	VPN (10%)	TIR	VPN/Inversión T
6.2	Caso 1	363.37		363.37	29.90	11.20%	8.23%
A5.1	Caso 1 con Deuda	363.37	72.67	290.69	4.97	10.20%	1.71%
A5.2	Caso 1 con Fondo PERGE y Subsidio de CFE ligado al Fondo PERGE	363.37		363.37	63.59	12.57%	17.50%
A5.3	Caso 1 con Deuda y Fondo PERGE	363.37	72.67	290.69	38.97	11.55%	13.41%
A5.6	Caso 1, sin condensador síncrono	363.37		363.37	-5.47	9.78%	-1.51%
A5.7	Caso 1 con Deuda, sin Condensador Síncrono	363.37	72.67	290.69	-30.81	8.78%	-10.60%
A5.8	Caso 1, sin condensador síncrono con Fondos PERGE	363.37		363.37	28.61	11.17%	7.87%
A5.9	Caso 1 con Deuda, sin Condensador Síncrono y con Fondos PERGE	363.37	72.67	290.69	3.70	10.15%	1.27%
A5.4	Caso 1 Comprando Energía para Bombeo a CFE	216.06		216.06	29.39	11.79%	13.60%
A5.4a	Caso 1 Comprando Energía para Bombeo a CFE, sin Condensador Síncrono	216.06		216.06	-3.58	9.78%	-1.66%
A5.5	Caso 1 Comprando Energía para Bombeo a CFE, con Deuda	216.06	43.21	172.85	15.81	10.96%	9.15%
A5.5a	Caso 1 Comprando Energía para Bombeo a CFE, con Deuda, sin Condensador Síncrono	216.06	43.21	172.85	-17.16	8.93%	-9.93%
A5.10	Caso 2	494.29		494.29	-11.75	9.65%	-2.38%
A5.11	Caso 2 con Deuda	494.29	98.86	395.43	-46.27	8.65%	-11.70%
A5.12	Caso 2 con Fondo PERGE y Subsidio de CFE ligado al Fondo PERGE	494.29		494.29	52.56	11.58%	10.63%
A5.13	Caso 2 con Deuda y Fondo PERGE	494.29	98.86	395.43	18.85	10.56%	4.77%
A5.16	Caso 2, sin Condensador Síncrono	494.29		494.29	-47.59	8.57%	-9.63%
A5.17	Caso 2, sin Condensador Síncrono con Deuda	494.29	98.86	395.43	-82.62	7.57%	-20.89%
A5.18	Caso 2, sin Condensador Síncrono con Fondo PERGE y Subsidio de CFE ligado al Fondo PERGE	494.29		494.29	17.41	10.53%	3.52%
A5.19	Caso 2, sin Condensador Síncrono con Deuda y Fondo PERGE	494.29	98.86	395.43	-16.73	9.50%	-4.23%
A5.14	Caso 2 Comprando la Energía del Bombeo a CFE	216.06		216.06	3.27	10.20%	1.51%

Tabla 7.7 PAERB Monterrey Análisis de Sensibilidad

Millones de Dólares							
Tabla	Concepto	Inversión	Deuda (20%)	Inversión total	VPN (10%)	TIR	VPN/Inversión T
A5.14a	Caso 2 Comprando la Energía del Bombeo a CFE, sin Condensador Síncrono	216.06		216.06	-29.70	8.10%	-13.75%
A5.15	Caso 2 Comprando la Energía del Bombeo a CFE, con Deuda	216.06	43.21	172.85	-10.31	9.36%	-5.97%
A5.15a	Caso 2 Comprando la Energía del Bombeo a CFE, con Deuda, sin Condensador Síncrono	216.06	43.21	172.85	-43.28	7.24%	-25.04%

Una vez hechas todas las consideraciones y los análisis correspondientes, que se encuentran en el Apéndice 5, podemos observar algunos puntos que son de sumo interés. Un aspecto que es notable recalcar es que todas las TIR consideradas bajo las condiciones establecidas en la presente Tesis son POSITIVAS yendo de 7.24% hasta 12.57%, a diferencia de evaluaciones previas hechas a este negocio. Podemos pensar que la pregunta a partir de este momento no es si es rentable o no el PAERB Monterrey, sino que cuál es la mejor opción a llevar a cabo.

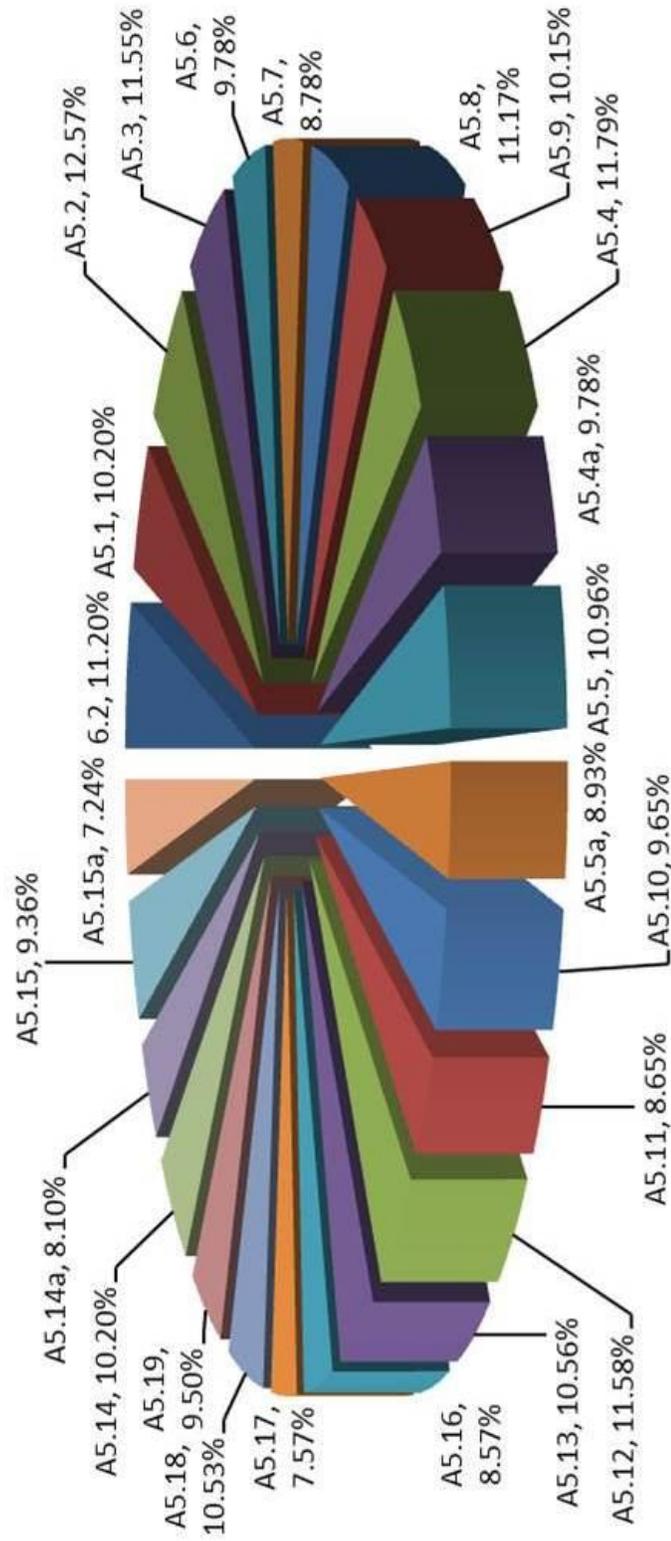
Gráfica 7.1 Valor Presente con una Tasa del 10% por Proyecto



Recapitulando, de la Tabla 6.2 podemos ver que la conceptualización del proyecto como una Planta de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo ofrece un VPN (todos los cálculos del VPN consideran una tasa del 10%) de 29.9 MDD y una TIR de 11.20% mientras que el proyecto como PAEB (sin la R), Tabla A5.4, también ofrece valores muy similares para estos parámetros un VPN de 29.39 y una TIR del 11.79%, y al quitarle a ambos los beneficios de las ventas por la utilización del PAERB Monterrey como Condensador Síncrono, sus valores VPN caen a negativos pero conservando aun TIRs positivas, de la Tabla A5.6 el VPN es de -5.47 MDD y la TIR de 9.78% y de la Tabla A5.4a el VPN se queda en -3.58 MDD y la TIR en 9.78% (la diferencia del VPN se debe a que las TIRs están cerradas a dos decimales, pero tienen muchos más decimales no mostrados).

Gráfica 7.2 Tasa Interna de Retorno por Proyecto

Gráfica 7.2 PAERB Monterrey
Tasa Interna de Retorno



7.8 Caso 1 Vs. Caso 2

El Caso 1, Tabla 6.20, considera una inversión de 363.37 MDD que es el PAERB Monterrey propiamente dicho y su Central Eoloeléctrica asociada al bombeo de 94 MW de capacidad instalada, mientras que el Caso 2 considera al mismo PAERB Monterrey, pero con una central Eoloeléctrica de 177 MW de capacidad instalada, lo que eleva el costo a 494.29 MDD. En promedio, el PAERB Monterrey Caso 1 trabajará 2.18 horas diarias promedio al año, generando energía solamente de punta, mientras que el Caso 2, Tabla A5.10, considera que el PAERB Monterrey trabajara 4 horas diarias, generando en promedio electricidad de punta por las 2.18 horas, y el resto será de energía intermedia, por lo cual la energía para el bombeo casi se duplica, casi duplicándose la capacidad instalada de la Central Eoloeléctrica Asociada al Bombeo, y generando un sobrecosto de un tercio de la inversión del Caso 1. El análisis financiero realizado con las mismas consideraciones que el Caso 1 y el Caso 1 con Energía de la CFE, arroja valores decepcionantes, es decir un VPN de -11.75% aunque si una TIR del 9.65%, este Caso 2, bajo las consideraciones realizadas por esta Tesis, está mostrando pérdidas. Aunque claro está, deben considerarse contextualizadas. El PAERB Monterrey Caso 2, sigue teniendo una TIR positiva, lo que habla de que efectivamente es rentable, claro, no con grandes beneficios económicos. De lo que si nos habla muy claramente es de que , aunque la TIR es positiva, y sin meternos a las consideraciones de alguna TIR de alguna hipotética empresa que lo pudiese llevar a cabo, sino comparándola con las TIR del Caso 1 y Caso 1 con Energía de CFE, también positivas pero mayores, aparentemente no mucho solamente hasta un 2.14% menor que ellas, si encontramos diferencias bastante enormes en el VPN, que van de una pérdida de -11.75 MDD hasta una renta de 29.90 MDD, es decir, una inversión mayor en un tercio, está dando una rentabilidad mucho menor de menos de 41.65 MDD. Es de esperarse que a inversiones mayores deba haber beneficios mayores, lo cual no se está dando en este caso. La primera pregunta de un inversionista sería ¿Para qué invertir más, si me ofrece menos beneficios? Otro punto interesante de observar es que los precios de la energía intermedia no son rentables, y su sustitución por esta energía renovable, no es viable.

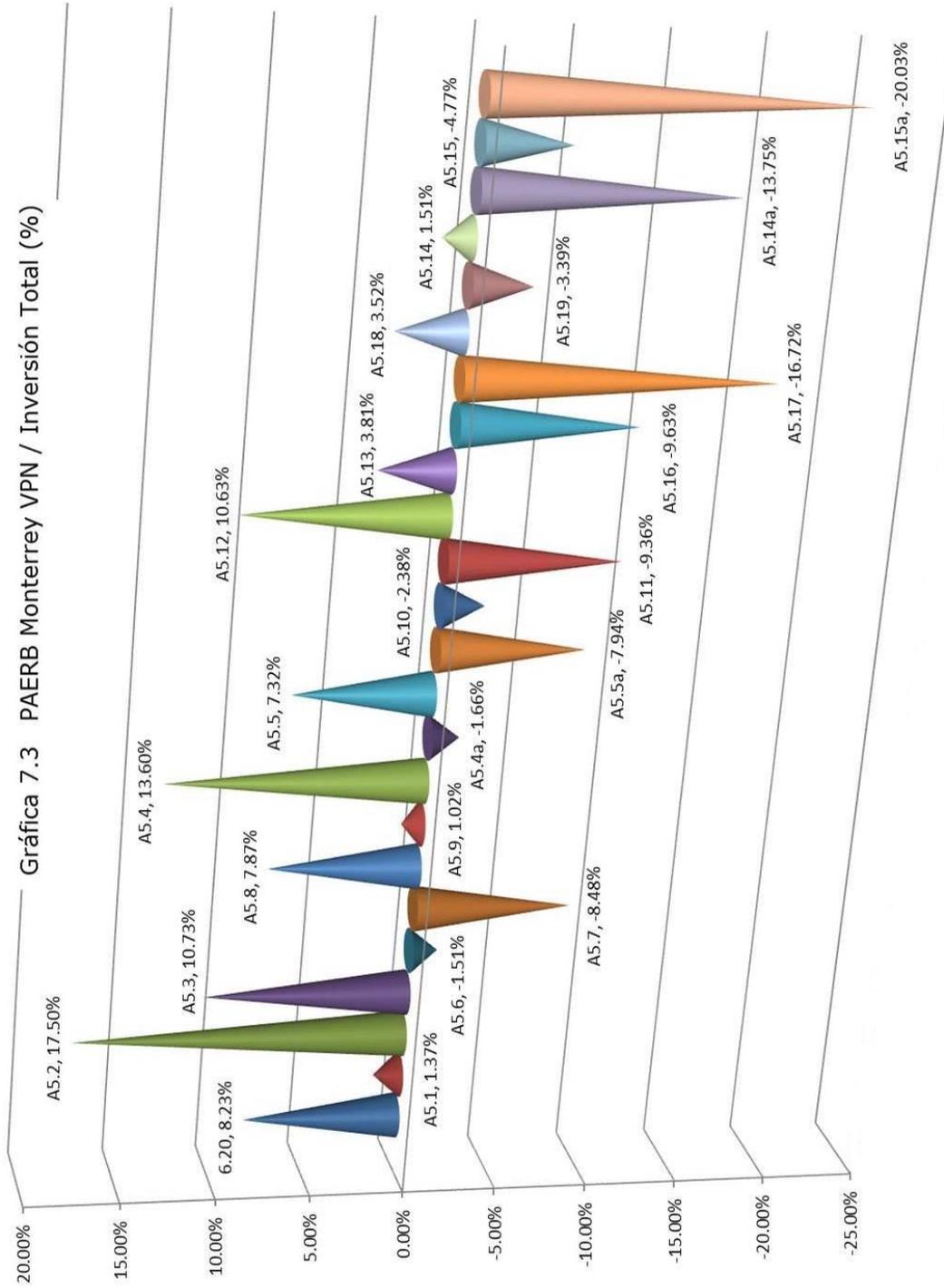
Ni siquiera el Caso 2 con Fondos PERGE, Tabla A5.12, es de considerarse, ya que obtiene una TIR del 11.58% con un VPN de 52.56 MDD, que de inmediato daría una falsa señal, porque nuevamente al compararlo con su similar del Caso 1, Tabla A5.2, la TIR no tiene grandes diferencias es

bastante similar de 12.57%, pero el VPN muestra una rentabilidad de 63.59 MDD, es decir en el Caso 2 por cada dólar que se invierte, se obtienen \$ 0.11 centavos de dólar (10.63%, ver Gráfica 7.3), mientras que en el Caso 1, se obtienen \$ 0.18 centavos de dólar (17.5%, ver Gráfica 7.3). En este caso la decisión es fácil, aun con los fondos PERGE, el Caso 1, sigue teniendo una rentabilidad mayor que el Caso 2, sobre todo cuando lo comparamos en condiciones generales sin los beneficios que nos pueden aportar los fondos para la promoción de energías renovables.

Al comparar al Caso 1 con el Caso 2 considerando Deuda, vemos que aunque las TIR de ambos casos bajan ligeramente, el Caso 1 de 11.20% a 10.20% y el Caso 2 de 9.65% a 8.65%, su VPN se vuelve muy sensible, ya que el Caso 1 baja hasta 4.97 MDD, que sigue siendo una rentabilidad positiva, pero el VPN del Caso 2 se va hasta -46.27 MDD, lo que nos habla que el PAERB Monterrey en este esquema pudiera llegar a tener pérdidas reales.

El monto de la inversión y la rentabilidad para cada uno de los dos casos del PAERB Monterrey están indicando que no se justifica una inversión mayor para la "venta" de energía intermedia, ya que la rentabilidad del proyecto se vuelve inestable, dando posibilidades de que aunque con las dos TIR positivas y bastante cercanas al 10%, de obtener pérdidas, que el proyecto por sí mismo no pueda considerar la contratación de deuda y que se cree una dependencia constante a la búsqueda de estímulos a través de fondos de promoción de energías renovables.

Gráfica 7.3 Valor Presente Neto Vs. Inversión Total %



7.9 Discusión Deuda

La contratación de Deuda para llevar a cabo, como se pudo apreciar en los análisis financieros, Apéndice 5, el proyecto en cualquiera de sus versiones se vuelve muy sensible con la deuda del 20%, con una tasa de interés del 7% y un plazo a lo largo de su vida útil, 30 años, con mejores condiciones para los acreedores que los CETES a largo plazo, con tasas menores a 4%, BANXICO, 2013. Seguramente con variaciones de estos parámetros hacia situaciones más comprometedoras como disminución del plazo de la deuda, aumentando la tasa de interés o el monto del préstamo, harán que los parámetros de decisión aquí considerados, VPN y TIR, disminuyan. Las Tasas Internas de Retorno se mantuvieron en cualquier caso en valores muy similares bajando en promedio solamente un 1% de su versión sin deuda, ver Tabla 7.7 y las Gráficas 7.1 y 7.2. Sin embargo, podemos observar que la rentabilidad efectiva del VPN se vio mermada bajando en muchas ocasiones a números negativos. Para el Caso 1 el VPN bajó de 19.9 MDD a 4.97 MDD, el Caso 1 con Fondos PERGE que resultan en valores mayores, también disminuyó de 63.59 MDD a 38.97 MDD, alrededor del 38.7%, considerando que este sería el mejor de los casos, es preocupante que al considerar una deuda razonable, se presenten variaciones tan grandes en las rentabilidades esperadas, ver la Gráfica 7.3.

En este caso, se deben buscar fuentes de préstamos en agencias nacionales o internacionales especializados en energías renovables que otorguen préstamos con condiciones adecuadas a la realidad de este tipo de energías, de manera que la rentabilidad aumente con un préstamo, y este logre el efecto de apalancamiento deseado, la obtención de porcentajes mayores de rentabilidad por inversión real de los Socios, más no es conveniente la contratación de deuda por otros motivos, como la carencia de capital para la inversión.

En caso de que se requiera la contratación de deuda el PAERB Monterrey puede lanzar al mercado obligaciones con las características de la deuda mencionadas o mejoradas, ya que ofrecerían rendimientos bastante atractivos a comparación de los CETES, antes de contratar deudas más caras. Sin embargo, si en la contratación de deuda de cualquier tipo no se logra el efecto de apalancamiento y obtener mayores rendimientos por cada dólar invertido que sin la deuda, no es conveniente contratar este tipo de deuda. Así, las industrias invitadas a participar como Socios del PAERB Monterrey deberán contar con los fondos suficientes de acuerdo a su participación, o en su caso, contratar su propia deuda fuera del Sociedad de Responsabilidad Limitada.

7.10 Estímulos por Generación de Energías Limpias

Al considerar en los análisis financieros este tipo de estímulos, como por ejemplo los Fondos PERGE, se vio de inmediato una rentabilidad del proyecto mayor, aun con deuda y aún sin considerar los ingresos provenientes del Condensador Síncrono. Sin embargo, se debe realizar la consecución de dichos estímulos, los Fondos PERGE, con componentes Internacionales y Nacionales, son para la generación de energías renovables a gran escala, por lo que el PAERB Monterrey aplica perfectamente para la obtención de estos fondos, la limitante está en que estos fondos se designan a través de licitación y el resultado del concurso es el que abre la posibilidad para que se puedan considerar en los análisis financieros. Evidentemente que el PAERB Monterrey, por sus características intrínsecas, tiene amplias posibilidades de obtener dichos fondos, ya que es el primer proyecto de generación de energía renovable, limpia, de bajo impacto ambiental, que produce energía de punta alrededor del mundo.

7.11 Condensador Síncrono

Cómo se puede esperar, utilizar el PAERB Monterrey como condensador síncrono trae consigo grandes beneficios, como el tener para el Caso 1 un TIR del 11.20% y un VPN de 29.90 MDD, mientras que si no se considera el Condensador Síncrono se obtiene una TIR del 9.78% y un VPN de -5.47 MDD, Tabla A5.6, lo cual hace la utilización del PERB Monterrey como Condensador Síncrono, necesario para la rentabilidad de la planta. Como se vio en la sección 1.3, un Condensador Síncrono no es una inversión inicial, es el mismo arreglo turbina-generador trabajando de manera reversible como motor-bomba, y al utilizarlo de esta manera se puede ofrecer el servicio de Condensador Síncrono para que la red de transmisión de la CFE tenga la posibilidad de deshacerse de la sobrecarga en su sistema generada por una oferta mayor que la demanda real de energía, debido a que la energía a gran escala no se puede almacenar, CFE debe poner en operación sus centrales eléctricas de acuerdo a la demanda esperada que genera la sobrecarga si esta demanda esperada es superior a lo que los usuarios realmente utilizan. En ese momento, se tiene un problema de sobrecarga en la red, y la energía se debe ir a algún lado, en esta propuesta, hacia el PAERB Monterrey que la podrá absorber y disipar para evitar daños a las líneas de distribución. Para poder utilizar el PAERB Monterrey como Condensador Síncrono habrá que hacer la consecución y negociación con CFE,

y puede haber el riesgo de que CFE no esté interesada en este servicio, de allí la importancia de este análisis sin considerar este rubro, que arroja valores para todos los casos de TIR positivas y de VPN negativos. La excepción son los casos en los que se utilizan los Fondos PERGE Tablas A5.8 y A5.9, que muestran además de las TIR positivas de 11.17% y 10.13% valores positivos de VPN de 28.61 MDD y 3.70 MDD, respectivamente. Aunque todas las variaciones aquí presentadas tienen TIR positivas que garantizan una rentabilidad del PAERB Monterrey, debe ponerse especial cuidado en hacer la consecución y negociación de que la planta funciones como Condensador Síncrono y de la obtención de fondos verdes como los PERGE.

7.12 Compra de la Energía para el Bombeo a CFE

Esta variación de los Casos 1 y 2, está diseñada como el control de un experimento, que es lo que pasa si el PAERB Monterrey se lleva a cabo de una manera más convencional, sin más, porque como se ha podido ver a lo largo del desarrollo de esta Tesis, un PAEB no es un arreglo tradicional para una hidroeléctrica, al menos en México, y menos un PAERB en el mundo. Consideremos al PAERB Monterrey como PAEB Monterrey, y que la energía eléctrica para el bombeo del agua al tanque superior será proporcionada a través de la compra de energía de base e intermedia a CFE. Lo primero que pasa, es que los estímulos fiscales desaparecen, y se entra a la depreciación de acuerdo con el artículo 41, primer inciso de la LISR, 2012, que indica que la depreciación de las inversiones se deberán hacer en veinte años, a una razón del 5% anual, con lo cual desde el primer año se está pagando el ISR. En segundo lugar, debido a que se utiliza energía de base o intermedia para el bombeo de CFE, este tipo de energía usualmente es producido por plantas de combustibles fósiles que generan, en menor o mayor medida, emisiones de gases contaminantes y la utilización de combustibles no renovables, con lo cual no se tendría acceso a fondos verdes como el Fondo PERGE. Y finalmente, los análisis financieros de estas opciones son inestables debido a que dependen de comprar energía de base o intermedia a precio de CFE (es muy distinto tasarla para venderla con el mismo criterio, que comprarla), que a su vez determina el precio de la energía que vende de acuerdo con los fluctuantes precios de los combustibles.

Podemos observar que el Caso 1 comprando la energía de bombeo a CFE Tabla A5.4, se mantiene con un VPN positivo de 29.39 MDD y una TIR de

11.79, valores que bajan si se considera la contratación de Deuda Tabla A5.5 a un VPN de 15.81 MDD y una TIR de 10.96%. Si además le quitamos el servicio del Condensador Síncrono, los valores del VPN se vuelven negativos en -3.58 MDD y -17.16 MDD y las TIR bajan a 9.78% y 8.93% respectivamente para las Tablas A5.4a y A5.5a. El comportamiento para el Caso 2 es bastante similar con TIR positivas bajas y VPN incluso negativos, ver Tablas A5.14, A5.14a, A5.15 y A5.15a.

El análisis de sensibilidad proporcionó una enorme cantidad de datos sobre el posible comportamiento del PAERB Monterrey, desde la versión más vanguardista hasta la solución del proyecto original Tabla A5.4a que compra la energía para el bombeo a CFE y no considera al Condensador Síncrono, en esta ocasión obtiene un VPN negativo de -3.58 MDD y una TIR de 9.78%.

Otra parte importante sobre las versiones del PAEB Monterrey, es que al comprar energía eléctrica para el bombeo a CFE, no requiere de una fuerte inversión inicial para construir una Central Eoloeléctrica Asociada al Bombeo que para el Caso 1 estaba considerada en 147.3 MDD, por lo que la inversión inicial queda en 216 MDD, lo cual se ve reflejado en los parámetros del Caso 1, con el VPN de 29.39 MDD y la TIR de 13.60%. Se puede observar sobre esta solución que a pesar de que la inversión inicial es menor la compra de Energía a CFE se vuelve un punto importante, a pesar que se paga solamente una parte proporcional de la Capacidad Instalada contratada con el 10% de la Capacidad Facturable por usar energía de base e intermedia, lo que favorece enormemente al PAEB Monterrey.

Durante este capítulo se realizó el análisis de sensibilidad del PAERB Monterrey, con el cuál pudimos corroborar que la mejor opción es el Caso 1, ya que la inversión inicial es menor y se obtienen valores positivos aceptables para los valores de VPN y TIR, al mismo tiempo que aseguramos la producción de energía de punta limpia, libre de contaminantes de cualquier tipo.

Capítulo 8

Conclusiones y Recomendaciones

Finalmente se harán las conclusiones y recomendaciones emanadas de los planteamientos, análisis y discusiones desarrolladas en el cuerpo de la Tesis, se empezará con la determinación de la aceptación o rechazo de la hipótesis planteada en un principio, para continuar con las conclusiones propias del caso y las recomendaciones para llevar a cabo el PAERB Monterrey y para establecer nuevas líneas de acción con respecto a nuevas investigaciones que incluyan, inclusive, la transdisciplinariedad de las ciencias y tecnologías involucradas en todos los aspectos presentados durante la Tesis.

8.1 Conclusiones

La hipótesis presentada al principio fue la siguiente: "La generación de energía eléctrica de pico con Plantas Hidroeléctricas de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo es una forma económica, ecológica, sustentable y rentable de surtir electricidad a la población sin afectar sus hábitos de consumo y tendiente a las cero emisiones de residuos contaminantes y por ende a evitar el calentamiento global".

Sobre la premisa de la hipótesis "la generación de energía eléctrica con Plantas Hidroeléctricas de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo...", este tipo de plantas, aunque novedosas en México, en otros países sobre todo europeos han sido ampliamente utilizadas, Espinosa, 1975, son plantas hidroeléctricas no convencionales que permiten la utilización de pequeños espacios para construirlas, una presa puede tener varios miles de millones de metros cúbicos de agua, por ejemplo la presa de Infiernillo entre Michoacán y Guerrero tiene un volumen de 9,340,000 m³, y ocupar un embalse que puede inundar áreas muy extensas, por ejemplo 20 km de la presa Aguacapa en Guatemala, incluyendo a pueblos que deben ser reubicados, mientras que el PAERB Monterrey utiliza solamente 750,000 m³ de agua en un área de 6 hectáreas y una profundidad de 13 m. Por lo mismo el impacto que generan en el ecosistema del sitio es mínimo, inclusive casi nulo, en cuanto a zona

inundada, fauna desplazada, flora destrozada y poblaciones con cambio de residencia, ver Apéndice 4. En nuestros días los proyectos hidroeléctricos convencionales se consideran amigables con el medio ambiente por no producir gases contaminantes y no quemar combustibles fósiles, sin embargo si producen otros tipos de impactos ambientales, minimizados por la preferencia de evitar la quema de combustibles fósiles. El PAERB Monterrey utiliza tecnología ya conocida y probada, aunque nunca utilizadas como aquí se plantea la solución. Por un lado, utiliza la tecnología de la hidroeléctricas convencionales para producir energía, utiliza un arreglo de turbina-generator reversible a motor-bomba tipo Francis, que ya ha sido utilizada en otras ocasiones, y utiliza los aerogeneradores de la Central Eoloeléctrica, que en nuestro país, ya hay varios campos con capacidad instalada similar o superior a la requerida por el PAERB Monterrey. Tecnológicamente el PAERB Monterrey es una solución real.

El PAERB Monterrey, aquí planteado, es un proyecto hidroeléctrico amigable con la atmosfera y amigable con el medio ambiente físico que lo rodea. En la solución aquí planteada no quema combustible para subir el agua al tanque superior al utilizar energía del viento generada por una Central Eoloeléctrica Asociada al Bombeo, por lo que es cien por ciento amigable con la atmosfera. Así, el PAERB Monterrey acumula energía renovable: eólica. Por lo tanto la premisa de la hipótesis planteada se cumple, efectivamente "La generación de energía eléctrica de pico con Plantas Hidroeléctricas de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo...".

Sobre la primera parte de la consecuencia de la premisa de la hipótesis: "...es una forma económica, ecológica, sustentable y rentable de surtir electricidad a la población...", podemos hacer las siguientes conclusiones:

El PAERB Monterrey se inserta en la economía del país como se puede apreciar en el Capítulo 3 Marco Legal y en el Capítulo 4 Estudio de Mercado. El PAERB Monterrey es un proyecto que está respondiendo no solamente a la economía nacional, su impacto abarca a la economía internacional por el Protocolo de Kioto. Responde a las necesidades de la población al poner a disposición de sus Socios o de la CFE energía eléctrica de punta, liberando a CFE de nuevas inversiones en infraestructura eléctrica y permitiendo que sus recursos sean canalizados hacia áreas prioritarias dentro de su propia estructura, al construir otras centrales, líneas de transmisión, etc. El PAERB Monterrey se desprende de la dependencia económica al petróleo, es independiente de los precios de los combustibles fósiles. En el Marco Legal se

puede apreciar que existe una gran cantidad de incentivos y estímulos a los productores de energías renovables, muchas veces solo en papel, pero que al ir demostrando que se van construyendo plantas de energía renovables, seguramente se irán aterrizando todos los compromisos políticos que se han generado en el ámbito nacional con apoyo internacional. El Estudio de Mercado, nos indica que las necesidades futuras de la población en cuanto a energía eléctrica van a aumentar, ayudando a sustentar el desarrollo del país, no se puede pensar en una economía sólida y sana, tal como la conocemos ahora y mejorarla, sin energía eléctrica que es indispensable en el mundo tecnológico actual, el dejar de producir energía eléctrica en nuestros tiempos no es una opción.

Como ya vimos es ecológica, amigable con el medio ambiente sin producción de gases contaminantes debido a que la energía eléctrica necesaria para el bombeo del agua al tanque superior es proporcionada por una Central Eoloeléctrica Asociada a ese fin. La población demanda con voz cada vez más fuerte, que necesita energía eléctrica renovable y limpia para usarla a conveniencia, a la vez que demandan que cese el calentamiento global y la contaminación del medio ambiente, en estos casos el PAERB Monterrey cumple con la generación renovable y limpia de contaminantes ambientales.

El PAERB Monterrey es sustentable, desde cualquiera de las acepciones que se le dé a sustentable, el proyecto se mantiene por sí mismo, y no requiere de aportaciones adicionales de los Socios a lo largo de su vida útil, es sustentable con la vida en el planeta debido a que no contamina e influye en la sustentabilidad del entorno eléctrico en donde se pueda llegar a desarrollar. No requiere de fuentes de energía alterna, dado que la Central Eoloeléctrica es parte integral del proyecto y está calculada en base a los factores de planta reales medidos en sitio y no con los proporcionados por los fabricantes. El PAERB Monterrey permite la sustentabilidad del medio social en donde se desarrolla, crea fuentes de trabajo, permite a los Socios contar con una fuente de energía de punta más económica que la proporcionada a CFE.

El PAERB Monterrey es rentable, debido a que tiene valores de VPN de 29.90 MDD y TIR de 11.20%, independientes de los costos indirectos, marcados aparte en los análisis financieros, que nos hablan de que el negocio va a beneficiar económicamente a la Promotora, Constructora y Socios que lleven a cabo el proyecto, inclusive, dentro de los apretados precios de la energía de punta establecidos por la CFE.

Y en cuanto a la segunda parte de la consecuencia de la hipótesis de la Tesis: "sin afectar sus hábitos de consumo y tendiente a las cero emisiones de residuos contaminantes y por ende a evitar el calentamiento global." El PAERB Monterrey es un proyecto de energía renovable y limpia, sin emisiones, sin contaminación y a diferencia de otros proyectos de energías renovables, genera energía de punta, que se puede utilizar cuando la población más la necesita, no tiene que cambiar sus hábitos de consumo, puede seguir iluminando sus hogares, utilizando sus aparatos electrodomésticos y de alta tecnología como siempre lo ha hecho con la seguridad que lo hace a través de energía renovable, limpia y además inagotable.

Así, podemos afirmar que la hipótesis planteada desde un principio, se cumple con el PAERB Monterrey, ya que cuando se construya y se opere "generará energía eléctrica de pico con Plantas Hidroeléctricas de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo es una forma económica, ecológica, sustentable y rentable de surtir electricidad a la población sin afectar sus hábitos de consumo y tendiente a las cero emisiones de residuos contaminantes y por ende a evitar el calentamiento global."

8.2 Recomendaciones

Cómo todo proyecto y sobre todo siendo de gran alcance, se deberá tener especial cuidado en considerar todos los puntos de este Desarrollo de Negocio. Como se pudo observar, se cumple con la hipótesis planteada. El PAERB Monterrey está sujeto a que se cumplan las características aquí planteadas, es decir, se debe asociar una Central Eoloeléctrica con capacidad suficiente para surtir la energía del bombeo, se tiene que hacer la consecuciones y negociaciones sobre temas como la selección e invitación de los Socios, procurando tener a municipios entre ellos para poder acceder a fondos verdes; se debe hacer negociaciones con CFE, para poder utilizar la capacidad del PAERB Monterrey como Condensador Síncrono. Se tienen que hacer negociaciones con las agencias nacionales e internacionales para la obtención de estímulos que incrementen la rentabilidad del proyecto, se debe recordar que este proyecto a la fecha es único ya que genera energía eléctrica de punta, lo cual se deberá considerar para aumentar esos estímulos, sobre todos provenientes de fondos de estímulos perdidos.

En cuanto a la Deuda se deben obtener préstamos, solo en caso necesario y negociando las condiciones de los préstamos con las

consideraciones de que es un proyecto de generación de energía renovable, limpia y de punta. O tomar la opción de colocar en el mercado de valores obligaciones con las condiciones ya descritas, que permita una capitalización adecuada para la realización del proyecto.

Aunque nuestro control el Caso 1, Tabla A5.4, comprando la energía para el bombeo del agua al tanque superior, arrojó valores también bastante aceptables de VPN de 29.39 MDD y TIR de 11.79%, se considera un proyecto inestable a las fluctuaciones de los precios de los combustibles fósiles que no siguen una tendencia económica definida, sino que además está marcada por la política mundial de acuerdo a las regiones productoras, en conflictos bélicos o políticos constantemente. Además, al considerarse esta gama de opciones automáticamente deja de ser un proyecto de energía limpia, si renovable, ya que utiliza la misma agua tratada con el mismo gasto de reposición, pero que generaría contaminación y gases de invernadero. No se recomienda esta opción de acuerdo al presente concierto mundial.

Actualmente se cuenta con la tecnología para hacer realidad este proyecto; sin embargo, deberá voltearse hacia la parte del desarrollo de nuevas tecnologías. Uno de los motivos de que el presupuesto subiera tanto, es el factor de planta de la Central Eoloeléctrica Asociada al Bombeo del agua al tanque superior, del 0.3, es decir, solamente trabaja el 30 por ciento de su capacidad, a pesar que los fabricantes prometen factores de planta cercanos algunas veces al 0.6, debido a que los turbinas eólicas deben trabajar bajo condiciones de flujo laminar constante, y dejan de generar energía si no hay viento, o por lo contrario, si hay mucho viento y se generan flujos de aire turbulento, en donde se apagan automáticamente para evitar daños a su estructura. Si el proyecto contara realmente con el factor de planta del 0.6 el presupuesto de la Central Eoloeléctrica podría bajar hasta la mitad, de 147 MDD a 73.5 MDD, lo cual traería como consecuencia un sustancial incremento en la rentabilidad del proyecto. Es evidente que se necesita mejorar el rendimiento de las turbinas eólicas. A partir de este solo ejemplo se puede ver que se requiere de más investigación y desarrollo tecnológico en varias disciplinas que confluyan en este proyecto.

Las empresas constructoras deben replantear el papel que juegan dentro de este tipo de proyectos. El siguiente paso a la construcción por encargo de los clientes, es la generación de obras por iniciativa propia, no necesariamente para ser los dueños de las mismas, pero si para ponerlas a la venta a los industriales interesados en ellas, es decir, dejar de maquilar construcción

ajena, y empezar a vender productos propios, en este caso, productos de construcción al público interesado. Para este fin una empresa constructora cuenta con los conocimientos suficientes para armar un proyecto de esta magnitud y encontrar desde la idea original, hasta la puesta en marcha de la obra construida, pasando por los diseños, la ingeniería, el desarrollo del negocio, la consecución de los permisos, la reunión de industriales interesados o la búsqueda de compradores en el extranjero, la organización de la nueva empresa, y en fin, la puesta a punto del negocio, con amplio sentido social y ambiental. Una empresa constructora tiene estas capacidades, desafortunadamente las desperdicia y toma el papel de capataz de obra. Porque conoce a los fabricantes de los equipos necesarios, conoce a los despachos de ingeniería capaces de realizar estos proyectos, conoce a las distintas agencias gubernamentales, lo que debe hacer es conjuntar todo y desarrollar el negocio.

A través de esta Tesis se ha observado como en un solo proyecto de ingeniería confluyen varias disciplinas distintas, desde los desarrolladores de la ingeniería, pasando por el derecho, por la ecología, lo contable, lo fiscal, los estudios de mercado, la construcción, hasta la reunión de socios, la creación de empresas y el análisis financiero convirtiéndose en un verdadero proyecto transdisciplinario como tendencia mundial.

Se deberán plantear nuevas investigaciones con una visión integradora de todas las disciplinas involucradas en el desarrollo del PAERB Monterrey, se pueden afinar y desarrollar nuevas tecnologías ayudando a la contribución del conocimiento sobre el tema. Por estos motivos, las nuevas investigaciones se deberán realizar desde un punto de vista transdisciplinario, reuniendo principalmente los aspectos tecnológicos con los sociales y obtener un proyecto con beneficios ampliamente marcados para todos los sectores de la comunidad.

Anexo 1

Índice Nacional de Precios al Consumidor

Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) México

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Oct	Nov	Dic
1969	0.015	0.015	0.016	0.016	0.016	0.016	0.016	0.016	0.016	0.016	0.016	0.016
1970	0.016	0.016	0.016	0.016	0.016	0.016	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017
1971	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.017	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018
1972	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.019	0.019	0.019
1973	0.019	0.019	0.019	0.020	0.020	0.020	0.020	0.021	0.021	0.022	0.022	0.023
1974	0.023	0.024	0.024	0.025	0.025	0.025	0.025	0.026	0.026	0.026	0.027	0.027
1975	0.028	0.028	0.028	0.028	0.029	0.029	0.029	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030
1976	0.031	0.032	0.032	0.032	0.032	0.033	0.033	0.033	0.034	0.036	0.038	0.039
1977	0.040	0.041	0.042	0.042	0.043	0.043	0.044	0.044	0.045	0.046	0.046	0.047
1978	0.048	0.048	0.049	0.050	0.050	0.051	0.052	0.052	0.053	0.053	0.054	0.054
1979	0.056	0.057	0.058	0.058	0.059	0.060	0.060	0.061	0.062	0.063	0.064	0.065
1980	0.068	0.070	0.071	0.073	0.074	0.075	0.077	0.079	0.080	0.081	0.082	0.085
1981	0.087	0.089	0.091	0.093	0.095	0.096	0.098	0.100	0.102	0.104	0.106	0.109
1982	0.114	0.119	0.123	0.130	0.137	0.144	0.151	0.168	0.177	0.186	0.196	0.217
1983	0.240	0.253	0.265	0.282	0.294	0.305	0.320	0.333	0.343	0.355	0.375	0.391
1984	0.416	0.438	0.457	0.477	0.493	0.510	0.527	0.542	0.558	0.578	0.598	0.623
1985	0.669	0.697	0.724	0.746	0.764	0.783	0.810	0.846	0.880	0.913	0.955	1.020
1986	1.110	1.160	1.214	1.277	1.348	1.434	1.506	1.626	1.724	1.822	1.945	2.099
1987	2.269	2.432	2.593	2.820	3.033	3.252	3.516	3.803	4.053	4.391	4.739	5.439
1988	6.281	6.804	7.153	7.373	7.516	7.669	7.797	7.869	7.914	7.974	8.081	8.249
1989	8.451	8.566	8.659	8.788	8.909	9.018	9.108	9.194	9.282	9.420	9.552	9.874
1990	10.351	10.585	10.772	10.936	11.127	11.372	11.579	11.776	11.944	12.116	12.438	12.830

Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) México

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Oct	Nov	Dic
1991	13.157	13.386	13.577	13.719	13.854	13.999	14.123	14.221	14.363	14.530	14.890	15.241
1992	15.518	15.702	15.862	16.003	16.108	16.217	16.320	16.420	16.563	16.682	16.821	17.060
1993	17.274	17.416	17.517	17.618	17.719	17.818	17.904	18.000	18.133	18.207	18.287	18.427
1994	18.570	18.665	18.761	18.853	18.944	19.039	19.123	19.212	19.349	19.451	19.555	19.726
1995	20.469	21.336	22.594	24.394	25.414	26.220	26.755	27.199	27.761	28.333	29.031	29.977
1996	31.055	31.780	32.479	33.402	34.011	34.565	35.056	35.522	36.090	36.541	37.094	38.282
1997	39.267	39.926	40.423	40.860	41.233	41.599	41.961	42.334	42.862	43.204	43.687	44.300
1998	45.263	46.056	46.595	47.031	47.406	47.966	48.429	48.894	49.687	50.399	51.292	52.543
1999	53.870	54.594	55.101	55.607	55.941	56.309	56.681	57.000	57.551	57.916	58.431	59.016
2000	59.808	60.339	60.673	61.019	61.247	61.609	61.850	62.190	62.644	63.075	63.615	64.303
2001	64.660	64.617	65.026	65.354	65.504	65.659	65.489	65.877	66.490	66.790	67.042	67.135
2002	67.755	67.711	68.057	68.429	68.568	68.902	69.100	69.363	69.780	70.088	70.654	70.962
2003	71.249	71.447	71.898	72.020	71.788	71.847	71.951	72.167	72.597	72.863	73.468	73.784
2004	74.242	74.686	74.939	75.053	74.864	74.984	75.181	75.645	76.270	76.799	77.454	77.614
2005	77.616	77.875	78.226	78.505	78.307	78.232	78.538	78.632	78.947	79.141	79.711	80.200
2006	80.671	80.794	80.896	81.014	80.653	80.723	80.944	81.358	82.179	82.538	82.971	83.451
2007	83.882	84.117	84.299	84.248	83.837	83.938	84.295	84.638	85.295	85.627	86.232	86.588
2008	86.989	87.248	87.880	88.080	87.985	88.349	88.842	89.355	89.964	90.577	91.606	92.241
2009	92.454	92.659	93.192	93.518	93.245	93.417	93.672	93.896	94.367	94.652	95.143	95.537
2010	96.575	97.134	97.824	97.512	96.898	96.867	97.078	97.347	97.857	98.462	99.250	99.742
2011	100.228	100.604	100.797	100.789	100.046	100.041	100.521	100.680	100.927	101.608	102.707	103.551
2012	104.284	104.496	104.556	104.228	103.899	104.378	104.964	105.279	105.743	106.278	107.000	107.246
2013	107.678	108.208										

Fuente: Índice Nacional de Precios al Consumidor. Banco de México. Diario Oficial de la Federación. 23 de febrero de 2011. Última actualización 8 de marzo de 2013.

Anexo 2

Consumer Price Index

Consumer Price Index (CPI) United States of America

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
2013	230.28	232.166											
2012	226.665	227.663	229.392	230.085	229.815	229.478	229.104	230.379	231.407	231.317	230.221	229.601	229.594
2011	220.223	221.309	223.467	224.906	225.964	225.722	225.922	226.545	226.889	226.421	226.23	225.672	224.939
2010	216.687	216.741	217.631	218.009	218.178	217.965	218.011	218.312	218.439	218.711	218.803	219.179	218.056
2009	211.143	212.193	212.709	213.24	213.856	215.693	215.351	215.834	215.969	216.177	216.33	215.949	214.537
2008	211.08	211.693	213.528	214.823	216.632	218.815	219.964	219.086	218.783	216.573	212.425	210.228	215.303
2007	202.416	203.499	205.352	206.686	207.949	208.352	208.299	207.917	208.49	208.936	210.177	210.036	207.342
2006	198.3	198.7	199.8	201.5	202.5	202.9	203.5	203.9	202.9	201.8	201.5	201.8	201.6
2005	190.7	191.8	193.3	194.6	194.4	194.5	195.4	196.4	198.8	199.2	197.6	196.8	195.3
2004	185.2	186.2	187.4	188	189.1	189.7	189.4	189.5	189.9	190.9	191	190.3	188.9
2003	181.7	183.1	184.2	183.8	183.5	183.7	183.9	184.6	185.2	185	184.5	184.3	183.96
2002	177.1	177.8	178.8	179.8	179.8	179.9	180.1	180.7	181	181.3	181.3	180.9	179.88
2001	175.1	175.8	176.2	176.9	177.7	178	177.5	177.5	178.3	177.7	177.4	176.7	177.1
2000	168.8	169.8	171.2	171.3	171.5	172.4	172.8	172.8	173.7	174	174.1	174	172.2
1999	164.3	164.5	165	166.2	166.2	166.2	166.7	167.1	167.9	168.2	168.3	168.3	166.6
1998	161.6	161.9	162.2	162.5	162.8	163	163.2	163.4	163.6	164	164	163.9	163
1997	159.1	159.6	160	160.2	160.1	160.3	160.5	160.8	161.2	161.6	161.5	161.3	160.5
1996	154.4	154.9	155.7	156.3	156.6	156.7	157	157.3	157.8	158.3	158.6	158.6	156.9
1995	150.3	150.9	151.4	151.9	152.2	152.5	152.5	152.9	153.2	153.7	153.6	153.5	152.4
1994	146.2	146.7	147.2	147.4	147.5	148	148.4	149	149.4	149.5	149.7	149.7	148.2
1993	142.6	143.1	143.6	144	144.2	144.4	144.4	144.8	145.1	145.7	145.8	145.8	144.5
1992	138.1	138.6	139.3	139.5	139.7	140.2	140.5	140.9	141.3	141.8	142	141.9	140.3

Consumer Price Index (CPI) United States of America

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
1991	134.6	134.8	135	135.2	135.6	136	136.2	136.6	137.2	137.4	137.8	137.9	136.2
1990	127.4	128	128.7	128.9	129.2	129.9	130.4	131.6	132.7	133.5	133.8	133.8	130.7
1989	121.1	121.6	122.3	123.1	123.8	124.1	124.4	124.6	125	125.6	125.9	126.1	124
1988	115.7	116	116.5	117.1	117.5	118	118.5	119	119.8	120.2	120.3	120.5	118.3
1987	111.2	111.6	112.1	112.7	113.1	113.5	113.8	114.4	115	115.3	115.4	115.4	113.6
1986	109.6	109.3	108.8	108.6	108.9	109.5	109.5	109.7	110.2	110.3	110.4	110.5	109.6
1985	105.5	106	106.4	106.9	107.3	107.6	107.8	108	108.3	108.7	109	109.3	107.6
1984	101.9	102.4	102.6	103.1	103.4	103.7	104.1	104.5	105	105.3	105.3	105.3	103.9
1983	97.8	97.9	97.9	98.6	99.2	99.5	99.9	100.2	100.7	101	101.2	101.3	99.6
1982	94.3	94.6	94.5	94.9	95.8	97	97.5	97.7	97.9	98.2	98	97.6	96.5
1981	87	87.9	88.5	89.1	89.8	90.6	91.6	92.3	93.2	93.4	93.7	94	90.9
1980	77.8	78.9	80.1	81	81.8	82.7	82.7	83.3	84	84.8	85.5	86.3	82.4
1979	68.3	69.1	69.8	70.6	71.5	72.3	73.1	73.8	74.6	75.2	75.9	76.7	72.6
1978	62.5	62.9	63.4	63.9	64.5	65.2	65.7	66	66.5	67.1	67.4	67.7	65.2
1977	58.5	59.1	59.5	60	60.3	60.7	61	61.2	61.4	61.6	61.9	62.1	60.6
1976	55.6	55.8	55.9	56.1	56.5	56.8	57.1	57.4	57.6	57.9	58	58.2	56.9
1975	52.1	52.5	52.7	52.9	53.2	53.6	54.2	54.3	54.6	54.9	55.3	55.5	53.8
1974	46.6	47.2	47.8	48	48.6	49	49.4	50	50.6	51.1	51.5	51.9	49.3
1973	42.6	42.9	43.3	43.6	43.9	44.2	44.3	45.1	45.2	45.6	45.9	46.2	44.4
1972	41.1	41.3	41.4	41.5	41.6	41.7	41.9	42	42.1	42.3	42.4	42.5	41.8
1971	39.8	39.9	40	40.1	40.3	40.6	40.7	40.8	40.8	40.9	40.9	41.1	40.5
1970	37.8	38	38.2	38.5	38.6	38.8	39	39	39.2	39.4	39.6	39.8	38.8
1969	35.6	35.8	36.1	36.3	36.4	36.6	36.8	37	37.1	37.3	37.5	37.7	36.7
1968	34.1	34.2	34.3	34.4	34.5	34.7	34.9	35	35.1	35.3	35.4	35.5	34.8
1967	32.9	32.9	33	33.1	33.2	33.3	33.4	33.5	33.6	33.7	33.8	33.9	33.4
1966	31.8	32	32.1	32.3	32.3	32.4	32.5	32.7	32.7	32.9	32.9	32.9	32.4
1965	31.2	31.2	31.3	31.4	31.4	31.6	31.6	31.6	31.6	31.7	31.7	31.8	31.5
1964	30.9	30.9	30.9	30.9	30.9	31	31.1	31	31.1	31.1	31.2	31.2	31

Consumer Price Index (CPI) United States of America

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
1963	30.4	30.4	30.5	30.5	30.5	30.6	30.7	30.7	30.7	30.8	30.8	30.9	30.6
1962	30	30.1	30.1	30.2	30.2	30.2	30.3	30.3	30.4	30.4	30.4	30.4	30.2
1961	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	29.8	30	29.9	30	30	30	30	29.9
1960	29.3	29.4	29.4	29.5	29.5	29.6	29.6	29.6	29.6	29.8	29.8	29.8	29.6
1959	29	28.9	28.9	29	29	29.1	29.2	29.2	29.3	29.4	29.4	29.4	29.1
1958	28.6	28.6	28.8	28.9	28.9	28.9	29	28.9	28.9	28.9	29	28.9	28.9
1957	27.6	27.7	27.8	27.9	28	28.1	28.3	28.3	28.3	28.3	28.4	28.4	28.1
1956	26.8	26.8	26.8	26.9	27	27.2	27.4	27.3	27.4	27.5	27.5	27.6	27.2
1955	26.7	26.7	26.7	26.7	26.7	26.7	26.8	26.8	26.9	26.9	26.9	26.8	26.8
1954	26.9	26.9	26.9	26.8	26.9	26.9	26.9	26.9	26.8	26.8	26.8	26.7	26.9
1953	26.6	26.5	26.6	26.6	26.7	26.8	26.8	26.9	26.9	27	26.9	26.9	26.7
1952	26.5	26.3	26.3	26.4	26.4	26.5	26.7	26.7	26.7	26.7	26.7	26.7	26.5
1951	25.4	25.7	25.8	25.8	25.9	25.9	25.9	25.9	26.1	26.2	26.4	26.5	26
1950	23.5	23.5	23.6	23.6	23.7	23.8	24.1	24.3	24.4	24.6	24.7	25	24.1
1949	24	23.8	23.8	23.9	23.8	23.9	23.7	23.8	23.9	23.7	23.8	23.6	23.8
1948	23.7	23.5	23.4	23.8	23.9	24.1	24.4	24.5	24.5	24.4	24.2	24.1	24.1
1947	21.5	21.5	21.9	21.9	21.9	22	22.2	22.5	23	23	23.1	23.4	22.3
1946	18.2	18.1	18.3	18.4	18.5	18.7	19.8	20.2	20.4	20.8	21.3	21.5	19.5
1945	17.8	17.8	17.8	17.8	17.9	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.1	18.2	18
1944	17.4	17.4	17.4	17.5	17.5	17.6	17.7	17.7	17.7	17.7	17.7	17.8	17.6
1943	16.9	16.9	17.2	17.4	17.5	17.5	17.4	17.3	17.4	17.4	17.4	17.4	17.3
1942	15.7	15.8	16	16.1	16.3	16.3	16.4	16.5	16.5	16.7	16.8	16.9	16.3
1941	14.1	14.1	14.2	14.3	14.4	14.7	14.7	14.9	15.1	15.3	15.4	15.5	14.7
1940	13.9	14	14	14	14	14.1	14	14	14	14	14	14.1	14
1939	14	13.9	13.9	13.8	13.8	13.8	13.8	13.8	14.1	14	14	14	13.9
1938	14.2	14.1	14.1	14.2	14.1	14.1	14.1	14.1	14.1	14	14	14	14.1
1937	14.1	14.1	14.2	14.3	14.4	14.4	14.5	14.5	14.6	14.6	14.5	14.4	14.4
1936	13.8	13.8	13.7	13.7	13.7	13.8	13.9	14	14	14	14	14	13.9

Consumer Price Index (CPI) United States of America

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
1935	13.6	13.7	13.7	13.8	13.8	13.7	13.7	13.7	13.7	13.7	13.8	13.8	13.7
1934	13.2	13.3	13.3	13.3	13.3	13.4	13.4	13.4	13.6	13.5	13.5	13.4	13.4
1933	12.9	12.7	12.6	12.6	12.6	12.7	13.1	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13
1932	14.3	14.1	14	13.9	13.7	13.6	13.6	13.5	13.4	13.3	13.2	13.1	13.7
1931	15.9	15.7	15.6	15.5	15.3	15.1	15.1	15.1	15	14.9	14.7	14.6	15.2
1930	17.1	17	16.9	17	16.9	16.8	16.6	16.5	16.6	16.5	16.4	16.1	16.7
1929	17.1	17.1	17	16.9	17	17.1	17.3	17.3	17.3	17.3	17.3	17.2	17.1
1928	17.3	17.1	17.1	17.1	17.2	17.1	17.1	17.1	17.3	17.2	17.2	17.1	17.1
1927	17.5	17.4	17.3	17.3	17.4	17.6	17.3	17.2	17.3	17.4	17.3	17.3	17.4
1926	17.9	17.9	17.8	17.9	17.8	17.7	17.5	17.4	17.5	17.6	17.7	17.7	17.7
1925	17.3	17.2	17.3	17.2	17.3	17.5	17.7	17.7	17.7	17.7	18	17.9	17.5
1924	17.3	17.2	17.1	17	17	17	17.1	17	17.1	17.2	17.2	17.3	17.1
1923	16.8	16.8	16.8	16.9	16.9	17	17.2	17.1	17.2	17.3	17.3	17.3	17.1
1922	16.9	16.9	16.7	16.7	16.7	16.7	16.8	16.6	16.6	16.7	16.8	16.9	16.8
1921	19	18.4	18.3	18.1	17.7	17.6	17.7	17.7	17.5	17.5	17.4	17.3	17.9
1920	19.3	19.5	19.7	20.3	20.6	20.9	20.8	20.3	20	19.9	19.8	19.4	20
1919	16.5	16.2	16.4	16.7	16.9	16.9	17.4	17.7	17.8	18.1	18.5	18.9	17.3
1918	14	14.1	14	14.2	14.5	14.7	15.1	15.4	15.7	16	16.3	16.5	15.1
1917	11.7	12	12	12.6	12.8	13	12.8	13	13.3	13.5	13.5	13.7	12.8
1916	10.4	10.4	10.5	10.6	10.7	10.8	10.8	10.9	11.1	11.3	11.5	11.6	10.9
1915	10.1	10	9.9	10	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.2	10.3	10.3	10.1
1914	10	9.9	9.9	9.8	9.9	9.9	10	10.2	10.2	10.1	10.2	10.1	10
1913	9.8	9.8	9.8	9.8	9.7	9.8	9.9	9.9	10	10	10.1	10	9.9

Fuente:

<http://www.inflationdata.com/Inflation/Consumer Price Index/HistoricalCPI.aspx?reloaded=true>

Apéndice 1

Aspectos Técnicos

Las plantas de almacenamiento de energía por bombeo (PAEB) o plantas de rebombeo, son instalaciones hidroeléctricas no convencionales que tienen como equipo electro-mecánico principal: una turbina-bomba acoplada a un generador-motor, permitiendo elevar un volumen de agua de un depósito inferior a otro superior, durante ciertas horas del día en que la demanda de energía eléctrica es reducida; posteriormente, cuando la demanda crece, el agua almacenada en el depósito superior se hace descender, pasando por la turbina y produciendo energía cuando más se necesita. Estas operaciones se repiten diariamente, utilizando un volumen de agua casi invariable al que sólo deberá agregarse un cierto gasto para reponer las pérdidas por evaporación. Las PAEB no requieren de gran disponibilidad de agua, ni grandes volúmenes de almacenamiento, sino únicamente dos depósitos de volumen relativamente reducido, procurando que éstos se ubiquen lo más cercano posible en el sentido horizontal y lo más alejados en el sentido vertical, con objeto de evitar grandes conducciones y aprovechar de mejor manera la caída.

Estas plantas requieren de una fuente de energía eléctrica para accionar el motor-bomba y elevar el agua al depósito superior; sin embargo la energía suministrada para el bombeo no se recupera totalmente durante el ciclo de generación, debido a las distintas eficiencias de los equipos que son utilizados. En el mejor de los casos, con eficiencias altas en los equipos se obtiene un balance de aproximadamente el 75%; es decir, por cada kW suministrado para el bombeo, la planta generadora producirá 0.75 kW. El atractivo de estas plantas está en la diferencia de los costos de kW en la base y del kW en el pico.

En el caso de Monterrey, la posibilidad de construir plantas hidroeléctricas convencionales para producir energía durante las horas pico, es prácticamente nulo, porque los recursos de agua superficial son escasos y, además, están muy restringidos. En la zona metropolitana, los picos se cubren con turbinas de gas o diésel y algunas son ya obsoletas y caras, es por ello que

resulta muy atractiva la instalación de una PAEB en la zona metropolitana de Monterrey, donde el pico es muy significativo y la orografía del lugar permite la posibilidad de este tipo de planta generadora.

A1.1 Planteamiento Original de la CFE

El estudio de una PAEB en la zona metropolitana de Monterrey y en sus cercanías fue hecho por CFE hace aproximadamente 8 o 10 años, el nivel del estudio alcanzó el de evaluación y, posteriormente, la prefactibilidad durante un lapso de varios años que brigadas de topografía, geología, geofísica, geotecnia, sismotectónica y otros, trabajaron en varios sitios para seleccionar los más atractivos y, entre éstos, el mejor para dedicarle un estudio más profundo y detallado.

Para definir las dimensiones generales del proyecto CFE realizó estudios del sistema eléctrico definiendo que la potencia a instalar sería de 200 MW (con dos unidades de 100 MW c/u), y que la energía que iría a sustituir sería fundamentalmente la de las obsoletas turbo-gas con diésel que siguen operando onerosamente.

En cuanto al factor de planta conveniente se pensó debía ser de 0.1667, cuatro horas diarias de generación, acorde con el número de horas que diariamente operan las viejas plantas de turbo-gas con diésel de la región, pero consciente que esta operación podría incrementarse basándose fundamentalmente en la curva de la demanda de la región Noreste (NE) y, especialmente, en la zona metropolitana de Monterrey

La determinación del ciclo bombeo-generación impacta en forma muy importante en la capacidad requerida en los vasos superior e inferior; en el caso de Monterrey se estableció que este ciclo debía ser diario, ya que existe energía de base disponible para el bombeo del agua al vaso superior. En otros casos, el ciclo puede estar regido por la disponibilidad de la energía ciertos días a la semana, incidiendo esta circunstancia en el ciclo y, por ende, en las capacidades requeridas para los vasos.

A1.2 Sitios Identificados, Estudiados y Seleccionados

Una vez detectado la conveniencia de instalar una PAEB en las cercanías de la zona metropolitana de Monterrey, CFE procedió a desarrollar la etapa de identificación de los sitios con mayores posibilidades de alojar un esquema de este tipo.

En este proceso se identificaron 31 sitios atractivos con aprovechamientos desde 1335 m a 60 m de desnivel, con longitudes de conducción también variables y todos con la misma potencia instalable de 200 MW. Se llevó a cabo un trabajo exhaustivo de comparación, realizando visitas a los sitios, estableciendo cuáles tenían una relación L/H (longitud/altura) más atractiva; la dificultad de acceso a los vasos fue también determinante, las distancias a SE (subestación eléctrica) o líneas de transmisión ya construidas, la disponibilidad del agua para cada sitio, los aspectos socio-ambientales, las condiciones geológicas y geotécnicas y, obviamente, los presupuestos de los esquemas elaborados, hechos con precios índice, bajo las mismas bases, considerando todos los sitios posibles identificados en un perímetro de aproximadamente 50 Km de la zona metropolitana.

De este proceso de comparación se lograron establecer cuatro proyectos como los más atractivos y, de éstos, uno de ellos mostraba la posibilidad de dos opciones de vaso inferior y otro, con ubicación en el mismo cerro, pero con tanques y conducciones en norte y sur. Los sitios fueron: Proyecto Potrero de Serna (Vaso superior: Cerro del Aire y dos opciones para el vaso inferior, La Nogalera y Maizales); Proyecto Corral de Piedra; Proyecto Cuartones; y Proyecto Cerro del Topo.

En cada uno de los sitios se llevaron a cabo estudios topográficos, geológicos, geofísicos y otros, realizando esquemas de cada uno de ellos y estableciendo una comparación muy minuciosa.

A1.3 Conclusiones de CFE al Estudio

Considerando los aspectos anteriores, destacó como el sitio más atractivo el CERRO DEL TOPO por las siguientes razones:

Esta alternativa es la más económica después del sitio Corral de Piedra; sin embargo debe tomarse en cuenta que en los presupuestos no se incluye el costo de la línea de transmisión ni afectaciones, lo que hace a esta alternativa más atractiva por su cercanía a la ciudad.

EL sitio presenta facilidades de acceso, al contarse con avenidas amplias y pavimentadas, además de vía férrea en las cercanías del vaso inferior para el transporte de materiales y equipo. Por contra, el sitio de Corral de Piedra tiene un acceso difícil al vaso inferior y más complicado aún al vaso superior.

En el Cerro del Topo se tienen tres opciones para el suministro del agua: el acueducto Mina-Monterrey, el río Pesquería y agua trata proveniente de la Planta de Tratamiento Norte (Canadá).

La interconexión a las líneas de transmisión y distribución esta esencialmente resuelta al tenerse en la cercanía una Sub Estación y ubicarse la central prácticamente en la ciudad.

La relación longitud de conducción a desnivel (L/H) resulta muy adecuada y el esquema de obras se presenta muy sencillo.

Las afectaciones al medio social y natural son mínimas, ya que el vaso superior se ubicaría en la cima del Cerro del Topo, zona que no presenta utilidad agrícola ni de reserva ecológica. Por otra parte, el vaso inferior se localizará en una zona suburbana, sin afectación a los aspectos sociales, agrícolas y ecológicos.

Los aspectos geológicos del sitio parecen no presentar problemas para llevar a cabo las obras.

A1.4 Anteproyecto del Cerro del Topo, Elaborado por CFE

En un principio se llevaron a cabo dos alternativas casi en forma paralela, una ubicada en la zona norte; Alternativa No. 1 y la otra en la zona sur; Alternativa No. 2, ambas contemplando el Cerro del Topo como tanque superior.

Alternativa No. 1

Considera un tanque superior de 691,200 m³ de capacidad útil y 750,000 m³ de capacidad total, excavado y desplantado directamente sobre las calizas gruesas y masivas de la Formación Aurora. Para impermeabilizar la base es necesario crear una protección de materiales graduados, colocados según este orden: nivelación del piso del almacenamiento con material residuo de la excavación y un espesor de 20 cm, enseguida material arcilloso de 60 cm de espesor y a continuación 10 cm de material de rezaga con tamaño máximo de 3" y, por último, 40 cm de material de rezaga con tamaño entre 3" y 10" de diámetro. La obra de toma está constituida por una estructura de concreto, empotrada sobre la ladera NE del tanque, con ranuras para operar compuerta de servicio y de emergencia.

Aguas abajo de la sección del cierre, se tiene una transición de sección cuadrada a circular y posteriormente inicia la tubería de presión, con un diámetro inferior de 3.00 m; su primer tramo lo constituye un pequeño túnel, para después continuar al exterior, siguiendo prácticamente el perfil natural del terreno. En algunos cadenamientos, es necesario excavar en la roca para poder seguir en tramos rectos, apoyados en silletas de concreto y con machones de atraque donde se ubican las deflexiones verticales.

Esta tubería tiene una bifurcación en el cadenamiento 1+212.50 y a partir de este punto las tuberías van paralelas durante 160 m, con un diámetro interior de 2.10 m. En cierto tramo van superficiales y en otro subterráneas, hasta llegar a la casa de máquinas, la cual se ubica en la parte inferior de una gran lumbrera de 26 m de diámetro, donde se encuentran las unidades turbo-generadoras. La lumbrera tiene un revestimiento de concreto de 1.0 m y una profundidad aproximada de 70 m. Las dos unidades reversibles tienen una potencia de 100 MW c/u y producirán una generación media anual de 292 Gwh. La carga neta de diseño es de 463.8 m y un gasto de 24.25 m³/s por cada unidad y durante el ciclo de generación; en el ciclo de bombeo, la carga es de 491.54 m, el gasto de 19.08 m³/s por cada unidad y la utilización de energía media anual requerida es de 372.3 Gwh.

El desfogue de cada unidad es totalmente independiente y conecta al tubo de aspiración de la turbina con la estructura de toma del tanque inferior. Este tanque tiene una forma rectangular de 350 m de largo por 162 m de

ancho, con un muro de sección gravedad en su perímetro y para impermeabilizar su base se proponen los mismos materiales que para el tanque superior.

Alternativa No. 2

Esta alternativa tiene prácticamente el mismo esquema que la anterior, aprovechando una hondonada en el Cerro del Topo para crear el vaso superior con la misma concepción y materiales para impermeabilizar descritos en párrafos anteriores para la Alternativa Norte.

En este caso la tubería a presión tiene una deflexión horizontal, donde se localiza la bifurcación en el cadenamamiento 1+030. El resto del esquema es prácticamente el mismo al descrito en párrafos anteriores.

Durante el periodo de estudio de estas dos alternativas, se inició el fraccionamiento y construcción de pequeñas casas de interés social que suprimieron la Alternativa No. 2 o Sur, por ubicarse en terrenos donde se tenía pensado localizar el tanque o vaso inferior. Por tal razón el anteproyecto único de CFE lo constituye la Alternativa No. 1 o Norte.

A1.5 Revisión de los Esquemas Existentes y Actualización de los Datos

La CFE concluyó su informe de prefactibilidad del sitio norte en el año de 1992, con la recomendación de adquirir a la brevedad los terrenos correspondientes al tanque inferior del aprovechamiento. Esta compra no se llevó a cabo y el proyecto se archivó hasta la actualidad.

A solicitud hecha por MOFAL a la CFE para facilitarle algo de información sobre el PAEB Monterrey, a principios de 1999, se logró recabar documentos del esquema de prefactibilidad con que CFE dio por terminado el proyecto.

A partir de esa fecha MOFAL estudió el esquema de obra y procedió a realizar una minuciosa visita al sitio para constatar si aún era posible pensar en su construcción.

A1.6 Evaluación del Sitio y Modificaciones más Importantes al Anteproyecto de CFE

En la visita realizada por los ingenieros de MOFAL se pudieron constatar:

1. Tanto la alternativa sur como norte estudiadas por CFE se encuentran invalidadas por ubicarse los fraccionamientos: Balcones de Anáhuac II, las Lomas II, Lomas de Aztlán, Girasoles IV, Fomerrey 36, San Genaro y más recientemente el de Provilión, todos ellos de interés social y todavía en etapa de crecimiento, que impiden la ubicación del tanque inferior.
2. La planta de Tratamiento de Aguas Residuales Norte o Canadá, ubicada en la Avenida Gral. Mariano Escobedo (Carretera a Colombia), en operación desde hace algunos años, cuenta con el volumen suficiente de agua tratada para realizar el primer llenado y suministrar el gasto de reposición por evaporación.
3. Existe todavía un terreno con una superficie importante que podría hacer totalmente viable el proyecto, aunque tal vez no por mucho tiempo, además de que permite la construcción del tanque inferior en un sitio distante de la Alternativa No. 1 de CFE, unos 150 o 200 m.

El terreno en cuestión se encuentra limitado al sur por la colonia "Provilión" y al norte por el fraccionamiento "Parque Industrial Escobedo", donde se localizan actualmente muchas industrias que se han desarrollado de cinco años a la fecha.

La modificación al anteproyecto de CFE obedece 100% a las condiciones actuales que obligan a llevar a cabo un anteproyecto diferente y sensiblemente paralelo, en cuanto al eje de la conducción, que se ubique en el único predio vigente para construir el tanque inferior. Este esquema intenta aprovechar extrapolando los valiosos estudios realizados por la CFE desde hace 8 ó 10 años.

Por consiguiente, el anteproyecto elaborado por MOFAL difiere totalmente del realizado por CFE, manteniendo sólo las premisas básicas enunciadas en el inciso A1.4 de este informe.

A1.7 Topografía

Se cuenta con un levantamiento aerofotogramétrico de la zona en estudio a escala 1:5000, elaborado por la Comisión de Agua Potable de "Monterrey", en el año de 1969, con curvas de nivel a cada 2 m y con una ampliación de esta topografía para la zona del proyecto, realizada por la CFE a escala 1:2000.

CFE realizó también un levantamiento topográfico a lo largo del trazo de la tubería a presión, con el fin de verificar la confiabilidad de la aerofotogrametría. Este trazo sirvió de apoyo a los trabajos geológicos y geofísicos.

La franja que levantó la CFE permitió a MOFAL ubicar el nuevo trazo de la conducción a presión del actual anteproyecto.

A1.8 Hidrología

En lo referente al abastecimiento de agua para el proyecto, se investigaron varias fuentes de captación, las cuales incluyen tanto agua cruda como tratada.

A1.8.1 Perforación de Pozos en la Zona Conocida como Canadá

Cerca del sitio del proyecto se tiene una zona de cultivo que es regada con agua residual y se ha comprobado que los volúmenes infiltrados son importantes, con lo que se tiene una recarga del acuífero que subyace a los cultivos. Con la perforación de pozos se tendría la posibilidad de obtener el volumen para el primer llenado y posteriormente para el suministro del gasto de reposición.

A1.8.2 Río Pesquería

En el extremo norte del proyecto se localiza el río que cuenta con un caudal reducido pero perenne. Cabe aclarar que el caudal del río está muy contaminado con desechos industriales altamente contaminados.

A1.8.3 Acueducto Mina-Monterrey

A un kilómetro al oriente del proyecto pasa el acueducto, constituido por dos conductos de concreto y acero de 54 y 36 pulgadas de diámetro, respectivamente; el caudal es almacenado en cuatro cisternas, se potabiliza y se distribuye a la ciudad de Monterrey y municipios conurbados.

A1.8.4 Agua Tratada

Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey ha construido una planta de tratamiento al norte de la zona conurbada, en la Av. Gral. Mariano Escobedo (salida a Colombia), próxima al río Pesquería y actualmente proporciona agua a los industriales de esta zona. La planta ha sido proyectada en base a módulos y se encuentra en posibilidades de suministrar ampliamente el volumen inicial requerido y el gasto de reposición para la PAEB Cerro del Topo.

MOFAL se ha entrevistado con las Autoridades Municipales y Estatales y ellas han recomendado, como la mejor solución para el proyecto, el suministro de agua tratada proveniente de la Planta Norte o Canadá.

Se ha tenido contacto en varias ocasiones con funcionarios de Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey (SADM), tanto telefónicamente como personalmente, asistiendo a reuniones en sus oficinas de la calle Matamoros 1717 Pte., Col. Obispado en Monterrey, N.L. y se ha podido constatar la atención y buena voluntad hacia el proyecto, por parte de esta empresa.

MOFAL informó acerca de los datos más importantes del proyecto, señalando las necesidades de éste en cuanto a los volúmenes de agua requeridos. Esta empresa se comprometió a enviar a la brevedad un anteproyecto de conexión para el suministro de agua, procedente de la Planta Norte, esto sin ningún costo para MOFAL. Asimismo hizo entrega de las características físico químicas del agua tratada, aspecto que se informa en párrafos correspondientes a los aspectos socio-ambientales. Se definió claramente el costo del agua de \$ 4.11/m³ y también de la línea de abastecimiento de agua que depende del gasto a manejar, estimado entre 2 y 10 lt/seg y del volumen aproximado de 750,000 m³ correspondiente al primer llenado, a realizarse en un tiempo tal que el caudal a manejar en esta etapa pudiera ser de 100 a 150 It/seg, por conductos existentes en la zona de donde se abastecen algunas industrias.

De resultar exitoso el presente estudio y tomando la decisión de continuar con la Ingeniería de detalle del proyecto, habría que firmar un contrato con SADM para formalizar el proyecto de la línea necesaria, el cual sí tendrá un costo que se establece claramente con anticipación.

De igual manera SADM está dispuesta a firmar un convenio de confidencialidad, con objeto de mantener de forma confidencial los datos y características del proyecto PAEB Cerro del Topo.

SADM mostró interés en analizar posteriormente la posibilidad de comprar energía eléctrica producida por la PAEB, dado que tiene un consumo importante y vería con buenos ojos una posible disminución en su factura eléctrica.

A1.8.5 Gasto de Reposición

La determinación directa de la evaporación de un depósito de almacenamiento, requiere del conocimiento de los siguientes factores:

Diferencia entre la presión de vapor de la masa de agua y la existente en el aire sobre la superficie de la misma, temperaturas del aire y del agua, velocidad del viento y la presión atmosférica.

Para el cálculo de la evaporación se utilizó la fórmula de Meyer, la cual se expresa en la siguiente forma:

$$E=c(e_s - e_a) (1+V_w/16.09)$$

Dónde:

E = evaporación mensual en cm.

c = constante empírica, que tiene un valor de 28 para grandes depósitos

e_a = presión de vapor del aire, basada en la temperatura media mensual del aire y en la humedad relativa. La presión de vapor se expresa en pulgadas de Hg.

e_s = presión de saturación del vapor, correspondiente a la temperatura media mensual del aire, se expresa en pulgadas de Hg.

V_w = velocidad media mensual del viento en km/hora

Para nuestro caso:

$$C = 28$$

$$e_a = 1" \text{ de Hg}$$

$$e_s = 0.834" \text{ de Hg}$$

$$V_w = 30 \text{ Km/hora}$$

$$E = 28 * (0.834" - 1) * (1 + 30/16.09) = -13.31 \text{ cm/mes}$$

$$\text{Volumen de evaporación mensual} = E * \text{Área del tanque}$$

$$\text{Volumen de evaporación del tanque inferior} = 0.1331 * 60000 = 7986 \text{ m}^3/\text{mes}$$

$$\text{Volumen de evaporación del tanque inferior} = 7986/30 = 266.2 \text{ m}^3/\text{día}$$

$$\text{Volumen de evaporación total} = 2 * 266.2 \text{ m}^3/\text{día} = 532.4 \text{ m}^3/\text{día}$$

$$\text{Gasto de evaporación total} = 532.4/86400 = 0.00616 \text{ m}^3/\text{seg}$$

$$\text{Gasto de evaporación} = 6.16 \text{ lt/seg}$$

$$\text{Pérdidas en el sistema} = 3.50 \text{ lt/seg}$$

$$\text{Total} = 9.66 \text{ lt/seg}$$

Se recomienda adoptar un gasto de reposición de: 10 lt/seg.

A1.9 Geología

A1.9.1 Vaso superior

El sitio donde se propone construir el tanque o vaso superior se encuentra constituido por calizas duras, compactas que presentan fósiles y donde también se observa carsticidad. Esta formación es la llamada Aurora, del Cretácico Superior y, de acuerdo a los barrenos realizados por CFE, tiene un espesor de aproximadamente 60 m.

1. Subyace la formación La Peña que está constituida por calizas arcillosas, compactas y alternadas con lutitas calcáreas. El espesor cortado de esta unidad fue de 24 m.
2. Las capas superficiales de la unidad Aurora se hallan afectadas por fracturamiento multidireccional, normalmente relleno de arcilla o suelo residual y ocasionalmente sellado por calcita, encontrándose en raros casos fracturas profundas y abiertas.
3. Del estudio de intersección de discontinuidades, plano de corte y un ángulo de fricción de 30° , se prevé que no se presentarán bloques inestables al

llevar a cabo la excavación del tanque y su explicación está en el hecho que el corte planeado es casi perpendicular al rumbo de los estratos y al sistema principal de fracturamiento por ello se estima que los bloques no tendrán salida franca en el corte por realizar al excavar el tanque.

4. La roca fractura o con fracturamiento moderado, aparece en el parámetro NW del tanque.

5. En dos sondeos efectuados por CFE a 50 m de profundidad, se tiene una recuperación entre 88 a 965, con un RQD (Rock Quality Designation) del 86 al 94% y una permeabilidad entre 2.2 a 34 unidades Lugeon. Solamente en uno de los barrenos se encontró una caverna de 2.35 m a 31.65 m de profundidad. El NF (nivel freático) no se detectó en ninguno de los casos.

A1.9.2 Conducción a Presión

La conducción a presión se ubicará sobre varias formaciones:

1. La parte media alta se ubica en la formación Aurora, con espesor de estratos de 60 a 74 cm y con buzamiento hacia el oriente de 55° en la parte alta, y de 84° en su porción baja. La alta competencia de estas rocas explica su plegamiento suave y el abundante fracturamiento. El contacto con la siguiente formación, La Peña, no aflora pero es nítido y concordante, según barreno hecho; el contacto con la Formación Agua Nueva es concordante con estratos casi verticales.

2. La siguiente formación en la parte media de la conducción es la de Agua Nueva, constituida por calizas arcillosas de color gris, en estratos delgados a medios y fracturas en varias direcciones, selladas con calcita. Presenta intercalaciones de lutitas calcáreas, selladas con calcita. Presenta intercalaciones de lutitas calcáreas con espesores de 10 a 20 cm que se desintegran fácilmente.

3. La Formación San Felipe no aflora, pero en el subsuelo está compuesta de lutitas calcáreas color gris amarillento, con tintes pardos, en estratos delgados casi laminares y muy deleznales, intercalada con otras lutitas menos calcáreas.

4. Brecha sedimentaria. Sus afloramientos son escasos en el área, solamente ventanas y cortes en los arroyos vecinos; está constituida por

fragmentos de calizas provenientes de la formación Aurora, tienen formas angulosas y subredondeadas, con dimensiones de 1 a 20 cm, todos los fragmentos se encuentran suspendidos en una matriz areno-arcillosa, fuertemente cementada con carbonato de calcio. El espesor registrado a lo largo de la conducción varía de 9 a 20 m.

5. Depósitos de talud. Material depositado por gravedad, acumulado al pie del cerro. Están constituidos por fragmentos de las calizas Aurora, con dimensiones de 5 a 90 cm de diámetro sostenidos en una matriz arenosa, probablemente consolidada. Su espesor varía de 40 a 140 cm y regularmente cubre la brecha sedimentaria.

A1.9.3 Casa de Máquinas

La columna estratigráfica que se reconoció con la barrenación en el área vecina a la casa de máquinas fue:

1. Depósito descrito anteriormente en un espesor de 1.18 m, constituido por fragmentos de calizas sueltos.
2. Brecha sedimentaria formada por fragmentos de caliza con una matriz areno-arcillosa, cementada con carbonato de calcio; su espesor fue de 18 m.
3. Formación San Felipe, con un espesor de 26 m, constituida por lutitas calcáreas con intercalaciones de lutitas.
4. Formación Agua Nueva, con un espesor de 39 m, formada por calizas arcillosas, duras, compactas, alternadas con lutitas calcáreas carbonosas. Esta formación se prolonga más allá de donde se llevó el barreno, detectada con geofísica.

A1.9.4 Vaso Inferior

Las condiciones estratigráficas de este tanque son sencillas, dado que se desplantará sobre la brecha sedimentaria y ésta con una cubierta de depósito de talud y aluvión. La litología encontrada es: 1.0 m de aluvión, 0.6 m de depósito de talud y 32 m de brecha sedimentaria, con las descripciones hechas en los párrafos anteriores.

A1.10 Geotecnia

A1.10.1 Vaso Superior

La excavación del vaso superior se realizará en calizas duras y compactas de la Formación Aurora; no se prevé ningún problema durante la excavación del mismo ni en la estabilidad de los taludes. Sin embargo, dado que hay evidencias de carsticidad en la formación y tomando en cuenta la importancia del depósito, es indispensable hacer una campaña de prospección de cavernas o huecos o canales de disolución que, de existir, necesariamente serán tratados con un tapete de inyecciones. Los métodos indirectos son herramientas que pueden ser de gran ayuda, por ejemplo, las tendencias sísmicas.

A1.10.2 Conducción a Presión

Las tuberías a presión deberán estar cimentadas en silletas y contarán adicionalmente con estructuras ancla, con atraques, etc.; de acuerdo con la trayectoria escogida. Todas estas estructuras están sujetas a grandes esfuerzos producidos por cargas estáticas y dinámicas. Será necesario prever la obtención de muestras representativas de las principales estructuras para medir las resistencias a la comprensión simple, a la tensión y al corte. Obteniendo los parámetros necesarios para diseñar las zapatas de cimentación y el sistema de anclaje. Si fuera necesario.

Especial cuidado se deberá tener en las cimentaciones alojadas en las formaciones geológicas Agua Nueva, San Felipe, en la brecha sedimentaria y los depósitos de talud.

A1.10.3 Lumbreras

Las lumbreras de la tubería a presión, del acceso a la casa de máquinas y de la toma del vaso inferior, requerirán de un sondeo continuo para poder establecer un perfil stratigráfico y obtener los parámetros de resistencia necesarios para el diseño de los sistemas de soportes: primario o ademe y del secundario o revestimiento definitivo.

En principio parece razonable pensar en sistemas de soporte a base de anclaje y concreto lanzado, pero dependerá de las características de la formación atravesada y del diámetro de la lumbrera.

A1.10.4 Casa de Máquinas

Estará alojada en la formación Agua Nueva, formada por calizas arcillosas, duras y compactas con alternancias de lutitas calcáreas.

La excavación debe diseñarse a manera de garantizar la estabilidad, primero de la zona de la clave y luego el banqueo del recinto.

El sistema de soporte dependerá de las características de resistencia de la roca, pero en principio se puede pensar en anclas largas y concreto lanzado y probablemente la clave requerirá de un revestimiento secundario a base de concreto armado.

A1.10.5 Vaso Inferior

Este vaso será excavado en la brecha sedimentaria y no se prevé ningún problema geotécnico para su realización.

A1.10.6 Varios

La estanqueidad de los vasos es una cuestión muy importante, lo cual requerirá analizarla con mucho detalle. Habrá que evaluar las diferentes opciones, como podrían ser: muros laterales y losas de concreto con juntas impermeables (en este estudio esta alternativa es la única evaluada), muros laterales y colocación de materiales arcillosos compactados, muros laterales y material arenosos compactado y colocación de una membrana impermeable, etc.

Dado que el anteproyecto de la CFE tenía previsto la impermeabilización de la plantilla con material arcilloso, se llevaron a cabo estudios de localización y evaluación de bancos con reconocimientos de campo y estimaciones observadas en los diversos sitios.

Material impermeable

Se localiza a 2 Km del proyecto y corresponde a un afloramiento alterado de la Formación Méndez, por sus características litológicas puede usarse como material impermeable. Se le conoce como Banco Pedregal, aparece en un área de 150 x 200 m con un espesor de 10 m, aproximadamente (300,000 m³).

Existen otros bancos más cercanos, pero más escasos y de menor calidad: Banco San Felipe, a 200 m del sitio con un volumen estimado de 12,500 m³.

Banco Fomerrey, a 3 km al sur del vaso con un volumen estimado en 75,000 m³.

Gravas y arenas

Estos agregados se pueden extraer del lecho del río Pesquería, el banco se ubica a 3 km aguas abajo del proyecto, en la margen izquierda del cauce. El material extraído está formado por 20% de arena y 80% de grava. Se estima un volumen de 24,000 m³.

Enrocamiento

Banco Cerro El topo. Se podrían utilizar las calizas que se removerán en la construcción del vaso superior.

Otras opciones para adquirir materiales en planta: Triturados El Roble (Sierra San Miguel) e Industrializadora de Caliza (Sierra Las Mitras); ésta se ubican a 12 y 13 km, respectivamente, del proyecto.

A1.11 Ingeniería Preliminar Anteproyecto

A1.11.1 Dimensionamiento y Características de las Unidades Reversibles

Para el logro de una elección adecuada del equipo, debe tomarse en cuenta la compatibilidad de funcionamiento como turbina y como bomba. Este factor es el que define el esquema del aprovechamiento en base a la caída disponible y los requerimientos de la potencia, para nuestro caso, la potencia por instalar sería de 100 MW por unidad, se asumieron las eficiencias de la turbina, generador y conducción, calculando así la potencia requerida como turbina. Definida la potencia como turbina, ésta se hace extensiva a la bomba y teniendo la carga a vencer es como se definen las características del equipo. En la práctica se asume que para cargas menores de 500 metros la máquina se considera como una turbina Francis reversible de un solo paso y, éste es nuestro caso.

A1.11.2 Datos generales del Anteproyecto

Tabla A1.1 DATOS GENERALES PAERB MONTERREY

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
Potencia instalada	Mw	200
Número de unidades		2
Tipo de unidades	Turbina-Bomba	Francis
CICLO DE GENERACIÓN		
Carga bruta	m	480
Pérdidas de carga	m	5.72
Carga de diseño	m	472.28
Gasto de diseño	m ³	23.72
Potencia por unidad	Mw	101.52
Tiempo de generación	horas	4
CICLO DE BOMBEO		
Carga bruta	M	480
Pérdidas de carga	M	3.85
Carga media	M	483.84
Gasto bomba por unidad	m ³ /seg	17.31
Tiempo de bombeo	horas	5.48
Pérdidas de carga	M	3.85

A1.11.3 Tanques Superior

La capacidad requerida de almacenamiento del tanque superior se obtuvo tomando como base el factor de planta fijado en el proceso de generación, así, mediante el gasto necesario para el desarrollo de la potencia requerida como turbina y el tiempo de operación de la planta se llegó a una capacidad de 751,400 m³, el tanque inferior debe ser de la misma capacidad, un área aproximada de 57,800 m² y una profundidad de 13 m.

Una vez obtenido este parámetro se empezaron a desarrollar diferentes alternativas cuantificándose cada una de ellas: primero se estudió un tanque exterior con estructura de concreto armado, se probó otro tanque mixto parcialmente excavado y parte con estructura de concreto armado y finalmente se llegó a una alternativa con el tanque totalmente excavado, fue este último

el que nos reportó más ventajas tanto económicas como constructivas. Está localizado en una plataforma excavada a la elevación 1033.00 msnm, es de forma irregular.

Para llegar a esta solución se tuvo la necesidad de modificar la posición original del tanque, la excavación fue mayor pero hubo ahorro de estructura, Tabla A1.2.

Tabla A1.2 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL TANQUE SUPERIOR

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
Capacidad	m ³	751,400
Altura	m	13
Borde libre	m	1
Nivel de la corona	msnm	1,046
Nivel máximo de operación	msnm	1,045
Nivel mínimo de operación	msnm	1,035
Nivel de diseño	msnm	1,041.67
Nivel de la plantilla	msnm	1,033
Volumen de excavación	m ³	2,350,600
Volumen de concreto	m ³	14,950
Acero de refuerzo	Ton	450

A1.11.4 Tanque Inferior

Como anteriormente se consignó, ambos tanques deben tener la misma capacidad. Por las ventajas descritas para el tanque superior se propone también un tanque totalmente excavado y moverlo un poco hacia el poniente respecto a la posición marcada en el estudio inicial. Se llegó a una geometría rectangular de un área aproximada de 57,800 m² y 13 m de profundidad para alcanzar el volumen requerido. En ambos tanques se propone un recubrimiento de concreto de 20 cm de espesor con armado por temperatura con juntas de dilatación y de construcción garantizando así su estanqueidad, Tabla A1.3.

Tabla A1.3 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL TANQUE INFERIOR

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
Capacidad	m ³	751,400
Altura	M	13
Borde libre	M	1
Nivel de la corona	Msnm	566
Nivel máximo de operación	Msnm	565
Nivel mínimo de operación	Msnm	555
Nivel de diseño	Msnm	561.67
Nivel de la plantilla	Msnm	553
Volumen de excavación	m ³	2,298,300
Volumen de concreto	m ³	13,880
Acero de refuerzo	Ton	415

A1.11.5 Obra de Toma

Las obras de toma se encuentran ubicadas en el interior de los tanques de regulación superior e inferior.

Previamente a la elección del tipo de las tomas se estudiaron varias alternativas, escogiendo la que arrojaba una menor inversión inmediata, menos tiempo de ejecución y menores pérdidas de carga, que se traducirían en pérdidas de generación. Se consideraron tanto las tomas del tanque superior como la del tanque inferior iguales para poder manejar los mismos gastos.

La obra de toma propiamente dicha es del tipo torre y está formada por una estructura metálica con su rejilla en la entrada del agua para evitar la entrada de cuerpos extraños a la tubería y por consiguiente a las máquinas. Se previó una carga mínima de 2.70 m a partir del Namino con la que se garantiza la no entrada de aire a la tubería. La torre está formada por un cilindro de acero de 7.00 m de diámetro y de 2.50 m de altura unido a la tubería por medio de una transición troncocónica también de acero embebida que va de un diámetro superior de 7.00 m a un diámetro inferior de 4.50 m. La toma estará anclada a un macizo de concreto ahogada en el terreno que evitará problemas de vibración en ésta.

El control de las tomas se lleva a cabo por medio de válvulas de mariposa. Las tomas son iguales para ambos tanques.

Tabla A1.4 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA OBRA DE TOMA
CONCEPTO UNIDAD CANTIDAD

Tanque superior		
CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
Tipo		TORRE
Volumen de excavación	m ³	1,916
Volumen de concreto	m ³	1,000
Acero de refuerzo	Ton	60
Namo	msnm	1,045
Namino	msnm	1,035
Elevación de la plantilla	msnm	1,033
Gasto	m ³ /seg	47.44
Tanque inferior		
Tipo		TORRE
Volumen de excavación	m ³	1,916
Volumen de concreto	m ³	1,000
Acero de refuerzo	Ton	60
Namo	msnm	565
Namino	msnm	555
Elevación de la plantilla	msnm	553
Gasto	m ³ /seg	47.44

A1.11.6 Tubería a Presión.

La conducción a presión se inicia en la obra de toma del tanque superior y termina en la casa de máquinas mediante una bifurcación para la alimentación de cada una de las máquinas.

Las máquinas desfogan independientemente a través de sus tubos de aspiración respectivos, y están también controlados por válvulas, posteriormente, mediante una bifurcación se unen para llegar a la toma del tanque inferior en un solo tubo de 4.50 m de diámetro.

La tubería fue calculada en el ciclo de generación y trabajando la máquina como turbina para un gasto total de 47.44 m³/seg y para una carga neta de 474.28 m con pérdidas de 5.72 m y en el ciclo de bombeo trabajando como bomba para un gasto de 17.31 m³/seg por unidad con una carga media de 483.85 m y pérdidas de 3.85 m.

Se llevaron a cabo estudios de golpe de ariete, tanto en el ciclo de generación trabajando la máquina como turbina como en el de bombeo trabajando la máquina como bomba, para diferentes diámetros de tubería, hasta llegar al de 4.50 m con el que se puede garantizar que no se van a presentar presiones subatmosféricas.

El tipo de acero recomendable para la construcción de la tubería es el A515-72 Grado 70 A.S.T.M. de $f_y = 2677 \text{ kg/cm}^2$ y $f_s = 0.6$, $f_y = 1600 \text{ kg/cm}^2$, sometida a una presión interior del 60% del límite elástico sin coeficiente de soldadura aumentando el espesor 1.6 mm por corrosión.

Tabla A1.5 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA TUBERÍA A PRESIÓN

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
Diámetro	m	4.50
Longitud	m	1,170
Gasto	m ³	47.44
Tipo		ACERO
Volumen de excavación	m ³	11,900
Volumen de concreto	m ³	1,990
Acero de refuerzo	Ton	50

A1.11.7 Casa de Máquinas

Para el logro de una elección adecuada del equipo, debe tomarse en cuenta la compatibilidad de funcionamiento como turbina y como bomba.

Este factor es el que define el esquema del aprovechamiento en base a la caída disponible y los requerimientos de la potencia, para nuestro caso, la potencia por instalar sería de 100 MW, se asumieron las eficiencias de la turbina, generador y conducción, calculando así la potencia requerida como turbina.

Definida la potencia como turbina, ésta se hace extensiva a la bomba y teniendo la carga a vencer es como se definen las características del equipo.

En la práctica se asume que para cargas menores de 500.00 m la máquina se considerará como una turbina Francis reversible de un solo paso y, este es nuestro caso.

La casa de máquinas será subterránea con la clave de la bóveda a una elevación 542.20 msnm y aproximadamente a 83 m de profundidad, con respecto al terreno natural, quedando alojada dentro de un terreno de lutitas calcáreas denominadas Kssf. El eje del distribuidor de las unidades está localizado en la elev. 517.51 msnm, la caverna tendrá una longitud de 36.00 m hasta el piso de excitadores elev. 528.30 msnm y de 32.00 m para los pisos inferiores y de ancho 15.00 m y 31.20 m de altura para dos unidades turbina-bomba de 100 MW cada una que se instalarán en la PAEB.

Para dimensionar la casa de máquinas fue necesario hacer estudios del tipo y capacidad de las unidades turbina-bomba generadoras, de la potencia de éstas y de los diversos arreglos de las máquinas en caverna, habiéndose llegado al esquema actual con un acceso en lumbrera, tanto de las máquinas como de personal, esta alternativa fue la que consideramos más económica y funcional. Por el rango de caudal y carga, las máquinas están dentro del rango de turbina-bomba Francis.

Para el arreglo de las unidades, la zona de montaje y los servicios en la casa de máquinas se estudiaron diversas alternativas en las que influyó la posición y la capacidad de las unidades.

Para definir la distancia entre unidades, que es de 11.60 m fue determinante las dimensiones de las máquinas y el posible arreglo del equipo electromecánico.

La casa de máquinas está revestida de concreto armado y comprende lo siguiente: a la elevación 537.00 está el hongo del riel de las grúas viajeras necesarias para el montaje del equipo.

A la elev. 528.3 se encuentra el piso de excitadores, el piso de montaje y la sala de compresores para el aire acondicionado, las salas de baterías para cada una de las unidades así como la galería del aire acondicionado.

De la lumbrera de acceso al piso de excitadores, se conecta una galería al mismo nivel que nos lleva a la sala de control de las válvulas del desfogue.

A la elevación 524.00 se encuentra el piso de generadores, en este piso se tiene el acceso a las lumbreras de barras de potencia (buses) y salida de aire de ventilación, además se tienen las bombas para desagüe de la tubería a presión.

A la elevación 519.70 está el piso de turbinas.

A la elevación 514.60 tenemos el piso de la galería de inspección y las válvulas de control de la tubería y a la elevación 509.00 está el cárcamo de bombeo, ver Tabla A1.6.

Tabla A1.6 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA CASA DE MÁQUINAS

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
Tipo		Subterránea
Longitud	M	36
Ancho	M	15
Altura	M	31.20
Volumen de excavación	m ³	28,900
Volumen de concreto	m ³	5,490
Acero de refuerzo	Ton	440

A1.11.8 Lumbreras de Barras de Potencia.

Se proyectaron dos lumbreras de 3.00 m de diámetro para la salida de los buses y cables de control que llegan a la plataforma de transformadores desde el piso de generadores, en ambas lumbreras se localizará un elevador de malacate para el montaje e inspección de los buses y ductos de extracción del aire de ventilación.

El eje de cada transformador coincide con el eje de cada unidad de la casa de máquinas, ver Tabla A1.7.

Tabla A1.7 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES LUMBRERAS DE BARRAS DE POTENCIA

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD
Lumbreras de acceso		
Diámetro	M	6
Longitud	M	74
Volumen de excavación	m ³	2,048
Lumbreras de buses		
Diámetro	M	3
Longitud	M	78
Volumen de excavación	m ³	1,103

A1.11.9 Subestación

La subestación elevadora se localiza en la elevación 605 msnm y sus dimensiones aproximadas son de 50x75 m.

A1.11.10 Caminos de Acceso

Actualmente existe la forma de llegar sin dificultad al tanque inferior. Será necesario desarrollar un camino de construcción que pase por 5 puntos de la línea de conducción que llegue al tanque superior, su longitud aproximada será de 5.5 km.

Apéndice 2

Aspectos Económicos

La evaluación económica correspondiente a las opciones citadas es desarrollada en la valorización de los ingresos provenientes de las opciones que se mencionan más adelante, provienen de la aplicación de las tarifas HT vigentes para 1998, para efectos de disponer de un ciclo tarifario anual completo.

Sin embargo, puede adelantarse que los ingresos provenientes de la generación de 4 horas diarias, ascienden a \$158.155 millones y los ingresos provenientes de la generación en horas de punta (2.18 horas) asciende a \$165.779 millones; tal diferencia corresponde a que los pagos por la energía requerida por el bombeo no compensan los ingresos tenidos por generación en horas de demanda intermedia.

Esta sección tiene por objeto presentar los resultados de los estudios que se llevaron a cabo para confirmar la viabilidad económica y la competitividad de un proyecto hidroeléctrico de acumulación de energía por bombeo (PAEB), localizado en el Cerro del Topo, Nuevo León, en las inmediaciones de la ciudad de Monterrey, destinado a proporcionar energía de punta.

Desde un punto de vista económico el PAEB puede considerarse como un sistema de conversión de energía de base con bajo valor, en energía de punta de alto valor. Esta sección está integrada en tres partes:

El mercado eléctrico nacional está creciendo a tasas superiores al 6% anual, mientras que la inversión en el sistema muestra rezagos importantes. El análisis del área eléctrica noreste del país, que abarca 16 zonas dentro del área de influencia del proyecto muestra interesantes posibilidades, habiendo sido seleccionados por su importancia y la magnitud de la carga eléctrica que tienen contratada con CFE quince clientes probables.

A partir de las tarifas de Comisión Federal de Electricidad vigentes se seleccionó la tarifa HT (horaria en alta tensión nivel transmisión) se simuló el

despacho anual del PAEB, tanto como generador y como sistema de bombeo para determinar sus ingresos netos de generación

Para medir los efectos que podría tener en la viabilidad del proyecto la competencia de otros productores, se llevó a cabo la evaluación económica de un proyecto alternativo, que consiste en dos turbinas con capacidad de 100 MW cada una, operadas a ciclo abierto con gas natural. Este estudio incluye (a) cálculo del costo de inversión y de operación, (b) el desarrollo de tres escenarios de largo plazo del precio del gas natural, y (c) cálculo del costo nivelado de la energía generada bajo diferentes escenarios de precio del gas y de distintos factores de planta.

A2.1 Factibilidad Económica y Financiera.

Se llevó a cabo la evaluación económica y financiera del PAEB. El estudio incluye (a) cálculo del costo de inversión y de operación (b) cálculo del costo nivelado de la energía generada y (c) determinación de la tasa interna de retorno, el valor presente neto del proyecto y el desarrollo de diferentes escenarios derivados de cambios en las variables fundamentales del proyecto.

Con base a la estructura financiera del proyecto se determinaron algunas opciones para financiamiento.

A2.2 Marco Legal Aplicable.

En atención a las características del PAEB se analizaron las alternativas para su organización como productor de energía y los efectos que en su caso pudiera tener en el mismo los cambios constitucionales que estudia el legislativo en la materia.

A2.3 El Mercado Oferta y Demanda Nacional

Durante los últimos años la demanda de capacidad y energía ha venido creciendo a tasa superiores al 6% anual. No es previsible que en el futuro esa tendencia cambie; por el contrario, el crecimiento esperado en la economía lleva a pensar en tasas superiores.

El desarrollo de la infraestructura de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica no ha correspondido al crecimiento de la

demanda presentando el sistema eléctrico nacional desequilibrios. Los programas gubernamentales han estado orientados al desarrollo de la capacidad de generación por medio de esquemas basados en la participación de productores externos a la CFE, quienes por medio de contratos de largo plazo ofrecen capacidad y energía, principalmente de base.

Por otra parte, el poder ejecutivo sometió al legislativo importantes reformas al marco legal de la industria eléctrica. El principal objetivo de esa iniciativa es permitir el desarrollo de la infraestructura eléctrica y la prestación del servicio público por particulares. Para lograrlo propone crear los mecanismos de mercado necesarios para que productores y consumidores establezcan los precios de la energía eléctrica.

Si bien el objetivo final de la reforma es encomiable, en el corto plazo no contribuye al desarrollo de la infraestructura necesaria. Por el contrario, ha provocado incertidumbre dificultando el financiamiento de algunos de los proyectos de productores externos.

Los grandes consumidores de energía en horarios de pico deben anticipar soluciones factibles a la problemática que tendría un posible desabasto.

A2.4 Tarifas

La selección de las tarifas para vender la energía producida y comprar la energía necesaria para el bombeo se hizo como se describe a continuación.

El PAEB estará interconectado a la red de 230 KV del anillo de Monterrey. La CFE maneja al nivel de transmisión dos tipos de tarifas: HT para usuarios con factor de carga bajo o medio y la HTL para los de factor de carga elevada. En la tarifa HT el cargo de potencia es más bajo, pero los cargos por energía en los periodos de punta e intermedio son mayores que los que se cobran en la tarifa HTL. El punto de equilibrio entre ambas tarifas se ubica cerca del factor de carga de 0.6

El PAEB es una central de factor de planta bajo, el valor alternativo de la energía que genera se obtiene de aplicar la tarifa HT. En la práctica el PAEB deberá vender su energía a un precio muy cercano pero inferior al que se obtiene de aplicar la tarifa HT.

Las tarifas HT y HTL tienen el mismo cargo por energía de base, pero el cargo por potencia a los usuarios que solo operan en horas de base es menor en la HT. Por lo que se refiere a la energía que el PAEB comprará para el bombeo y dado que para este efecto operará a un factor de planta bajo, concentrando su utilización en horas de base deberá contratar en la tarifa HT.

A2.4.1 Los Periodos Horarios de las Tarifas

Todas las referencias y los análisis que se hacen en materia de tarifas, se refieren a las vigentes en 1998, por tratarse del último año para el cual se dispone de datos completos.

La tarifa HT en la región Noreste se divide en cuatro periodos al año: en los tres primeros las tarifas de punta se aplican solamente de lunes a viernes; en el último periodo, las tarifas de punta se aplican también los sábados. En el periodo febrero abril la punta es de tres horas al día. En el periodo abril julio son dos horas por día. Durante agosto octubre son tres horas y finalmente el cuarto periodo considera como punta: entre semana cuatro horas al día y sábados dos horas.

A2.4.2 La Tarifa HT Mensual y su Evolución

La tarifa HT está integrada por dos componentes: el cargo por demanda y el cargo por energía.

El primero es consecuencia directa de la medición de la potencia máxima utilizada y se mide en el periodo de punta. En los periodos de base e intermedio se aplica un pequeño cargo cuando la demanda excede a la del periodo de punta.

El cargo por energía se aplica por los KWh efectivamente medidos durante un periodo. Las tarifas por KWh tienen diferentes niveles, dependiendo de la hora del día. El cargo por energía de punta es 4.6 veces mayor que el de base.

Las tarifas se ajustan mensualmente en función al costo del combustible y por el comportamiento de los precios.

A2.4.3 Ingresos que Genera el PAEB Operando Cuatro Horas Diarias.

El PAEB tiene un diseño base de 200 MW de capacidad, con un ciclo de generación de energía de cuatro horas diarias, concentradas en las horas punta. El bombeo al tanque superior se hace en las horas de base, cuando la

energía es más barata, con una eficiencia de conversión de 0.75. Es decir, por cada KWh consumido durante el bombeo la planta genera 0.75 KWh.

Con cuatro horas diarias de generación la central tendría un factor de planta de 16.7% y su generación anual sería de 292 GWh.

De conformidad con los periodos horarios aplicables a la tarifa HT durante 1998, la distribución horaria de las 8,760 horas del año sería la siguiente:

Tabla A2.1 Periodos Horarios Tarifa HT

Tipo	Horas
Punta	797
Intermedio	5,125
Base	2,838
Total	8,760

Destaca el hecho que las horas de mayor valor, tanto en energía como por el cargo por demanda son solamente 797 en el año. La operación óptima de la planta se obtiene generando 1,454 horas al año, por lo que, en principio, habría que asignar las restantes 657 horas al periodo intermedio. Para obtener la energía antes señalada es necesario un bombeo diario de 10.96 horas, de las que el 72% corresponde al periodo de base y el 28% al intermedio.

En esas circunstancias, el PAEB tendría un ingreso anual después del pago de la energía consumida en el bombeo de 158.2 millones de pesos.

A2.4.4 Ingresos que Genera el PAEB Optimizando su Operación.

La energía vendida en el periodo intermedio tiene una rentabilidad negativa. Su precio multiplicado por la eficiencia de conversión de 75% es inferior al costo de la energía bombeada en horas de base. Por lo tanto, el PAEB alcanza su rentabilidad máxima operando solamente en las horas de punta, las cuales varían según la estación del año. Esta variación pasa de un máximo de 100 horas en el mes de diciembre a un mínimo de 42 horas en el mes de mayo.

En el ciclo optimo del PAEB, ajustando la generación a las horas de punta, el factor de planta se reduce de 16.7% hasta 9.1%. Y la generación anual disminuye de 292 GWh a solamente 159 GWh.

La operación del sistema de bombeo también se optimizó, restringiéndola a las horas de base en los meses en que esto es posible (abril, mayo, junio y julio) ahorrando en el pago de capacidad.

La comparación de los resultados obtenidos entre ambos ejercicios muestra que generando solamente en horas de punta se obtienen ingresos netos superiores en 7.6 millones de pesos al año. Aun cuando el proyecto está concebido para la generación de cuatro horas diarias, resulta conveniente limitar el PAEB a la generación en horas de punta solamente.

Los periodos horarios que señalan las tarifas vigentes de CFE no coinciden necesariamente con la curva de demanda del nodo Monterrey. Esta situación podría corregirse en cualquiera de los siguientes escenarios: Modificación por parte de CFE de las tarifas correspondientes. La operación de un mercado de energía eléctrica, tal y como está planteado en el proyecto de ley que se discute actualmente en el Congreso.

A2.5 Clientes Potenciales

Desde el punto de vista del Sistema Interconectado Nacional, el área noreste abarca 16 zonas eléctricas que en 1998 tuvieron una demanda máxima bruta de 4,603 MW y requerimientos de energía eléctrica por 55,867 MWh. La zona Monterrey representó el 45% de la demanda máxima del área y el 23% de la energía. Para los próximos años CFE estima que la zona Monterrey tendrá el siguiente desarrollo:

Tabla A2.2 Crecimiento estimado del mercado eléctrico en la zona de zona de Monterrey, Nuevo León

Año	Demanda Máxima MW	Energía Necesaria GWh
1998	2,087	12,557
1999	2,218	13,304
2000	2,316	13,842
2001	2,442	14,523
2002	2,567	15,168
2003	2,743	16,220
2004	2,944	17,371
2005	3,149	18,563

En vista de las características del PAEB se seleccionaron en función a la demanda máxima que se estima tendrán en el año 2002, los 15 clientes más importantes de la zona Monterrey. La suma de su demanda máxima asciende a 963 MW y la energía que consumen a 4,853 GWh.

Tabla A2.3 Mayores clientes de la zona de Monterrey, Nuevo León

Nombre	Demanda Máxima MW	Energía Necesaria GWh
Hylsa (2 plantas)	505	2,181
Agua y Drenaje de Monterrey	70	409
Unión Carbíce (2 plantas)	69	406
Aceros Planos	52	250
Cementos Mexicanos	45	210
Navistar	31	182
Fibras Químicas	32	268
Prolec-GE	32	18
Nemak	30	120
Nylon de México	26	191
Industrias Monterrey	23	150
Papelera Maldonado	18	137
Vidriera Monterrey	16	105
Galvak	16	96
Daltilie	14	70

A2.6 Competencia Probable

El PAEB es un proyecto esencialmente de generación en horas de punta. Compite directamente con tecnologías diseñadas específicamente para este fin, como son ciertos proyectos hidroeléctricos y las turbinas operadas en ciclo abierto. Para el caso particular del área noreste el proyecto alternativo relevante es el de las turbinas a ciclo abierto operadas con gas natural. En esta sección se evalúa un proyecto con el diseño básico del PAEB.

A2.6.1 Elementos para la Evaluación del Proyecto Turbogas

Los costos de cualquier proyecto de generación se agrupan en tres componentes básicos: el costo de inversión o de capital; el costo de operación y mantenimiento y el costo de energía o combustible.

Los proyectos de generación en punta se caracterizan por operar con factores de planta reducidos, por lo que los costos de capital deben ser prorrateados en un volumen pequeño de energía resultando elevados por cada kWh generado. En los proyectos que utilizan algún energético primario, este suele tener un peso importante en el valor total del kWh generado.

Por lo anterior el examen de esos elementos deberá ser detallado. En el caso de la generación eléctrica con unidades turbogas, la evaluación del costo del gas natural es un elemento con un alto grado de incertidumbre, sobre todo cuando se examinan las condiciones de proyectos con una vida económica prolongada. Por lo tanto resulta conveniente estudiar las implicaciones de una variedad de escenarios del energético.

A2.6.2 El Mercado del Gas en Norteamérica.

Debido a su localización geográfica el mercado de gas natural de México forma parte y está vinculado al mercado de Norteamérica. En 1997 la producción de gas natural en la región alcanzó 740.5 miles de millones de metros cúbicos, correspondiendo el 73% a los EUA, el 23% a Canadá y el 4% a México. El consumo fue de 737.8 miles de millones de metros cúbicos, distribuido porcentualmente por país de la forma siguiente: 84% a los EUA, el 11% a Canadá y el 5% a México. Canadá exporta a los EUA aproximadamente la mitad de su producción y México recibe importaciones netas marginales de los EUA.

En Norteamérica hay varias regiones productoras y consumidoras de gas natural y están interconectadas por medio de redes de transporte. El precio del gas natural se determina por: los equilibrios o desequilibrios entre oferta y demanda, el costo y la capacidad de transporte entre regiones y por la competencia entre el gas natural y otros energéticos.

Los precios del gas natural en México se determinan en función del precio prevaleciente en el sur de Texas, el cual, a su vez, es función del precio en Henry Hub, Luisiana. En éste lugar se ubica el principal centro de producción y exportación para el este de los EUA. En él se localiza el principal mercado 'spot' de gas natural en Norteamérica.

En los últimos años la inestabilidad de los precios del gas natural ha sido aguda, como lo demuestran los siguientes precios medios anuales en Henry Hub (US\$ 1 millón de BTU):

Tabla A2.4 Precios históricos del gas natural

Año	Precio
1995	1.78
1996	2.84
1997	2.55
1998	1.91

Los precios del gas natural son altamente sensibles a diversos factores tales como: ciclos de inversión, el frío extremo y los precios de otros energéticos. En circunstancias normales los precios del gas natural suelen oscilar, con probabilidad elevada, entre dos y tres dólares por millón de BTU.

A precios inferiores a dos dólares por millón de BTU se inicia la sustitución de petrolíferos para aplicaciones industriales. Los aumentos que resultan en la demanda a éste nivel de precios dificultan el que se sostengan por largos periodos. Por otra parte, cuando los precios del gas natural exceden los tres dólares por millón de BTU se inicia la competencia con otras fuentes de suministro, principalmente el gas metano de las minas de carbón y el gas natural licuado. Considerando lo anterior, se construyeron tres escenarios de precios del gas natural los que se analizan en la siguiente sección.

A2.6.3 Escenarios de Largo Plazo para los Precios del Gas Natural en Monterrey

La lógica de la integración de los precios del gas natural entre regiones interconectadas por medio de gasoductos es la de seguir los flujos en las redes y sumar al precio del nodo de origen el costo de transporte al nodo de destino.

El sur de Texas es una región productora de gas natural, el cual se envía hacia Henry Hub y también hacia México. El noreste mexicano es deficitario en gas natural. Para satisfacer la demanda de la región, el gas natural se importa tanto desde Texas como, en forma predominante, del sur de México. Los flujos de gas natural del norte y del sur convergen en un punto denominado Los Ramones ubicado al sureste de la ciudad de Monterrey. Por lo tanto, para construir el precio del gas natural en Monterrey a partir de Henry Hub se siguen los siguientes pasos: se resta el costo de transporte de Henry Hub a la frontera con México; se suma el costo de transporte de la frontera a Monterrey; y, se transforma el precio dado en BTU a unidades de pies cúbicos

A2.6.3.1 Escenario 1. Escasez de Gas Natural

Este escenario está postulado sobre la base de escasez del energético y por lo tanto precios elevados a lo largo de su horizonte de 30 años. Estas condiciones pudieran presentarse por restricciones al uso de otros combustibles fósiles como consecuencia de convenios de carácter ecológico que sean suscritos internacionalmente para combatir el 'efecto invernadero'.

En este caso, los precios del gas natural podrán ubicarse entre dos y medio y tres dólares por millón de BTU en Henry Hub durante la primera década del milenio, para exceder los tres dólares en la siguiente década y acercarse hasta los tres y medio dólares en la última década de la proyección.

A2.6.3.2 Escenario 2. Mercados Energéticos Inestables

Este escenario es el que más se aproxima a la experiencia de los últimos diez años y el que mayor probabilidad tiene de ocurrir. En él los precios del gas natural se mantienen cercanos a los dos y medio dólares por millón de BTU durante casi todo el horizonte de 30 años, con alzas y reducciones en ciclos que corresponden a los desequilibrios temporales de oferta demanda. Los precios del gas natural crecen lentamente en términos reales, debido a la tendencia a su mayor uso derivada de políticas vigentes de menor contaminación ambiental, desregulación de mercados energéticos y progreso tecnológico, particularmente en la industria eléctrica.

A2.6.3.3 Escenario 3. Competencia entre Energéticos

En este escenario los precios del gas natural son bajos para todo el horizonte y aunque tienden a crecer en término reales, solo se aproximan a los dos y medio dólares por millón de BTU hacia la última década de proyección. La premisa fundamental de este escenario es que no habrá restricciones al uso de combustibles alternos y, por ello, las industrias del carbón, el petróleo y sus derivados y el gas natural, compiten vigorosamente por captar la creciente demanda de energía. El escenario se puede materializar si la política energética prevaleciente tiende a estimular el ahorro de energía, ya que en ese caso, el avance tecnológico estará encaminado a reducir o compensar el crecimiento natural de la demanda de energía, provocando una competencia mayor y menores precios. Aunque este escenario es el de menor probabilidad de ocurrir, se presenta porque es el que ofrece mayor riesgo a la viabilidad del PAEB.

A2.7 Evaluación de Proyectos por el Método de Costo Nivelado

En una red eléctrica se presentan interdependencias importantes entre las plantas generadoras que están conectadas a ella. Por lo tanto es difícil precisar los beneficios atribuibles a cada planta en particular. En estas circunstancias, la selección puede hacerse mediante la identificación del proyecto con los costos mínimos totales. Esto es la suma de los costos de inversión, operación y mantenimiento y combustibles. En la industria eléctrica es común efectuar la evaluación económica de un proyecto de generación por medio del método de costo nivelado.

Este método es una variante del método de la anualidad equivalente y consiste en calcular el costo equivalente de la unidad de producción del proyecto que se evalúa.

A2.7.1 Cálculo del Costo Nivelado del Gas Natural

Resulta de interés calcular el costo nivelado del gas natural en cada uno de los tres escenarios de precio planteados. Este es el factor de mayor variabilidad en el costo nivelado total del proyecto y por lo tanto requiere de un examen minucioso para entender la principal incertidumbre.

El costo nivelado del gas natural es de dos dólares ochenta centavos por millar de pies cúbicos para el escenario 1; de dos dólares cuarenta centavos por millar de pies cúbicos para el escenario 2; y de dos dólares por millar de pies cúbicos para el escenario 3. Todo lo anterior expresado en moneda de 1999 y actualizado al 2001 que es cuando se supone que el proyecto inicie su operación.

A2.7.2 Resultados del Cálculo del Costo Nivelado del Proyecto Turbogas

A continuación se presentan en forma resumida los resultados del cálculo del costo nivelado total para el proyecto consistente en unidades turbogas operadas con gas natural, alternativa que compite con el PAEB para suministrar energía de punta en el área noreste de los sistemas eléctricos de México.

El primer cuadro considera, como el diseño básico del PAEB, que la máquina turbogas opera cuatro horas diarias, correspondiente a un factor de planta de 16.7%. El segundo corresponde a un factor de planta de 9.1%, restringiendo su operación a las horas de punta. Cada uno de los casos se evalúa en función de los escenarios de precio del gas natural examinados anteriormente.

Tabla A2.5 Cuatro horas diarias de operación (US\$/MWh)

Concepto	Gas 1998	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo Nivelado de Inversión	24.73	24.73	24.73	24.73
Costo Nivelado de Operación y Mantenimiento	3.58	3.58	3.58	3.58
Costo Nivelado de Combustible	21.66	27.5	23.95	20.36
Costo de la Generación Neta	49.97	55.82	52.27	48.67

Tabla A2.6 Cuatro horas diarias de operación (US\$/MWh)

Concepto	Gas 1998	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo Nivelado de Inversión	24.73	24.73	24.73	24.73
Costo Nivelado de Operación y Mantenimiento	3.58	3.58	3.58	3.58
Costo Nivelado de Combustible	21.66	27.5	23.95	20.36
Costo de la Generación Neta	49.97	55.82	52.27	48.67

Tabla A2.7 Operación solamente en horas punta
(US\$/MWh)

Concepto	Gas 1998	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo Nivelado de Inversión	45.39	45.39	45.39	45.39
Costo Nivelado de Operación y Mantenimiento	6.49	6.49	6.49	6.49
Costo Nivelado de Combustible	21.66	27..50	23.95	20.36
Costo de la Generación Neta	73.59	79.38	75.83	72.23

El costo nivelado total fluctúa, dependiendo del Número de horas y del escenario del combustible, desde un mínimo de 48.67 dólares por MWh hasta un máximo de 79.38 dólares por MWh.

El factor de planta es el elemento que más influye en la determinación del costo nivelado total del proyecto turbogas. Existe una baja probabilidad de que este proyecto fuera marginalmente rentable en horas intermedias.

A2.8 Factibilidad Económica y Financiera del PAEB

A2.8.1 Costos de Inversión y de Operación

A partir de los parámetros iniciales del proyecto la inversión total asciende a 114.5 millones de dólares. Ese monto incluye obra civil, equipamiento, montaje, terrenos y la carga inicial de agua tratada en el tanque inferior.

El costo de operación y mantenimiento por MWh neto generado considera dos componentes, un fijo y otro variable. Los costos fijos no están directamente relacionados con la energía generada e incluyen los siguientes conceptos: sueldos y prestaciones, seguridad social, reposición de agua por evaporación, primas de seguros, servicios de terceros y gastos generales. Los costos variables guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica.

La estimación del costo de operación y mantenimiento de la central se basa en la experiencia de operación de la CFE, quien, para efectos de valuación de proyectos, edita una publicación denominada: "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico".

A partir de esa información se estimó que el costo fijo del área de operación es de 1.7 millones de pesos de 1998 por unidad/año y el costo fijo de mantenimiento asciende a 0.2 millones de pesos por MW/año, mientras que el costo variable por operación y mantenimiento se estimó en 0.0143 dólares por MWh.

A2.8.2 Costo Nivelado de la Energía Generada por el PAEB

Aplicando el método de evaluación de proyectos anteriormente descrito (sección A2.7) y considerando que la central opera a un factor de planta de

9.1%, que corresponde a horas de punta solamente, se obtuvieron los resultados que se muestran a continuación:

Tabla A2.8 Operación solamente en horas de punta US\$/MWh

Concepto	Costo
Costo Nivelado de Inversión	76.89
Costo Nivelado de Operación y Mantenimiento	5.36
Costo total de la generación neta	82.25

Tabla A2.9 Operación solamente en horas de punta US\$/MWh

Concepto	Costo
Costo Nivelado de Inversión	76.89
Costo Nivelado de Operación y Mantenimiento	5.36
Costo total de la generación neta	82.25

El costo nivelado total de la generación neta del PAEB es superior al obtenido para el proyecto de turbogas. La variación fluctúa desde 3.16 dólares por MWh hasta 33.87 dólares por MWh dependiendo del escenario de precios de gas natural utilizado.

A2.9 Rentabilidad del Proyecto

Para determinar la rentabilidad del PAEB se simularon en distintos escenarios el efecto que tienen distintas variables en la Tasa Interna de Retorno (TIR) y en el Valor Presente Neto (VPN).

Los renglones fundamentales fueron calculados de la siguiente manera:

- Ingresos y costos de bombeo definidos, menos 5% de descuento en el concepto de energía sobre la tarifa HT para diferenciar el precio de venta con el cobrado por CFE.
- Los costos de operación y mantenimiento.
- El Impuesto sobre la Renta (ISR) se calculó sobre el 35% de la utilidad neta.

En función de la anterior, se simularon los siguientes escenarios a partir de las condiciones del proyecto original planteado por CFE, Generando 1,454 horas al año con valor de energía de punta y considerando el costo de inversión en el proyecto de US\$ 114,872,604, obtenido por ICA (1999):

- Escenario A. Solamente se modificó el valor de las 1,454 horas generadas de acuerdo con el régimen de tarifas vigente en 1998, generando 797 horas en punta y 657 horas en el periodo intermedio.
- Escenario B. Generando solamente 797 horas en punta, que es el régimen de operación óptimo en función a las tarifas vigentes.
- Escenario C. Considerando generación solamente en horas de punta se disminuyó el costo de inversión en 20%.
- Escenario D. Determina cual debería ser el monto de los ingresos necesarios para que el proyecto brinde un rendimiento equivalente a una TIR del 16%.
- Escenario E. Calcula cual debería ser el valor de la inversión para que el proyecto brinde una tasa de rendimiento equivalente a una TIR del 16%.
- Escenario F. Partiendo de los resultados del escenario (c) se simuló una disminución de dos puntos en la tasa de interés.

El resultado de la actualización y validación del proyecto originalmente planteado por la CFE, demuestra que éste alcanza una rentabilidad atractiva y condiciones de operación técnica y económicamente factibles. Sin embargo, al simular la operación de conformidad con las condiciones definidas en las tarifas vigentes la conclusión de la evaluación financiera no es satisfactoria. Las principales causas de ese resultado son:

- El proyecto fue conceptualizado para operar con un factor de planta de 16.7%. Al trabajar genera energía de pico solo durante 797 horas al año lo hace únicamente al 9.1%.
- El costo del proyecto resultó superior en 17% al planteado originalmente.
- El marco legal vigente no permite considerar otras alternativas que contribuyan a incrementar los ingresos del PAEB. Sin embargo, deberá explorarse la posibilidad de usar la central como condensador síncrono para compensar energía reactiva en la red. Se estima que por ese concepto podrían generarse ingresos adicionales por 36 millones de pesos aproximadamente.

La evaluación del proyecto sería beneficiada también, en el caso al ser modificadas las tarifas actuales para acercarlas a la verdadera curva de carga del sistema. Así mismo, consideramos que la formalización de un mercado de electricidad beneficiaría la evaluación del proyecto al estar en posibilidad de vender potencia y energía libremente a la CFE.

Una variable que tiene un peso específico verdaderamente importante en el resultado de la evaluación del PAEB es el costo de inversión. El incremento de casi 15% sobre la estimación inicial del valor del proyecto, afecta a la TIR en más de cuatrocientos cincuenta puntos base.

Finalmente, el proyecto tiene una alta sensibilidad al costo del financiamiento. El escenario F muestra que la TIR se incrementa en más de tres puntos porcentuales como efecto de disminuir en dos puntos las tasas de interés.

A2.10 Opciones y Fuentes de Financiamiento

Un proyecto de la naturaleza del PAEB debe ser apoyado por una inversión importante de los accionistas y apoyar el financiamiento principalmente en créditos para el fomento a las exportaciones. Los recursos faltantes podrían ser financiados sobre la base de los contratos de compraventa de capacidad y energía que sean suscritos con los clientes. De esa manera se tendría en principio la siguiente estructura financiera:

- Recursos de crédito 70%
- Recursos destinados al fomento de las exportaciones 45%
- Fondos provenientes de la bursatilización de contratos 25%
- Inversión de los accionistas 30%

A2.11 Marco Legal Aplicable

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos reserva al Estado la prestación del servicio público de energía eléctrica. Sin embargo, la Ley reglamentaria en esta materia prevé algunas situaciones en las que la generación de electricidad por particulares es permitida.

Concretamente el artículo 72 permite a los particulares realiza la generación de energía eléctrica para cualquiera de los fines que a continuación se señalan:

- Su venta a la Comisión Federal de Electricidad
- Su consumo en autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;
- Su uso en emergencias por interrupciones en el servicio de energía eléctrica;
- Su exportación

El autoabastecimiento se define como: "la generación de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, siempre que no resulte inconveniente para el país".

El PAEB debe desarrollarse bajo la figura de autoabastecimiento, invitando a los compradores de la energía eléctrica a participar en el capital social de la sociedad que se constituya para el efecto. Dando de esta manera, cumplimiento al requisito de usar la energía eléctrica en la satisfacción de necesidades propias.

Las proporciones de participación en la sociedad generadora de electricidad no están reguladas en ninguna forma. La relación entre el porcentaje de participación en el capital social de la sociedad y el abastecimiento de energía es libre.

Para ser un autoabastecedor se requiere cumplir con los siguientes requisitos:

- Solicitar permiso a la Secretaría de Energía.
- No interferir en proyectos a corto plazo de la CFE.
- Presentar estudio técnico económico justificativo de las necesidades de producción de energía.
- Proporcionar datos técnicos y características de la instalación.

Contar con respaldo de suministro para cubrir mantenimientos y fallas. Los permisos de generación para los autoabastecedores tienen una duración indefinida.

A2.12 Conclusiones

Primera Conclusión

El anteproyecto de las obras tiene un esquema sencillo con facilidades de acceso al vaso inferior a través de avenidas amplias y pavimentadas y vía de ferrocarril que son parte de la infraestructura urbana y que permitirían el transporte de los materiales de construcción y de los equipos electromecánicos sin problema.

La interconexión a las redes de transmisión y de distribución está prácticamente resuelta al tener muy cerca del sitio elegido una subestación importante y la línea de transmisión de 230 KV. del anillo Monterrey.

El suministro de agua, tanto para el llenado inicial del tanque inferior como para la necesaria para reposición está garantizado por el Sistema de Agua y Drenaje de Monterrey que tiene una planta de tratamiento de agua residual con capacidad suficiente y a una distancia cercana al sitio.

Es un proyecto de generación que se puede construir en el corazón de una zona eléctrica tan importante como Monterrey, sin causar conflictos en materia de ecología.

Segunda Conclusión

El proyecto de acumulación de energía por bombeo, bajo las bases supuestas por Comisión Federal de Electricidad en su estudio previo, es factible técnica y económicamente. Las bases consideradas son: una potencia instalada de 200 MW y una generación de cuatro horas diarias de la que se desprende un factor de planta de 16.7%. Sin embargo, las tarifas eléctricas vigentes limitan la operación económica de la central a 797 horas al año, resultando un factor de planta de 9.1%, equivalente a solo 2.18 horas por día. Con ese factor de planta el proyecto no es financieramente rentable.

Resulta evidente que la duración del periodo de pico en la zona metropolitana de Monterrey es superior a las cuatro horas diarias y para atender el suministro de la energía demandada entre las cinco de la tarde y las diez de la noche CFE se ve en la necesidad de "despachar" centrales térmicas obsoletas, plantas móviles y turbinas de ciclo abierto que consumen diésel, todas ellas influyen negativamente en el costo del KWh de pico. En ese contexto el PAEB será muy competitivo en el abastecimiento de energía de pico.

Tercera Conclusión

Por la importancia que tienen en la rentabilidad del proyecto, debe tenerse en cuenta el efecto de las situaciones siguientes:

La estructura actual del sector eléctrico no permite valorar en su justa dimensión algunos beneficios adicionales que las unidades hidroeléctricas proporcionan y que hoy no tienen un valor comercial. Estos están referidos principalmente a la confiabilidad del sistema, tales como: soporte de voltaje y frecuencia, arranques negros, reserva rodante, compensación reactiva y otros, cuyo valor económico deberá determinarse.

El costo del proyecto tuvo un incremento importante contra las estimaciones originales. Debe revisarse detalladamente el presupuesto de construcción. Por ejemplo: el rubro de tubería de presión muestra un sobrecosto que podría alcanzar más del 50% del valor del principal concepto de inversión.

El estimado del costo de financiamiento deberá precisarse en función a las condiciones específicas de su estructuración financiera.

Cuarta Conclusión

Hay situaciones cuya cuantificación en este momento es difícil; pero pensamos que deberán tomarse en cuenta para tomar una mejor decisión con relación al PAEB:

El crecimiento de la oferta de energía está dado fundamentalmente en términos de plantas de base, siendo la energía de punta cada vez más escasa. La seguridad del suministro en el mediano plazo es un problema no resuelto.

El crecimiento estimado de la demanda de capacidad y energía en el área de Monterrey garantiza, por la condición citada, la absorción de la capacidad instalada del PAEB. Es de esperarse en el corto o mediano plazo un proceso de privatización mayor o menor que dará lugar a un mercado de energía eléctrica en donde su precio estará sujeto a la oferta y la demanda. En ese sentido deberán contemplarse los efectos regionales que provocarán las condiciones de la red de transmisión del sistema eléctrico nacional y en especial en el nodo eléctrico de Monterrey, por la importancia de su carga.

El monto de la inversión necesaria para atender las necesidades adicionales de capacidad y sustituir las centrales obsoletas por el transcurso del tiempo y el advenimiento de la tecnología de los modernos ciclos

combinados, harán que por lo menos durante los próximos quince años, el mercado estará del lado de los productores.

Por lo anterior, La apertura del sector eléctrico a la inversión y operación por particulares tendrá un efecto favorable al PAEB por razones estratégicas de oportunidad y de competitividad que otros productores que ingresen al mercado posteriormente no tendrán.

Quinta Conclusión

Un factor de gran importancia estratégica es la adquisición de los predios en donde se ubicaría el proyecto. Estos inmuebles están situados en una zona de gran crecimiento urbano que seguramente los absorberá en un plazo relativamente corto.

A2.13 Recomendaciones

Primera Recomendación

Adquirir los predios donde se ubica el Proyecto. El costo no representaría en este momento un desembolso importante pero significaría él poder desarrollar el Proyecto en el corto o mediano plazo.

Segunda Recomendación

Revisar el costo del proyecto considerando que ICA sería la ejecutora del mismo.

Tercera Recomendación

Revisar el costo del financiamiento según la estructura financiera que defina ICA. Las tasas de interés consideradas en la simulación financiera pudieran no corresponder a una estructura financiera a futuro.

Cuarta Recomendación

Convenir con las Autoridades la forma de cobro de los beneficios que tendría el Proyecto para la red de CFE.

Quinta Recomendación

Valorar, con los elementos de que dispone ICA, las expectativas en que se desarrollaría el Proyecto según lo indicado en el inciso A2.12.4, las cuales consideramos favorables para una decisión positiva sobre el mismo.

Apéndice 3

Aspectos Legales

Dentro de los principales ordenamientos legales que regulan la prestación del servicio público de energía eléctrica en México, la Secretaría de Energía (2012) menciona como principales los siguientes:

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
- Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 de la Secretaría de Energía
- Guía para Solicitar Permisos para la Generación, Exportación e Importación de Energía Eléctrica de la Secretaría de Energía
- Ley del Impuesto Sobre la Renta
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía
- Ley Federal de Derechos
- Ley Federal de las Entidades Paraestatales
- Ley Federal sobre Competencia Económica
- Ley Federal sobre Metrología y Normalización
- Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
- Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
- Normas Oficiales Mexicanas aplicables al Sector Eléctrico
- Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026 de la Secretaría de Energía
- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
- Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
- Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
- Reglamento Interior de la Secretaría de Energía

Tal como lo señala De Buen (2010), “el marco jurídico mexicano establece (Art. 25 de la Constitución) el control de la mayoría de la industria de la energía en manos del Estado.” Sin embargo, De Buen también menciona que, las mismas leyes establecen excepciones a lo que se considera servicio

público, en particular, lo referente a la energía destinada al autoabastecimiento, a la cogeneración o a la pequeña producción; incluyendo a la generación de energía eléctrica de productores independientes que se vende a la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Para comprender mejor los procesos de generación y administración de la energía eléctrica en México, tanto a nivel público como privado; y para establecer el marco legal en el cual se inserta el proyecto objeto de esta tesis, se define el Apéndice 3 para detallar los aspectos más importantes del marco jurídico e institucional de México en los campos de la energía y del medio ambiente.

A3.1 Marco Constitucional del Sector Eléctrico

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, cuya última reforma se realizó el 26 de febrero de 2013, es la carta magna que rige a nuestro país, y que desde 1917 le proporciona un marco legal fundamental. Sus Artículos 4, 25, 27 y 28 abarcan los principales aspectos relacionados con el papel que desempeña el Estado Mexicano en el campo de los recursos naturales y particularmente en el campo de la energía.

A3.1.1 Artículo Cuarto Constitucional

En cuanto a la importancia del medio ambiente, la Constitución indica que "toda persona tiene derecho a un medio ambiente sano para su desarrollo y bienestar. El Estado garantizará el respeto a este derecho. El daño y deterioro ambiental generará responsabilidad para quien lo provoque."

A3.1.2 Artículo Veinticinco Constitucional

En su párrafo primero, define el papel del Estado en cuanto al desarrollo nacional, al establecer que "corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que éste sea integral y sustentable, que fortalezca la soberanía de la Nación y su régimen democrático y que, mediante el fomento del crecimiento económico y el empleo..., permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad."

Asimismo, en su párrafo segundo expresa el papel rector del Estado en la actividad económica del país al decir que "el Estado planeará, conducirá, coordinará y orientará la actividad económica nacional, y llevará al cabo la regulación y fomento de las actividades que demande el interés general." Y en su párrafo tercero, establece a los actores en el desarrollo económico nacional

al indicar que en él “concurrirán, con responsabilidad social, el sector público, el sector social y el sector privado, sin menoscabo de otras formas de actividad económica que contribuyan al desarrollo de la Nación.”

Y en relación a las áreas estratégicas para la Nación, entre ellas el sector eléctrico, la Constitución establece claramente al Estado como propietario, en su párrafo cuarto cuando dice que “el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas,... manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan.”

No obstante, puntualiza en su párrafo quinto que “podrá participar (el Estado) por sí o con los sectores social y privado,... para impulsar y organizar las áreas prioritarias del desarrollo.” Y en el párrafo octavo indica que “la ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional.”

Finalmente, en el párrafo sexto de este artículo, se marca que “bajo criterios de equidad social y productividad se apoyará e impulsará a las empresas de los sectores social y privado de la economía, sujetándolos a las modalidades que dicte el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente.”

A3.1.3 Artículo Veintisiete Constitucional

Desde su primer párrafo, este artículo establece que “la propiedad de las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional, corresponde originariamente a la Nación, la cual ha tenido y tiene el derecho de transmitir el dominio de ellas a los particulares, constituyendo la propiedad privada.”

En su párrafo tercero, el Artículo 27 declara que: “La nación tendrá en todo tiempo el derecho de imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público, así como el de regular, en beneficio social, el aprovechamiento de los elementos naturales susceptibles de apropiación.” Entre otras cosas “para preservar y restaurar el equilibrio ecológico; y para evitar la destrucción de los elementos naturales y los daños que la propiedad pueda sufrir en perjuicio de la sociedad.”

Y en el párrafo sexto dispone que “corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público,... no se otorgarán

concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.”

También el Artículo 27 establece los límites y las condiciones para la propiedad y dominio de tierras y aguas de la Nación en su párrafo noveno, dónde precisa que “sólo los mexicanos por nacimiento o por naturalización y las sociedades mexicanas tienen derecho para adquirir el dominio de las tierras, aguas y sus accesiones o para obtener concesiones de explotación de minas o aguas. El Estado podrá conceder el mismo derecho a los extranjeros, siempre que convengan... en considerarse como nacionales respecto de dichos bienes y en no invocar,... la protección de sus gobiernos por lo que se refiere a aquéllos.”

A3.1.4 Artículo Veintiocho Constitucional

En su primer párrafo, señala que “quedan prohibidos los monopolios, las prácticas monopólicas, los estancos y las exenciones de impuestos.” Pero también puntualiza en el párrafo cuarto, que “no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva.” En áreas consideradas estratégicas, como la generación de electricidad, “el Estado contará con los organismos y empresas que requiera para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo y en las actividades de carácter prioritario donde,... participe por sí o con los sectores social y privado.”, párrafo quinto.

En el párrafo décimo de este artículo, se establece que el Estado “podrá en casos de interés general, concesionar la prestación de servicios públicos o la explotación, uso y aprovechamiento de bienes de dominio de la Federación, salvo las excepciones que las mismas prevengan.” En estos casos, la ley asegurará la eficacia de la prestación de los servicios y del uso de los bienes para evitar que ocurran fenómenos monopólicos.

Y finalmente, en su párrafo décimo segundo menciona que “se podrán otorgar subsidios a actividades prioritarias, cuando sean generales, de carácter temporal y no afecten sustancialmente las finanzas de la Nación.”

A3.2 Marco Legal Federal del Sector Eléctrico

En el marco jurídico federal mexicano existen leyes generales y otras particulares, que están relacionadas con la energía y el medio ambiente. En seguida se describen las más relevantes para este proyecto.

A3.2.1 Leyes Federales Generales del Sector Eléctrico

Ley Orgánica de la Administración Pública Federal

Cuya última reforma se publicó el 2 de abril de 2013 y define las competencias, de sus diferentes dependencias, entre ellas, de la Secretaría de Energía (SENER) en su artículo 33; y de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), en su artículo 32 Bis. Señala también las competencias de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, particularmente lo indicado en la fracción X del Artículo 31, que la sitúa como la responsable de fijar y revisar los precios y tarifas de los bienes y servicios de esta Administración. La fracción XVI para normar, evaluar y autorizar los programas de inversión pública de esta administración. Y la fracción XXIII para vigilar el cumplimiento de las obligaciones de las demás dependencias en cuanto a planeación nacional, programación, presupuesto, contabilidad y evaluación.

A3.2.2 Ley Federal sobre Metrología y Normalización

Esta ley fue reformada por última ocasión el 9 de abril de 2012, tiene como objetivo principal en cuestión de normalización, certificación, acreditación y verificación, el fomentar y coordinar las actividades relacionadas a la elaboración y observación de normas técnicas obligatorias. Sobre ello, el 20 de mayo de 1997 se añadió la Sección I, de las Normas Oficiales Mexicanas (NOMs) que en su Artículo 40, fracción primera, habla sobre que las NOMs deben establecer "las características y/o especificaciones que deban reunir los productos y procesos cuando éstos puedan constituir un riesgo para la seguridad de las personas o dañar la salud humana, animal, vegetal, el medio ambiente general o laboral, o para la preservación de los recursos naturales." La fracción tercera de este artículo hace referencia a lo mismo pero en relación a los servicios y la fracción décima a las especificaciones, criterios y procedimientos para proteger y promover la mejora del medio ambiente, y la preservación de los recursos naturales.

A3.2.3 Ley Federal de Competencia Económica

En su reforma del 28 de junio de 2006, artículo segundo, establece que tiene por objeto "proteger el proceso de competencia y libre ocurrencia, mediante la prevención y eliminación de monopolios, prácticas monopólicas y demás restricciones al funcionamiento eficiente de los mercados de bienes y servicios." E indica, en su artículo séptimo, fracción II que "corresponde en exclusiva al ejecutivo federal, determinar mediante decreto cuales bienes y servicios podrán sujetarse a precios máximos" y que la Secretaría de Economía

los determinará a través de concertar y coordinar con los productores y distribuidores de los mismos.

A3.2.4 Ley Federal de las Entidades Paraestatales

Ley que fue modificada por última vez el 9 de abril de 2012, marca como su objetivo primordial en el artículo primero, el "regular la organización, funcionamiento y control de las entidades paraestatales de la Administración Pública Federal." Entre ellos, los organismos descentralizados indicados en su artículo 14º como "personas jurídicas creadas conforme a lo dispuesto por la Ley Orgánica de la Administración Pública y cuyo objeto real es la realización de actividades correspondientes a las áreas estratégicas o prioritarias" o "a la prestación de un servicio público o social." Como corresponde a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. También señala, en el artículo décimo primero, que las entidades paraestatales gozarán de autonomía de gestión para el adecuado cumplimiento de su objeto, y contarán con sistemas de administración y control ágiles y efectivos.

A3.2.5 Ley del Impuesto Sobre la Renta

Esta ley establece las disposiciones generales aplicables a las personas físicas y morales residentes en México, para efectos fiscales. En su artículo 37, de la Sección II, establece que las inversiones "únicamente se podrán deducir mediante la aplicación, en cada ejercicio, de los por cientos máximos autorizados por esta Ley, sobre el monto original de la inversión, con las limitaciones en deducciones que, ... establezca esta Ley."

El 1º de diciembre de 2004 se adicionó la fracción XII al artículo 40, que dictamina el porcentaje máximo autorizado de deducción sobre la inversión en activos fijos, la cual, tratándose de maquinaria y equipo que se ocupen en la generación de energía proveniente de fuentes renovables es del 100%. Y dice "son fuentes renovables aquéllas que por su naturaleza o mediante un aprovechamiento adecuado se consideran inagotables, tales como la energía solar en todas sus formas; la energía eólica; la energía hidráulica tanto cinética como potencial, de cualquier cuerpo de agua natural o artificial; la energía de los océanos en sus distintas formas; la energía geotérmica, y la energía proveniente de la biomasa o de los residuos. Asimismo, se considera generación la conversión sucesiva de la energía de las fuentes renovables en otras formas de energía."

Y agrega en el segundo párrafo de esta fracción, "lo dispuesto... será

aplicable siempre que la maquinaria y equipo se encuentren en operación o funcionamiento durante un periodo mínimo de 5 años inmediatos siguientes al ejercicio en el que se efectúe la deducción.”

A3.2.6 Ley Federal de Derechos

Es la responsable de regular el pago de derechos de las actividades energéticas. En su artículo 56, esta ley señala que se pagarán derechos en materia de energía eléctrica por los servicios que presta la Comisión Reguladora de Energía (CRE), entre ellos, la expedición de permisos para la generación de energía eléctrica con base en la capacidad para el autoabastecimiento, la cogeneración, la pequeña producción, la producción independiente, la exportación e importación de energía eléctrica. El pago de derechos anuales por la supervisión de los permisos otorgados para la generación de energía eléctrica y pago de derechos por la modificación de dichos permisos y la aprobación o modificación de los Modelos de Convenios y Contratos para la realización de actividades reguladas por la CRE. También ameritará el pago de derechos las actividades enfocadas a la elaboración y publicación del catálogo de precios en materia de aportaciones aplicables a los organismos a cargo de la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Artículo 56 Bis., puntualiza que “en ningún caso se pagará el derecho de permiso de generación de energía eléctrica por el análisis, evaluación de la solicitud y, en su caso, la expedición o modificación del título de permiso, exclusivamente, cuando sea bajo las modalidades de fuentes de energía renovables.”

A3.3 Leyes Federales Particulares del Sector Eléctrico

Se describen a continuación los ordenamientos legales aplicables en forma directa a las actividades del sector eléctrico tales como, la generación, conducción, transmisión, transformación, distribución, abastecimiento, importación y exportación de la energía eléctrica. Además, se incluyen los instrumentos de regulación que buscan promover el desarrollo de las energías renovables en México.

De acuerdo con Torres y Gómez (2006), el conjunto de incentivos y modificaciones al marco legal y regulatorio promovidos en las leyes referentes al sector de la energía eléctrica, tienen como objetivo propiciar el desarrollo de nuevos proyectos y asegurar su rentabilidad con el fin de incrementar su

aprovechamiento. Torres y Gómez afirman que dichas acciones forman parte de una Estrategia Nacional que permitirá avanzar en el cumplimiento del compromiso que ha adquirido el Gobierno de México, de asegurar a las generaciones futuras un país con crecimiento económico, que tome en cuenta las variables sociales y ambientales de largo plazo y permita transitar hacia un desarrollo sustentable.

A3.3.1 Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica

En 1992 se publicó la reforma a esta Ley que permitió la participación privada en la generación de energía eléctrica. En 1993 se publicó su Reglamento.

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), que regula la suministro público de la electricidad en el país, y establece los alcances del sector eléctrico y el papel del Estado dentro del mismo, no permite a los particulares la libre compra-venta de energía, tal como lo refiere en su artículo primero: "Corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público" y que "en esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará, a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), los bienes y recursos materiales que se requieran para dichos fines."

Sin embargo, de acuerdo a las modificaciones que realizó el Congreso de la Unión sobre esta Ley, en su artículo tercero, publicadas en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 23 de diciembre de 1992, sí se permite la generación de energía eléctrica por parte de particulares, mientras no sea considerada para servicio público, es decir, la energía eléctrica generada para "autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción" que también se utiliza para complementar procesos productivos. Asimismo, se excluye del servicio público "la generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la CFE. La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción. La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios. Y la generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica."

De tal manera, el artículo 36 de la LSPEE, recientemente modificado el 9 de abril de 2012, establece que "la Secretaría de Energía (SENER), con base en

los criterios y lineamientos de la política nacional y contando con la opinión de la CFE, otorgará permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción, de importación o exportación de energía eléctrica, según se trate, en las condiciones señaladas para cada caso.”

De Autoabastecimiento de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales. Para el permiso, si la parte solicitante está conformada por más de una persona a partir de una central eléctrica, tendrán el carácter de copropietarios o constituirán una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para el autoabastecimiento de sus socios. Esta sociedad no podrá entregar energía eléctrica a terceras personas que no sean socios al aprobarse el proyecto original, excepto cuando se autorice la cesión de derechos o la modificación de los planes de expansión.

De Cogeneración, para generar energía eléctrica producida con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación de energía eléctrica y siempre que la electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, siempre que se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales. El permisionario puede no ser el operador de los procesos que den lugar a la cogeneración.

En los dos casos anteriores, el permisionario se obliga a poner sus excedentes de energía eléctrica producida a disposición de la CFE.

De Producción Independiente para generar energía eléctrica destinada a su venta a la CFE, misma que ésta legalmente obligada a adquirirla en los términos y condiciones económicas que se convengan. Los permisos se otorgarán a personas físicas o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional, que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación aplicable. Cuando los proyectos motivo de la solicitud estén incluidos en la planeación y programas de la CFE o sean equivalentes. Cuando no sea así, el permiso podrá otorgarse si su producción de energía eléctrica esté comprometida para su exportación, y que los solicitantes vendan su producción de energía eléctrica exclusivamente a la CFE.

De pequeña producción de energía eléctrica, cuando los solicitantes sean personas físicas mexicanas o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional. Los solicitantes deben destinar la totalidad de la energía para su venta a la CFE y la capacidad total del proyecto no podrá exceder de 30 MW. O como una modalidad de autoabastecimiento en la que se destine la producción a pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan de energía eléctrica y que la utilicen para su autoconsumo, a través de cooperativas de consumo, copropiedades, sociedades civiles, o de convenios de cooperación para dicho propósito y que los proyectos no excedan de 1 MW.

De importación o exportación de energía eléctrica, y que podrá incluir la conducción, la transformación y la entrega de la energía eléctrica de que se trate, previa autorización. Contemplará el uso temporal de la red del sistema eléctrico nacional, previo convenio con la CFE, cuando ello no afecte la prestación del servicio público ni los derechos de terceros. En los convenios deberá estipularse la contraprestación a cargo de los permisionarios en favor de la CFE.

La LSPEE prevé otorgar permisos para cada una de las actividades o para varias, autorizar la transferencia de los permisos e imponer las condiciones pertinentes, su reglamento y las Normas Oficiales Mexicanas correspondientes. Los permisionarios no podrán vender, revender o enajenar capacidad o energía eléctrica, salvo en los casos previstos expresamente por esta Ley.

El Artículo 73 el Reglamento de la LSPEE, puntualiza que las actividades de los permisionarios podrán incluir la transmisión, la transformación y la entrega de la energía eléctrica a los respectivos beneficiarios. En los proyectos, los interesados deberán considerar las instalaciones necesarias, en su construcción y operación, sin perjuicio de la posibilidad de celebrar convenios con la CFE, para la prestación por ésta de servicios de transmisión de energía eléctrica a los permisionarios.

En el Artículo 31 de la LSPEE se establece lo referente a la regulación tarifaria de la energía: "La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las Secretarías de Energía y de Economía y a propuesta de la Comisión Federal de Electricidad, fijará las tarifas, su ajuste o reestructuración, de manera que tienda a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, y el racional consumo de energía."

Asimismo, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público podrá fijar tarifas

especiales en horas de demanda máxima, demanda mínima o una combinación de ambas.

Publicado el 1º de junio de 2011, se modifica el párrafo primero del Artículo 36-BIS de la LSPEE para considerar también, en la prioridad de aprovechamiento de la energía eléctrica generada, las externalidades ambientales de las diferentes tecnologías empleadas: "Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad, considerando para ello las externalidades ambientales para cada tecnología, y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público."

El Capítulo VIII de la Planeación y Prospectiva del Sector Eléctrico del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (RLSPEE) establece que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) debe elaborar anualmente, una Prospectiva sobre las tendencias del sector eléctrico del país y los programas para la realización de obras que el suministrador pretenda ejecutar para la prestación del servicio. Este documento describirá y analizará las necesidades previsibles del país de energía eléctrica, para un periodo de diez años; así como las acciones a realizar para satisfacerlas, por parte del suministrador y particulares.

El RLSPEE, en su sección tercera, establece que la generación de energía eléctrica por parte de particulares está sujeta a permiso previo de la Secretaría de Energía (SENER) a través de la Comisión Reguladora de Energía (CRE). También se especifica que la duración de los permisos otorgados es indefinida, salvo aquellos relativos a la producción independiente que se otorgan por plazos de hasta 30 años. Los permisionarios darán cumplimiento a las Normas Oficiales Mexicanas y demás especificaciones obligatorias para la construcción y operación de la planta generadora y la disponibilidad de energía de la misma. No se requiere permiso alguno para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW, ni para el funcionamiento de plantas generadoras destinadas exclusivamente al uso propio en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

En la Sección quinta, el Reglamento de la LSPEE establece lo conducente a la renovación, transferencia y extinción de los permisos de generación de energía eléctrica por parte de particulares. Los titulares de los permisos de producción independiente podrán solicitar, con antelación al vencimiento de sus permisos, la renovación de los mismos. Los derechos derivados de los

permisos sólo podrán transmitirse total o parcialmente con la previa autorización de la Secretaría.

Esta sección también indica que los permisos terminarán por vencimiento; por disolución de la sociedad permisionaria o, por incapacidad o muerte del permisionario; por la extinción de la concesión o asignación de uso o aprovechamiento de aguas nacionales; por revocación dictada por la SENER si el permisionario fue sancionado reiteradamente por vender, revender o enajenar capacidad o energía eléctrica sin autorización, por transmitir los derechos de un permiso o generar energía eléctrica en condiciones distintas a las establecidas, sin previa autorización de la Secretaría; por caducidad, cuando no se hayan iniciado las obras para la generación de energía eléctrica dentro del plazo definido y por renuncia.

La sección octava del Reglamento especifica que se considera producción independiente, la generación de energía eléctrica de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la CFE o a la exportación. Si la energía está destinada exclusivamente a la CFE, el proyecto deberá estar incluido en la planeación y en el programa correspondiente, o ser equivalente, lo cual queda entendido si la magnitud de su capacidad de generación es congruente con lo previsto en la Prospectiva del Sector de Energía Eléctrica, o cuando el proyecto permita satisfacer necesidades de energía eléctrica de manera comparable a alguna de las soluciones técnicas recomendadas por la CFE.

La sección novena del Reglamento dicta que el permisionario de pequeña producción no podrá ser titular, en una misma área de pequeña producción, de proyectos cuya suma de potencia exceda de 30 MW.

La sección décima del RLPSPEE, sobre la generación de energía eléctrica destinada a la exportación, establece que la SENER podrá otorgar permisos para ello, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción. Los solicitantes deberán presentar el documento en que conste el convenio de compra de la energía que se pretenda producir o la carta-intención en dicho sentido. Los permisionarios no podrán enajenar en territorio nacional la energía eléctrica generada, salvo que tengan el permiso correspondiente.

La sección decimotercera del Reglamento, de los convenios para la adquisición de energía eléctrica para el servicio público indica que la CFE celebrará convenios con los permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración, en los que se pacten compromisos de capacidad y adquisición de

energía sujetos a las reglas de despacho, hasta por 20 MW para permisionarios con una capacidad instalada total hasta de 40 MW, y hasta con el 50% de su capacidad total para permisionarios de autoabastecimiento que tengan una capacidad instalada total superior a 40 MW. Tratándose de permisionarios de cogeneración, hasta por la totalidad de su producción excedente. Con los productores independientes podrán celebrarse convenios de compra de energía según las reglas de despacho. La CFE puede negarse a comprar energía a los particulares cuando no la requiera o cuando éstos no cumplan las condiciones que satisfagan sus necesidades de energía eléctrica. Los convenios tienen una duración determinada pero están sujetos a prórroga.

La sección decimoquinta, señala que la entrega de energía eléctrica a la red del servicio público, se sujetará a las reglas de despacho y operación del sistema eléctrico nacional que establezca el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), de la CFE. Ésta aceptará la energía eléctrica de las plantas de generación, tanto de las propias como de las de los particulares con los que tenga convenio, estrictamente en el orden creciente de su respectivo costo total de corto plazo, o precio propuesto según sea el caso, hasta lo que se requiera para satisfacer la demanda. Para la energía generada por fuentes renovables se aceptará según se genere y se pagará de acuerdo a las metodologías aplicables.

La sección decimosexta del RLSPEE prescribe que los permisionarios podrán solicitar el servicio de transmisión a la CFE, mediante convenio e implicará una contraprestación económica a favor de la CFE que, mientras pueda transmitir energía eléctrica con sus instalaciones brindará el servicio a los permisionarios que lo soliciten, dando preferencia a quien lo solicite primero. Si la CFE no tiene esta posibilidad, podrá convenir con el solicitante la construcción de las instalaciones necesarias, acordando la repartición del costo de la inversión. Por otro lado, los particulares podrán construir las líneas de conducción de energía eléctrica que requieran para su propio uso, apegándose a las Normas Oficiales Mexicanas aplicables.

La sección decimoséptima de este Reglamento define que cuando un productor externo requiera capacidad de respaldo, la CFE se la podrá proporcionar, salvo que exista impedimento técnico o económico, previa celebración de un contrato de suministro.

El capítulo X declara que la SENER podrá realizar inspecciones para vigilar el cumplimiento de la LSPEE y promover sanciones si se ameritan. Así, la SENER podrá efectuar inspecciones al suministrador y a los permisionarios,

durante la construcción y operación de las obras e instalaciones, y la administración del proceso.

A3.3.2 La Comisión Reguladora de Energía (CRE)

En 1995, con la publicación de la Ley de la CRE, y según su artículo primero, se instituye la CRE como el órgano descentralizado del Gobierno Federal que regula al sector, y de manera muy particular regula la participación privada en el campo de la energía, siendo responsable entre otras cosas, de otorgar permisos para la participación de particulares en la expansión del sistema eléctrico nacional, según lo establece su artículo tercero, fracción XII. Para el año 2010, se tienen registrados un total de 682 permisos para la generación de energía por parte de particulares, que equivalen a una generación autorizada de 168,370.1 GWh y una capacidad total autorizada de 27,141.6 MW (CRE, 2010).

De manera general, la CRE se encarga de regular el suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público, la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público, verificar que en la prestación del servicio público de energía eléctrica, se adquiera aquella que resulte de menor costo y ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad para el Sistema Eléctrico Nacional, artículo segundo.

El artículo tercero de la Ley de la CRE, indica que ésta se encarga, además de promover la generación, exportación e importación de energía eléctrica que realizan los particulares, de aprobar y expedir los modelos de contratos y convenios, participar en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica, aprobar la metodología para los cargos por transmisión de la energía eléctrica y, aprobar los criterios y las bases para determinar el monto de las aportaciones para la realización de obras específicas, ampliaciones o modificaciones a las existentes.

A3.3.3 Contrato de Interconexión para Fuentes de Energía Renovable

Torres y Gómez (2006) explican que como un mecanismo facilitador para la participación de particulares en la generación de electricidad, el marco regulatorio cuenta con instrumentos mediante los cuales los permisionarios pueden solicitar la interconexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Los autores agregan que la factibilidad de interconectarse con la red del servicio público, así como la certeza de contar con energía eléctrica de respaldo y la posibilidad de entregar excedentes provee a los permisionarios una mayor flexibilidad en sus operaciones de generación e importación de

energía eléctrica. Los instrumentos de regulación consideran tanto fuentes de energía firme como renovable, además de contratos de interconexión para permisionarios de importación y compraventa de energía eléctrica.

El objeto del Contrato de Interconexión para Fuentes de Energía Renovables, así como le describe la SENER (2007) es realizar y mantener durante su vigencia, la interconexión entre el Sistema y la Fuente de Energía Renovable; así como establecer las condiciones generales para los actos jurídicos que celebren las Partes (generación y transmisión) a sus Puntos de Carga. Se aplicará este contrato y convenios asociados para los permisionarios que entreguen energía eléctrica exclusivamente a instalaciones de municipios, o de entidades federativas o del gobierno federal con cualquier energía renovable del tipo intermitente o no intermitente.

El Contrato de Interconexión para Fuentes de Energía Renovable del Tipo Intermitente es el mecanismo donde se establecen términos y condiciones para la interconexión necesaria entre el SEN, la fuente de energía renovable y los centros de consumo, de manera que dicho contrato sirva de marco para todas las operaciones entre el suministrador y el permisionario. De esta forma y dada la intermitencia de las fuentes renovable de energía, el contrato considera la flexibilidad de los intercambios.

De esta manera, el Contrato de Interconexión de Fuentes de Energías Renovables, considera la disponibilidad intermitente del energético primario. La materia de este instrumento comprende la energía eólica, la solar y la hidroelectricidad con almacenamiento o disponibilidad de agua limitada. Con esto, se permite al abastecedor inyectar a la red de transmisión del suministrador la energía eléctrica generada, cuando se cuente con el energético primario, para ser consumida por sus centros de consumo cuando éstos lo requieran. El Contrato de Interconexión de Fuentes de Energía Renovables se ha modificado en los años 2006 y 2007 (SENER, 2007).

En otras palabras, como lo explica la SENER (2007), el Contrato de Interconexión para estas fuentes de energía permite que la energía sobrante producida por los permisionarios en un mes determinado pueda ser vendida al suministrador en ese mismo mes que se generó, o acumularla en el Banco de Energías de la Comisión Federal de Electricidad para su aprovechamiento o venta en los siguientes doce meses. De esta forma, los usuarios ubicados en los puntos de carga podrán disponer de dicha energía de acuerdo a sus necesidades. El Contrato de Interconexión reconoce la Potencia Media Suministrada en las horas de demanda máxima del sistema por el generador

renovable para el cálculo de Demanda Facturable.

Más recientemente, el 28 de abril de 2010, se publicó el Modelo de Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente y sus anexos que expide la CRE, así como el Modelo de Convenio para el Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica para Fuente de Energía. Dichos instrumentos, además de ser aplicables a energías renovables, se hacen extensivos a proyectos de cogeneración eficiente (SENER 2010).

A3.3.4 Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética

En el contexto de la Reforma Energética de 2008 y con el objetivo de asegurar el suministro oportuno y confiable de los energéticos que demandaba la población, el Gobierno Federal, a través de la SENER, realizó diversas acciones e iniciativas, con base a criterios de eficiencia y sustentabilidad, así como de la reducción de la dependencia de los hidrocarburos como fuente principal de energía (SENER, 2012).

Como una consecuencia de lo anterior, se decretó la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, misma que fue publicada el 28 de noviembre de 2008, y que en su artículo primero dice que “tiene por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.”

La Ley, en su artículo tercero considera, dentro de las energías renovables, a las que se generan a través del viento, la radiación solar, el movimiento del agua en cauces naturales o artificiales, la energía oceánica, el calor de origen geotérmicos, los bioenergéticos entre las más importantes, cuyo factor común reside en que la fuente radica en fenómenos de la naturaleza, que pueden ser aprovechados por los seres humanos, que se regeneran naturalmente y que se encuentran disponibles de manera constante o periódica, inagotable. El 2 de septiembre de 2009 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, el Reglamento de esta Ley, en el cual se incluye el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables, que fue publicado de igual manera el 6 de agosto de 2009.

La SENER (2007) menciona que la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) incluye dos importantes instrumentos, mismo que describe:

a) La Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, la cual se establece como el instrumento encaminado a garantizar la eficiencia y sustentabilidad energéticas, a fin de fomentar la utilización y aprovechamiento de las fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias. La LAERFTE decreta, según su Artículo 22, que esta Estrategia se instituye como "el mecanismo mediante el cual el Estado Mexicano el instrumento a través del cual el Gobierno Federal impulsará las políticas, programas, acciones y proyectos encaminados a conseguir una mayor utilización y aprovechamiento de las fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias, promover la eficiencia y sustentabilidad energética, así como la reducción de la dependencia de México de los hidrocarburos como fuente primaria de energía."

La SENER (2011) menciona que con la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable, la LAERFTE demuestra sus facultades recientemente adquiridas para tomar un papel activo dentro de la planeación a mediano y largo plazos. De igual manera, en el Artículo 26 de esta misma ley, se dicta que en forma anual la Secretaría de Energía actualizará la Estrategia y presentará una prospectiva sobre los avances conseguidos en el proceso de transición energética y sobre la aplicación de las tecnologías limpias y energías renovables, haciendo referencia a los ahorros obtenido y el uso óptimo de las energías renovables.

b) El Programa Especial para el Aprovechamiento de energías Renovables es el segundo instrumento básico definido por la LAERFTE, con ayuda del cual se establecerán las políticas públicas en la materia, determinando los objetivos para el uso de dichas fuentes de energía y las acciones para alcanzarlas.

Existen otras atribuciones conferidas por esta Ley, en su artículo sexto, al Ejecutivo Federal, por conducto de la SENER que incluyen: coordinar el Consejo Consultivo para las Energías Renovables, definir las políticas y medidas para fomentar una mayor integración nacional de equipos y componentes para el aprovechamiento de las energías renovables y su transformación eficiente, establecer y actualizar el Inventario Nacional de las Energías Renovables, con programas a corto plazo, planes y perspectivas a mediano y largo plazo comprendidas en el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables y en la Estrategia misma.

También se crea, según el Artículo 27 de la LAERFTE, el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable que tiene por objeto ser la herramienta indispensable para el cumplimiento de la Estrategia y, por lo tanto, para alcanzar la transición energética del país. Este Fondo busca potenciar el financiamiento disponible para la transición energética, el ahorro de energía, las tecnologías limpias y el aprovechamiento de las energías renovable, el comité técnico podrá acordar que con cargo al fondo se utilicen recursos no recuperables para el otorgamiento de garantías de crédito, entre otros esquemas. Además del Fondo de la LAERFTE, señalan Torres y Gómez (2006) que están disponibles apoyos del Fondo para el Medio Ambiente Mundial y del Banco Mundial entre otros, para la generación de electricidad a gran escala a partir de energías renovables, especialmente la eólica. Torres y Gómez comentan que en México, existe actualmente un Proyecto de Energías Renovables a Gran Escala (PERGE) que cuenta con un apoyo de 70 millones de dólares. Donativo del GEF, a través del Banco Mundial, cuyo objetivo es impulsar las energías renovables en conexión a la red en México y contribuir a evitar emisiones contaminantes, y que ha sido destinado, en parte, al proyecto de generación de energía eólica en la "Venta III", Con una generación estimada de 101 MW. Una porción importante de este apoyo (45 millones de dólares) se destinan al Fondo Verde para el apoyo de cinco proyectos eoloeléctricos (505 MW), entre otros de diversas tecnologías.

El Fondo Verde del PERGE es un mecanismo financiero que busca el reconocimiento del valor real de las fuentes renovables por su contribución a la reducción de riesgos en el abasto energético y a la estabilidad de precios de la energía, por su aporte a la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional y por su potencial para reducir los impactos ambientales regionales y globales. Destinará los recursos a otorgar incentivos pro desempeño. En vez de subsidio a capital, cada proyecto recibirá un incentivo fijo por unidad de energía generada durante 5 años (Torres y Gómez, 2006).

De este modo, la LAERFTE asegura un enfoque integral a las políticas públicas que se están desarrollando en materia de transición energética.

Con base en ello, en junio de 2011, se realizaron las primeras reformas a la LAERFTE. La Ley se reformó en su Artículo 3º, facción III, para incluir, entre otros al costo ambiental de las externalidades. El Artículo 10º, que trata de la metodología para valorar las externalidades asociadas a la generación de electricidad se reformó para incluir no solo las fuentes de energía renovable, sino también la valoración de las fuentes de energías no renovables. El artículo 11º, fracción III, referente a las metas de participación de las energías

renovables en la generación de electricidad, indica ahora que dichas metas deberán crecer gradualmente no solo en base a su viabilidad económica, sino también al potencial técnico existente; mismas que deberán actualizarse semestralmente y se sancionará el incumplimiento de este objetivo por negligencia o por causa injustificada. Se reformó también el Artículo 14º, para establecer no solo contraprestaciones máximas que pagarán los suministradores a los generadores que utilicen energías renovables, sino también para establecer las mínimas. Para su cálculo se contemplará no solo la tecnología utilizada o la ubicación geográfica de las instalaciones, sino también las externalidades derivadas. También se involucra a la SEMARNAT y a la Secretaría de Salud en la elaboración de dichos cálculos. El Artículo 26º, referente a la actualización de la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía se reformó en términos de que las metas de participación de las energías renovables en la generación de electricidad se actualizarán semestralmente.

El artículo 2º transitorio del Decreto de 2011 que reforma la LAERFTE, establece que “para efectos de la fracción III del artículo 11 de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, la Secretaría de Energía fijará como meta una participación máxima de 65 por ciento de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica para el año 2024, del 60 por ciento en el 2035 y del 50 por ciento en el 2050”.

Posteriormente, en enero de 2012, se publicó una nueva reforma a la Ley, excluyendo del objeto de la misma, además de los minerales radioactivos para generar energía nuclear, a la energía hidráulica con capacidad para generar más de 30 MW, excepto cuando:

a) “Se utilice un almacenamiento menor a 50 mil metros cúbicos de agua o que tengan un embalse con superficie menor a una hectárea y no rebase dicha capacidad de almacenamiento de agua. Esos embalses deberán estar ubicados dentro del inmueble sobre el cual el generador tenga un derecho real.”

b) “Se trate de embalses ya existentes, aún de una capacidad mayor, que sean aptos para generar electricidad.”

El Reglamento de la Ley se publicó en septiembre de 2009.

A3.3.5 Ley del Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

La Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE) de 2008, determina en su artículo primero que “tiene como objeto propiciar un aprovechamiento sustentable de la energía mediante el uso óptimo de la misma, en todos sus procesos y actividades, desde su explotación hasta su consumo.”, es decir, fortalece todos los procesos y actividades para la producción, transformación, distribución y consumo de energía, incluyendo la eficiencia energética; misma que implica las acciones que produzcan una reducción económicamente viable de la cantidad de energía necesaria para satisfacer las necesidades energéticas de los servicios y bienes que requiere la sociedad, sin merma del nivel de calidad, pero que conduzca a una disminución de los impactos ambientales negativos derivados de la generación, distribución y consumo de energía (SENER, 2011).

Esta Ley define en su artículo octavo transitorio, el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE), que contempla el establecimiento de estrategias, objetivos y metas para el uso óptimo de la energía en prácticamente todo el sector energético. Este Programa se elabora en los términos de la Ley de Planeación.

La LASE también observa, según su Artículo 18, Capítulo 1º, Título 4º que, además el consejo Consultivo para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, el Subsistema Nacional de Información Sobre el Aprovechamiento de la Energía y la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, que es un órgano administrativo desconcentrado, que cuenta con autonomía técnica y operativa, y que tiene por objeto promover la eficiencia energética y constituirse como órgano de carácter técnico, en materia de aprovechamiento sustentable de energía.

La última reforma a la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía fue realizada en febrero de 2013 con el fin de garantizar la salud de la población y disminuir los impactos ambientales negativos de la energía. Con la modificación a la ley, se amplía el concepto de aprovechamiento sustentable de la energía e introduce que se debe garantizar en todo momento una disminución de los impactos ambientales negativos derivados de la generación, distribución y consumo de energía, con el propósito de mantener el equilibrio en los ecosistemas.

A3.4 Leyes Federales Particulares del Sector Ambiental

Es importante tomar en cuenta la legislación ambiental aplicable para el desarrollo de proyectos que involucren fuentes de energía renovable. En el ámbito federal, la SENER (2007) marca que particularmente incide en tales proyectos la evaluación de impacto ambiental, el ordenamiento ecológico del territorio y las áreas naturales protegidas, todo ello previsto en la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), publicada originalmente en enero de 1988. Localmente, es importante considerar las disposiciones relacionadas con el uso de suelo, lo referente a la construcción, instalación y funcionamiento de infraestructura. A continuación se revisarán esta Ley y otras disposiciones del ámbito ambiental que se relacionan al sector eléctrico del país.

A3.4.1 Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.

Cuya última reforma se emitió el 4 de junio de 2012, está orientada, según lo dicta su artículo primero, "a la preservación y restauración del equilibrio ecológico, así como a la protección al ambiente en el territorio nacional y las zonas sobre las que la Nación ejerce su soberanía y jurisdicción."

La LGEEPA busca facilitar el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales del país, su preservación y restauración necesarias, de manera que sean compatibles con las actividades de la sociedad para obtener beneficios económicos. Esta Ley busca fomentar el desarrollo sustentable de México.

La LGEEPA enuncia las facultades diferenciadas de los tres niveles de gobierno: la Federación, los estados y los municipios, en sus artículos quinto, séptimo y octavo respectivamente. En este sentido, corresponde a la Federación la evaluación del impacto ambiental y la expedición de las autorizaciones para la realización de obras, entre otras, de la industria eléctrica (fracc. II, artículo 28).

En su Artículo 28, en su reforma del 23 de febrero de 2005, define que "la evaluación del impacto ambiental es el procedimiento a través del cual la SEMARNAT establece las condiciones a que se sujetará la realización de obras y actividades que puedan causar desequilibrio ecológico o rebasar los límites y condiciones establecidos en las disposiciones aplicables para proteger el ambiente y preservar y restaurar los ecosistemas, a fin de evitar o reducir al mínimo sus efectos negativos sobre el medio ambiente."

Es así que, y según lo determine el Reglamento de la Ley, requieren de autorización en materia de impacto ambiental las obras o actividades de la

industria eléctrica, entre otras; de igual manera requerirá de impacto ambiental las actividades que se realicen en áreas naturales protegidas, o que requieran de cambio de uso de suelo en zonas forestales, selvas o zonas áridas (fracc. II, V, VII y XI, Artículo 28).

También le corresponde a la LGEEPA, según la fracción XI de su artículo quinto, "la regulación del aprovechamiento sustentable, la protección y la preservación de las aguas nacionales, la biodiversidad, la fauna y los demás recursos naturales de su competencia, así como establecer las disposiciones necesarias para que los energéticos se aprovechen en forma sustentable (fracc. XIII, Artículo 5º).

Por otro lado, el Artículo 17 del Reglamento de la LGEEPA señala que los responsables de las fuentes fijas de jurisdicción federal, como la industria eléctrica, que emitan olores, gases o partículas sólidas o líquidas a la atmósfera, están obligados a controlar sus emisiones empleando los equipos y sistemas necesarios. También están obligados realizar un inventario de sus emisiones, a instalar facilidades para el muestreo y a medir regularmente sus emisiones a la atmósfera, sobre todo si la fuente se localiza en zonas urbanas o suburbanas, si colinda con áreas naturales protegidas, y cuando por sus características de operación o por sus materias primas, productos y subproductos, puedan causar un grave deterioro a los ecosistemas. Entre otras cosas, deberán dar aviso por anticipado a la SEMARNAT del inicio de operación de sus procesos; y comunicar en forma inmediata si existen fallas en los equipos de control.

El Artículo 17 BIS del Reglamento, adicionado a la Ley en 2004, considera como fuente fija de jurisdicción Federal al sector de generación de energía eléctrica, tanto a la generación misma de energía eléctrica, como a las instalaciones que usan cualquier tipo de combustibles fósiles, ya sean líquidos, sólidos o gaseosos; y la generación de energía eléctrica por procedimientos no convencionales pero contaminantes.

Por la anterior, la SENER (2007) especifica que el sector eléctrico requerirá autorización en materia de impacto ambiental, en cuanto a: (1) Las construcciones de plantas nucleoelectricas, hidroelectricas y eoloelectricas entre otras; tanto convencionales como de ciclo combinado o de unidad turbogas, con excepción de las plantas de generación con una capacidad menor o igual a medio MW, utilizadas para respaldo en residencias, oficinas y unidades habitacionales. También (2) La construcción de estaciones y subestaciones eléctricas de potencia o de distribución. (3) Las obras de

transmisión y subtransmisión eléctrica y, (4) Las plantas de cogeneración y autoabastecimientos de energía mayores a 3 MW.

De igual manera, la SENER (2007) apunta que las obras a que se refieren los incisos (2) y (3) no requerirán autorización en materia e impacto ambiental cuando pretendan ubicarse en áreas urbanas, suburbanas, de equipamiento urbano o de servicios, rurales, agropecuarias, industriales o turísticas.

El Artículo 64 de la LGEEPA establece el otorgamiento de permisos para la exploración, explotación o aprovechamiento de recursos en áreas naturales protegidas y dicta que se deben observar las disposiciones de esta Ley y de aquellas que estén relacionadas, así como las prevenciones de las propias declaratorias y los programas de manejo. Por ello, los interesados en obtener permisos para alguna de estas actividades deben demostrar su capacidad técnica y económica para llevarlas a cabo sin causar deterioro al equilibrio ecológico.

A3.4.2 Ley de Aguas Nacionales

Marca en el artículo primero de su última reforma de 2012, que su objetivo es regular la explotación y uso de las aguas nacionales, así como regular su distribución y control, y procurar la preservación de su cantidad y calidad para lograr su desarrollo integral sustentable. De acuerdo con esta ley compete al Ejecutivo Federal, reglamentar el control de la extracción, así como la explotación y uso de las aguas nacionales superficiales y del subsuelo.

El Artículo 78 de la Ley establece que la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), "con base en la evaluación del impacto ambiental, los planes generales sobre aprovechamiento de los recursos hídricos del país y la programación hídrica,... cuando existan volúmenes de agua disponibles otorgará el título de concesión de agua a favor de la Comisión Federal de Electricidad, en el cual se determinará el volumen destinado a la generación de energía eléctrica."

El Artículo 80 de la Ley, reformado en 2004, especifica que los interesados en explotar y aprovechar las aguas nacionales para generar energía eléctrica, deben solicitar una concesión a la CONAGUA. No se requiere concesión para la generación hidroeléctrica menor a 0.5 MW que utilice el agua en pequeña escala y que no implique la desviación del agua de su cauce, ni la afectación de su calidad ni cantidad.

El sector eléctrico del país también debe observar leyes como la Ley

General de Desarrollo Forestal Sustentable (Art. 28, LGDFS) y Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, tanto en el establecimiento como operación de sus instalaciones.

A3.4.3 Ley General del Cambio Climático

En su última reforma de junio de 2012, en su artículo primero, se establecen las disposiciones para enfrentar los efectos adversos del cambio climático y, reglamenta las disposiciones de la Constitución en materia del medio ambiente, desarrollo sustentable, y equilibrio ecológico con el fin de garantizar un medio ambiente sano.

El Título Cuarto de la Ley, dispone la Política Nacional de Cambio Climático, algunos de los principios fundamentales de esta política, descritos en Capítulo I, indican que todos los sectores de la sociedad: público, social y privado deberá acoger patrones de producción y consumo de bajas emisiones de carbono (Fracc. V, Art. 26). También que se genere un aprovechamiento sustentable de los recursos naturales y se proporcionen beneficios económicos a quienes los implementan (Fracc. IX; Art. 26). Además, de mantener un compromiso con el desarrollo económico nacional, para lograr la sustentabilidad sin vulnerar su competitividad frente a los mercados internacionales (Fracc. XII, Art. 26).

Se fundamenta, también en este título, el Capítulo II de la Política Nacional de Adaptación frente al cambio climático, algunos de sus principales objetivos, descritos en el Artículo 27, son: reducir la vulnerabilidad de la sociedad y de los ecosistemas hacia el cambio climático (Fracc. I), fortalecer la resiliencia y resistencia de los sistemas naturales y humanos hacia el mismo (Fracc. II); también se encuentra el identificar la vulnerabilidad y capacidad de adaptación y transformación de los sistemas ecológicos, físicos y sociales para aprovechar oportunidades que generen las nuevas condiciones climáticas (Fracc. IV).

En la Política de Mitigación, Capítulo III de la Política de Cambio Climático, se cuentan entre sus principales objetivos, referentes a la generación y uso de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, los siguientes: Promover la sustitución gradual del uso de los combustibles fósiles por fuentes renovables de energía, así como la generación de electricidad a través de fuentes renovables (Fracc. III, Art. 33). También el fomentar prácticas de eficiencia energética, el desarrollo y uso de fuentes renovables de energía y la transferencia y desarrollo de tecnologías bajas en carbono (Fracc.

IV, Art. 33). Y promover la cogeneración eficiente de energía con el objeto de evitar o reducir las emisiones a la atmósfera (Fracc. X, Art. 33).

Con esa Ley, en su Título III, se crea el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) como un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal y la Coordinación de Evaluación, en el Capítulo II.

Se crea también, en el Capítulo VII de la LGCC, el Fondo para el Cambio Climático, que en su Artículo 80 marca como su objetivo, el captar y canalizar recursos financieros públicos, privados, nacionales e internacionales, para apoyar la implementación de acciones para enfrentar el cambio climático, dando prioridad en su aplicación, a las acciones de adaptación. Según lo marca el Artículo 82, los recursos se destinarán, entre otras cosas a programas federales y de las Entidades en materia de cambio climático, particularmente entre otros, a proyectos de eficiencia energética; de desarrollo de energías renovables y bioenergéticos de segunda generación (Fracc. III).

En el Artículo segundo transitorio de la LGCC, se establecen las metas a alcanzar entre las que destacan reducir al año 2020 un treinta por ciento de emisiones con respecto a la línea de base; así como un cincuenta por ciento de reducción de emisiones al 2050 en relación con las emitidas en el año 2000. Las metas son alcanzables si se establece un régimen internacional con mecanismos de apoyo financiero y tecnológico por parte de países desarrollados hacia países en desarrollo como México.

Y en su Artículo tercero transitorio, se establece que para el año 2020, acorde con la meta-país en materia de reducción de emisiones, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en coordinación con la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía habrán constituido un sistema de incentivos que promueva y permita hacer rentable la generación de electricidad a través de energías renovables, como la eólica, la solar y la minihidráulica (Inciso d).

La Secretaría de Energía en coordinación con la CFE y la CRE, tienen la meta de que la generación eléctrica proveniente de fuentes de energías limpias alcance por lo menos 35 por ciento para el año 2024. Al cumplir con la meta establecida en la LAERFTE, también se cumple con esta meta, ya que las fuentes de energía limpias, abarcan tanto a las energías no fósiles como aquellas tecnologías con captura y secuestro de CO₂ (Inciso e).

A3.4.4 Normas Ambientales Aplicables al Sector Eléctrico

Adicionalmente, en México existen normas ambientales emitidas por la SEMARNAT y que son aplicables al sector eléctrico (SENER, 2008), mismas que se refieren al control de niveles máximos permisibles de emisiones a la atmósfera. Además, establecen la regulación por zonas y por capacidad del equipo de combustión en fuentes fijas que utilizan combustibles. Estas tres zonas críticas son: 1) Las zonas metropolitanas de las ciudades de México, Guadalajara y Monterrey; 2) Las ciudades fronterizas y; 3) Los corredores industriales. Las principales Normas Oficiales de carácter ambiental que son aplicables a la industria eléctrica son (SENER, 2008):

NOM-085-SEMARNAT-1994. Contaminación atmosférica de fuentes fijas.

NOM-001-SEMARNAT-1996. Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en los cuerpos de agua.

NOM-113-SEMARNAT-1998. Establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas de potencia o de distribución que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas, rurales, agropecuarias, industriales, de equipamiento urbano o de servicios turísticos.

NOM-114-SEMARNAT-1998. Establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y de subtransmisión eléctrica y distribución que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas, rurales, agropecuarias, industriales, de equipamiento urbano o de servicios turísticos.

A3.4.5 Protocolo de Kioto y el Mecanismo de Desarrollo Limpio

De Buen (2010) resume que la creciente preocupación sobre el cambio climático ha llevado a que la comunidad internacional realice iniciativas para enfrentarlo. Esto se inicia con la integración de la evidencia científica y ha llegado al establecimiento de obligaciones de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para los países más desarrollados.

En 1992, en Río de Janeiro, Brasil, se establecieron compromisos por país frente al cambio climático. Firmaron el documento de la Convención 155 países. En México éste entró en vigor el 21 de marzo de 1994.

La Convención reconoce que el sistema climático es un recurso compartido, cuya estabilidad puede verse afectada por actividades industriales

entre otras, que emiten dióxido de carbono y otros gases que retienen el calor. Los niveles asignados de reducción de gases de efecto invernadero (GEI) varían de país a país, pero en general, establece que los países desarrollados disminuyan sus emisiones en 5% para 2012 con respecto a los niveles de 1990. Los países en desarrollo como México no tienen compromisos de reducción de emisiones. Sus compromisos ante la Convención son el desarrollo de inventarios de GEI y la publicación de Comunicaciones Nacionales.

En 1995, se instauró el Mandato de Berlín, que establece objetivos cuantitativos de reducción de emisiones de GEI para los años de 2005, 2010 y 2020.

El Protocolo de Kioto (1997) establece compromisos para los países en desarrollo como México (De Buen, 2010), entre ellos:

- Formular programas para mejorar la calidad de los factores de emisión; la realización y actualización de inventarios de emisiones de origen humano y, la absorción de los gases de efecto invernadero (sumideros).
- Formular, aplicar, publicar y actualizar programas con medidas para mitigar el cambio climático y que faciliten la adaptación al mismo; en relación con el sector energético, entre otros.
- Cooperar en la promoción de modalidades eficaces para el desarrollo, la aplicación y la difusión de tecnologías, conocimientos, prácticas y procesos ecológicamente racionales en lo relativo al cambio climático, y adoptar las medidas para promover, facilitar y financiar la transferencia de esos recursos o el acceso a ellos, en beneficio de los países en desarrollo.

El Protocolo de Kioto incluye tres mecanismos para incrementar el costo-efectividad de la mitigación del cambio climático, al crear opciones para que los países desarrollados miembros puedan reducir sus emisiones, o aumentar sus sumideros de carbono de una manera más económica. Una de ellas es:

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) que tiene el propósito de ayudar a los países en desarrollo a lograr un desarrollo sostenible, así como ayudar a países desarrollados a dar cumplimiento a sus compromisos de limitación y reducción de emisiones. Así, los países desarrollados pueden financiar proyectos de mitigación de GEI dentro de países en desarrollo, y recibir a cambio Certificados de Reducción de Emisiones, es decir, los Bonos de Carbono (Torres y Gómez, 2006) aplicables a su compromiso de reducción. Mientras que el MDL reduce el costo de cumplimiento de compromisos en el

Protocolo para países desarrollados, las economías en desarrollo se benefician del incremento en los flujos de capital de inversión para proyectos de mitigación y los resultados que éstos ofrecen para las políticas de desarrollo sustentable. Es así que, el MDL pudiera aportar fondos adicionales a sectores estratégicos y actividades prioritarias del país, así como constituir vías para la transferencia de tecnologías.

Para el 2006 (Torres y Gómez, 2006), se habían emitido en México cartas de aprobación para 24 proyectos que evitarían la emisión de 5.8 millones de toneladas de CO₂ equivalente. Adicionalmente, el Sector Energía está trabajando a través de su Comité de Cambio Climático, en el desarrollo de una cartera de proyectos que incluye iniciativas públicas y privadas para energías renovables.

De Buen comenta que el Comité Mexicano para Proyectos de Reducción de Emisiones y de Captura de Gases de Efecto Invernadero (COMEGEI), creado en 2004, es un grupo dentro de la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático, y funge como la Autoridad Nacional Designada de México ante la Convención. Entre sus atribuciones figura la responsabilidad de identificar oportunidades, facilitar y aprobar la realización de proyectos de reducción de emisiones y captura de GEI en México. Es el vínculo principal en el país entre las entidades interesadas en desarrollar un proyecto y el gobierno federal.

Apéndice 4

Aspectos Ambientales

El área de este proyecto se ubica en el Municipio de General Mariano Escobedo, Nuevo León, México, en la ladera este del Cerro de Topo Chico, que pertenece a la Sierra de la Mitra, en la Sierra Madre Oriental. La vida útil del proyecto es de 50 años y el tiempo de construcción es de 3 años.

Dado de que se trata de la construcción de una planta generadora de energía eléctrica, se tendrá que dar mantenimiento constante a lo largo de su vida útil, por lo cual generará empleos permanentes en la operación de la misma y temporales en su etapa construcción.

A4.1 Descripción del Proyecto

Para la selección del sitio adecuado para el desarrollo del proyecto, se consultó el Plan Metropolitano 2000-2012 de Desarrollo Urbano de la Zona Conurbada de Monterrey, el cual hace referencia a la zona de "Grandes Áreas Industriales" que es en la que se sugiere se instale este proyecto.

Se consideraron aspectos técnicos para la selección del sitio, tales como características geomorfológicas adecuadas y la presencia de suelos, topografía, y relieve óptimos para el proceso de construcción y de operación.

El aspecto socioeconómico considerado resulta relevante, tanto en el desarrollo como en la operación del proyecto, debido a que implica la generación de mano de obra temporal y permanente, lo que significa un beneficio para los pobladores de la zona, además de que la generación de energía eléctrica permite un mejor desarrollo empresarial e industrial en la zona.

A4.1.1 Ubicación Física del Proyecto

El proyecto propuesto se ubica en el Cerro de Topo Chico, en el Municipio de Escobedo, Estado de Nuevo León. Este municipio está conformado por una Ciudad Industrial que forma parte del área metropolitana de la Ciudad de Monterrey. Colinda al norte con los municipios de Hidalgo y El Carmen, al

sur con los municipios de Monterrey y San Nicolás de los Garza, al este con el municipio de Apodaca, y al oeste con los municipios Villa de García y Santa Catarina.

El municipio de Escobedo se encuentra ubicado en el norte del Estado, sus coordenadas geográficas aproximadas son 25°47' 17.77 latitud Norte y 100° 21' 03.90 longitud Oeste, con altura de 679 msnm. Y 25° 47' 22.15 de latitud Norte y 100° 20' 52.81 longitud Oeste, con una altura de 591 msnm. Su extensión territorial es de 207,057 Km², que equivale al 0.3% de la superficie total del Estado. La ubicación del Cerro Topo Chico queda manifiesta en la Figura A.4.1. (Google Earth, 2013).

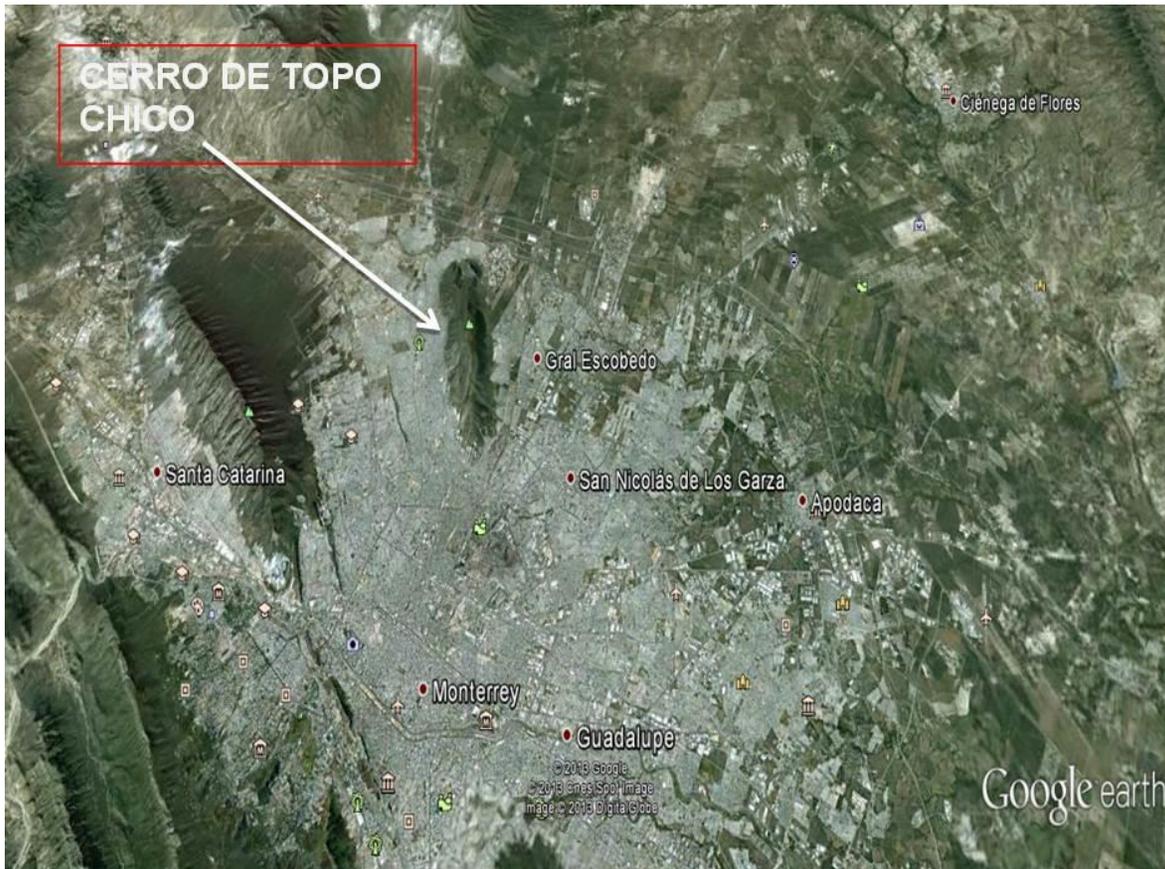


Figura A4.1 Localización del Cerro Topo Chico

Para llegar al predio desde el centro de Escobedo, se toma la Avenida Raúl Salinas Lozano con dirección norte, hasta llegar a la Avenida las Torres;

de ahí se toma esta vía con dirección al poniente hasta llegar a la Avenida Industrias, por ésta hacia al sur se llega a la Avenida Industria Electrónica, al fondo de la misma cruza con la Avenida De las Industrias y al fondo de ésta se ubica el predio sugerido para la construcción del proyecto, justo a las afueras de Parque Industrial de Escobedo, en las faldas del Cerro Topo Chico (Figura A.4.2).

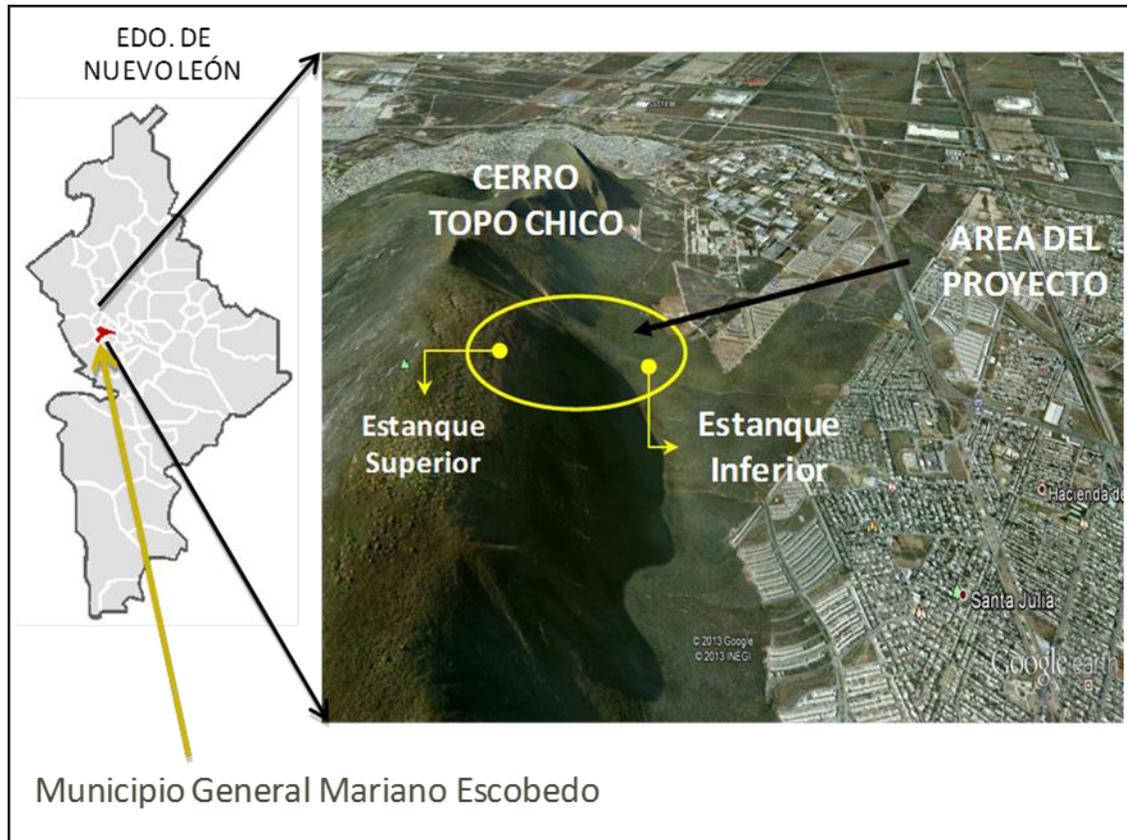


Figura A4.2 Localización de la PAERB (Google Earth e INEGI, 2013)

Los costos requeridos para prevenir y mitigar el impacto ambiental ya están considerados dentro del presupuesto general del proyecto. Algunas acciones para ello, en la etapa de construcción del proyecto son las siguientes:

- Instalar sanitarios móviles en el área del proyecto para evitar la contaminación y transmisión de enfermedades.
- Colocar contenedores para los residuos doméstico generados por los trabajadores, dispuestos en lugares autorizados. Prohibir además la quema de

los residuos.

- Asegurar que los vehículos y maquinaria a utilizar se encuentren en óptimas condiciones de operación, a fin de minimizar la generación de ruidos y de emisiones a la atmósfera como producto de la combustión; así como también, para prevenir alguna descompostura.

A4.1.2 Dimensiones del Proyecto

La superficie aproximada del predio es de 70 has. Dada la condición del terreno, se pretende realizar la remoción de la vegetación para dar paso a la construcción de la planta de generación eléctrica. Esta construcción tendrá una superficie efectiva del orden de 50 has., las cuales incluyen la construcción de dos estanques de almacenamiento de agua (6.5 has. cada uno), de tuberías, de una subestación eléctrica, cuarto de máquinas, estacionamiento, patio de maniobras, vías de acceso, almacenes y jardines.

Existen actualmente varios tipos de comunidades vegetales que cubren el predio del proyecto, éstas son: matorral espinoso y matorral submontano, mismo que se encuentra asociado a un pastizal inducido en las cercanías de las instalaciones del Parque Industrial (zona de perturbación). En la Tabla A4.1, se muestra la superficie de afectación por obras temporales de la construcción y permanentes, en proporción a las dimensiones totales del predio.

Tabla A4.1 Superficie de afectación por las obras del proyecto.

Tipo de obras	Superficie a afectar (has.)	Porcentaje de Afectación (%)	Tipo de Vegetación a afectar
Temporales	15	21.4	Matorral Espinoso y Submontano
Permanentes	25	35.7	Matorral Espinoso y Submontano

A4.1.3 Uso del Suelo

En cuanto al uso común o regular del suelo, el predio se encuentra considerado como terreno de agostadero y corresponde a un matorral espinoso y submontano natural, no presenta un uso aparente. Estos terrenos son, en su mayoría, federales; la porción del suelo ubicado en la falda del Cerro Topo Chico, tiene un uso industrial sujeto a discusión.

En cuanto al uso potencial del suelo, de acuerdo con la Carta de Uso Potencial del Suelo G14C5 "Hidalgo" (INEGI, 2013), el predio se identifica con la clave 4C2TPE, la cual se define como un terreno con capacidad agrológica o potencial nivel 4, limitada por su deficiencia de agua, por la pendiente del terreno, por la profundidad efectiva del suelo, el cual presenta erosión por escorrentías.

Conforme al Plan de Desarrollo Urbano del Centro de Población de General Escobedo, NL, el predio se encuentra dentro de una zona clasificada con un uso potencial de tipo "Industrial No Contaminante".

Mientras que, el Plan Metropolitano 2000-2021 de Desarrollo Urbano de la Zona Conurbada de Monterrey, señala que la zona del predio se clasifica como de "Grandes Áreas Industriales".

Resulta importante, y según las necesidades de construcción del proyecto propuesto, verificar el uso de suelo y si es necesario, realizar los cambios de uso correspondiente de los terrenos federales e industriales involucrados, aproximadamente 70 has.

En resumen, el predio no forma parte de alguna zona de atención prioritaria por el momento.

A4.1.4 Urbanización del Área y Descripción de Servicios Requeridos

El predio dentro del cual se desarrollará el proyecto se encuentra rodeado de una zona urbana que cuenta con todo tipo de servicios, como es el caso de agua potable, electricidad, drenaje sanitario, etc.

A4.1.5 Características Particulares del Proyecto

El proyecto no requerirá de la instalación de obras ni servicios de apoyo.

Sus requerimientos de energía serán abastecidos por sus propias instalaciones, dada la naturaleza del proyecto, existe una cantidad asignada de la energía producida que se dedicará a usos propios.

A4.1.6 Equipamiento del Proyecto

La Turbina Francis (Figura A4.4) es la base del equipamiento de este proyecto. Las Francis son turbinas hidráulicas que se pueden diseñar para un amplio rango de saltos y caudales, siendo capaces de operar en rangos de desnivel que van de los dos metros hasta varios cientos de metros. Lo anterior, junto con su alta eficiencia, ha hecho que este tipo de turbina sea el más ampliamente usado en el mundo, principalmente para la producción de energía

hidroeléctrica.

La Caja Espiral tiene como función la de distribuir uniformemente el fluido en la entrada del rodete de una turbina.

El Pre-distribuidor tiene una función netamente estructural, para mantener la estructura de la caja espiral, tienen una forma hidrodinámica para minimizar las pérdidas hidráulicas.

Distribuidor, es el nombre con que se conocen los álabes directores de la turbomáquina, su función es regular el caudal que entra en la turbina, a la vez de direccionar al fluido para mejorar el rendimiento de la máquina. Este recibe el nombre de distribuidor Fink.

El Rotor es el corazón de la turbina, ya que aquí tiene lugar el intercambio de energía entre la máquina y el fluido, pueden tener diversas formas dependiendo del número de giros específico para el cual está diseñada la máquina.

El Tubo de Aspiración es la salida de la turbina. Su función es darle continuidad al flujo y recuperar el salto perdido en las instalaciones que están por encima del nivel de agua a la salida. En general se construye en forma de difusor, para generar un efecto de aspiración, el cual recupera parte de la energía que no fuera entregada al rotor en su ausencia.

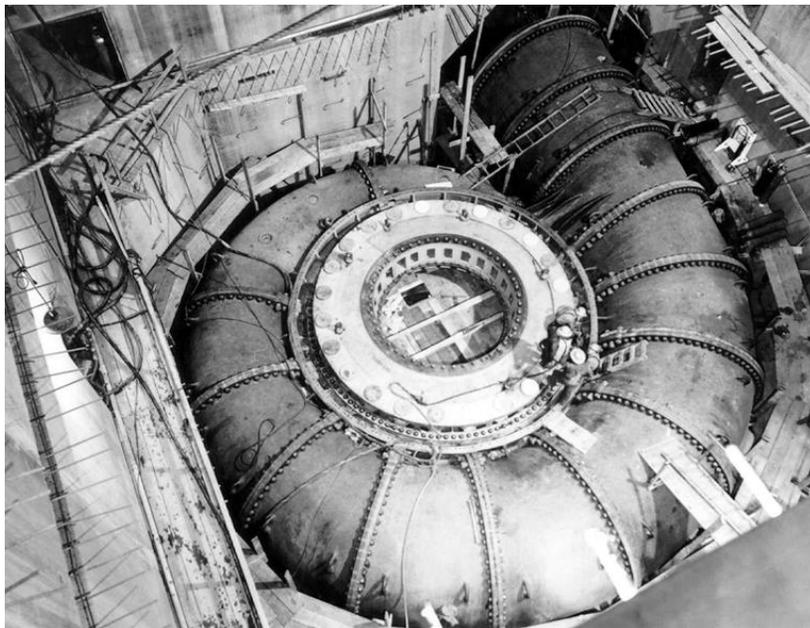


Figura A4.4 Turbina Francis, espiral de entrada. Presa Grand Coulee, 1941
214

A4.1.7 Requerimientos de Combustibles

Las etapas de preparación del terreno y de construcción de la planta generadora de energía eléctrica tendrán un requerimiento de combustibles de origen fósil dirigido a la operación de la maquinaria pesada para la remoción de la vegetación, la construcción de las instalaciones y el transporte. Este requerimiento será abastecido en centros de servicios cercanos al área.

A4.1.8 Requerimientos de Agua

El agua requerida para el desarrollo del proyecto será suministrada a través de camiones equipados con tanques de agua que será almacenada en recipientes provisionales. Durante la etapa construcción, se realizarán los contratos correspondientes para abastecer del agua tratada necesaria para operar las instalaciones. Se realizará también, el contrato para el suministro de agua potable para consumo humano (empleados), desde la toma existente en la zona.

A4.1.9 Residuos Generados

Como resultado de la remoción de vegetación, se generaran residuos orgánicos que se apilarán y serán dispuestos en áreas autorizadas por el municipio; asimismo durante la etapa de construcción se generarán materiales provenientes de escombros, o sobrantes de arena, grava, madera, etc., que serán dispuestos por la misma empresa encargada del desarrollo de la obra, ya que en muchos casos, este tipo de materiales son reutilizables.

A4.2 Programa General de Trabajo

Se plantea que el proyecto de construcción de la planta tenga una duración de tres años, desde la realización de las primeras obras para preparar el sitio, hasta el periodo de prueba y puesta en marcha de las instalaciones.

En términos generales la obra contempla las siguientes actividades que a continuación se calendarizan (Tabla A4.5).

Tabla A4.5 Programación general de actividades

ETAPAS/ACTIVIDADES	PERIODO DE EJECUCIÓN (MESES)											
	3	6	9	12	15	18	21	24	27	30	33	36
PREPACION / CONSTRUCCIÓN												
ESTUDIOS TECNICOS Y MIA												
OBTENCION DE AUTORIZACION												
DESMONTE Y DESPLAME												
RETIRO DE SÓLIDOS												
CONSTRUCCIÓN												
REFORESTAIÓN Y JARDINES												
LIMPIEZA FINAL												

La etapa de construcción se realizará en forma paralela a la reparación del sitio, el programa de estas actividades es como sigue (Tabla A4.6):

Tabla A4.6 Programación de las actividades de construcción.

ETAPAS DE CONSTRUCCIÓN	PERIODO DE EJECUCIÓN DE 2 MESES																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
CAMINOS DE ACCESO																		
ESTANQUE SUPERIOR																		
ESTANQUE INFERIOR																		
RAMPA DE LA TUBERÍA																		
TUBERÍA A PRESIÓN																		
CASA DE MÁQUINAS																		
DESFOGUE																		
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA																		
EQUIPOS ELECTROMECAÓNICOS																		
LLENADO INICIAL																		
PRUEBAS Y PUESTA EN MARCHA																		

A4.2.1 Estudios de Campo y Gabinete

Se definieron los tipos de vegetación que serían afectados, especificando la superficie de afectación por cada tipo de vegetación y/o especie, detallando el número de individuos, volumen y/o densidades de afectación con nombres comunes y científicos. De acuerdo con la información cartográfica del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI, 2013), la vegetación

corresponde a un matorral espinoso y a un matorral submontano.

Derivado de los sitios levantados y del análisis de resultados por especies se calcularon las existencias reales por hectárea y totales dentro del área de remoción de vegetación.

Técnicas para la realización de los trabajos de desmonte, despalme y remoción, y el tipo y volumen del mencionado material:

Los trabajos de desmonte se llevarán a cabo en forma mecánica, con maquinaria pesada; asimismo en la remoción de vegetación no se aplicarán productos químicos, así como tampoco se aplicará fuego como medio de desmonte. El volumen del material resultante del cambio de uso del suelo es el señalado en los estudios de campo y gabinete.

A4.2.2 Programa de Protección de especies en peligro, según la NOM-059-ECOL-2001

Conforme al inventario de campo realizado para el análisis de la vegetación, no se observaron especies de flora y/o fauna silvestre enlistadas en la Norma oficial Mexicana 059, por tanto no se presenta un programa de protección o rescate. Por lo mismo, no se presenta un Programa de Rescate de Flora y Fauna.

A4.2.3 Programa de Conservación de Suelos

Dentro del proyecto ejecutivo de construcción se considera el establecimiento de áreas de jardín, en estas áreas se realizarán trabajos de mejoramiento de sus condiciones físicas, esto es, que se someterán a reforestaciones con especies nativas de la región. Por lo anterior, se prevé que se realizarán acciones de conservación de suelos dentro de las áreas, considerando como obras la apertura de cepas y construcción de terrazas individuales con reforestación. La superficie considerada para este efecto es del orden de los 2,000 m².

A4.2.4 Etapa de Preparación del Sitio

Esta etapa comprende el desarrollo de los trabajos de remoción de vegetación y retiro de residuos para de esta manera, crear las condiciones adecuadas para el inicio de las etapas de construcción del proyecto.

La remoción de vegetación se desarrollara de manera mecánica, utilizando maquinaria, sin el empleo de productos químicos, ni de fuego. La ejecución de estas acciones se llevarán a cabo en forma prácticamente

simultánea a la construcción de la planta generadora, en el transcurso de 3 años.

Para abastecer de energía eléctrica en esta fase, se realizará un contrato provisional de obra con la CFE para aprovechar las instalaciones presentes en la zona. En cuanto al trabajo de remoción de vegetación y preparación del sitio, se requerirá básicamente de maquinaria pesada que opera en base a combustibles fósiles, mismo que serán proporcionados por estaciones cercanas de servicio.

En esta etapa no será necesario el suministro de agua en grandes cantidades, se requerirá para evitar el calentamiento de la maquinaria y para consumo humano. Este servicio será suministrado por camiones cisterna contratados a empresas distribuidoras. El agua será almacenada en el sitio.

Se prevé que en esta etapa se generarán residuos de tipo orgánico, mismos que serán dispuestos en áreas autorizadas por el municipio.

Por otra parte, no se requerirán obras ni se generarán actividades provisionales para el proyecto.

A4.2.5 Etapa de Construcción de las Instalaciones

Dentro de esta etapa se considera la preparación del terreno para la instalación de servicios básicos como lo son el drenaje, la luz eléctrica y el agua potable; así como la construcción de bodegas. Asimismo, se consideran acciones de reforestación y para el retiro de los residuos generados por el desarrollo de esta etapa.

Se requerirá energía que será suministrada por líneas eléctricas aledañas al área del proyecto, cuyo contrato con la CFE fuera realizado desde la etapa de preparación del sitio.

El agua requerida para el desarrollo de esta etapa, será necesaria además para preparar los materiales de construcción. Será suministrada a través de camiones equipados con tanques de agua y será almacenada en el sitio. En esta fase del proyecto se efectuará el contrato correspondiente con el servicio de agua de la ciudad para tener en el predio suministro de agua potable de la red pública.

Los residuos generados en esta etapa serán también escombros, basura y posiblemente derrame de aceites ocasionado por el uso de la maquinaria. Mismos que deberán manejarse conforme a las leyes y normas existentes

sobre el tema.

A4.2.6 Etapa de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones

El proyecto consiste en la construcción y operación de una planta hidroeléctrica que opera a través de un sistema de acumulación de energía por bombeo, cuyo objeto es proporcionar energía de punta, ya sea para su venta al servicio público, para su exportación o para el autoconsumo de una asociación establecida. Este proyecto generará, desde la preparación del sitio, empleos de tipo temporal; durante su operación, generará empleos de tipo permanente.

Durante la etapa de operación y mantenimiento del proyecto no se generarán residuos líquidos, sólidos o gaseosos contaminantes para el medio, debido a que opera con tecnologías limpias de generación de energía de fuentes renovables. Sí se generaran residuos de tipo doméstico, basura principalmente, y descargas de aguas residuales.

Los residuos sólidos serán recolectados por el servicio urbano de recolección de basura que provee el municipio; mientras que los residuos líquidos serán depositados directamente en el drenaje sanitario que estará directamente conectado a las instalaciones. Estos últimos residuos son generalmente transportados a plantas tratadoras de aguas residuales.

En la etapa de operación y mantenimiento de las instalaciones, se realizará un control de malezas sólo dentro de las áreas de jardín. Una vez en esta fase, no se prevé que exista fauna nociva dentro del área de las instalaciones.

En esta fase, las propias instalaciones proveerán de la energía eléctrica necesaria, a través de la partida de usos propios.

Los requerimientos de agua para la operación de la planta serán satisfechos por la red de agua tratada del servicio de agua del municipio, previo contrato. Asimismo, el consumo humano dentro de la planta será cubierto por la red de agua potable del municipio.

Los residuos sólidos de tipo doméstico que se generen serán recolectados, transportados y puestos en confinamiento por el municipio.

La descarga de aguas residuales proveniente principalmente de sanitarios, serán dispuestos a través de infraestructura del Servicio de Agua y Drenaje del municipio.

Principalmente, los niveles de ruido generados serán producidos por los vehículos que operen dentro del fraccionamiento industrial, mismos que estarán equipados con equipo silenciador que cumpla con las normas que regulan la emisión de los niveles de ruidos al ambiente.

Como se prevé que el uso del sitio sea de manera permanente, no se considera en el proyecto la etapa de abandono de sitio, debido a que, aunque la vida útil de la planta es de 50 años, con la renovación constante de la planta que prolongue su vida útil, se renuevan también los permisos que le permiten seguir operando.

Durante la preparación del sitio, los residuos consistirán básicamente de material vegetal, producto de su remoción; estos residuos serán dispuestos en áreas autorizadas por el municipio. En la etapa de construcción del proyecto, se generarán también escombros, restos de empaques de los materiales de construcción, basura doméstica producida por los trabajadores de la obra, y residuos de los sanitarios portátiles. Estos serán, como se ha mencionado, dispuestos y confinados en lugares autorizados por la autoridad municipal. Durante la etapa de operación y mantenimiento del proyecto, los residuos generados serán esencialmente domésticos, como ya se dijo, y se dispondrá de ellos como lo dictan las autoridades correspondientes.

Y dada la ubicación del proyecto, se considera que el municipio cuenta con la infraestructura para el manejo y disposición de los desechos que se generen durante la construcción y operación del proyecto.

A4.3 Descripción del Sistema Ambiental y Señalamiento

Descripción del Sistema Ambiental y Señalamiento de la Problemática Ambiental Detectada en El Área De Influencia Del Proyecto.

A4.3.1 Delimitación del Área de Estudio

El área de estudio se localiza en el municipio de General Escobedo, NL y corresponde a una porción de terreno ubicado dentro del Parque Industrial del municipio de General Mariano Escobedo.

El sistema ambiental dentro del cual se localiza el predio está delimitado al norte por el Rio Pesquería, al sur por áreas que presentan vegetación aislada y limitada por fraccionamientos habitacionales; al este está limitado por la avenida Raúl Salinas Lozano; y al oeste colinda con la colonia El Pedregal y la

parte baja del Cerro de Topo Chico.

En general, el sistema ambiental se compone por áreas de vegetación fragmentada o aislada, por áreas de tipo habitacional e industrial. Presenta porciones de vegetación arbustiva de tipo matorral espinoso y submontano. En términos generales el área de vegetación dentro del sistema ambiental se encuentra fragmentada y no existe una continuidad en sus condiciones.

A4.3.2 Aspectos Ambientales

El área de construcción de PAERB de Cerro de Topo Chico, se localiza en el estado de Nuevo León en el municipio de General Mariano Escobedo, que se describe a continuación.

El clima de Escobedo se puede situar entre los climas secos (Bso), asociado al tipo de vegetación de los matorrales espinosos y desérticos.

La mayor parte del territorio está catalogado como Sub- tipo seco cálido con lluvias en verano, precipitación invernal de entre 5 y 10.2%, cálido. Condición de canícula, una pequeña temporada menos lluviosa; dentro de la estación de lluvias también se presenta sequía de medio verano.

El porcentaje de lluvia invernal es de entre 5 y 10.2%, en general con una precipitación anual que oscila entre los 400 y 600 mm; la mayor parte del municipio presenta una temperatura media anual que fluctúa entre los 22° y 24°C; otra pequeña parte se sitúa entre los 20° y 22° C en las elevaciones, y el resto, que es una mínima proporción al norte de su territorio se presenta en el rango de entre 18° y 20°C.

En cuanto a la humedad, ésta es bastante baja y se deriva de los factores antes mencionados y de la influencia de vientos secos en la zona, esta sequedad es un poco suavizada por los vientos alisios que le proporcionan humedad en cierta medida.

La frecuencia de heladas es de 0 a 20 días al año y el granizo es un fenómeno raro, de 0 a 2 días al año.

El tipo de vegetación que domina el territorio del municipio es el de matorral Sub-montano, matorral espinoso, mezquital, pastizal inducido, pequeñas áreas de agricultura de riego y de temporal que tienden a desaparecer ante la demanda de suelo urbano.

A las faldas de la Sierra de San Miguel, donde se realiza la explotación de materiales para la construcción podemos encontrar áreas desprovistas de vegetación.

En un estudio del matorral submontano en los alrededores de Monterrey, Gutiérrez Lobatos (1970) identificó 55 familias, 135 géneros y 174 especies. Mientras, en un estudio similar, se realizó una comparación utilizando comunidades de matorral submontano en el municipio de Santiago, enfatizando las diferencias entre una comunidad clímax, una de cinco años y una de cinco meses de edad, encontrándose en la comunidad clímax 51 especies distribuidas en 25 familias y 49 géneros, mientras que la comunidad de cinco años de edad presentó 16 familias, 33 géneros y 37 especies; por último fueron encontradas 18 familias, 36 géneros y 38 especies en la comunidad de cinco meses de edad (Melgoza Castillo, 1977).

A4.3.3 Geología

Nuevo León es un estado compuesto mayormente por rocas sedimentarias, con excepción de unas cuantas zonas con rocas metamórficas e ígneas intrusitas localizadas puntualmente en ciertos municipios; el resto se originó a partir de los sedimentos acumulados en el fondo de los mares primitivos, los cuales dieron origen a las rocas calizas, lutitas y areniscas. Las rocas calizas se presentan casi de manera única en la Sierra Madre Oriental, y se combinan de manera esporádica con lutitas y areniscas; mientras que en la Planicie Costera del Golfo se presentan zonas de origen aluvial, así como lutitas y areniscas, las cuales se mezclan en diversos grados formando conglomerados. En el Altiplano Mexicano se presentan en su mayor parte zonas de origen aluvial y en menor grado rocas calizas y lutitas y areniscas, es en esta zona donde se presentan además dos sitios importantes de origen lacustre en el municipio de Galeana.

La Sierra Madre Oriental es de origen Jurásico y Cretácico de la era mesozoica, mientras que la Planicie Costera del Golfo se origina de manera más reciente en el terciario de la era cenozoica. Las elevaciones se caracterizan por afloramientos rocosos de la edad mesozoica; en el Cerro del Topo, del Cretácico Inferior, constituido por calizas; las sierras de las Mitras y San Miguel, del cretácico superior, constituidas por calizas y lutitas; y pequeñísimas partes del territorio pertenecen a la era mesozoica, período terciario superior y se constituyen de plioceno y conglomerado.

El Estado de Nuevo León pertenece a la Sub-provincia de la llanura costera del Golfo Norte, que está incluida en la región conocida como llanura Costera o Plano Inclinado. Uno de los municipios que la confirman en parte, es Escobedo, constituido por una gran llanura (lomerío suave con asociaciones de lomerío, bajadas y llanuras) interrumpidas por tres elevaciones clasificadas, dentro del sistema de topomorfias, como sierra baja (Cerro del Topo), sierra pliegue (Las Mitras) y valle intermontano (Sierra de San Miguel).

Escobedo presenta pendientes de 40 a 70% en la Sierra de San Miguel, en la Sierra de la Mitras y en el Cerro del Topo, con una profundidad del suelo menor de 10 cm. esto lo hace no apto para vegetación forrajera o forestal. Las pendientes de 3 a 12% se presentan en el resto del Municipio con una profundidad de suelos que va desde los 35 a más de 90 cm, un régimen de humedad en el rango de semi-seco sub-húmedo, con un valor forestal bastante pobre a nulo, y en algunas zonas con salinidad desde moderada hasta intensa.

En cuanto a la aptitud territorial para el desarrollo urbano, la parte sur del municipio de Escobedo, se considera con posibilidades de urbanización con un menor costo económico y social, cuenta con áreas medianamente aptas para el desarrollo urbano, con pendientes de 0 a 2% con cercanía a las redes generales de infraestructura de servicio.

A4.3.4 Hidrología.

El Municipio de Escobedo es atravesado de poniente a oriente por el Río Pesquería, que es el mayor afluente del Río San Juan, segundo afluente de importancia del Río Bravo. En época de lluvias, que son esporádicas en la historia de esta región, las riberas del Río Pesquería pueden determinarse como zona de riego.

El régimen hidrológico del municipio de Escobedo presenta, desde este punto de vista, una buena expectativa. La cuenca Río Bravo-San Juan es la más importante del Estado, sin embargo los estudios realizados sobre la carga orgánica de las aguas del Río Pesquería, determinan que existen problemas de primer orden que requieren de un control inmediato. Dentro del municipio, el Río presenta un 5.6 de demanda bioquímica de oxígeno.

A4.3.5 Edafología

Debido a la naturaleza mayormente sedimentaria del estado y a la predominancia de rocas como las calizas y lutitas, los suelos presentan una marcada tendencia arcillosa y calcárea, su origen principales la aluvial, es

decir, por arrestare de materiales por agua. Se reconocen algunas zonas muy localizadas donde los suelos se han originado por intemperismo de rocas ígneas, como es el caso de la Sierra Picachos en los municipios de Sabinas Hidalgo y Agualeguas (Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática, 1986). De acuerdo a la clasificación internacional, los suelos que predominan en Nuevo León, son los litosoles, presentes en gran medida en la Sierra Madre Oriental mezclado en ciertas zonas con rendzinas, por otra parte se presenta una mayor diversidad de suelos en la Planicie Costera del Golfo y el Altiplano Mexicano entre los que destacan los castaños o chesnut, los de desierto y semidesierto, grises o xerozem y suelos negros o chernozem.

A4.3.6 Consecuencias Hidrológicas

La escasa disponibilidad de agua en el Área Metropolitana de Monterrey, afecta igualmente a Escobedo, cuyo territorio está clasificado, en un gran porcentaje, como Sub- explotado desde el punto de vista de su potencial acuífero, esto significa que puede incrementarse la explotación de agua subterránea para cualquier uso, bajo control de la SARH.

En cuanto a permeabilidad, las rocas y suelo de Escobedo, casi en su totalidad son suelos aluviales y conglomerados con presencia comprobada de agua, clasificados como material no consolidado con posibilidades altas; el resto, que entre paréntesis es una pequeña parte, está constituido principalmente por rocas lutílicas, es decir, material consolidado con posibilidades de permeabilidad bajas. Una pequeña parte de la mancha urbana presenta permeabilidad media en materiales consolidados.

A4.3.7 Vegetación

La vegetación es la característica del semi-desierto del Noreste de México. Existe una abundancia de plantas xerofitas y de matorral (anacahuita, huizache, cenizo, etc.). A continuación se presenta una imagen en la cual se aprecia la vegetación típica del sitio (Figura A4.9) y una lista de las principales especies vegetales del área (Tabla A4.7).



Figura A4. Paisaje predominante en el sitio, Cerro Topo Chico

Tabla A4.7 Principales especies vegetales del sitio del proyecto.

Nombre Común	Nombre Científico	Status
Mezquite	<i>Prosopis glandulosa</i>	Ninguno
Amargoso	<i>Castela texana</i>	Ninguno
Huizache	<i>Acacia farneciana</i>	Ninguno
Palo verde	<i>Parkinsonia texana</i>	Ninguno
Uña de gato	<i>Acacia greggi</i>	Ninguno
Granjeno	<i>Celtis pallida</i>	Ninguno
Nopal Ninguno	<i>Opuntia engelmannii</i>	Ninguno
Cenizo	<i>Leucophyllum frutescens</i>	Ninguno
Anacahuita	<i>Cordia boiissieri</i>	Ninguno
Zacate buffel	<i>Cenchrus ciliaris</i>	Ninguno
Chaparro prieto	<i>Acacia rigidula</i>	Ninguno
Guayacan	<i>Guajacum angustifolium</i>	Ninguno
Palma yuca	<i>Yucca filifera</i>	Ninguno
Leucaena	<i>Leucaena leucocephalla</i>	Ninguno
Vara dulce	<i>Eysenhardtia texana</i>	Ninguno
Junco Ninguno	<i>Koeberlinea spinosa</i>	Ninguno
Malva Ninguno	<i>Malva ssp.</i>	Ninguno
Salvia	<i>Croton torreyanus</i>	Ninguno
Colima	<i>Zanthoxylum fagara</i>	Ninguno
Coma	<i>Bumelia lanuginosa</i>	Ninguno

A4.3.8 Fauna

La fauna original de la zona, está formada primordialmente por coyotes, víboras, gato montés, urracas y liebres. Sin embargo, debido a que el sitio del

proyecto está en medio de una zona urbana, la mayor parte de estas especies ya no existe.

A4.3.9 Orografía

La orografía del municipio la componen el Cerro de Topo Chico y la Sierra Pico de San Miguel, además de sus grandes paisajes, cuenta con las lagunas de la alianza real.

A4.4 Diagnostico de Impacto Social y Ambiental

A4.4.1 Población Indígena.

La incidencia de pobladores indígenas en el municipio es mínima. De acuerdo con el censo del 2000 en el municipio de General Mariano Escobedo había solo 1065 personas de habla indígena, que representa sólo el 0.46 % de la población del municipio.

Aunque todos ellos hablan español, sus lenguas de origen son principalmente el náhuatl, 518 personas; huasteco, 201 personas; y, otomí, 132 personas (INEGI, 2000).

A4.4.2 Evolución Demográfica

El estado de Nuevo León ha experimentado un crecimiento acelerado de su población, acompañado de la urbanización e industrialización consecuente, concentrando un aproximado del 84% de su población en el Área Metropolitana de Monterrey. Según el INEGI (1990), la mayor parte de la población ocupada de esta Metrópoli se dedica al sector secundario (40.2%) y al sector terciario (50.5%). De la población ocupada que percibe ingresos (94.3%), únicamente el 13.4% tiene percepciones menores a un salario mínimo, predominando el rango de 1 a 2 salarios mínimos con un 43.2%.

Respecto al Municipio de General Escobedo, en 1940 contaba con apenas 1,648 habitantes, y para el año 2000 tenía ya 233,457 habitantes, de acuerdo con el censo de INEGI (2000). De esa población, 117,713 son hombres y 115,744 mujeres, mientras que a nivel estado y país el mayor porcentaje lo tienen las mujeres. Este municipio ocupa el lugar número 5 en el ordenamiento de la población del estado, representando casi el 6.09 % de la población total.

La población del Municipio de Escobedo ha tenido en las últimas décadas una dinámica de crecimiento muy peculiar, en comparación a los otros municipios del Área Metropolitana de Monterrey, fundamentalmente por su

estratégica situación, geográficamente hablando, que lo coloca en uno de los accesos más importantes del Área Metropolitana, además de su capacidad industrial y su potencial turístico.

Este aspecto beneficia a la instalación de la PAERB Monterrey debido a que el proyecto cubriría los picos de desabasto generados por la demanda de los particulares y el sector industrial, por lo que la CFE no haría otro tipo de instalación extra para cubrir esta demanda en su servicio. En esta materia, Escobedo se ha caracterizado por asignar los recursos económicos para impulsar significativamente su infraestructura de servicio y avanzar en la satisfacción de las necesidades de sus pobladores, alcanzando el nivel de actividad acorde con las potencialidades que el sector manifiesta.

A4.4.3 Infraestructura

El municipio de Gral. Escobedo, encuentra en sus vías de comunicación, una de sus mayores fortalezas. Su ubicación geográfica privilegiada permite un fácil, seguro y rápido acceso por carretera y ferrocarril a los Estados Unidos de Norteamérica, a través de la frontera estatal en Colombia, NL.

Así también, se comunica por vía terrestre y férrea a los estados fronterizos del norte de México como Chihuahua, Sonora, Coahuila y Tamaulipas, y al puerto de Tampico, Tamaulipas, en el Golfo de México.

Dentro del municipio de Escobedo, existen importantes avenidas como La Avenida Manuel L. Barragán, principal acceso al municipio; las avenidas Raúl Salinas Lozano, Las Torres, Sendero y Benito Juárez, que complementan la vialidad del municipio, además de ejes viales y carreteras, que se conectan en forma rápida y sencilla con los que llegan y salen de Monterrey, como el anillo periférico. De esta forma la comunicación por carretera hacia otros estados de la República Mexicana resulta segura, rápida, y sencilla.

Apéndice 5

Análisis Financieros del Análisis de Sensibilidad

En este apéndice se ubican las primeras hojas de los Análisis Financieros del PAERB Monterrey, de acuerdo a las variables que se le agregaron o que se retiraron. Para su Relación ver la siguiente Tabla A5.

Tabla A5 Análisis Financieros del Análisis de Sensibilidad

Tabla	Concepto
6.2	Caso 1
A5.1	Caso 1 con Deuda
A5.2	Caso 1 con Fondo PERGE y Subsidio de CFE ligado al Fondo PERGE
A5.3	Caso 1 con Deuda y Fondo PERGE
A5.4	Caso 1 Comprando Energía para Bombeo a CFE
A5.4a	Caso 1 Comprando Energía para Bombeo a CFE, sin Condensador Síncrono
A5.5	Caso 1 Comprando Energía para Bombeo a CFE, con Deuda
A5.5a	Caso 1 Comprando Energía para Bombeo a CFE, con Deuda, sin Condensador Síncrono
A5.6	Caso 1, sin condensador síncrono
A5.7	Caso 1 con Deuda, sin Condensador Síncrono
A5.8	Caso 1, sin condensador síncrono con Fondos PERGE
A5.9	Caso 1 con Deuda, sin Condensador Síncrono y con Fondos PERGE
A5.10	Caso 2
A5.11	Caso 2 con Deuda
A5.12	Caso 2 con Fondo PERGE y Subsidio de CFE ligado al Fondo PERGE
A5.13	Caso 2 con Deuda y Fondo PERGE
A5.14	Caso 2 Comprando la Energía del Bombeo a CFE
A5.14a	Caso 2 Comprando la Energía del Bombeo a CFE, sin Condensador Síncrono
A5.15	Caso 2 Comprando la Energía del Bombeo a CFE, con Deuda
A5.15a	Caso 2 Comprando la Energía del Bombeo a CFE, con Deuda, Sin Condensador Síncrono
A5.16	Caso 2, sin Condensador Síncrono
A5.17	Caso 2, sin Condensador Síncrono con Deuda
A5.18	Caso 2, sin Condensador Síncrono con Fondo PERGE y Subsidio de CFE ligado al Fondo PERGE
A5.19	Caso 2, sin Condensador Síncrono con Deuda y Fondo PERGE

Tabla A5.1 PAERB Monterrey Caso 1 con Deuda

No.	Concepto	Año				
		0	0	0	1	Inicio de operaciones
1	PAERB Monterrey (200 MW)					
2	Caso 1 con Deuda					
3	Fujo de Efectivo (Dólares Febrero 2013)					
4						
5						
6						
7	Inversión					
8	CD Construcción PAERB Monterrey					
9	CI Construcción PAERB Monterrey					
10	Central Eoloeletrica (94 MW)					
11	Total de Inversiones					
12						
13	Ingresos					
14	Capacidad de Generación Instalada 200 MW					
15	Generación de Energía 154.6 GWh al año					
16	Condensador Sincrono					
17	Total de Ingresos					
18	Egresos					
19	Costos de Operación y Mantenimiento Total					
20	Costo de Reposición de Agua 10lt/s					
21	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Generada					
22	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Eoloeletrica para el Bombeo					
23	Costo de Usos Proprios 6%					
24	Total de Egresos sin Servicio de la Deuda					
25	Financiamiento del 20%					
26	Servicio de la Deuda al 7%					
27	Total de Egresos					
28	Utilidad Bruta					
29	Depreciación de la Inversión 1 año de acuerdo a la Fracción XII del Art. 40 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta sobre Energías Renovables					
30	Utilidad Antes de Impuestos					
31	Impuestos 28%					
32	Utilidad Neta					
33	Fujo de Efectivo					
34	Tasa del 10% para el cálculo de VPN					
	VPN					
	TIR					

Tabla A5.3 PAERB Monterrey Caso 1 con Deuda y Fondos PERGE

No.	Concepto	Año				
		0	-1	0	1	Inicio de operaciones
1	Inversión					
2	CD Construcción PAERB Monterrey	-192,227,403.48				
3	CI Construcción PAERB Monterrey	-23,836,115.55				
4	Central Eoloeléctrica (94 MW)	-147,304,987.30				
5	Total de Inversiones	-363,368,506.33				
6						
7						
8						
9	Ingresos					
10	Capacidad de Generación Instalada 200 MW					
11	Generación de Energía 154.6 GWh al año					
12	Condensador Sincrono					
13	Fondo PERGE \$ 0.01 dólar/kWh por 5 años					
14	Subsidio CFE ligado a Fondo PERGE \$ 0.03 dólares/kWh por 25 años					
15	Total de Ingresos					
16						
17						
18	Egresos					
19	Costos de Operación y Mantenimiento Total					
20	Costo de Reposición de Agua 10 l/s					
21	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Generada					
22	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Eoloeléctrica para el Bombeo					
23	Costo de Usos Propios 6%					
24	Total de Egresos sin Servicio de la Deuda					
25						
26	Financiamiento del 30%					
27	Servicio de la Deuda al 7%					
28	Total de Egresos					
29						
30	Utilidad Bruta					
31	Depreciación de la inversión 1 año de acuerdo a la Fracción XII del Art. 40 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta sobre Energías Renovables					
32	Utilidad Antes de Impuestos					
33	Impuestos 28%					
34	Utilidad Neta					
35	Flujo de Efectivo					
36	Tasa del 10% para calcular el VPN					
37	VPN					
38	TIR					

Tabla A5.4a PAERB Monterrey Caso 1 Energía de Bombeo a CFE sin Condensador Síncrono

No.	Concepto	Año										
		0	-1	1	2	3	4	5				
1	PAERB Monterrey (200 MW)											
2	Caso 1 Comprando Energía para Bombeo a CFE, sin Condensador Síncrono											
3	Flujo de Efectivo											
4	(Dólares Febrero 2013)											
5	Inversión	0	-1	0								
6	CD Construcción PAERB Monterrey		-192,227,403.48									
7	CI Construcción PAERB Monterrey		-23,836,115.55									
8	Total de Inversiones		-216,063,520.03									
9	Ingresos											
10	Capacidad de Generación Instalada 200 MW											
11	Generación de Energía 154.6 GWh al año											
12	Condensador Síncrono											
13	Total de Ingresos											
14												
15												
16	Egresos											
17	Costos de Operación y Mantenimiento Total											
18	Costo de Reposición de Agua 10 lt/s											
19	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T											
20	Costo de Usos Propios 6%											
21	Cargo por capacidad instalada 94 MW, con FRI=01, por utilizar hasta Energía Intermedia											
22	Cargo por Energía Consumida 206 GWh											
23	Total de Egresos											
24												
25												
26	Utilidad Bruta											
27	No aplica el Art. 40, Fracción 12, se debe depreciar en 20 años, 5%, Art. 41, Fracción I, Ley del Impuesto sobre la Renta											
28	Utilidad Antes de Impuestos											
29	Impuestos 28%											
30	Utilidad Neta											
31	Flujo de Efectivo											
32	Tasa del 10% para el calculo del VPN											
33	VPN											
34	TIR											

Tabla A5.5 PAERB Monterrey Caso 1 Comprando la Energía de Bombeo a CFE y Deuda

No.	Concepto	Año				
		0	0	0	1	Inicio de operaciones
1	Inversión					
2	CD Construcción PAERB Monterrey		-192,227,403.48			
3	CI Construcción PAERB Monterrey		-23,836,115.55			
4	Total de Inversiones		-216,063,519.03			
5	Ingresos					
6	Capacidad de Generación Instalada 200 MW	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68
7	Generación de Energía 154.6 GWh al año	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63
8	Condensador Sincrono	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48
9	Total de Ingresos	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79	53,836,158.79
10						
11						
12	Egresos					
13	Costos de Operación y Mantenimiento Total	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49
14	Costo de Reposición de Agua 10 l/s	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26
15	Costo de interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77
16	Costo de Usos Propios 6%	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64
17	Cargo por capacidad Instalada 94 MW, con FRI=01, por utilizar hasta Energía Intermedia	-957,125.53	-957,125.53	-957,125.53	-957,125.53	-957,125.53
18	Cargo por Energía Consumida 206 GWh	-15,016,512.34	-15,016,512.34	-15,016,512.34	-15,016,512.34	-15,016,512.34
19	Total de Egresos sin Servicio de la Deuda	-21,034,370.02	-21,034,370.02	-21,034,370.02	-21,034,370.02	-21,034,370.02
20						
21	Financiamiento del 20%					
22	Servicio de la Deuda al 7%		-43,212,703.81			
23	Total de Egresos	-3,024,889.27	-2,924,059.62	-2,823,229.98	-2,722,400.34	-2,621,570.70
24						
25	Utilidad Bruta	29,776,899.51	29,877,729.15	29,978,558.79	30,079,388.43	30,180,218.08
26	No aplica el Art. 40, Fracción 12, se debe depreciar en 20 años, 5%, Art. 41, Fracción I, Ley del Impuesto sobre la Renta	-10,803,175.95	-10,803,175.95	-10,803,175.95	-10,803,175.95	-10,803,175.95
27	Utilidad Antes de Impuestos	18,973,723.56	19,074,553.20	19,175,382.84	19,276,212.48	19,377,042.12
28	Impuestos 28%	-5,312,642.60	-5,340,874.90	-5,369,107.20	-5,397,339.50	-5,425,571.79
29	Utilidad Neta	24,464,256.91	24,536,854.25	24,609,451.60	24,682,048.94	24,754,646.28
30	Flujo de Efectivo	24,464,256.91	24,536,854.25	24,609,451.60	24,682,048.94	24,754,646.28
31	Tasa del 10% para el calculo del VPN		-216,063,519.03			
32	VPN		15,810,643.89			
33	TIR		10.96%			

Tabla A5.5a PAERB Monterrey Caso 1 Energía de Bombeo a CFE, Deuda, Sin Condensador Síncrono

No.	Concepto	Año										
		0	0	1	2	3	4	5				
	Inversión											
1	CD Construcción PAERB Monterrey		-192,227,403.48									
2	CI Construcción PAERB Monterrey		-23,836,115.55									
3	Total de Inversiones		-216,063,519.03									
4												
5	Ingresos											
6	Capacidad de Generación Instalada 200 MW			20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68
7	Generación de Energía 154.6 GWh al año			28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63
8	Condensador Síncrono											
9	Total de Ingresos			48,493,330.31	48,493,330.31	48,493,330.31	48,493,330.31	48,493,330.31	48,493,330.31	48,493,330.31	48,493,330.31	48,493,330.31
10												
11												
12	Egresos											
13	Costos de Operación y Mantenimiento Total			-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49
14	Costo de Reposición de Agua 10 l/s			-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26
15	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T			-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77
16	Costo de Usos Propios 6%			-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64
17	Cargo por capacidad instalada 94 MW, con FRI=01, por utilizar hasta Energía Intermedia			-957,125.53	-957,125.53	-957,125.53	-957,125.53	-957,125.53	-957,125.53	-957,125.53	-957,125.53	-957,125.53
18	Cargo por Energía Consumida 206 GWh			-15,016,512.34	-15,016,512.34	-15,016,512.34	-15,016,512.34	-15,016,512.34	-15,016,512.34	-15,016,512.34	-15,016,512.34	-15,016,512.34
19	Total de Egresos sin Servicio de la Deuda			-21,034,370.02	-21,034,370.02	-21,034,370.02	-21,034,370.02	-21,034,370.02	-21,034,370.02	-21,034,370.02	-21,034,370.02	-21,034,370.02
20												
21	Financiamiento del 20%											
22	Servicio de la Deuda al 7%											
23	Total de Egresos			-3,024,889.27	-2,924,059.62	-2,823,229.98	-2,722,400.34	-2,621,570.70	-2,520,741.06	-2,420,911.42	-2,321,081.78	-2,221,252.14
24												
25	Utilidad Bruta			24,494,071.03	24,534,900.67	24,635,730.31	24,736,559.95	24,837,389.59	24,938,239.23	25,039,088.87	25,139,938.51	25,240,788.15
26	No aplica el Art. 40, Fracción 12, se debe depreciar en 20 años, 5%,											
27	Art. 41, Fracción I, Ley del Impuesto sobre la Renta											
28	Utilidad Antes de Impuestos			13,630,895.07	13,731,724.72	13,832,554.36	13,933,384.00	14,034,213.64	14,135,043.28	14,235,872.92	14,336,702.56	14,437,532.20
29	Impuestos 28%			-3,816,650.62	-3,844,882.92	-3,873,115.22	-3,901,347.52	-3,929,579.82	-3,957,812.12	-3,986,044.42	-4,014,276.72	-4,042,509.02
30	Utilidad Neta			20,617,420.40	20,690,017.75	20,762,615.09	20,835,212.43	20,907,809.77	20,980,407.11	21,052,904.45	21,125,401.79	21,197,899.13
31	Flujo de Efectivo			20,617,420.40	20,690,017.75	20,762,615.09	20,835,212.43	20,907,809.77	20,980,407.11	21,052,904.45	21,125,401.79	21,197,899.13
32	Tasa del 10% para el calculo del VPN			18,743,109.46	17,099,188.22	15,599,260.02	14,230,730.44	12,982,104.91	11,834,575.39	10,772,045.87	9,784,516.35	8,852,986.83
33	VPN			-216,063,519.03								
	TIR			-17,156,445.86								
				8.93%								

Tabla A5.6 PAERB Monterrey Caso 1 sin los Ingresos por el Condensador Síncrono

No.	Concepto	Año					
		0	0	1	2	3	4
Proyecto de Acumulación de Energía Renovable por Bombeo, Monterrey, Nuevo León, México							
PAERB Monterrey (200 MW)							
Caso 1, sin condensador síncrono							
Flujo de Efectivo							
(Dólares Febrero 2013)							
1	Inversión	0	0	0	0	0	0
2	CD Construcción PAERB Monterrey		-192,227,403.48				
3	CI Construcción PAERB Monterrey		-23,836,115.55				
4	Central Eolieléctrica (94 MW)		-147,304,987.30				
5	Total de Inversiones		-363,368,506.33				
6							
7							
8	Ingresos						
9	Capacidad de Generación Instalada 200 MW			20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68
10	Generación de Energía 154.6 GWh al año			28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63
11	Condensador Síncrono						
12	Total de Ingresos			48,493,330.31	48,493,330.31	48,493,330.31	48,493,330.31
13							
14							
15	Egresos						
16	Costos de Operación y Mantenimiento Total			-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49
17	Costo de Reposición de Agua 10 lit/s			-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26
18	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Generada			-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77
19	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Eolieléctrica para el Bombeo			-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02
20	Costo de Usos Proprios 6%			-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64
21	Total de Egresos			-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18
22							
23							
24	Utilidad Bruta			42,858,133.13	42,858,133.13	42,858,133.13	42,858,133.13
25	Depreciación de la Inversión 1 año de acuerdo a la Fracción XII del Art. 40 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta sobre Energías Renovables			-320,510,373.19	-277,652,240.06	-234,794,106.93	-191,935,973.80
26	Utilidad Antes de Impuestos			0.00	0.00	0.00	0.00
27	Impuestos 28%			0.00	0.00	0.00	0.00
28	Utilidad Neta			42,858,133.13	42,858,133.13	42,858,133.13	42,858,133.13
29	Flujo de Efectivo			42,858,133.13	42,858,133.13	42,858,133.13	42,858,133.13
30	Tasa del 10% para el calculo del VPN			38,961,939.21	35,419,944.74	32,199,949.76	29,272,681.60
31	VPN			-363,368,506.33			
32	TIR			-5,471,650.87			
							9.78%

Tabla A5.8 PAERB Monterrey Caso 1 sin Ingresos por Condensador Síncrono y con F. PERGE

No.	Concepto	Año				
		0	0	0	1	Inicio de operaciones
1	Inversión	0	0	0	0	5
2	CD Construcción PAERB Monterrey		-192,227,403.48			
3	CI Construcción PAERB Monterrey		-23,836,115.55			
4	Central Eoloeletrica (94 MW)		-147,304,987.30			
5	Total de Inversiones		-363,368,506.33			
7	Ingresos					
8	Capacidad de Generación Instalada 200 MW				20,337,369.68	20,337,369.68
9	Generación de Energía 154.6 GWh al año				28,155,960.63	28,155,960.63
10	Condensador Síncrono				1,546,000.00	1,546,000.00
11	Fondo PERGE \$ 0.01 dólar/kWh por 5 años				4,638,000.00	4,638,000.00
12	Subsidio CFE ligado a Fondo PERGE \$ 0.03 dólares/kWh por 25 años				54,677,330.31	54,677,330.31
13	Total de Ingresos				20,337,369.68	20,337,369.68
14					28,155,960.63	28,155,960.63
15					1,546,000.00	1,546,000.00
16					4,638,000.00	4,638,000.00
17					54,677,330.31	54,677,330.31
18	Egresos					
19	Costos de Operación y Mantenimiento Total				-2,725,340.49	-2,725,340.49
20	Costo de Reposición de Agua 10 lt/s				-215,185.26	-215,185.26
21	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Generada				-430,848.77	-430,848.77
22	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Eoloeletrica para el Bombeo				-574,465.02	-574,465.02
23	Costo de Usos Proprios 6%				-1,689,357.64	-1,689,357.64
24	Total de Egresos				-5,635,197.18	-5,635,197.18
25					49,042,133.13	49,042,133.13
26	Utilidad Bruta				49,042,133.13	49,042,133.13
27	Depreciación de la inversión 1 año de acuerdo a la Fracción XII del Art. 40 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta sobre Energías Renovables				-363,368,506.33	-167,199,973.80
28	Utilidad Antes de Impuestos				0.00	0.00
29	Impuestos 28%				0.00	0.00
30	Utilidad Neta				49,042,133.13	49,042,133.13
31	Flujo de Efectivo				49,042,133.13	49,042,133.13
32	Tasa del 10% para el calculo del VPN				44,583,757.39	33,496,438.81
33	VPN				-363,368,506.33	30,451,306.19
34	TIR				28,607,778.61	11.17%

Tabla A5.9 PAERB Monterrey Caso 1 sin Condensador Síncrono, con Deuda y Fondo PERGE

No.	Concepto	Año					
		0	1	2	3	4	5
1	Inversión	0	0	0	0	0	0
2	CD Construcción PAERB Monterrey	-192,227,403.48					
3	CI Construcción PAERB Monterrey	-23,836,115.55					
4	Central Eoloeléctrica (94 MW)	-147,304,987.30					
5	Total de Inversiones	-363,368,506.33					
7	Ingresos						
9	Capacidad de Generación Instalada 200 MW		20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68
10	Generación de Energía 154.6 GWh al año		28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63
11	Condensador Síncrono		1,546,000.00	1,546,000.00	1,546,000.00	1,546,000.00	1,546,000.00
12	Fondo PERGE \$ 0.01 dólar/kWh por 5 años		4,638,000.00	4,638,000.00	4,638,000.00	4,638,000.00	4,638,000.00
13	Subsidio CFE ligado a Fondo PERGE \$ 0.03 dólares/kWh por 25 años		54,677,330.31	54,677,330.31	54,677,330.31	54,677,330.31	54,677,330.31
14	Total de Ingresos		20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68
15			28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63	28,155,960.63
16			1,546,000.00	1,546,000.00	1,546,000.00	1,546,000.00	1,546,000.00
17			4,638,000.00	4,638,000.00	4,638,000.00	4,638,000.00	4,638,000.00
18			54,677,330.31	54,677,330.31	54,677,330.31	54,677,330.31	54,677,330.31
19	Egresos						
20	Costos de Operación y Mantenimiento Total		-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49	-2,725,340.49
21	Costo de Reposición de Agua 10 l/s		-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26
22	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Generada		-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77	-430,848.77
23	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Eoloeléctrica para el Bombeo		-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02	-574,465.02
24	Costo de Usos Propios 6%		-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64	-1,689,357.64
25	Total de Egresos sin Servicio de la Deuda		-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18	-5,635,197.18
26	Financiamiento del 20%						
27	Servicio de la Deuda al 7%		-5,087,159.09	-4,917,587.12	-4,748,015.15	-4,578,443.18	-4,408,871.21
28	Total de Egresos		-5,087,159.09	-4,917,587.12	-4,748,015.15	-4,578,443.18	-4,408,871.21
29	Utilidad Bruta		43,954,974.04	44,124,546.01	44,294,117.98	44,463,689.95	44,633,261.92
30	Depreciación de la Inversión 1 año de acuerdo a la Fracción XII del Art. 40 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta sobre Energías Renovables		-363,368,506.33	-319,413,532.28	-275,288,986.27	-230,994,868.29	-186,531,178.34
31	Utilidad Antes de Impuestos		-319,413,532.28	-275,288,986.27	-230,994,868.29	-186,531,178.34	-141,897,916.42
32	Impuestos 28%		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
33	Utilidad Neta		43,954,974.04	44,124,546.01	44,294,117.98	44,463,689.95	44,633,261.92
34	Flujo de Efectivo		43,954,974.04	44,124,546.01	44,294,117.98	44,463,689.95	44,633,261.92
35	VPN tasa del 10%		-363,368,506.33	39,959,067.31	36,466,566.95	33,278,826.43	30,369,298.51
36	VPN		3,700,227.54				
37	TIR		10.15%				

Tabla A5.12 PAERB Monterrey Caso 2 con Fondos PERGE

No.	Concepto	Año					
		0	1	2	3	4	5
Proyecto de Acumulación de Energía por Bombeo, Monterrey, Nuevo León, México							
PAEB Monterrey (200 MW)							
Caso 2 con Fondo PERGE y Subsidio de CFE ligado al Fondo PERGE							
Flujo de Efectivo							
(Dólares Febrero 2013)							
1	Inversión	0	0	0	0	0	
2	CD Construcción PAEB Monterrey	-192,227,403.48					
3	CI Construcción PAEB Monterrey	-23,836,115.55					
4	Central Eoloelectrónica (177 MW)	-278,221,580.15					
5	Total de Inversiones	-494,285,099.18					
6	Ingresos						
7	Capacidad de Generación Instalada 200 MW		20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	
8	Generación de Energía 292 GWh al año		39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	
9	Condensador Sincrono		5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	
10	Fondo PERGE \$ 0.01 dólar/kWh por 5 años		2,920,000.00	2,920,000.00	2,920,000.00	2,920,000.00	
11	Subsidio CFE ligado a Fondo PERGE \$ 0.03 dólares/kWh por 25 años		8,760,000.00	8,760,000.00	8,760,000.00	8,760,000.00	
12	Total de Ingresos		76,526,487.10	76,526,487.10	76,526,487.10	76,526,487.10	
13	Egresos						
14	Costos de Operación y Mantenimiento Total		-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	
15	Costo de Reposición de Agua 10t/s		-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	
16	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Generada		-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	
17	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Eoloelectrónica para el Bombeo		-1,085,018.02	-1,085,018.02	-1,085,018.02	-1,085,018.02	
18	Costo de Usos Propios 6%		-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	
19	Total de Egresos		-7,193,098.98	-7,193,098.98	-7,193,098.98	-7,193,098.98	
20	Utilidad Bruta		69,333,388.12	69,333,388.12	69,333,388.12	69,333,388.12	
21	Depreciación de la inversión 1 año de acuerdo a la Fracción XII del Art. 40 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta sobre Energías Renovables		-494,285,099.18	-424,951,711.06	-355,618,322.94	-286,284,934.83	-216,951,546.71
22	Utilidad Antes de Impuestos		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	Impuestos 28%		69,333,388.12	69,333,388.12	69,333,388.12	69,333,388.12	
24	Utilidad Neta		69,333,388.12	69,333,388.12	69,333,388.12	69,333,388.12	
25	Flujo de Efectivo		63,030,352.83	57,300,320.76	52,091,200.69	47,355,636.99	43,050,579.08
26	Tasa del 10% para el calculo del VPN		52,558,218.61				
27	VPN						
28	TIR		11.58%				

Tabla A5.13 PAERB Monterrey Caso 2 con Fondos PERGE con Deuda

No.	Concepto	Año	Inicio de operaciones	1	2	3	4	5
1	Proyecto de Acumulación de Energía por Bombeo, Monterrey, Nuevo León, México							
2	PAERB Monterrey (200 MW)							
3	Caso 2 con Deuda y Fondo PERGE							
4	Flujo de Efectivo							
5	(Dólares Febrero 2013)							
6		0	0	0	0	0	0	0
7	Inversión							
8	CD Construcción PAEB Monterrey							
9	CI Construcción PAEB Monterrey							
10	Central Eoloelectrónica (177 MW)							
11	Total de Inversiones							
12								
13	Ingresos							
14	Capacidad de Generación Instalada 200 MW							
15	Generación de Energía 292 GWh al año							
16	Condensador Sincrono							
17	Fondo PERGE \$ 0.01 dólar/kWh por 5 años							
18	Subsidio CFE ligado a Fondo PERGE \$ 0.03 dólares/kWh por 25 años							
19	Total de Ingresos							
20								
21	Egresos							
22	Costos de Operación y Mantenimiento Total							
23	Costo de Reposición de Agua 10H/s							
24	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Generada							
25	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Eoloelectrónica para el Bombeo							
26	Costo de Usos Propios 6%							
27	Total de Egresos							
28								
29	Financiamiento del 20%							
30	Servicio de la Deuda al 7%							
31	Utilidad Bruta							
32	Depreciación de la Inversión 1 año de acuerdo a la Fracción XII del Art. 40 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta sobre Energías Renovables							
33	Utilidad Antes de Impuestos							
34	Impuestos 28%							
35	Utilidad Neta							
36	Flujo de Efectivo							
37	Tasa del 10% para el cálculo del VPN							
38	VPN							
39	TIR							

Tabla A5.14 PAERB Monterrey Caso 2 Comprando Energía para Bombeo a CFE

No.	Concepto	Año					
		0	1	2	3	4	5
A5.14 Proyecto de Acumulación de Energía por Bombeo, Monterrey, Nuevo León, México							
PAERB Monterrey (200 MW)							
Caso 2 Comprando la Energía del Bombeo a CFE							
Flujo de Efectivo							
(Dólares Febrero 2013)							
			Inicio de operaciones				
			1	2	3	4	5
1	Inversión	0	0	0	0	0	0
2	CD Construcción PAEB Monterrey	-192,227,403.48					
3	CI Construcción PAEB Monterrey	-23,836,115.55					
4	Total de Inversiones	-216,063,519.03					
5	Ingresos		20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68
6	Capacidad de Generación Instalada 200 MW		39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93
7	Generación de Energía 292 GWh al año		5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48	5,342,828.48
8	Condensador Sincrono		64,846,487.10	64,846,487.10	64,846,487.10	64,846,487.10	64,846,487.10
9	Total de Ingresos		20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68
10	Egresos		-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84
11	Costos de Operación y Mantenimiento Total		-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26
12	Costo de Reposición de Agua 10lt/s		-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52
13	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T		-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34
14	Costo de Usos Propios 6%		-1,807,766.19	-1,807,766.19	-1,807,766.19	-1,807,766.19	-1,807,766.19
15	Cargo por capacidad Instalada 177 MW, Factor FRI=0.1 por energía intermedia		-28,362,364.83	-28,362,364.83	-28,362,364.83	-28,362,364.83	-28,362,364.83
16	Cargo por Energía Consumida 389 GWh		-36,278,211.98	-36,278,211.98	-36,278,211.98	-36,278,211.98	-36,278,211.98
17	Total de Egresos		-36,278,211.98	-36,278,211.98	-36,278,211.98	-36,278,211.98	-36,278,211.98
18	Utilidad Bruta		28,568,275.12	28,568,275.12	28,568,275.12	28,568,275.12	28,568,275.12
19	No aplica el Art. 40, Fracción 12, se debe depreciar en 20 años, 5%, Art. 41, Fracción I, Ley del Impuesto sobre la Renta		-10,803,175.95	-10,803,175.95	-10,803,175.95	-10,803,175.95	-10,803,175.95
20	Utilidad Antes de Impuestos		17,765,099.17	17,765,099.17	17,765,099.17	17,765,099.17	17,765,099.17
21	Impuestos 28%		-4,974,227.77	-4,974,227.77	-4,974,227.77	-4,974,227.77	-4,974,227.77
22	Utilidad Neta		23,594,047.35	23,594,047.35	23,594,047.35	23,594,047.35	23,594,047.35
23	Flujo de Efectivo		23,594,047.35	23,594,047.35	23,594,047.35	23,594,047.35	23,594,047.35
24	Tasa del 10% para el cálculo del VPN		21,449,133.96	19,499,212.69	17,726,556.99	16,115,051.81	14,650,047.10
25	VPN		3,266,147.66				
26	TIR		10.20%				

Tabla A5.14a PAERB Monterrey Caso 2 Energía para Bombeo a CFE sin Condensador Síncrono

No.	Concepto	Año	Inicio de operaciones							
			1	2	3	4	5			
A5.14a	Proyecto de Acumulación de Energía por Bombeo, Monterrey, Nuevo León, México									
	PAEB Monterrey (200 MW)									
	Caso 2 Comprando la Energía del Bombeo a CFE, sin Condensador Síncrono									
	Fujo de Efectivo									
	(Dólares Febrero 2013)									
			0	0	0	0	0	0	0	0
			-192,227,403.48							
			-23,836,115.55							
	Total de Inversiones		-216,063,519.03							
	Ingresos									
	Capacidad de Generación Instalada 200 MW		20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68
	Generación de Energía 292 GWh al año		39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93
	Condensador Síncrono									
	Total de Ingresos		59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62
	Egresos									
	Costos de Operación y Mantenimiento Total		-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84
	Costo de Reposición de Agua 10lt/s		-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26
	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T		-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52
	Costo de Usos Propios 6%		-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34
	Cargo por capacidad Instalada 177 MW, Factor FRI=0.1 por energía intermedia		-1,807,766.19	-1,807,766.19	-1,807,766.19	-1,807,766.19	-1,807,766.19	-1,807,766.19	-1,807,766.19	-1,807,766.19
	Cargo por Energía Consumida 389 GWh		-28,362,364.83	-28,362,364.83	-28,362,364.83	-28,362,364.83	-28,362,364.83	-28,362,364.83	-28,362,364.83	-28,362,364.83
	Total de Egresos		-36,278,211.98	-36,278,211.98	-36,278,211.98	-36,278,211.98	-36,278,211.98	-36,278,211.98	-36,278,211.98	-36,278,211.98
	Utilidad Bruta		23,225,446.64	23,225,446.64	23,225,446.64	23,225,446.64	23,225,446.64	23,225,446.64	23,225,446.64	23,225,446.64
	No aplica el Art. 40, Fracción 12, se debe depreciar en									
	20 años, 5%, Art. 41, Fracción I, Ley del Impuesto									
	sobre la Renta		-10,803,175.95	-10,803,175.95	-10,803,175.95	-10,803,175.95	-10,803,175.95	-10,803,175.95	-10,803,175.95	-10,803,175.95
	Utilidad Antes de Impuestos		12,422,270.69	12,422,270.69	12,422,270.69	12,422,270.69	12,422,270.69	12,422,270.69	12,422,270.69	12,422,270.69
	Impuestos 28%		-3,478,235.79	-3,478,235.79	-3,478,235.79	-3,478,235.79	-3,478,235.79	-3,478,235.79	-3,478,235.79	-3,478,235.79
	Utilidad Neta		19,747,210.85	19,747,210.85	19,747,210.85	19,747,210.85	19,747,210.85	19,747,210.85	19,747,210.85	19,747,210.85
	Fujo de Efectivo		19,747,210.85	19,747,210.85	19,747,210.85	19,747,210.85	19,747,210.85	19,747,210.85	19,747,210.85	19,747,210.85
	Tasa del 10% para el cálculo del VPN		17,952,009.86	16,320,008.96	14,836,371.78	13,487,610.71	12,261,464.28			
	VPN		-216,063,519.03							
	TIR		-29,700,942.09							
			8.10%							

Tabla A5.15a PAERB M., Caso 2 Bombeo a CFE, Deuda sin Condensador Síncrono

No.	Concepto	Año					Inicio de operaciones
		0	1	2	3	4	
1	Inversión	0	0	0	0	0	
2	CD Construcción PAEB Monterrey	-192,227,403.48					
3	CI Construcción PAEB Monterrey	-23,836,115.55					
4	Total de Inversiones	-216,063,519.03					
5	Ingresos						
6	Capacidad de Generación Instalada 200 MW		20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68
7	Generación de Energía 292 GWh al año		39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93
8	Condensador Síncrono						
9	Total de Ingresos		59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62
10	Egresos						
11	Costo de Operación y Mantenimiento Total	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84
12	Costo de Reposición de Agua 10lt/s	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26
13	Costo de interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52
14	Costo de Usos Propios 6%	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34
15	Cargo por capacidad Instalada 177 MW, Factor FRI=0.1 por energía intermedia	-1,807,766.19	-1,807,766.19	-1,807,766.19	-1,807,766.19	-1,807,766.19	-1,807,766.19
16	Cargo por Energía Consumida 389 GWh	-28,362,364.83	-28,362,364.83	-28,362,364.83	-28,362,364.83	-28,362,364.83	-28,362,364.83
17	Total de Egresos	-36,278,211.98	-36,278,211.98	-36,278,211.98	-36,278,211.98	-36,278,211.98	-36,278,211.98
18	Financiamiento del 30%						
19	Servicio de la Deuda al 7%	-3,024,889.27	-2,924,059.62	-2,823,229.98	-2,722,400.34	-2,621,570.70	
20	Utilidad Bruta	20,200,557.37	20,301,387.01	20,402,216.66	20,503,046.30	20,603,875.94	
21	No aplica el Art. 40, Fracción 12, se debe depreciar en 20 años, 5%, Art. 41, Fracción I, Ley del Impuesto sobre la Renta	-10,803,175.95	-10,803,175.95	-10,803,175.95	-10,803,175.95	-10,803,175.95	-10,803,175.95
22	Utilidad Antes de Impuestos	9,397,381.42	9,498,211.06	9,599,040.70	9,699,870.35	9,800,699.99	
23	Impuestos 28%	-2,631,266.80	-2,659,499.10	-2,687,731.40	-2,715,963.70	-2,744,196.00	
24	Utilidad Neta	17,569,290.57	17,641,887.92	17,714,485.26	17,787,082.60	17,859,679.94	
25	Flujo de Efectivo	15,972,082.34	17,641,887.92	17,714,485.26	17,787,082.60	17,859,679.94	
26	Tasa del 10% para el cálculo del VPN		14,580,072.66	13,309,154.96	12,148,816.75	11,089,456.10	
27	VPN						
28	TIR						
29							
30							
31							
32							
33							
34							
35							
36							
37							
38							
39							
40							
41							
42							
43							
44							
45							
46							
47							
48							
49							
50							
51							
52							
53							
54							
55							
56							
57							
58							
59							
60							
61							
62							
63							
64							
65							
66							
67							
68							
69							
70							
71							
72							
73							
74							
75							
76							
77							
78							
79							
80							
81							
82							
83							
84							
85							
86							
87							
88							
89							
90							
91							
92							
93							
94							
95							
96							
97							
98							
99							
100							

Tabla A5.16 PAERB Monterrey Caso 2 sin Condensador Síncrono

No.	Concepto	Año					
		0	1	2	3	4	5
A5.16	Proyecto de Acumulación de Energía por Bombeo, Monterrey, Nuevo León, México						
	PAEB Monterrey (200 MW)						
	Caso 2, sin Condensador Síncrono						
	Fujo de Efectivo						
	(Dólares Febrero 2013)						
			Inicio de operaciones				
1	Inversión	0	0	0	0	0	0
2	CD Construcción PAEB Monterrey	-192,227,403.48					
3	CI Construcción PAEB Monterrey	-23,836,115.55					
4	Central Eoloelectrónica (177 MW)	-278,221,580.15					
5	Total de Inversiones	-494,285,099.18					
6							
7							
8	Ingresos						
9	Capacidad de Generación Instalada 200 MW		20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68
10	Generación de Energía 292 GWh al año		39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93
11	Condensador Síncrono						
12	Total de Ingresos		59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62
13							
14							
15	Egresos						
16	Costos de Operación y Mantenimiento Total		-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84
17	Costo de Reposición de Agua 10T/s		-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26
18	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Generada		-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52
19	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Eoloelectrónica para el Bombeo		-1,085,018.02	-1,085,018.02	-1,085,018.02	-1,085,018.02	-1,085,018.02
20	Costo de Usos Proprios 6%		-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34
21	Total de Egresos		-7,193,098.98	-7,193,098.98	-7,193,098.98	-7,193,098.98	-7,193,098.98
22							
23							
24	Utilidad Bruta		52,310,559.63	52,310,559.63	52,310,559.63	52,310,559.63	52,310,559.63
25	Depreciación de la Inversión 1 año de acuerdo a la Fracción XII del Art. 40 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta sobre Energías Renovables		-494,285,099.18	-441,974,539.54	-389,663,979.91	-337,353,420.28	-285,042,860.64
26	Utilidad Antes de Impuestos		-441,974,539.54	-389,663,979.91	-337,353,420.28	-285,042,860.64	-232,732,301.01
27	Impuestos 28%		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28	Utilidad Neta		52,310,559.63	52,310,559.63	52,310,559.63	52,310,559.63	52,310,559.63
29	Fujo de Efectivo		52,310,559.63	52,310,559.63	52,310,559.63	52,310,559.63	52,310,559.63
30	Tasa del 10% para el cálculo del VPN		47,555,054.21	43,231,867.47	39,301,697.70	35,728,816.09	32,480,741.90
31	VPN						
32	TIR						8.57%

Tabla A5.17 PAERB Monterrey Caso 2 sin Condensador Síncrono con Deuda

No.	Concepto	Año	Inicio de operaciones							
			0	1	2	3	4	5		
1	Proyecto de Acumulación de Energía por Bombeo, Monterrey, Nuevo León, México PAEB Monterrey (200 MW)									
2	Caso 2, sin Condensador Síncrono con Deuda									
3	Flujo de Efectivo									
4	(Dólares Febrero 2013)									
5			0	0	0	0	0	0	0	0
6				-192,227,403.48						
7				-23,836,115.55						
8				-278,221,580.15						
9				-494,285,099.18						
10	Total de Inversiones									
11	Ingresos									
12	Capacidad de Generación Instalada 200 MW			20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68	20,337,369.68
13	Generación de Energía 292 GWh al año			39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93	39,166,288.93
14	Condensador Síncrono			59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62	59,503,658.62
15	Total de Ingresos									
16	Egresos									
17	Costos de Operación y Mantenimiento Total			-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84	-2,729,154.84
18	Costo de Reposición de Agua 10lt/s			-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26	-215,185.26
19	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Generada			-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52	-813,763.52
20	Costo de Interconexión y Transmisión a CFE tarifa H-T de la Energía Eoloeléctrica para el Bombeo			-1,085,018.02	-1,085,018.02	-1,085,018.02	-1,085,018.02	-1,085,018.02	-1,085,018.02	-1,085,018.02
21	Costo de Usos Propios 6%			-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34	-2,349,977.34
22	Total de Egresos			-7,193,098.98	-7,193,098.98	-7,193,098.98	-7,193,098.98	-7,193,098.98	-7,193,098.98	-7,193,098.98
23	Financiamiento del 20%									
24	Servicio de la Deuda al 7%			-98,857,019.84	-98,857,019.84	-98,857,019.84	-98,857,019.84	-98,857,019.84	-98,857,019.84	-98,857,019.84
25										
26										
27	Utilidad Bruta			45,390,568.24	45,621,234.62	45,851,901.00	46,082,567.38	46,313,233.76	46,543,900.14	46,774,565.52
28	Depreciación de la Inversión 1 año de acuerdo a la Fracción XII del Art. 40 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta sobre Energías Renovables			-494,285,099.18	-448,894,530.93	-403,273,296.31	-357,421,395.30	-311,338,827.92	-265,025,594.16	-218,930,083.70
29	Utilidad Antes de Impuestos			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	Impuestos 28%									
31	Utilidad Neta			45,390,568.24	45,621,234.62	45,851,901.00	46,082,567.38	46,313,233.76	46,543,900.14	46,774,565.52
32	Flujo de Efectivo			45,390,568.24	45,621,234.62	45,851,901.00	46,082,567.38	46,313,233.76	46,543,900.14	46,774,565.52
33	Tasa del 10% para el calculo del VPN			41,264,152.95	37,703,499.69	34,449,211.87	31,475,013.58	28,756,874.38	26,311,745.19	24,111,600.00
34	VPN									
35	TIR									

Tabla A5.18 PAERB Monterrey Caso 2 sin Condensador Síncrono con Fondos PERGE

No.	Concepto	Año					Inicio de operaciones
		0	1	2	3	4	
36	Proyecto de Acumulación de Energía por Bombeo, Monterrey, Nuevo León, México						
37	PAEB Monterrey (200 MW)						
38	Caso 2, sin Condensador Síncrono con Fondo PERGE y Subsidio de CFE ligado al Fondo PERGE						
39	Fujo de Efectivo						
40	(Dólares Febrero 2013)						
41							
42							
43							
44							
45							
46							
47							
48							
49							
50							
51							
52							
53							
54							
55							
56							
57							
58							
59							
60							
61							
62							
63							
64							
65							
66							
67							
68							
69							
70							
71							
72							
73							
74							
75							
76							
77							
78							
79							
80							
81							
82							
83							
84							
85							
86							
87							
88							
89							
90							
91							
92							
93							
94							
95							
96							
97							
98							
99							
100							
101							
102							
103							
104							
105							
106							
107							
108							
109							
110							
111							
112							
113							
114							
115							
116							
117							
118							
119							
120							
121							
122							
123							
124							
125							
126							
127							
128							
129							
130							
131							
132							
133							
134							
135							
136							
137							
138							
139							
140							
141							
142							
143							
144							
145							
146							
147							
148							
149							
150							
151							
152							
153							
154							
155							
156							
157							
158							
159							
160							
161							
162							
163							
164							
165							
166							
167							
168							
169							
170							
171							
172							
173							
174							
175							
176							
177							
178							
179							
180							
181							
182							
183							
184							
185							
186							
187							
188							
189							
190							
191							
192							
193							
194							
195							
196							
197							
198							
199							
200							
201							
202							
203							
204							
205							
206							
207							
208							
209							
210							
211							
212							
213							
214							
215							
216							
217							
218							
219							
220							
221							
222							
223							
224							
225							
226							
227							
228							
229							
230							
231							
232							
233							
234							
235							
236							
237							
238							
239							
240							
241							
242							
243							
244							
245							
246							
247							
248							
249							
250							
251							
252							
253							
254							
255							
256							
257							
258							
259							
260							
261							
262							
263							
264							
265							
266							
267							
268							
269							
270							
271							
272							
273							

III

Bibliografía y Referencias

- Balanko-Dickson, G. 2007. *Cómo Preparar un Plan de Negocios Exitoso*. Mc Graw Hill Interamericana. México.
- BANXICO. 2013. Banco de México. Estados Unidos Mexicanos. Página Electrónica: <http://www.banxico.org.mx/>.
- CFE. 2013. Página en Internet de la Comisión Federal de Electricidad http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp?Tarifa=HT&Anio=2013&mes=4.
- CIFER, 2001. Contrato de Interconexión para Fuentes de Energía Renovable. México: Comisión Reguladora de Energía. Diario Oficial de la Federación 07-09-2001.
- COPAR. 2007. Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de inversión en el Sector Eléctrico. Subdirección de Programación. Coordinación de Evaluación. Comisión Federal de electricidad.
- CPEUM, 2013. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos de 1917. México: Congreso de la Unión. Diario Oficial de la Federación. 26 de Febrero de 2013.
- CRE. 2010. Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para la determinación de los cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste el suministrador a los permisionarios con centrales de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente. Comisión Reguladora de Energía. 16 de abril de 2010. México.
- CRE. 2013. Cargos por Servicios de Transmisión para Energías Renovables o Cogeneración Eficiente. Comisión Reguladora de Energía. México.
- DCRE, 1993. Decreto por el que se crea la Comisión Reguladora de Energía como un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de

- Energía, Minas e Industria Paraestatal. México: Poder Ejecutivo. Diario Oficial de la Federación 04-10-1993.
- De Buen, O. 2010. Guía para el Desarrollo de Proyectos de Generación de Electricidad con Energía Renovable en y para los Municipios. USAID-México. Estados Unidos de América. 114 p.
- Espinosa G., R.A. 1975. Las Plantas de Acumulación de Energía por Bombeo. Tesis de Ingeniería Civil, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Gardea, G. H. 1990. Aprovechamientos Hidroeléctricos y de Bombeo. División de Ingeniería Civil, Topográfica y Geodésica. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. México.
- González, M. R. 2005. Costos Paramétricos Prisma para Proyectos y Avalúos. Bimsa Reports. México.
- Guillén S., O. 2004. Energías Renovables, una perspectiva ingenieril. Editorial Trillas. México.
- Gutiérrez Lobatos, 1970. Estudio del matorral submontano en los alrededores de Monterrey. México.
- ICA. 1999. Proyecto Hidroeléctrico de Acumulación de Energía por Bombeo. PAEB Monterrey, N.L. MOFAL Consultores, S.C.
- INEGI, 1986. Edafología, Estado de Nuevo León. Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática. México.
- INEGI, 1990. XI Censo General de Población y Vivienda. Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática. México.
- INEGI, 2000. XII Censo General de Población y Vivienda. Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática. México.
- INEGI, 2013. Carta de Uso Potencial del Suelo G14C5 "Hidalgo", Nuevo León. Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática. México.
- INPC. 2011. Índice Nacional de Precios al Consumidor. Banco de México. Diario Oficial de la Federación. 23 de febrero de 2011.
- LAERFTE, 2013. Ley para el Aprovechamiento de la Energía Eléctrica y el Financiamiento de la Transición Energética. México: Congreso de la Unión. Diario Oficial de la Federación 21-03-2013.

- LAN, 2012. Ley de Aguas Nacionales. México: Congreso de la Unión. Diario Oficial de la Federación 08-06-2012.
- LASE, 2008. Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. México: Diario Oficial de la Federación 28-11-2008.
- LCRE, 2008. Ley de la Comisión Reguladora de Energía. México: Congreso de la Unión. Diario Oficial de la Federación 28-11-2008.
- LFD, 2009. Ley Federal de Derechos: México: Congreso de la Unión. Diario Oficial de la Federación 27-11-2009.
- LFEP, 2012. Ley Federal de la Entidades Paraestatales. México: Congreso de la Unión. Diario Oficial de la Federación 04-10-2012.
- LFMN, 2012. Ley Federal sobre Metrología y Normalización. México: Congreso de la Unión. Diario Oficial de la Federación 09-04-2012.
- LGDFS, 2012. Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable: México: Congreso de la Unión. Diario Oficial de la Federación 04-06-2012.
- LGEEPA, 2012. Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente. México: Congreso de la Unión. Diario Oficial de la Federación 04-06-2012.
- LGPGIR, 2012. Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos. México: Congreso de la Unión. Diario Oficial de la Federación 30-05-12.
- LGSM. 2011. Ley General de Sociedades Mercantiles. Secretaria de Gobernación, Estados Unidos Mexicanos. 15 de diciembre de 2011.
- LISR, 2012. Ley del Impuesto Sobre la Renta: México: Congreso de la Unión. Diario Oficial 25-05-2012.
- Llamas, A. 2007. Capacidad de Generación. Centro de Estudios de energía. Recuperado de Internet en: [www.mty.itesm.mx/.../informes anuales y de-labores de CFE.doc](http://www.mty.itesm.mx/.../informes_anuales_y_de-labores_de_CFE.doc).
- LOAPF, 2013. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal. México: Congreso de la Unión. Diario Oficial de la Federación 02-01-2013.
- LP, 2012. Ley de Planeación. México: Congreso de la Unión. Diario Oficial de la Federación 09-04-2012.
- LSPEE, 2012. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. México: Congreso de la Unión. Diario Oficial de la Federación 09-04-2012.

- Melgoza, C. A. 1977. Estudio florístico ecológico de comunidades secundarias de matorral submontano en Santiago, Nuevo León, México. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ciencias Biológicas, Universidad Autónoma de Nuevo León, San Nicolás de los Garza, 75 pp.
- NOM-059-ECOL-2001. Programa de Protección de especies en peligro. DOF 06-03-2002. México.
- Ortega, C. A. 2008. Proyectos de Inversión. Grupo Editorial Patria. México.
- PECC, 2009. Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012. México: Poder Ejecutivo. Diario Oficial de la Federación 28-08-2009.
- Pérez, F., J.D. 2008. Experiencia en las Pruebas de Desempeño del Parque Eólico la Venta II. Oficina de Sistemas Térmicos e Hidráulicos. Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales. Comisión Federal de Electricidad.
- PERGE. 2006. Large-Scale Renewable Energy Development Project. Banco Mundial.
- PMDUZCM, 2000. Plan Metropolitano 2000-2012 de Desarrollo Urbano de la Zona Conurbada de Monterrey. México.
- POISE. 2011. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2016. Comisión Federal de Electricidad. Subdirección de Programación. Coordinación de Planificación. México.
- PROSPECTIVA. 2011. Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026. Secretaría de Energía. Gobierno Federal. México.
- RLAERFTE, 2012. Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de la Energía Eléctrica y el Financiamiento de la Transición Energética. México: Poder Ejecutivo. Diario Oficial de la Federación 30-11-2012.
- RLASE, 2009. Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. México: Poder Ejecutivo. Diario Oficial de la Federación 11-09-2009.
- RLSPEE, 2012. Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. México: Poder Ejecutivo. Diario Oficial de la Federación 30-11-2012
- SADM. 2013. Tarifas del Servicio de Agua y Drenaje de Monterrey. Ciudad de Monterrey, y Zona Urbana de la Municipios Conurbados. Nuevo León, México. Recuperado de Internet de la página <http://www.sadm.gob.mx/PortalSadm/jsp/seccion.jsp?id=47&sadm=29>.

- SEMARNAT, 2013. Normas Oficiales Mexicanas en materia ambiental. México. Obtenido el 10 de marzo de 2013: <http://www.semarnat.gob.mx/leyesynormas/Pages/nomsxmateria.aspx>.
- SENER, 2007. Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables. Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico. México. 108 p.
- SENER, 2008. Prospectiva del sector eléctrico 2008-2017. Dirección General de Planeación Energética. México. 230 p.
- SENER, 2011. Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. Subsecretaría de Planeación e Información Energética 2011. México. 99 p.
- SENER, 2012. Prospectivas del Sector Eléctrico 2012-2026. Dirección General de Planeación e Información Energética. México. 237 p.
- SENER. 2012. Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026. Herrera F., J.H. Secretario de Energía. Fernández M., X. Responsable de la Elaboración, México.
- SENER-GTZ, 2009. Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México. México, 70 p.
- Suárez S., C. 1995. Costo y Tiempo en Edificación. Editorial Limusa, S.A. de C.V. Grupo Noriega Editores. México.
- Thuesen, H. G., Fabrycky, W. J., Thuesen, G. J. 1986. Ingeniería Económica. Prentice Hall Hispanoamericana. México.
- Torres, F. y E. Gómez, 2006. Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México. SENER-GTZ. México, 89 p.
- Torres, H. F. 1980. Obras Hidráulicas. 2ª. Edición. Editorial Limusa Noriega. México.
- Wilson, J.D., Buffa, A.J. 2003. Física 5ª. Edición. Pearson Educación, México, 2003.

