



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MEXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**ESTIMACIÓN ANALÍTICA Y EVALUACIÓN  
ECONÓMICA DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE  
LAS CORRIENTES MARINAS EN EL CANAL DE  
INFIERNILLO, GOLFO DE CALIFORNIA.**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
**INGENIERO  
CIVIL**

PRESENTA:

**EDMUNDO MOLINA PÉREZ**

DIRECTOR DE TESIS: M. C. Esteban Figueroa Palacios



Ciudad Universitaria, México D.F. Febrero de 2008.



FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍAS CIVIL  
Y GEOMÁTICA

OFICIO FING/DICG/SEAC/UTIT/002/08

ASUNTO: Solicitud de Jurado para  
Examen Profesional

**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA**  
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE  
INGENIERÍA DE LA UNAM  
Presente.

El señor EDMUNDO MOLINA PÉREZ, registrado en esta facultad con el número de cuenta 300275944, en la carrera de **INGENIERÍA CIVIL**, quien ha cubierto los requisitos académicos necesarios para realizar su trámite de Examen Profesional, bajo la modalidad I. Titulación mediante Tesis o tesina y Examen profesional, le solicita atentamente autorice el siguiente jurado:

ASIGNACIÓN:	NOMBRE:	R.F.C.
PRESIDENTE:	M.I. OSCAR VEGA ROLDÁN	VERO-381205
VOCAL:	M.C. ESTEBAN FIGUEROA PALACIOS	FIPE-520321
SECRETARIO:	M.I. GUSTAVO CARLOS ARGIL CARRILES	AICG-380120
1er. SUPLENTE:	M.I. MIGUEL ÁNGEL RODRÍGUEZ VEGA	ROVM-591030
2do. SUPLENTE:	M.C. VÍCTOR MAHBUB ARELLE	MAAV-760723

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Cd. Universitaria a 5 de febrero de 2008  
EL JEFE DE LA DIVISIÓN

ENTERADO

ING. RODOLFO SOLÍS UBALDO

SR. EDMUNDO MOLINA PÉREZ

RSU\*MTH\*crc

*A mis padres.  
En la brevedad de las palabras,  
el valor de su significado.*

## AGRADECIMIENTOS

Extiendo mis más sinceros agradecimientos a la Universidad Nacional Autónoma de México porque me ha permitido conocer y entender a nuestro país, porque en sus aulas y pasillos, a través del espíritu universitario, viví intensamente su historia y me comprometí con su futuro, pero sobre todo porque durante ocho años me permitió hablar, pensar y vivir como un verdadero hombre libre.

Agradezco a la Facultad de Ingeniería por los retos y oportunidades brindadas, al Doctor Jesús Zepeda Arce por su amistad y tutelaje en mis primeras travesías por el mundo de la ciencia, al Doctor Silvio Guido Marinone por los datos aportados a este trabajo. Agradezco al Ingeniero Miguel Angel Rodríguez Vega por su amistad y gran apoyo a mi carrera académica, al Ingeniero Oscar Vega Roldan por sus consejos como maestro y las importantes lecciones aprendidas en su clase, al Ingeniero Víctor Mahbub por su amistad, confianza y notable compromiso como profesor y profesional de la ingeniería. Agradezco al Ingeniero Esteban Figueroa por su interés en mi trabajo de tesis, por sus consejos oportunos y por alentarme a reflexionar siempre sobre la naturaleza del trabajo de un ingeniero.

Agradezco a mis estimados amigos Mauricio y Juan Carlos por los gratos momentos compartidos, a Hilda su gran cariño y paciencia, por entender mis acciones y escuchar mis anhelos. Agradezco a mis hermanos Isaac, Daniel y Carlos en quienes he encontrado la fortaleza para lograr mis metas y por permitirme ser parte de su vida. Finalmente y sobre todo, agradezco a mis padres por todo su apoyo y principalmente porque su vida ha sido inspiración de la mía.

*Toda nuestra ciencia,  
comparada con la realidad,  
es primitiva e infantil...  
y sin embargo es lo más preciado  
que tenemos.*  
*Albert Einstein*  
*(1879-1955)*

---

---

## ÍNDICE

### INTRODUCCIÓN

<b>I. CONTEXTO ENERGÉTICO NACIONAL E INTERNACIONAL PARA EL APROVECHAMIENTO DE LAS CORRIENTES MARINAS EN EL SISTEMA ENERGÉTICO MUNDIAL.</b>	1
<b>I.1. Actualidad y perspectivas del Sistema Energético Mundial y Nacional.</b>	2
I.1.1. Prácticas energéticas en la actualidad.	2
I.1.2. Perspectivas del Sistema Energético Mundial 2030.	3
I.1.3. Prácticas energéticas en México	6
I.1.4. Perspectivas del Sistema Energético Nacional 2015	8
<b>I.2. Actualidad y perspectivas de las Energías Renovables en el Mundo y en México.</b>	12
I.2.1. Tipos de Sistemas de Energía Renovable	12
I.2.2. Actualidad de las Energías Renovables en el Sistema Energético Mundial	14
I.2.3. Perspectivas de las Energías Renovables en el Sistema Energético Mundial	17
I.2.4. Energías Renovables en el Sistema Energético Nacional.	20
<b>I.3. Aprovechamiento de las Energías Oceánicas en el Sistema Energético Mundial.</b>	25
I.3.1. Tipos de Energía Oceánica	
I.3.1.1. Energía de las mareas	26
I.3.1.1.1 Recurso Energético	
I.3.1.1.2 Tecnología	
I.3.1.1.3 Modos de operación	
I.3.1.1.4 Plantas existentes	
I.3.1.1.5 Aspectos económicos y ambientales.	
I.3.1.2. Energía de Gradiente Térmico Oceánico (OTEC: Ocean Thermal Energy Conversion)	28
I.3.1.2.1 Recurso Energético	
I.3.1.2.2 Tecnología	
I.3.1.2.3 Plantas de demostración.	
I.3.1.2.4 Aspectos económicos y ambientales.	
I.3.1.3. Energía del Oleaje	31
I.3.1.3.1 Recurso Energético	
I.3.1.3.2 Tecnología	
I.3.1.3.3 Plantas de demostración.	
I.3.1.3.4 Aspectos económicos y ambientales.	
I.3.1.4. Energía de las Corrientes Marinas.	33
I.3.1.4.1 Recurso Energético	
I.3.1.4.2 Plantas de demostración	
I.3.1.4.3 Aspectos económicos y ambientales.	
<b>I.4. Descripción de tecnologías para el aprovechamiento de Corrientes Marinas</b>	35
I.4.1. Descripción de las principales tecnologías para el aprovechamiento de Corrientes Marinas.	35
I.4.1.1. Principio de funcionamiento	35
I.4.1.2. Marine Current Turbines Ltd. (Seaflow-Seagen).	37
I.4.1.3. Proyecto Enermar	39
I.4.1.4. Business Engineering (Stingray).	40
I.4.2. Prioridades en Investigación y Desarrollo de las tecnologías para el aprovechamiento de Corrientes Marinas	40
I.4.2.1. Cavitación	40
I.4.2.2. Interacción con el Ambiente Marino	41

I.4.2.3. Turbulencia	41
I.4.2.4. Construcción	41
I.4.2.5. Información de Corrientes Marinas	41
<b>II. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LAS CORRIENTES MARINAS EN EL CANAL DE INFIERNILLO, GOLFO DE CALIFORNIA.</b>	43
<b>II.1. Análisis de datos de corrientes marinas y construcción de escenarios   exploratorios.</b>	44
II.1.1. Características geográficas y de la velocidad de las corrientes Marinas en el Canal de Infiernillo.	44
II.1.2. Características de las Corrientes Marinas en el Canal de Infiernillo.	45
II.1.3. Generación de Escenarios Exploratorios.	47
<b>II.2. Estimación Analítica del Potencial Energético de las Corrientes   Marinas en el Canal de Infiernillo.</b>	51
II.2.1. Condiciones generales de análisis	51
II.2.2. Estimación analítica de la producción de energía eléctrica en el Canal de Infiernillo.	53
<b>II.3. Análisis Económico y Financiero del Potencial Energético de las   Corrientes Marinas en el Canal de Infiernillo.</b>	62
II.3.1. Enfoque de Evaluación y Criterios de Decisión	62
II.3.2. Elementos Macroeconómicos.	63
II.3.3. Análisis de riesgos y stakeholders	63
II.3.4. Estudios de Mercado	66
II.3.5. Estimación de Egresos	66
II.3.6. Estimación de Ingresos	67
II.3.7. Análisis Económico de la producción de energía con corrientes marinas en el Canal de Infiernillo.	69
II.3.7.1. Flujo de efectivo	69
II.3.7.2. Metodología y parámetros para el cálculo del Costo Nivelado de Generación	70
II.3.7.3. Cálculo del Costo Nivelado de Generación.	71
II.3.8. Análisis Financiero de la producción de energía con corrientes marinas en el Canal de Infiernillo.	73
II.3.8.1. Esquema de financiamiento Público-Privado	73
II.3.8.2. Análisis de esquemas de financiamiento para la construcción de una planta de generación energía con corrientes marinas.	74
<b>III. ANÁLISIS DE RESULTADOS.</b>	79
<b>III.1. Análisis de Sensibilidad</b>	80
III.1.1. Eficiencia de DACM instalados.	80
III.1.2. Número de unidades instaladas en la central eléctrica	81
III.1.3. Costo de la Tecnología.	81
III.1.4. Costo de Operación y Mantenimiento	82
III.1.5. Incentivos Económicos	82
III.1.6. Tiempo de Vida Útil	83
<b>III.2. Discusión de resultados y recomendaciones para el desarrollo del   aprovechamiento de corrientes marinas.</b>	86
III.2.1. Análisis de Sensibilidad-Escenario Base	86
III.2.2. Análisis de Sensibilidad-Escenario Alternativo 1	90
III.2.3. Análisis de Sensibilidad-Escenario Alternativo 2	92
<b>IV CONCLUSIONES</b>	94
<b>IV.1 Aplicaciones en la sociedad y beneficios esperados</b>	95
<b>IV. 2Conclusiones sobre el Potencial Energético de las Corrientes Marinas   en el Canal de Infiernillo.</b>	97
<b>IV.3 Comentarios Finales</b>	98
<b>Bibliografía y Anexos</b>	

---

---

## INDICE DE FIGURAS

### **Capítulo I**

Figura I.1	Consumo y fuentes de abastecimiento de energía a nivel mundial (Mtoe)	4
Figura I.2	Comportamiento histórico del precio del Gas Natural y el Petróleo (1976-2005)	4
Figura I.3	Demanda mundial de energía primaria (1971-2030)	5
Figura I.4	Estructura de la producción de energía primaria en México (2005).	6
Figura I.5	Producción de energía primaria en México (1996-2005)	7
Figura I.6	Consumo nacional de energía por sectores (2005). TWh y participación porcentual.	9
Figura I.7	Evolución del consumo nacional de electricidad y PIB (1983-2005)	9
Figura I.8	Proyección del consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, 2005-2015.	10
Figura I.9	Tasa de crecimiento anual en el uso de Energías Renovables (1971-2004).	15
Figura I.10	Distribución Regional del uso de Energías Renovables	17
Figura I.11	Distribución geográfica del incremento de energía renovable para la generación de electricidad. Escenario Alternativo (Se excluye Hidroenergía).	19
Figura I.12	Efecto de los campos gravitacionales del Sol y la Luna sobre la Tierra.	25
Figura I.13	Funcionamiento de planta Maremotriz	26
Figura I.14	Dispositivos para aprovechamiento de oleaje. a) OWC b) Pendulor c) TAPCHAN	30
Figura I.15	Dispositivos Near-Shore devices para aprovechamiento de oleaje. a) Energetch OWC b) Wave Rotor	31
Figura I.16	Dispositivos Offshore devices para aprovechamiento de oleaje. a) Hose Pump b) Arquímedes Wave Swing c) Aquabuoy d) Wave Dragon	31
Figura I.17	Tipos de Turbinas de Corrientes Marinas. A) Turbina de eje Horizontal, b) Turbina de eje vertical.	37
Figura I.18	Prototipo Seaflow instalado en Lynmouth, Devon, Reino Unido.	38
Figura I.19	Prototipo Seagen. A) Sistema Seagen. b) Seagen construido escala 1:1.	38
Figura I.20	Planta de generación de energía con corrientes marinas.	38
Figura I.21	Proyecto Enermar.	39
Figura I.22	Principio de funcionamiento Turbina Kobold.	39
Figura I.23	Proyecto Stingray	40

### **Capítulo II**

Figura II.1	Canal de Infiernillo. Golfo de California.	45
Figura II.2	Batimetría del Canal de Infiernillo. a) Entrada Norte b) Entrada Sur.	45
Figura II.3	Simulación numérica de velocidad de corrientes marinas. a) Serie de tiempo de 350 hrs b) Serie de tiempo de 24 hrs.	46
Figura II.4	Histograma de velocidad de corrientes marinas. Canal de Infiernillo.	46
Figura II.5	Promedio mensual de la Velocidad de la Corriente en el Canal de Infiernillo.	47
Figura II.6	Histograma de Velocidad de Corriente. Escenarios Exploratorios.	49
Figura II.7	Serie de tiempo de 24 horas. Velocidad de Corriente.	50
Figura II.8	Sistema de transmisión de energía de los DACM.	52
Figura II.9	Arreglo modular de una central eléctrica de corrientes marinas.	53
Figura II.10	Características geométricas de los dispositivos SeaGen.	54
Figura II.11	DACM SeaGen. Potencia vs Tiempo. Potencia nominal a) 322 kW b) 117 kW.	55
Figura II.12	Comportamiento de la Generación de Energía Anual y el Factor de Planta en función de la Potencia Instalada.	57
Figura II.13	Comportamiento de la Generación de Energía Anual y el Factor de Planta en función de la Potencia Instalada. a) Escenario A1, b) Escenario A2.	58
Figura II.14	Generación de Energía Anual. Escenarios Exploratorios.	59
Figura II.15	Factor de Planta. Escenarios Exploratorios	59
Figura II.16	Flujo convencional de erogaciones durante la construcción de una central eléctrica.	70
Figura II.17	Comportamiento del CNG en función del factor de planta	73
Figura II.18	Estructura de financiamiento para la explotación de corrientes marinas en el Golfo de California.	76
Figura II.19	Curva característica de esquemas de inversión para el aprovechamiento de	77

---

corrientes marinas a una TIR de 12%.

### **Capítulo III**

Figura III.1	Análisis de Sensibilidad. Eficiencia DACM vs Variación CNG	80
Figura III.2	Análisis de Sensibilidad. Unidades Instaladas vs Variación CNG	81
Figura III.3	Análisis de Sensibilidad. Costo Tecnología vs Variación CNG	82
Figura III.4	Análisis de Sensibilidad. Costo Operación y Mantenimiento vs Variación CNG	82
Figura III.5	Análisis de Sensibilidad. Incentivos Económicos vs Variación CNG	83
Figura III.6	Análisis de Sensibilidad. Tiempo de Vida Útil vs Variación CNG	84
Figura III.7	Análisis de Sensibilidad Condensado.	85
Figura III.8	Curva Factor de Planta vs CNG. Sensibilidad Escenario Base	87
Figura III.9	Esquemas de financiamiento. Sensibilidad Escenario Base	87
Figura III.10	Sensibilidad Condensada. Potencia= 7.5 MW, Fp=24.12%	87
Figura III.11	Esquemas de financiamiento. Sensibilidad Escenario Alternativo 1.	90

---

---

## INDICE DE TABLAS

### **Capítulo I**

Tabla I.1	Actividades Energéticas en México (2005).	7
Tabla I.2	Crecimiento proyectado en el uso de Energías Renovables para la producción de electricidad. Escenario alternativo.	19
Tabla I.3	Proyectos geotérmicos en etapa de factibilidad del Sector Energético Nacional.	22
Tabla I.4	Características de centrales maremotrices existentes.	28
Tabla I.5	Estado de desarrollo de tecnologías para aprovechamiento de oleaje.	32
Tabla I.6	Estado de desarrollo de tecnologías para aprovechamiento de Corrientes Marinas.	35

### **Capítulo II**

Tabla II.1	Características de Escenarios Exploratorios.	49
Tabla II.2	Características de los componentes del sistema SeaGen.	54
Tabla II.3	Comparativo de Aprovechamiento de Corrientes Marinas en el Canal de Infiernillo. Escenarios Exploratorios	60
Tabla II.4	Costos planta comercial	66
Tabla II.5	Programa de construcción	66
Tabla II.6	Costos operación y mantenimiento	67
Tabla II.7	Estimación de ingresos por bonos de carbono.	67
Tabla II.8	Tarifas de Energía y Costo de Generación de Energía en la región Noroeste de México.	68
Tabla II.9	Posibilidades de Precio de Venta de Energía a CFE de una planta de generación de energía con corrientes marinas.	68
Tabla II.10	Comportamiento del Costo Nivelado de Generación. Escenario Alternativo 2.	71
Tabla II.11	Comparativo de Economía de la producción de energía con corrientes marinas. Escenarios Exploratorios.	72
Tabla II.12	Análisis de factibilidad financiera. Escenario Alternativo 2.	76

### **Capítulo III**

Tabla III.1	Caso de Sensibilidad Ejemplo	84
Tabla III.2	Parámetros para Análisis de Sensibilidad. Escenario Base	86
Tabla III.3	Modificación de Parámetros para reducción de CNG. Sensibilidad Escenario Base	88
Tabla III.4	Modificación de Parámetros para reducción de CNG. Sensibilidad Escenario Base	88
Tabla III.5	Características Central Eléctrica. Sensibilidad Escenario Base	89
Tabla III.6	Parámetros para Análisis de Sensibilidad. Escenario Alternativo 1.	90
Tabla III.7	Modificación de Parámetros para reducción de CNG. Sensibilidad Escenario A1.	91
Tabla III.8	Resultado de Sensibilidad. Escenario A1.	91
Tabla III.9	Modificación de Parámetros para reducción de CNG. Sensibilidad Escenario A2.	92
Tabla III.10	Resultado de Sensibilidad. Escenario A2.	92

### **Capítulo IV**

Tabla IV.1	Comportamiento del costo de producción de energía en función de la diversificación del sistema energético.	96
Tabla IV.2	Esquemas de producción de energía e indicadores técnico-económicos.	98

---

---

## INTRODUCCIÓN

Esta tesis evalúa la posibilidad de explotar las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo en el Golfo de California como una fuente de energía renovable para nuestro país.

El primer capítulo presenta un análisis de la información existente de las actividades energéticas en México y el mundo, se presenta la distribución y principales índices de consumo de las fuentes de energía existentes, se realiza un análisis de la situación actual de las energías renovables en el ámbito nacional e internacional y con base en estudios realizados por diferentes investigadores y la Agencia Internacional de Energía se presenta el impacto a futuro de su implementación en el Sistema Energético Internacional. Adicionalmente, se explican las diferentes formas de energía renovable proveniente del océano con especial énfasis en las corrientes marinas y las tecnologías actualmente en desarrollo para su aprovechamiento.

En el segundo capítulo se realiza el análisis técnico y económico del aprovechamiento de las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo. Primero, se estudia la distribución de frecuencia de las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo con base en una simulación numérica de su comportamiento realizada por el investigador Silvio Guido Marinone. A partir de esta información, se generan tres escenarios exploratorios en donde se varía el histograma de velocidad de corrientes. Segundo, para cada escenario exploratorio se realiza el análisis técnico de la producción de energía en función de la potencia instalada y la eficiencia operativa de los esquemas de producción estudiados. Tercero, con estos parámetros se realiza para cada escenario exploratorio, el análisis económico de la energía producida, calculando el Costo Nivelado de Generación y el impacto en el Producto Interno Bruto de México. Finalmente, se estudia la posibilidad de financiamiento de este proyecto en cada escenario exploratorio en un esquema público-privado.

El tercer capítulo presenta de manera general el análisis de sensibilidad de los parámetros técnicos y económicos involucrados en la producción de energía con corrientes marinas. En cada escenario exploratorio se aplican los resultados del estudio de sensibilidad, para identificar y discutir las características tecnológicas necesarias para garantizar la producción de energía de manera económica y eficiente.

El último capítulo presenta de manera esquematizada los principales hallazgos de este trabajo, se discuten sus posibilidades de desarrollo y sus posibles beneficios en la sociedad mexicana.

**CAPITULO I**  
**CONTEXTO ENERGÉTICO NACIONAL E**  
**INTERNACIONAL PARA EL APROVECHAMIENTO DE LAS**  
**CORRIENTES MARINAS EN EL SISTEMA ENERGÉTICO**  
**MUNDIAL**

---

## **1.1 ACTUALIDAD Y PROSPECTIVAS DEL SISTEMA ENERGÉTICO MUNDIAL Y NACIONAL.**

### **1.1.1 Prácticas energéticas en la actualidad.**

De acuerdo con David W. Orr (2002), el problema crucial de la ecología humana radica en satisfacer las necesidades básicas de la sociedad (Agua, Energía, Alimentos y Disposición adecuada de desechos), encontrando los medios para extraer de forma benigna, energía y recursos naturales del medio ambiente [1]. Sin embargo, los hábitos y necesidades modernas de la sociedad dificultan dicha tarea y a medida que la población aumenta también lo hacen el ritmo con el cual se reducen los recursos naturales y se contamina el planeta, aunado a esto la cobertura de los servicios básicos es claramente inequitativa. Actualmente, una proporción considerable de la población mundial no recibe servicios adecuados de agua potable y electricidad, por ejemplo, a nivel mundial 2400 millones de personas emplean principalmente energía biomasa en sus hogares para cocinar porque no tienen acceso a combustibles más modernos. Las consecuencias son inmediatas y de gran impacto, en este caso, la mayoría de los hogares de estas personas no están adecuadamente ventilados y muchos sufren de enfermedades respiratorias ocasionadas por la concentración de dióxido de carbono en sus hogares, además, la recolección, almacenamiento y uso de biomasa requiere una cantidad de tiempo importante, lo que mantiene a este sector de la población mundial alejado de oportunidades que ofrece el mundo moderno, como son educación y una adecuada remuneración económica por su trabajo [2]. Encontrar un conjunto de soluciones que ayuden a distribuir adecuadamente los servicios básicos a la población, y que además, se haga de manera que se garantice la existencia de recursos para las generaciones futuras y la coexistencia del ser humano con el medio ambiente, resulta ser uno de los retos más importantes de la ciencia y la sociedad en el siglo XXI.

La Organización de las Naciones Unidas (ONU) identifica el uso de energía como uno de los factores que fomenta el desarrollo económico, la provisión de los recursos básicos y la reducción de los índices de pobreza [3]. Sin embargo, en la actualidad la distribución de energía se encuentra lejos de alcanzar una cobertura universal, a nivel mundial 1,600 millones de personas no tienen acceso a la energía eléctrica [2], y al igual que hace 20 años, el abasto de energía depende principalmente del petróleo, el gas natural y el carbón. En la figura 1 se aprecia que el petróleo y el carbón proporcionan más del 50% de la energía empleada en el mundo. En diversos sectores de la economía mundial es evidente este hecho. Por ejemplo, de acuerdo con la División para el Desarrollo Sostenible de la ONU el sector del transporte ha experimentado el mayor crecimiento en el uso de petróleo, de 1975 a 2003 el uso del petróleo como combustible en los medios de transporte se incrementó en una proporción cuatro veces mayor que en el sector industrial. También se aprecia que el uso de gas natural se ha incrementado en un 2.8%, esto debido a que es un combustible menos contaminante que el petróleo y que los avances tecnológicos han permitido su mejor empleo en la producción de energía eléctrica. De forma similar, el uso de energía nuclear en el mundo se incrementó 1.4 % debido a los avances científicos y tecnológicos que han permitido mayores índices de seguridad en el aprovechamiento de este recurso. Finalmente, se aprecia que el incremento en el uso de energías renovables ha sido de 1.9% lo que indica que son la fuente de energía no fósil que crece con mayor rapidez y de mayor diversidad, pero aún contribuyen con un pequeño porcentaje al abastecimiento de energía en el mundo [3]. Es evidente que el panorama energético mundial consiste en un sistema altamente

dependiente de los combustibles fósiles y que gradualmente cambia a energías más limpias y seguras.

El gran crecimiento de la economía y la población mundial en las últimas décadas ha incrementado de manera significativa la demanda de energía, lo que presiona enormemente al sector energético mundial. En la figura I.1, se puede apreciar que de 1985 a 2003 el consumo mundial de energía se incrementó 39% y se espera que esta tendencia de crecimiento se mantenga durante las siguientes décadas [4]. Aunado a esto, se encuentra la dependencia del sector energético y la economía mundial a los combustibles fósiles. En la figura I.2 se muestra que durante el 2005 los precios del gas natural y el petróleo alcanzaron niveles similares a los de la crisis del petróleo de la década de los 80's [3]; por supuesto, estos altos precios propician el ahorro de energía, el incremento en la eficiencia de los sistemas energéticos y ayudan a hacer más competitivas las energías renovables, pero de mantenerse o incrementarse esta tendencia mayores serán los impactos económicos y sociales de una falla en el abastecimiento de combustibles fósiles que afectaría principalmente a países importadores de petróleo [5].

Los fenómenos que propician la volatilidad de los combustibles fósiles pueden ser de orden político, ambiental o atmosférico, e incluso de incertidumbre en nuestro conocimiento de las reservas de petróleo a nivel mundial. Por ejemplo en 1972 un grupo de expertos conocido como el Club de Roma escribió un reporte llamado "Límites del Crecimiento", en este documento se predijo que restaban tan solo 550 mil millones de barriles de petróleo en el mundo y que las reservas de petróleo se terminarían en 1990, esta predicción aunada a la crisis política que se vivió en el medio oriente en 1980 dio origen a un incremento y enseguida un notable desplome de los precios del petróleo que ocasionó una grave crisis económica en diversos países en vías de desarrollo. En la actualidad, se sabe que el mundo consumió más de 600 mil millones de barriles durante el tiempo analizado por el Club de Roma y que existe una reserva mundial de más de un billón de barriles de petróleo que pueden ser extraídos a precios y condiciones similares a las actuales [6]. A pesar de esto, aún existe el peligro en la economía mundial de que el sistema energético global no sea capaz de garantizar la seguridad en la producción y distribución de energía. En conclusión, el mundo enfrenta tres retos en el sector energético: obtener combustibles o aprovechar recursos naturales para producir energía a precios costeados, garantizar la seguridad en el abasto de energía y disminuir el daño ambiental por el alto consumo de energía en nuestro planeta [5].

### **1.1.2 Prospectivas del Sistema Energético Mundial 2030.**

Las necesidades globales de energía probablemente continuarán creciendo durante las siguientes dos décadas. Como se aprecia en la figura I.3, si los gobiernos a nivel mundial mantienen sus actuales políticas energéticas, la demanda de energía en el año 2030 será 50% mayor que la actual con una tasa de crecimiento anual de 1.6%, más de dos tercios de este crecimiento será de los países en vías de desarrollo en donde generalmente el crecimiento económico y poblacional es más alto. En este escenario de referencia en el año 2030 los combustibles fósiles continuarán dominando el abastecimiento de energía [4], el petróleo será el combustible más importante en el sistema energético mundial y 70% de su crecimiento será provocado por el sector del transporte [5], la demanda de petróleo será de 92 mb/d (millones de barriles por día) en el año 2010 y de 115 mb/d en el año 2030, la demanda del gas natural crecerá más rápido que en la actualidad, impulsada principalmente por la necesidad de generación de

energía eléctrica; antes del año 2015 el gas natural será el segundo combustible más importante del mundo, la demanda de carbón a nivel mundial disminuirá poco pero tendrá un crecimiento importante en China e India [4]. El mercado de energía nuclear disminuirá marginalmente [5]. Finalmente, la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de los recursos hídricos y el uso de energías renovables tales como los combustibles modernos biomasa, la energía geotérmica, solar, eólica, mareas y corrientes marinas se mantendrá constante.

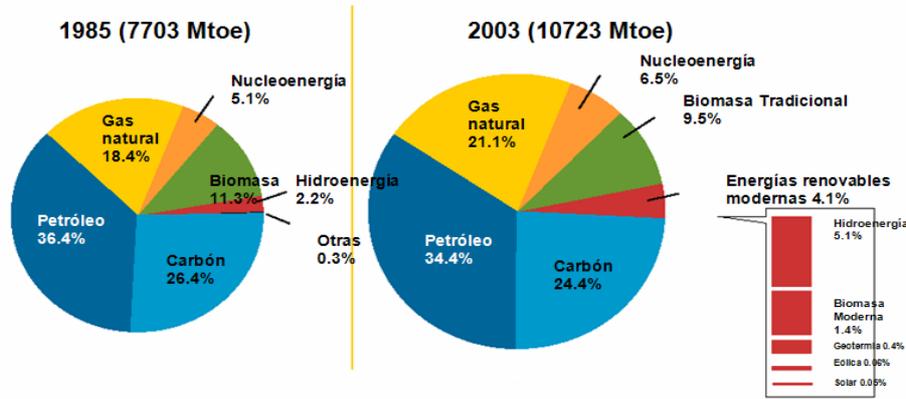


Figura I.1. Consumo y fuentes de abastecimiento de energía a nivel mundial (Mtoe<sup>1</sup>)  
Fuente: Modificado de ONU (2005)

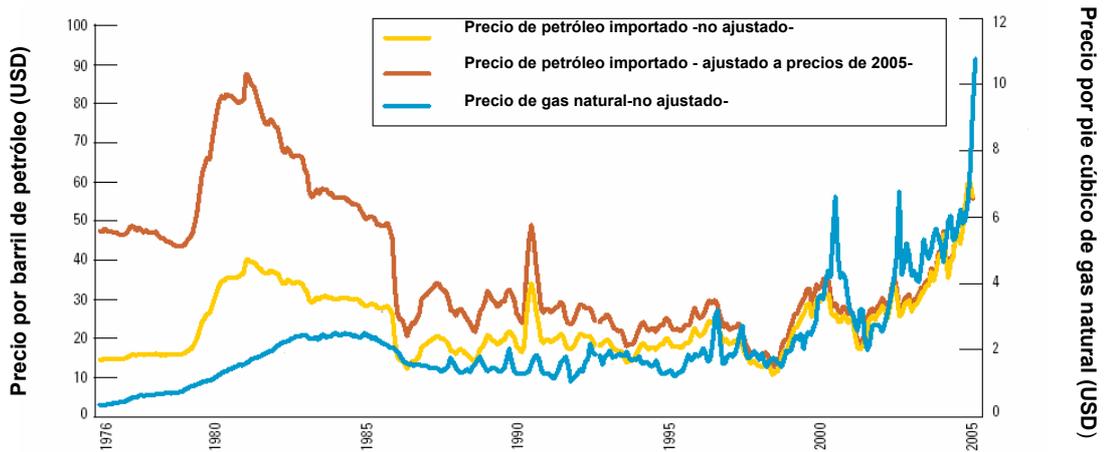
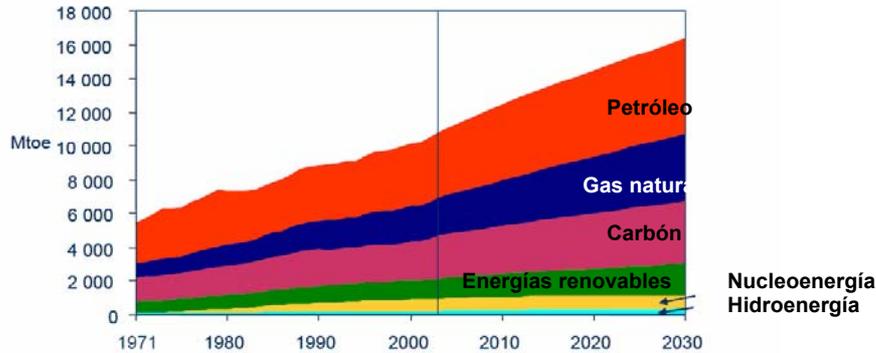


Figura I.2. Comportamiento histórico del precio del Gas Natural y el Petróleo (1976-2005)  
Fuente: Modificado de ONU (2005)

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE 2007), los recursos energéticos actuales son suficientes para satisfacer la demanda proyectada en este escenario. Por ejemplo, las reservas de petróleo comprobadas actualmente son suficientes para contribuir con el porcentaje proyectado, pero será necesario encontrar mayores reservas si se desea evitar un punto máximo en la curva de producción mundial. El costo de encontrar y explotar estos recursos energéticos es incierto, pero la inversión necesaria para satisfacer la demanda de energía para el año 2030 se estima en 17 billones de dólares (a precios de 2004), cerca de la mitad de esta inversión tendrá que ser en países en vías de desarrollo, los recursos naturales de gas y petróleo en el Medio Oriente y Norte de África serán de vital importancia para satisfacer la creciente

<sup>1</sup> Million tonnes of oil equivalent: Millones de toneladas de petróleo equivalentes

demanda de energía en el mundo. Una gran parte de la reserva mundial de petróleo se encuentra en esta región y su explotación hasta el día de hoy ha sido mínima [4], así que existe un gran potencial para incrementar la producción en la zona, sin embargo, la situación política y económica en el lugar genera demasiada incertidumbre acerca de la rapidez con la que la inversión económica llegue a este lugar.



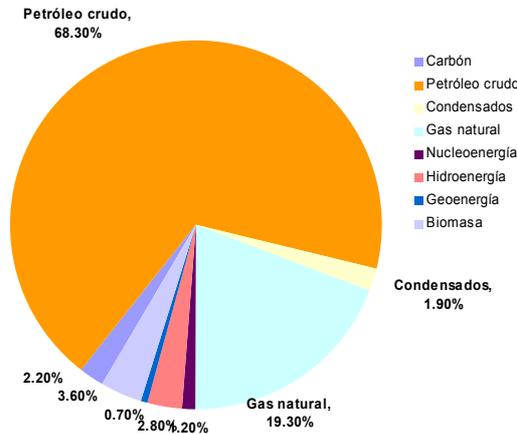
**Figura I.3. Demanda mundial de energía primaria (1971-2030)**  
**Fuente: Modificado de AIE (2006)**

El consumo global de energía produce el 80% de las emisiones de gases invernadero en el planeta [4], razón por la que diversos gobiernos a nivel mundial, se encuentran constantemente bajo presión para implementar políticas que ayuden a mitigar los efectos ambientales de la producción y distribución de energía. De acuerdo con la AIE (2007), en un escenario alternativo en donde se asume que los gobiernos a nivel mundial aceptarán las políticas energéticas que se encuentran actualmente en discusión para incrementar la seguridad en el abasto de energía, mejorar la eficiencia de los sistemas energéticos y mitigar las emisiones de CO<sub>2</sub>, la demanda de energía al 2030 crecerá 1.2% al año, esto es 0.6% menos que en el escenario de referencia, la demanda de petróleo será 10% menos que en el escenario de referencia, pero aún contribuirá con el 34% de la producción de energía a nivel mundial [5], 70% del ahorro en el uso del petróleo vendrá de cambios realizados en el sector del transporte [4]. La demanda de gas natural será 10% menor gracias a la mejora en la eficiencia de los sistemas energéticos y al uso de otras fuentes de energía para producir electricidad, la capacidad instalada de nucleoenergía en el mundo se incrementará 41% [5], el uso de energías renovables (Geenergía, Solar, Eólica) crecerá a una tasa de 6.2% anual y abastecerá 1.7% de la demanda mundial de energía y el uso de energías renovables para la producción de energía eléctrica (Geenergía, Hidroenergía, Solar, Eólica, Mareas, Corrientes) en el mundo pasará de 18% en 2004 a 25% en el año 2030, de acuerdo con la AIE la producción de energía con fuentes renovables, es su conjunto pasará de 3 179 TWh en 2004 a 7,775 TWh en 2030 [7].

La AIE afirma que la tecnología para desarrollar el sector energético de una manera sostenible ya existe, pero para que el escenario alternativo sea factible se requerirá de un importante apoyo económico y político del sector privado y mayor cooperación entre los gobiernos de diferentes naciones [5], también será importante la capacidad de cada gobierno para crear programas que ayuden a educar a la población general acerca de los retos del sector energético y de la importancia de la cooperación de cada individuo en el ahorro de energía.

### 1.1.3 Prácticas energéticas en México

En 2005 la producción nacional de energía primaria<sup>2</sup> totalizó 2,727.7 TWh, en la figura I.4 se aprecia que el petróleo crudo proporcionó el 68.3% de la energía en México, los condensados<sup>3</sup> el 1.90%, gas natural el 19.30%, carbón 2.2%. En conjunto, los combustibles fósiles producen el 91.7% de la energía en México, la energía nuclear contribuye con el 1.20% y las energías renovables tales como la Hidroenergía, Geoenergía y Energía Biomasa contribuyen con el 7.1% de la energía en nuestro país.



**Figura I.4 Estructura de la producción de energía primaria en México (2005).**

**Fuente: Modificado de SENER (2006)**

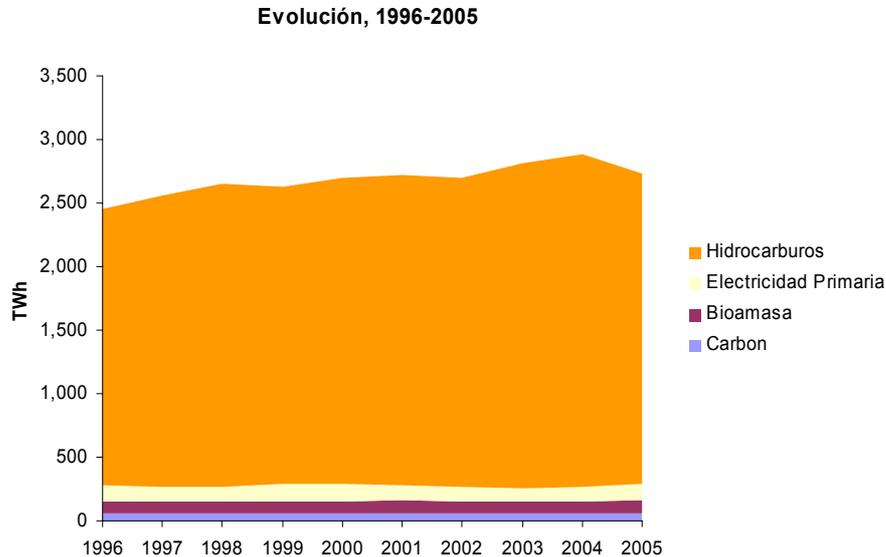
La tendencia del sector energético en México de 2004 a 2005 fue la siguiente: la producción de petróleo disminuyó 9.8%, se observaron incrementos en el consumo de condensados (3.0%) y de gas natural (4.3%). En la generación de electricidad la producción de energía nuclear creció 17.1%, de Geoenergía 10.3% y de Hidroenergía 9.5%, el uso de energía eólica decreció 17.2%, el uso de energía biomasa creció 3.3%, y dado que se presentó un incremento de 8.6% en la producción de carbón mineral en 2005, el carbón incrementó en un 2.2% su participación en la producción de energía.

En la figura I.5 se presenta la tendencia histórica de 1996 a 2005 de la producción de energía primaria en México, se aprecia que la distribución de los tipos de energía primaria ha sido constante durante dicho período, salvo en el rubro de los hidrocarburos que aumentaron su contribución en la producción de energía primaria de manera sostenida hasta 2005, en donde se presentó una disminución de 5.5% en la producción de energía primaria. De acuerdo con la SENER (2005) en el sector importación de energía, se ha presentado un crecimiento constante y los productos energéticos que más se importan en México son el Gas natural y las Gasolinas. Con respecto a la exportación de energía, su tendencia fue de crecimiento hasta 2005 en donde decreció 9.48%. En 2005 la importación de energía fue igual al 13.07% de la producción de energía primaria. Por su parte las exportaciones representaron el 43.05% de la producción de energía primaria.

<sup>2</sup> Corresponde a las distintas fuentes de energía tal y como se obtienen de la naturaleza, ya sea en forma directa o después de un proceso de extracción.

<sup>3</sup> Compuestos líquidos que se recuperan en instalaciones de separación de los campos productores de gas asociado. Se incluyen líquidos recuperados en gasoductos, los cuales se condensan durante el transporte del gas natural asociado. Se componen básicamente de pentanos y líquidos más pesados.

La producción de energía primaria en México no es el único rubro que cubre el sector energético, como se mencionó, además existen la importación y exportación de energía primaria y algunas otras actividades, juntas definen la oferta de energía primaria en México. En la tabla I.1 se muestra el total de la oferta interna de energía primaria y las actividades que la componen.



**Figura I.5 Producción de energía primaria en México (1996-2005)**  
Fuente: Modificado de SENER (2006)

<b>Actividades energéticas en México</b>	
	2005 TWh
<b>Total</b>	<b>1848.51</b>
Producción	2729.88
Producción de otras fuentes	161.78
Gas residual de plantas de gas	116.03
Gas de formación empleado por PEP	45.75
Importación	52.92
Variación de inventarios	-6.50
Exportación	-1021.83
Energía no aprovechada	-22.23
Maquila-intercambio neto	-45.51

**Tabla I.1. Actividades Energéticas en México (2005).**  
Fuente: Modificado de SENER (2006).

El consumo nacional de energía se compone de la oferta de energía primaria y de la oferta de energía secundaria<sup>4</sup>. De acuerdo con la SENER, en 2005 la oferta de energía secundaria de México fue de 198.96 TWh. Asimismo, en 2005 el consumo nacional de energía fue 2047.47 TWh. De acuerdo con el Balance Nacional de Energía (SENER, 2005) el consumo nacional de energía se divide en tres sectores: la energía que consume el sector energético para desarrollar su actividades (31.5%), las

<sup>4</sup> Energéticos derivados de las fuentes primarias, que se obtienen en los centros de transformación, con características específicas para su consumo final. Estos productos son coque de carbón, coque de petróleo, gas licuado de petróleo, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos, gas seco y electricidad

recirculaciones<sup>5</sup> (8.8%) y el consumo final total (59.6%) que es la energía que se destina a los sectores que componen la economía de México.

Finalmente, en la figura I.6 se muestra la proporción de energía que consume cada sector económico en México, se aprecia que la mayor parte de la energía la consume el sector transportista con 42.% del total, lo sigue el sector industrial con 28.6% y el sector residencial, comercial y público con 19.2%, el resto se consume en el sector agropecuario (2.7%) y el no energético<sup>6</sup> (7.0%). De acuerdo con la SENER (2005) los hidrocarburos aportan la mayor parte de energía en todos los sectores.

Lo anterior presenta el sector energético en México como un sistema que depende primordialmente de los combustibles fósiles para realizar sus funciones, es clara la correlación que existe entre la producción de petróleo crudo con la producción de energía primaria<sup>7</sup> y la exportación e importación de energía. Destaca que el sector del transporte es el principal consumidor de energía en nuestro país y prácticamente el 100% de la energía en este sector proviene de hidrocarburos. Por otro lado, durante el periodo 1996-2005 la eficiencia en el consumo de energía en México mejoró, por ejemplo en 2005, tras 10 años de mantener una tasa de crecimiento de -0.8%, el indicador de intensidad energética<sup>8</sup> fue de 4,193.7 Joules, cifra 3% menor a la de 2004, con respecto al consumo de energía per cápita este fue de 71.5 millones de kilojoules (13 barriles de petróleo crudo) por año, cifra 1.2% menor a la de 2004 y además mucho menor a la de otros países [8]. En conclusión México es un país que mejora su eficiencia energética, pero que al mismo tiempo su diversidad energética es marginal, lo que ocasiona que sea vulnerable por su alta dependencia de los combustibles fósiles.

#### 1.1.4 Prospectivas del Sistema Energético Nacional 2015

En la figura I.7 se muestra el comportamiento del consumo nacional de electricidad y el del Producto Interno Bruto (PIB) de México de 1983 a 2005. En este gráfico se aprecia la relación directa que existe entre el consumo energético de un país y su bienestar económico medido con el PIB. En este contexto debe entenderse que un país no puede gozar de bienestar económico sino es capaz de abastecerse de energía para activar y mantener los sectores de su economía. Por esta razón es de vital importancia conocer los objetivos y planes de nuestro país en el sector energético para los próximos años.

---

<sup>5</sup> Gas seco utilizado en bombeo neumático, el cual se define como un sistema artificial de producción que se emplea para elevar el fluido de un pozo de petróleo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción

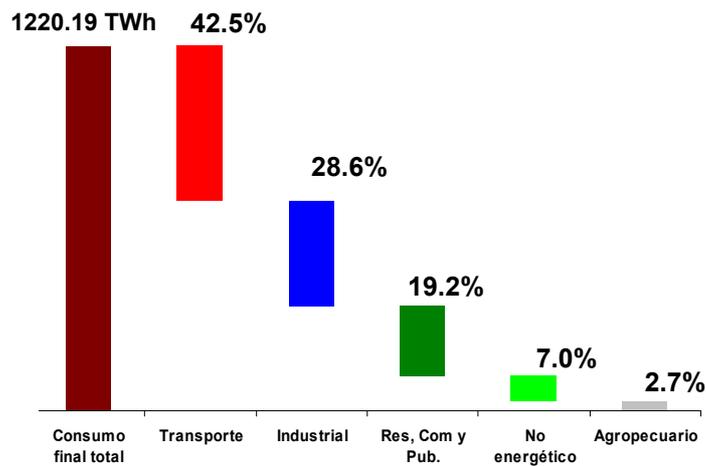
<sup>6</sup> Registra el consumo de energía primaria y secundaria como materia prima. Este consumo se da en los procesos que emplean materias primas para la elaboración de bienes no energéticos, por ejemplo: gas natural y derivados de petróleo que se emplean para elaborar plásticos, solventes, polímeros, caucho, entre otros, bagazo de caña utilizado para la fabricación de papel, tableros aglomerados y alimento para ganado

<sup>7</sup> De acuerdo con la SENER en 2005 la producción de energía en México disminuyó 5.5% debido a que en el mismo año la producción de petróleo crudo se redujo 9.8% [8]

<sup>8</sup> cantidad de energía que se requiere para producir un peso de Producto Interno Bruto (PIB) calculado a precios de 1993

La SENER estima que la demanda de energía eléctrica en México pasará de 191.3 TWh en 2005 a 304.7 TWh, lo que representa una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 4.8%. Para abastecer esta demanda durante los próximos 10 años el sector público (CFE y LyFC) instalará 23,993 MW, así la capacidad de generación del servicio público pasará de 46,534 MW en 2005 a 65,981 MW en 2015, lo que representa un incremento del 42%.

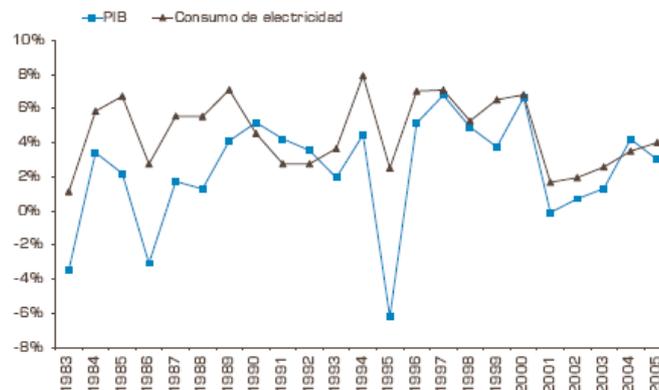
En el rubro de las tecnologías empleadas para la producción de energía eléctrica, en las centrales de ciclo combinado continuarán en aumento y en 2015 representarán el 51.4% de la generación energía eléctrica total. Asimismo, en 2015 las centrales termoeléctricas convencionales disminuirán su participación a 9.6%.



**Figura I.6 Consumo nacional de energía por sectores (2005). TWh y participación porcentual.**

Fuente: Modificado de SENER (2006)

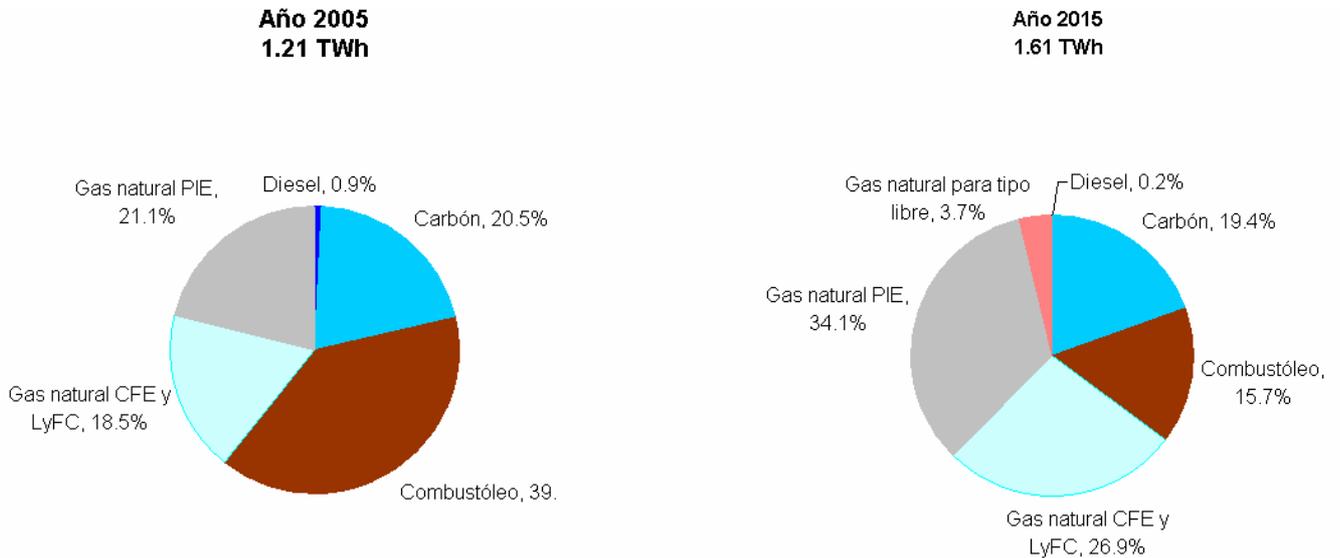
Con respecto a la mejora en la eficiencia energética y el aumento en el ahorro de energía, se tiene que a finales de 2005 se tuvo un ahorro equivalente a 21,940 GWh en consumo y poco más de 5,518 MW en capacidad diferida. En 2015, se espera alcanzar un ahorro de 43,719 GWh y 10,678 MW respectivamente. Asimismo, con el horario de verano, en el periodo de 1996-2005 se obtuvieron ahorros del orden de 11,133 GWh de energía y 982 MW de disminución en demanda máxima coincidente. Se espera que para 2015 los ahorros de energía sean del orden de 1,581 GWh y 1,510 MW de demanda evitada.



**Figura I.7. Evolución del consumo nacional de electricidad y PIB (1983-2005)**

Fuente: SENER (2006)

En la figura I.8 se muestra la proyección estimada en el consumo de combustibles fósiles. Se aprecia que en 2015 el gas natural será el combustible fósil preferido para la generación de energía eléctrica y su uso será equivalente al 64.7% del total de los combustibles fósiles empleados en México [9].



**Figura I.8. Proyección del consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, 2005-2015.**

**Fuente: Modificado de SENER (2006)**

En conclusión, el sector energético continuará dependiendo de los combustibles fósiles en 2015 y principalmente del gas natural; parte importante de la planeación del sector dependerá de la mejora en la eficiencia energética y del ahorro de energía, no habrá grandes cambios en las tecnologías empleadas para la producción de energía eléctrica con respecto a 2005, salvo que el porcentaje libre planeado por la CFE (9.0%) sea cubierto por energías alternativas [9]. Es evidente que los factores de riesgo en este escenario son el comportamiento del precio del gas natural y los niveles de producción de petróleo crudo en México.

La información presentada hasta ahora tiene como objetivo visualizar las necesidades y retos de los Sistemas Energéticos Mundial y Nacional. Se aprecia que el Sistema Energético de México no ha cambiado sustancialmente en la última década. Tampoco lo ha hecho en lo general el Sistema Energético Mundial, pero es claro que los países desarrollados están marcando la pauta para la diversificación energética de sus sistemas y planean hacerlo a través de energías alternativas como son la Energía Nuclear, las Energías Renovables y el uso de nuevos combustibles. Ahora bien, en cuanto al consumo mundial y nacional de energía, resulta evidente que el sector transportista es vital para la mejora del sector energético y la disminución de las emisiones de gases de tipo invernadero. Probablemente, en este sector jueguen un papel importante los nuevos combustibles como las Celdas de Hidrógeno y los biocombustibles como el Etanol. Sin embargo, si la producción de estos combustibles se realiza con energía proveniente de hidrocarburos, difícilmente se disminuirán los impactos ambientales negativos en nuestro planeta. Por esta razón, la Energía Nuclear y las Energías Renovables tienen un papel preponderante en la diversificación del Sistema Energético Mundial. La diferencia en la capacidad para abastecer la demanda de energía de estas fuentes es abismal, siendo

la Energía Nuclear la de mayor potencia. Por otro lado, su uso conlleva riesgos importantes que el público y las personas en puestos de decisión difícilmente dejarán pasar. Es por esta razón que las Energías Renovables son una opción importante en el sector energético debido a que pueden contribuir a mejorar la seguridad en el abasto de energía, reducir las emisiones de gases de tipo invernadero y garantizar la conservación de los recursos energéticos. En consecuencia es esencial discutir el estado actual de las Energías Renovables en el mundo y en nuestro país, así como analizar los escenarios a futuro e identificar en que sector pueden ser útiles. Temas tratados a continuación.

---

## 1.2 ACTUALIDAD Y PROSPECTIVAS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MUNDO Y EN MÉXICO.

### 1.2.1 Tipos de Sistemas de Energía Renovable

La AIE divide el desarrollo de las tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables en tres generaciones. La primera generación nació con la revolución industrial al término del siglo XIX y dentro de esta categoría se agrupan:

**Hydroenergía:** El uso de la energía del agua a través de plantas hidroeléctricas es uno de los sistemas de energía renovable más antiguos y su uso se ha extendido a la mayoría de los países. El costo de la energía producida por una planta hidroeléctrica es uno de los más competitivos del mercado porque a pesar de su alto costo inicial, su periodo de vida es lo suficientemente largo como para amortizar el total de la inversión en la planta. El costo de instalación de potencia de este tipo de plantas en países miembros de la AIE<sup>9</sup> es de alrededor de \$ 2,400 usd/MW instalado y un costo de generación entre 3.0 US¢ /kWh y 4.0 US¢/kWh. También existe la posibilidad desarrollar plantas minihidráulicas<sup>10</sup> cuyo potencial energético a nivel mundial ha sido calculado entre 150 GW y 200 GW, el costo de la energía producida en estos sistemas varía entre 2.0 US¢/kWh y 6.0 US¢/Kwh producido, en la actualidad solo se ha explotado el 5% del potencial de este recurso.

**Biomasa:** Utiliza materia orgánica como energético por combustión directa o mediante su conversión en combustibles gaseosos, como el biogás o líquidos como bioetanol o biodiesel, El uso de biomasa tradicional para la producción de energía es una práctica bien establecida en los países en vías de desarrollo debido a su economía y su disposición natural. Debido a que su empleo tiene serias consecuencias de salud y ambientales, el desarrollo de las tecnologías para su empleo se ha concentrado principalmente en el incremento en la eficiencia en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> (v.g. mejoras en estufas y calentadores).

**Geoenergía:** Este recurso es aprovechado a través de centrales geotermoeléctricas que son capaces de operar las 24 horas del día, se espera que la capacidad instalada de estas centrales se incremente hasta 85 GW en los próximos 30 años. En cuanto a los costos, éstos se han reducido sustancialmente. Por ejemplo, en 2005 en países como Estados Unidos el costo de la energía producida oscilaba entre 1.5 US¢/kWh y 2.5 US¢ /kWh. Algunos de los retos más importantes para aprovechar este recurso son reducir los riesgos durante la perforación de pozos para exploración y el aprovechamiento del recurso en lugares de baja temperatura.

La entrada al mercado de la segunda generación de tecnologías para la producción de energía renovable se dio gracias a la inversión hecha en investigación y desarrollo en la década de los 80's como medida para brindar mayor seguridad en la distribución y producción de energía. En este grupo se incluyen las tecnologías para el

---

<sup>9</sup> México es miembro de la AIE, pero los costos en nuestro país difieren.

<sup>10</sup>Centrales con una potencia instalada menor a 5 MW, se clasifican, según la caída de agua que aprovechan, en baja carga (caída de 5 a 20m), media carga (caída de 20 a 100m) y alta carga (caída mayor a 100m). Además de la carga, se clasifican en función del embalse y del tipo de turbina que utilizan.

---

aprovechamiento de Energía Solar, Energía Eólica, Celdas Fotovoltaicas y formas modernas de biomasa, como se describen a continuación.

**Energía Solar:** Actualmente los colectores térmicos solares son ampliamente usados en algunos países para el calentamiento de agua. En principio, sistemas más grandes pueden ser usados para uso residencial, pero se necesitan algunos desarrollos tecnológicos para hacer que su uso sea económicamente redituable.

**Energía Eólica:** El aprovechamiento de Energía Eólica se ha vuelto muy confiable debido a que la eficiencia de la plantas se ha incrementado significativamente desde sus inicios. Hoy en día la vida útil de las plantas eólicas se estima en 20 años y los costos de las turbinas de viento se han reducido considerablemente, al mismo tiempo que su confiabilidad técnica se incrementa. Entre los factores que limitan la entrada de la Energía Eólica al mercado se encuentran la variabilidad con la que se aprovecha el recurso, la aceptación del público y su complicada conexión a la red eléctrica.

En el sector de Energía Eólica es esencial el trabajo en investigación y desarrollo de tecnología para reducir los costos de la energía y disminuir la incertidumbre en el aprovechamiento del recurso. Entre otras prioridades de investigación y desarrollo se encuentran: mejorar los modelos de predicción de corrientes de viento, disminuir la incertidumbre en la disposición de los equipos de aprovechamiento y control, el desarrollo, mejora y validación de estándares de operación y producción, diseño de plantas de gran escala y la disminución de impactos ambientales. El avance en el desarrollo y aprovechamiento de energía eólica promoverá la reducción en la emisión de gases de tipo invernadero y con el continuo apoyo a su desarrollo será competitiva con tecnologías convencionales alrededor de los años 2015-2020.

**Celdas Fotovoltaicas:** El mercado de Celdas Fotovoltaicas ha crecido constantemente desde 1992, los esfuerzos en investigación, desarrollo y puesta de marcha de políticas de mercado adecuadas han logrado exitosamente la reducción en sus costos (alrededor de 20%). Sin embargo, el 85% de capacidad instalada de Celdas Fotovoltaicas se concentra en Japón, Alemania y los Estados Unidos. En la actualidad las Celdas Fotovoltaicas aún requieren de una cantidad importante de inversión en investigación y desarrollo, en la implementación de esta tecnología en módulos individuales y de gran escala, así como de políticas gubernamentales o financiamientos de organismos internacionales para continuar con el aprendizaje de la penetración de esta tecnología en el mercado. Se espera que este tipo de tecnología alcance niveles competitivos con tecnologías convencionales hasta después del año 2020.

**Formas modernas de Energía Biomasa:** Dentro de este tipo de energías se incluyen los combustibles biomasa empleados para la producción de electricidad, generación de calor y biocombustibles para el transporte. Este tipo de recursos son más avanzados que la Energía Biomasa tradicional y cada uno de ellos tiene sus propias ventajas. De hecho, las formas modernas de Energía Biomasa son útiles para emplearse como combustibles individuales o también en la mezcla con otros combustibles<sup>11</sup>.

La quema combinada de biomasa es un proceso económico y de bajo riesgo para incrementar la capacidad energética de los combustibles biomasa. De hecho, existen

---

<sup>11</sup> Proceso conocido como quema combinada de biomasa

proyectos de quema combinada de biomasa que emplean combustibles biomasa de bajo costo y en donde el periodo de retorno de la inversión puede llegar a ser tan pequeño como 2 años (v.g. quema de carbón con madera).

Los biocombustibles derivados de productos agrícolas (v.g. etanol) son otra forma de Energía Biomasa que ha despertado el interés mundial, además este tipo de sistema de aprovechamiento puede representar una buena oportunidad de desarrollo para el sector agricultor de la economía. Sus prioridades en investigación y desarrollo se centran en la mejora de las tecnologías de los procesos de producción y transformación de energía.

Hoy en día, a pesar de que el uso de éste tipo de tecnologías puede ser competitivo aún existe un gran número de países en donde la explotación de la Energía Biomasa moderna es inexistente.

En la actualidad, a causa de la necesidad de disminuir la emisión de gases tipo invernadero, algunos esquemas que no recibieron suficiente apoyo durante la crisis del petróleo han despertado nuevamente el interés del sector energético mundial, y han dado lugar al nacimiento de una tercera generación de energías renovables. Entre estos sistemas se encuentran el aprovechamiento del oleaje, mareas y corrientes marinas, además de nuevos esquemas de Energía Solar, Biomasa y Geotermia [7].

### **1.2.2 Actualidad de las Energías Renovables en el Sistema Energético Mundial**

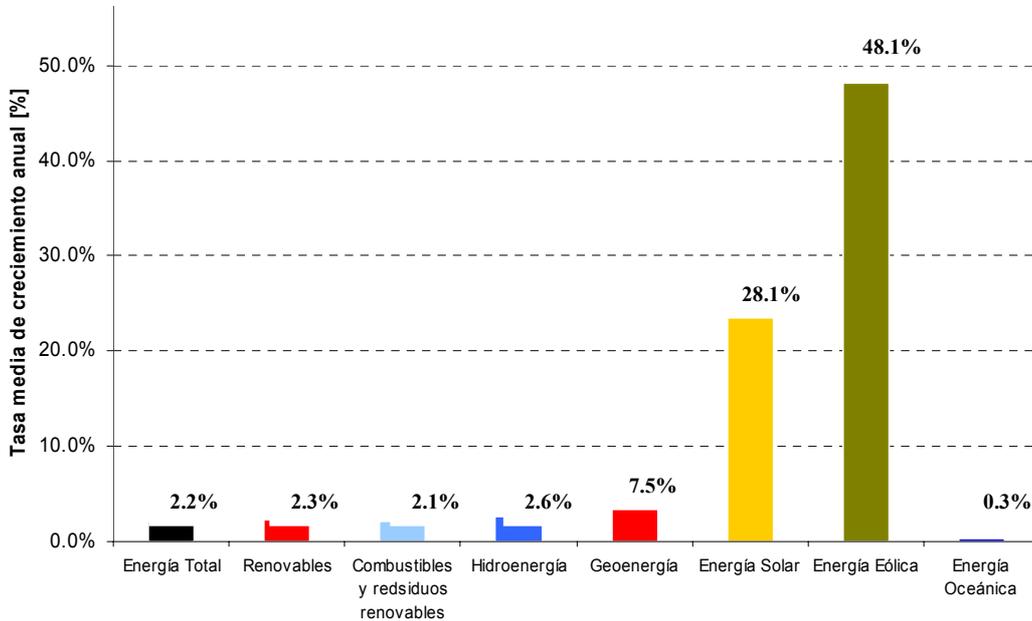
La AIE agrupa dentro de las energías renovables a los combustibles biomasa, los desperdicios biológicos, los recursos hídricos, solares, geotérmicos, eólicos y oceánicos<sup>12</sup> e identifica la importancia de las energías renovables en el Sistema Energético Mundial en su cooperación para la reducción de las emisiones de gases invernadero y en la independencia del sistema a los combustibles fósiles, incrementando la seguridad en la distribución de energía. Lo anterior es la razón primordial por la que se ha incrementado el uso y desarrollo de Sistemas de Energía Renovable en el mundo. En la figura I.9 se aprecia que de 1971 a 2004 el crecimiento anual promedio en el uso de las energías renovables fue de 2.3% y dentro del grupo, los tres sistemas que tuvieron el mayor crecimiento fueron el Geotérmico, Solar y Eólico con un tasa de media de crecimiento anual de 7.5%, 28.1% y 48.1% respectivamente. Este crecimiento en el uso de este tipo de tecnologías ha sido el resultado de la inversión hecha en investigación y desarrollo y de políticas de mercado que han ayudado a fomentar su uso. Por ejemplo, el costo de producir 1 kWh con Energía Eólica paso en general de 40 US¢ en 1980 a 8 US¢<sup>13</sup> en 2005, lo que representa un reducción en el costo de producción del 80%[10]. Entre los mecanismos empleados para disminuir los costos de la Energía Eólica se encuentran: la implementación y seguimiento de políticas energéticas, la inversión en investigación, el otorgamiento de beneficios fiscales a los productores de energía renovable y mecanismos de introducción al mercado<sup>14</sup>. Los sistemas Geotérmico y Solar han experimentado un desarrollo similar al de la Energía Eólica y a pesar de que los costos de generación de energía con estas tres tecnologías aún no son totalmente competitivos con sistemas convencionales, se espera que en el mediano plazo lo sean. Con respecto a los demás sistemas de energía renovable se aprecia que su crecimiento

<sup>12</sup> Todas las distribuciones estadísticas presentadas en este trabajo se apegan a esta clasificación

<sup>13</sup> Precios nominales

<sup>14</sup> Compra garantizada de energía, créditos de inversión, etcétera.

ha sido de 2.6% para Hidroenergía, un sistema altamente desarrollado y en el que países de primer mundo han alcanzado su máximo aprovechamiento. Los combustibles y residuos renovables experimentaron un incremento de 2.1% y el uso de Energía Oceánica 0.3%. Actualmente ambos sistemas se encuentran en un proceso de investigación y desarrollo importante.



**Figura I.9. Tasa de crecimiento anual en el uso de Energías Renovables (1971-2004).**  
**Fuente: Modificado AIE (2007).**

Las energías renovables se usan principalmente en tres sectores económicos: en la industria con el 11.3% del total, en la generación de electricidad con el 21.9% y en el sector residencial, comercial y público con el 57.9%. Sin embargo, dentro de éste último sector se agrupa el uso de energía biomasa y se debe ser especialmente cauteloso con esta información ya que el uso de energía biomasa tradicional se encuentra estrechamente relacionado con la pobreza. En consecuencia el mayor desarrollo de las energías renovables se ha dado en los sectores industrial y eléctrico.

Hoy en día la tendencia de crecimiento de las energías renovables de segunda y tercera generación es constante y se da con tasas de crecimiento elevadas, aún así, es importante resaltar que en la actualidad su contribución al Sistema Energético Mundial es moderada. De acuerdo con la AIE(2007), del total del 17.9% con el que contribuyen las Energías Renovables a la producción de energía eléctrica actualmente, aproximadamente el 10% de este total proviene de fuentes alternativas modernas de segunda y tercera generación. Lo anterior resalta el hecho de que los procesos de investigación, desarrollo e implementación de tecnologías de segunda y tercera generación son largos y costosos, además se debe tomar en cuenta que la entrada al mercado de energías renovables es paulatina y debe de estar acompañada de políticas de largo plazo que fomenten su uso.

Es evidente que la principal desventaja que han enfrentado las energías renovables para su desarrollo durante las últimas décadas ha sido el alto costo de la energía producida

con ellas<sup>15</sup>. En general, a pesar de los beneficios ambientales y de seguridad que tienen las energías renovables, éstas no son competitivas con la energía producida con combustibles fósiles, igualmente sus esquemas de financiamiento son complejos. Entre otras desventajas que enfrentan las energías renovables se encuentran que su disponibilidad es intermitente y por tanto su conexión a un sistema interconectado es complicada, también su ubicación es específica, usualmente en lugares remotos y en donde se requieren grandes extensiones de terreno.

Lo anterior indica que la prioridad en el desarrollo de energías renovables es el diseño de tecnología que permita que su uso sea más eficiente. Es decir, el grueso de estas tecnologías debe superar el estado del arte<sup>16</sup> para llegar a un punto en que existan en nuestro planeta mayores opciones de energía renovable que puedan competir con fuentes convencionales. En este contexto, la adopción mundial de normas ambientales más estrictas que busquen la disminución en las emisiones de gases de tipo invernadero será evidentemente la fuerza motora del desarrollo de energías renovables, ya que a través de ellas, se garantiza la disminución en las emisiones e inherentemente se establece el compromiso de conservar el medio ambiente.

En cuanto a la distribución geográfica del uso de Energías Renovables en el mundo, en la figura I.10 se aprecia que los países miembros de la OECD<sup>17</sup> (Organisation for Economic Cooperation and Development) son los principales productores de Energía Renovable debido a que concentran la mayor parte de la producción de Energía Eólica, Solar y Oceánica, así como de Hidroenergía, seguidos de los países ex miembros de la URSS. Se aprecia que los sectores más rezagados en el uso de Energías Renovables Modernas e Hidroenergía son África, Medio Oriente y China. Con respecto al uso de Combustibles Biomasa y desperdicios biológicos como fuente de energía, los principales usuarios de este recurso son los países asiáticos que no son miembros de la OECD, seguidos de África. América Latina se encuentra en un lugar intermedio, siendo el uso de Hidroenergía la fuente renovable más importante para esta zona.

Es claro que el mayor desarrollo de las Energías Renovables Modernas se está dando en países desarrollados en donde se concentra el menor número de la población mundial, el resto del mundo, aún contempla la explotación de fuentes de energía convencionales como es el caso de China, Medio Oriente y África, regiones en donde se concentra la mayor cantidad de habitantes a nivel mundial, razón por la que actualmente se discuten reformas que fomenten el uso de energías renovables para garantizar el abasto de energía en la zona.

Finalmente, la AIE establece que las Energías Renovables de primera generación son más competitivas en lugares en donde el recurso es abundante, el futuro de su explotación depende principalmente de aprovechar los recursos que aún no son explotados, particularmente en países en vías de desarrollo, al mismo tiempo se deben superar los problemas de impacto ambiental y de aceptación del público (v.g. problemas

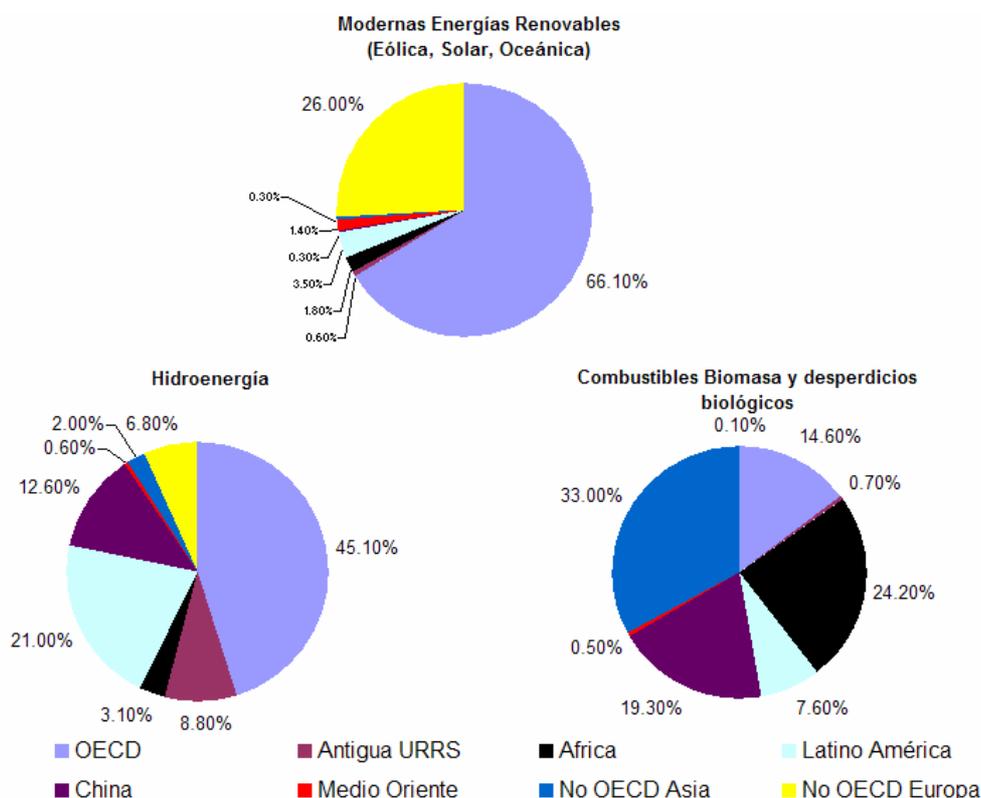
---

<sup>15</sup> Exceptuando el desarrollo de plantas hidroeléctricas, combustibles biomasa y proyectos geotermoeléctricos de gran capacidad (v.g. > 30 MW)

<sup>16</sup> Estado de conceptualización de una tecnología

<sup>17</sup> Países miembros de la OECD: Australia, Austria, Alemania, Bélgica, Canadá, Corea del Norte, República Checa, Dinamarca, Finlandia, Francia, Grecia, Holanda, Hungría, Islandia, Irlanda, Italia, Japón, Luxemburgo, México, Nueva Zelanda, Noruega, Polonia, Portugal, Reino Unido, Eslovenia, España, Estados Unidos, Suecia, Suiza, Turquía.

evidentes en proyectos de Hidroelectricidad). Con respecto a la segunda generación de energías renovables, los mercados en donde se desarrollan actualmente son fuertes y se encuentran en constante crecimiento, pero para disminuir los costos de la energía producida se requerirá del constante apoyo económico y del seguimiento de políticas de largo plazo, que permitan continuar con su desarrollo e implementación. En cuanto a las tecnologías de tercera generación, en la actualidad aún no han sido ampliamente comercializadas y en algunos casos no se ha demostrado que efectivamente funcionen, su futuro depende de atraer suficientes fondos para su investigación y desarrollo. Una vez logrado esto, el camino hacia la comercialización de estas tecnologías será más rápido, debido a que las energías renovables de segunda generación habrán facilitado la construcción de mecanismos de financiamiento y competencia que ayuden a su desarrollo.



**Figura I.10. Distribución Regional del uso de Energías Renovables**  
**Fuente: Modificado de AIE (2007)**

La introducción de energías renovables al Sistema Energético Mundial moldeará un sistema de interconexión más complicado que el actual. Dada la variabilidad e intermitencia de los recursos renovables, es conveniente pensar que la introducción de energías renovables no solo estará acompañada de desarrollos tecnológicos para la transformación de energía, sino también de tecnologías que permitan manejar los recursos renovables de una forma integrada con los ya existentes y aquellos que aparezcan en el futuro [7].

### 1.2.3 Prospectivas de las Energías Renovables en el Sistema Energético Mundial

Como se discutió con anterioridad la AIE en 2006 construyó dos escenarios del sector energético mundial para el año 2030. Uno de esos escenarios es el escenario alternativo y en él se estiman los cambios que tendría el Sistema Energético Mundial en 2030, si

los diferentes gobiernos del mundo adoptarán políticas y medidas ambientales, que actualmente se discuten para reducir las emisiones de gases de tipo invernadero. Por ejemplo, en Estados Unidos al menos la mitad de los estados tienen planes de incrementar el uso de energías renovables a través de mecanismos gubernamentales y financieros que fomenten su uso. En China, se espera que los modos de producción de energía eléctrica se modifiquen sustancialmente, debido a que en enero de 2006 fue aprobada la Ley China de Energías Renovables que cambia significativamente el rumbo de la política energética de este país.

En este escenario, en el año 2030 el porcentaje de energías renovables en el mundo será muy similar al actual, manteniéndose en 14%<sup>18</sup> del total de la demanda mundial de energía. Dentro del sector de energías renovables el consumo de energía biomasa disminuirá porque los países en vías de desarrollo eventualmente cambiarán a formas más modernas de energía. La producción mundial de Hidroenergía se incrementará sustancialmente en países en vías de desarrollo y crecerá con una tasa media anual de 1.8%. Por ejemplo, en China la capacidad hidroeléctrica pasará de 105 GW en 2006 a 298 GW en 2030. Sin embargo, la Hidroenergía en el Sistema Energético Mundial se mantendrá constante por el incremento en la demanda de energía a nivel mundial. La producción de Geenergía, Energía Solar y Energía Eólica crecerá con una tasa media anual de 6.2%, pero dado que su proporción actual es mínima, en 2030 seguirán siendo la fuente de energía con menor contribución, con un porcentaje de 1.7%.

En cuanto al incremento regional del uso de energías renovables. El escenario alternativo proyecta que en los países europeos miembros de la OECD el crecimiento será de 10 puntos porcentuales, con referencia a su estado actual, y en 2030, el porcentaje de energías renovables en la producción de electricidad alcanzará cerca del 30% del total. En países en vías de desarrollo y en países con economías en transición al primer mundo (v.g. Brazil), el crecimiento de las energías renovables será de 4 puntos porcentuales.

En la figura I.11, se aprecia que en países como India, China, Brazil y en las economías en transición el incremento en el uso de fuentes renovables para la producción de electricidad será sustancial en comparación con su estado actual.

Uno de los principales usos de la energía renovable es la producción de energía eléctrica y es en este sector en donde se estiman los mayores cambios en el uso de energías renovables. En la tabla I.2 se muestra la estimación en la producción de energía eléctrica para el año 2030 por tipo de fuente renovable, así como la proporción de su incremento con respecto al año 2004. Este escenario muestra que la Hidroenergía se mantendrá como la fuente renovable más importante, pero la proporción de su incremento será la menor entre las energías renovables. Por otro lado, la producción de electricidad con Energía Solar será mínima en 2030, sin embargo su crecimiento será equivalente a 60 veces la proporción actual. Destacan los incrementos estimados en proporción y producción de electricidad de Energía Eólica, Biomasa y Oceánica. Es importante recalcar que de acuerdo con la AIE, para el año 2030 la mayoría de estas tecnologías serán competitivas en el mercado energético y por tanto su penetración en el mercado después de ese umbral podría acelerarse.

---

<sup>18</sup> Incluye Biomasa Tradicional

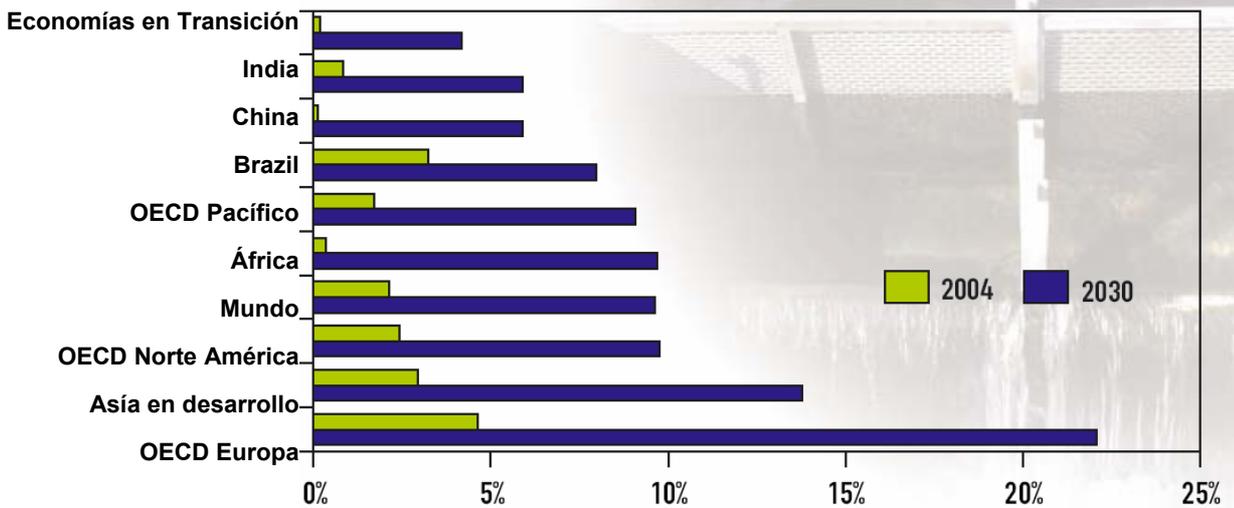


Figura I.11. Distribución geográfica del incremento de energía renovable para la generación de electricidad. Escenario Alternativo (Se excluye Hidroenergía). Fuente: AIE (2007)

La tabla I.2 es una muestra del impacto que puede tener la aprobación de leyes energéticas y el desarrollo tecnológico en beneficio de las energías renovables. Los incrementos estimados en el escenario alternativo por la AIE son importantes y por supuesto tendrán un beneficio directo en la seguridad energética. Con respecto a la reducción en las emisiones de gases de tipo invernadero, la AIE estima que en el escenario alternativo las emisiones de estos gases no se reducirán con respecto a los índices actuales. Al contrario, éstas se incrementarán 30% debido a que la demanda de energía a nivel mundial será mucho mayor en 2030 y además los combustibles fósiles abastecerán el 77% de la demanda de energía mundial [7].

	2004	2030	Proporción incrementada
<b>Generación de electricidad (TWh)</b>	3179	7775	2.4
Hidroenergía	2810	4903	1.7
Biomasa	227	983	4.3
Eólica	82	1440	17.5
Solar	4	238	60
Geonergía	56	185	3.3
Mareas y corrientes	<1	25	25
<b>Biocombustibles* (mtoe)</b>	15	147	9.8

Tabla I.2. Crecimiento proyectado en el uso de Energías Renovables para la producción de electricidad. Escenario alternativo.

\*Se excluye Biomasa Tradicional  
Fuente: Modificado de AIE (2007)

Ahora bien, los escenarios se construyen basados en información e hipótesis hechas en el presente y por consecuencia no deben ser tomados como predicciones del futuro. Lo valioso del escenario alternativo es que permite conocer cuantitativamente cuales serían los beneficios de aprobar las reformas que se discuten actualmente. A través de él, se puede conocer qué tan rápido se expandirán las energías renovables en el mundo,

cuándo serán competitivas con fuentes convencionales de energía, qué tan importantes serán en la reducción de gases de tipo invernadero y qué políticas son las más adecuadas para fomentar su uso. Por otro lado, en la construcción de este tipo de escenarios existen un número de incertidumbres que se originan por:

1. El uso de información basada totalmente en observaciones y mediciones científicas. En este caso la incertidumbre nace de las hipótesis con las que se construyen los conocimientos científicos que al paso del tiempo evolucionan y mejoran la certeza de las predicciones hechas con anterioridad (v.g. modelado del comportamiento de las corrientes de viento).
2. El uso de información que depende de complejas interacciones sociales, económicas y técnicas y que además al modificarse ligeramente puede producir cambios muy importantes en un escenario (v.g. comportamiento de la tasa de interés, predicción de la demanda de energía).

En concreto las incertidumbres más evidentes en el escenario alternativo son el comportamiento del costo de las energías renovables, la aceptación del público hacia estos sistemas, la disponibilidad de tierra cultivable para producir biocombustibles, la existencia de terrenos suficientes para instalar granjas de Energía Eólica y Energía Solar, así como la magnitud de la demanda de energía mundial en los años por venir y la influencia del mercado de combustibles fósiles en el desarrollo de energías renovables [11]. En conclusión, existe una alta probabilidad de que todos estos factores modifiquen el sector de energías renovables con respecto a lo estimado en el escenario alternativo. De cualquier forma, el escenario alternativo es una herramienta importante para identificar los recursos renovables que pueden ser explotados en el mundo y responder las preguntas de cuándo, dónde, por qué y qué tipo de energía renovable puede ser aplicada en el mundo y en nuestro país.

#### **1.2.4 Energías Renovables en el Sistema Energético Nacional.**

En México de 1993 al 2003 los hidrocarburos mantuvieron la mayor participación en la oferta interna bruta de energía primaria, mientras que la contribución de las Energías Renovables fue marginal (salvo el caso de Geoenergía), empleándose principalmente para calefacción y para la generación de electricidad.

La SENER proyecta para el periodo 2005-2014 incrementos en proyectos de energía renovable, que serán impulsados por la misma dependencia conjuntamente con CFE. Se estiman incrementos en capacidad de producción de energía eléctrica de 2,254 MW con Hidroenergía, 592 MW con Energía Eólica y 125 MW con Geoenergía. A finales del 2005 la Comisión Reguladora de Energía (CRE) había autorizado 54 permisos para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, bajo las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración y exportación, de los cuales, 37 ya están en operación. Se espera que en 2007 entren en operación los restantes, con lo que se incorporarán a la red 1,400 MW de capacidad en energías renovables con una generación esperada de 5,000 GWh/año.

A continuación se presenta el estado actual de cada recurso renovable en nuestro país así como su potencial energético.

---

## **Energía solar**

Estado actual: De 1993 a 2003, la capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos se incrementó de 7 a 15 MW, generando alrededor de 8,000 MWh/año para electrificación rural, bombeo de agua y refrigeración. Para sistemas termosolares, al 2003 se tenían instalados 570,000 m<sup>2</sup> de calentadores solares planos, con una radiación promedio de 5.3 kWh/m<sup>2</sup>, generando 75 MWh para calentamiento de agua.

Potencial: Con una insolación media de 5 kWh/m<sup>2</sup>, el potencial en México es considerable. La SENER proyecta tener instalados 25 MW con tecnología fotovoltaica para 2013, y generar 14 GWh/año. En la actualidad se analizan las opciones de financiamiento y riesgo para la construcción de un sistema híbrido de ciclo combinado acoplado a un campo solar de 25 MW en el proyecto Agua Prieta II en Sonora, de concretarse, este proyecto será el primer proyecto de Energía Solar de gran escala en nuestro país.

## **Energía eólica**

Estado actual: En 2004 la capacidad instalada fue de 3 MW; 2 MW en la zona sur-sureste y 1 MW en la zona noreste, con los que se generaron 6 GWh de electricidad.

Potencial: La SENER estima el potencial de Energía Eólica en nuestro país en 40,000 MW. Las regiones del Istmo de Tehuantepec y las penínsulas de Yucatán y Baja California son las zonas más viables para su explotación. Por ejemplo, en Oaxaca hay zonas con velocidades del viento medidas a 50m de altura superiores a 8.5 m/s, con un potencial de 6,250 MW, y otras con velocidades entre 7.7 y 8.5 m/s, con un potencial de 8,800 MW. En Baja California, las mejores zonas están en las sierras de La Rumorosa y San Pedro Mártir con 274 MW de capacidad. De hecho en Yucatán (352 MW) y la Riviera Maya (157 MW) el potencial es adecuado para sustituir plantas que operan con combustóleo, diesel y generadoras de turbogas. Con respecto a los proyectos en desarrollo en el 2005 la CFE inició la construcción en la Venta, Oaxaca, la primera planta eólica de gran escala en México con una potencia instalada de 83 MW que entrará en operación en Octubre de 2006. Adicionalmente, la SENER tiene programada la construcción de otros 505 MW de capacidad eólica en la misma región en los próximos años, con lo que se espera tener instalados 588 MW en 2014.

## **Hidroenergía**

Estado actual: Actualmente están operando en los estados de Veracruz y Jalisco tres centrales minihidráulicas con una capacidad instalada de 16 MW, que generan un total de 67 GWh/año. Adicionalmente están en operación tres centrales híbridas (minihidráulicas-gas natural) en los estados de Veracruz y Durango.

Potencial: La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) estima que el potencial hidroeléctrico nacional es de 53,000 MW, de los cuales, para centrales con capacidades menores a los 10 MW, el potencial es de 3,250 MW. Se prevé que para finales del 2006 se tengan instalados 142 MW adicionales. Se contempla la ampliación de seis grandes hidroeléctricas por una capacidad de 1,528 MW y una generación de 1,079 GWh/año. En México los costos de instalación en el 2004 eran en promedio de 1,600 USD por kW instalado, con un costo de generación de 11.50 ¢ USD por kWh generado.

## Bioenergía

Estado actual: En nuestro país los principales bioenergéticos empleados son el bagazo de caña (usado para la generación eléctrica y/o térmica en la industria azucarero) y la leña (fundamentalmente usada para calefacción y cocción de alimentos). México produce al año en la industria cañera, 45 millones de litros de bioetanol que actualmente no se usan como combustible sino en la industria química. Hasta 2005 la CRE había autorizado 19 MW para generar 120 GWh/año con biogás, 70 MW para generar 105 GWh/año con bagazo de caña y 224 MW para generar 391 GWh/año con sistemas híbridos (combustóleo-bagazo de caña).

Potencial: El potencial teórico de la bioenergía en México se estima entre 730 y 1040 TWh al año, sin embargo, su uso actual es 10 veces menor. Del potencial estimado, un 40% proviene de los combustibles de madera, 26% de los agro-combustibles y 0.6% de los subproductos de origen municipal. Se estiman además 73 millones de toneladas de residuos agrícolas y forestales con potencial energético, y aprovechando los residuos sólidos municipales de las 10 principales ciudades para la generación de electricidad a partir de su transformación térmica, se podría instalar una capacidad de 803 MW y generar 4,507 MWh/año. Además, se cuenta con un área agrícola significativa, potencialmente apta para la producción de bioetanol y biodiesel.

## Geoenergía

Estado actual: México ocupa el tercer lugar mundial en capacidad de generación de energía geotérmica, con 960 MW instalados, con los que se generan más de 6,500 GWh/año.

Potencial: La CFE estima que el potencial geotérmico permitiría instalar otros 2,400 MW, si bien su viabilidad depende del desarrollo de tecnología para su aprovechamiento. Los proyectos en etapa de factibilidad se muestran en la tabla I.3.

Central	Capacidad MW	Generación GWh/año
Cerro Prieto V, Baja California	100	813.2
Cerritos Colorados 1ª etapa, Jalisco	26.9	207.1
Cerritos Colorados 2ª etapa, Jalisco	26.9	414.1
Los Humeros II, Puebla	25	207.1
Los Humeros III, Puebla	55.0	207.1
<b>Total</b>	<b>220.0</b>	<b>1,656.3</b>

**Tabla I.3. Proyectos geotérmicos en etapa de factibilidad del Sector Energético Nacional.**

**Fuente: SENER (2006)**

Se aprecia que la potencia instalada de energías renovables en nuestro país es moderada. Al contrario, el potencial energético es de seria consideración. En los últimos 20 años, el esfuerzo más importante en México para el aprovechamiento de Energías Renovables ha sido el desarrollo de proyectos Geotermoeléctricos, y el trabajo hecho en el sector ha entregado resultados impresionantes, no solo haciendo de México uno de los principales

productores de Geoenergía a nivel mundial, sino que, al desarrollar estas centrales, se han superado importantes barreras jurídicas y económicas del Sistema Energético Mexicano. Con respecto a los otros tipos de energía renovables, dichas barreras y la planeación energética en nuestro país han impedido su desarrollo. Entre los factores que limitan el desarrollo del sector de energías renovables en nuestro país, la SENER identifica los siguientes:

**Institucionales:** La planeación energética del país está basada en metodologías que evalúan sólo el costo económico de corto plazo de la generación de energía. La falta de valoración de los beneficios que las energías renovables aportan a la economía nacional, tales como la estabilidad de precios de la energía en largo plazo, y la reducción de riesgos en el abasto energético, aunado al hecho de contar con importantes recursos energéticos fósiles nacionales, hace que las políticas y prospectivas energéticas nacionales sigan basándose en combustibles fósiles.

**Legales y Regulatorios:** Existen limitaciones constitucionales y legales a la participación privada en el Sector Energía. Para el caso específico de la generación de energía eléctrica, La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) solamente permite la generación a particulares, a través de permisos, para casos específicos (capítulo 5, artículo 36, y artículo 72 del reglamento), que podrán incluir transmisión, transformación y entrega de la energía eléctrica a los respectivos beneficiarios (artículo 73 del reglamento). Si bien, estas modalidades permiten la participación de particulares en la generación y transmisión de energía eléctrica, obliga a las empresas públicas de electricidad a adquirirla al menor costo económico de corto plazo. Bajo este enfoque, la generación eléctrica a través de energías renovables resulta más costosa, comparado con fuentes fósiles convencionales, por lo que se requieren mecanismos que permitan fomentarlas, similares a los de Alemania, España, EUA y China. Para lograrlo, es necesario establecer incentivos económicos y fiscales, así como metodologías para valorar el aporte de capacidad que las fuentes renovables (en particular las de carácter intermitente) otorgan al Sistema Energético Nacional.

**Económicos y Financieros:** Dado que la planeación energética está basada en la evaluación tecnológica de generación de menor costo económico de corto plazo y que la CFE está obligada por ley a adquirir la electricidad de terceros a este costo, es necesario establecer incentivos económicos y fiscales, así como mecanismos financieros que permitan a las energías renovables ser competitivas frente a las fuentes convencionales. Los esquemas de financiamiento en México han sido insuficientes para el fomento de las energías renovables, por lo que es necesario impulsar este tipo de mecanismos.

**Técnicos:** A pesar de que se han hecho esfuerzos importantes para estimar el potencial de las energías renovables en México, como los estudios para evaluar el recurso geotérmico de CFE, y los mapas eólicos y solares elaborados por Gobiernos Estatales y Organismos Internacionales, estos esfuerzos, en ocasiones no abarcan todo el territorio nacional, o bien, no se cuantifican otros recursos, como el mareomotriz, la geotermia de baja entalpía, el biogás de residuos urbanos y agronómicos y la biomasa de plantaciones energéticas.

Al momento de escribirse este trabajo, en México se discutía la aprobación de la Ley para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía (LAFRE), dicha iniciativa prevee la creación de un Fideicomiso que otorgaría incentivos temporales a

---

proyectos que generen, mediante fuentes renovables, electricidad para el servicio público. De igual forma, la SENER y el Banco Mundial desarrollaron conjuntamente un esquema para implementar un Fondo Verde que dará incentivos a productores independientes de energía que la entreguen a la CFE para el servicio público. Además se discutía en el poder legislativo la aprobación de la Reforma Hacendaría y se preparaba desde el ejecutivo la Reforma Energética. De concretarse dichos cambios en el sector energético y asegurar que dentro de las reformas del estado se fomente el uso de energías alternativas, el sector de energías renovables en México podría llegar a experimentar un impulso que lo pueda ubicar dentro del escenario alternativo proyectado por la AIE [12].

Como se mencionó, una de las barreras para el desarrollo de las energías renovables en México es el desconocimiento del potencial energético de otros recursos renovables. En este contexto, la Energía Oceánica puede llegar a representar una opción real en el Sistema Energético Nacional debido a que nuestro país se encuentra rodeado de litorales y una parte importante de su geografía la constituyen el Golfo de California y el Golfo de México. Por esta razón, a continuación se presenta información sobre el aprovechamiento y desarrollo de la Energía Oceánica.

### 1.3. APROVECHAMIENTO DE LAS ENERGÍAS OCEÁNICAS EN EL SISTEMA ENERGÉTICO MUNDIAL.

#### 1.3.1 Tipos de Energía Oceánica

##### 1.3.1.1 Energía de las mareas

###### 1.3.1.1.1 Recurso Energético

Las mareas son generadas por la rotación de la tierra y por la influencia de los campos gravitacionales de la luna y el sol. El movimiento relativo de dichos cuerpos celestes provoca que la superficie de los océanos suba y baje periódicamente de acuerdo con ciclos lunares y solares bien definidos. Un ciclo de medio día, ocasionado por la rotación de la tierra y la influencia del campo gravitacional de la tierra, resulta en un periodo de 12 horas 25 minutos entre cada marea alta. Un ciclo de 14 días, resulta de la superposición de los campos gravitacionales de la luna y el sol. Durante el periodo de luna nueva y luna llena, el campo gravitacional del sol incrementa el efecto del campo gravitacional de la luna sobre la tierra. Durante los periodos de cuarto menguante y cuarto creciente el sol prácticamente cancela el efecto de la luna sobre el nivel de los océanos (figura I.12).

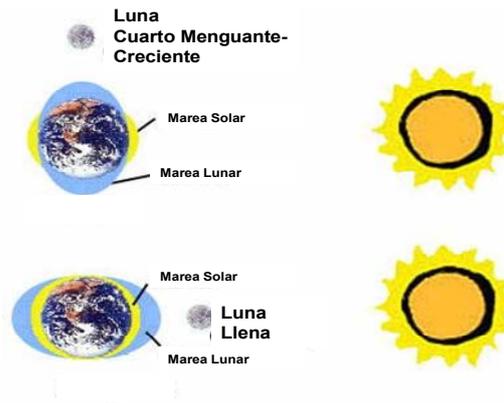


Figura I.12. Efecto de los campos gravitacionales del Sol y la Luna sobre la Tierra.

Teóricamente en la ausencia de tierra la amplitud total promedio de la marea sería de 0.5 metros, pero los procesos por los cuáles la amplitud de la marea en algunos lugares es mayor y en otros es menor es un proceso complicado que involucra complejas interacciones entre el flujo del agua y la barimetría de los océanos. Ejemplos de estas anomalías se pueden observar en el estuario de La Rance al noroeste de Francia, el estuario de Severn en el suroeste del Reino Unido y la Bahía de Fundy al este de Canadá. En donde la amplitud total de la marea excede los 14 metros.

Con respecto al aprovechamiento del recurso, se considera que la extracción de energía de las mareas es viable cuando la amplitud es mayor de 5 metros y en donde la barimetría es adecuada para la construcción de una planta. No son abundantes los sitios con este potencial, pero a medida que se incrementa el interés por la energía de las mareas se encuentran nuevos lugares en donde podría ser viable la explotación de este recurso. .

La mayor parte de los recursos aprovechables en Europa se encuentran en el Reino Unido, en donde el potencial energético, técnicamente aprovechable, se ha estimado en 25 GW, con una producción anual de 50 TWh/año y en Francia en donde el potencial energético se estima en 23 GW con una generación anual de 44 TWh/año. Se han realizado estudios de factibilidad para un número importante de estuarios en el Reino Unido, entre los que destacan Severn y Mersey, siendo el estuario de Severn el más importante con un capacidad de generación de 8000 MW. En el norte de Francia, además de La Rance, también se podría aprovechar el potencial energético de la Península de Contentin. Otros lugares en el mundo como México, Argentina, Chile, Australia, Canadá, China, India, Corea del Sur y Rusia con rangos de amplitud de marea entre 4.8 y 11.7 metros son sitios potenciales de explotación de la energía de las mareas. Sin embargo, la mayoría de estos lugares se encuentran en lugares remotos, alejados de los centros de demanda y por tanto su desarrollo ha sido lento.

### 1.3.1.1.2 Tecnología

Una planta Maremotriz es similar en muchos aspectos a una planta hidroeléctrica. Ambas requieren de una carga hidráulica para aprovechar la energía del agua, pero dado que en una planta Maremotriz la carga hidráulica se genera por la diferencia niveles entre el embalse y la superficie del océano (figura I.13), las cargas aprovechables son mucho más bajas que en una planta hidroeléctrica y en consecuencia se emplean turbinas de flujo axial de bajas revoluciones (50-100 rpm) con diámetros alrededor de 9 metros.

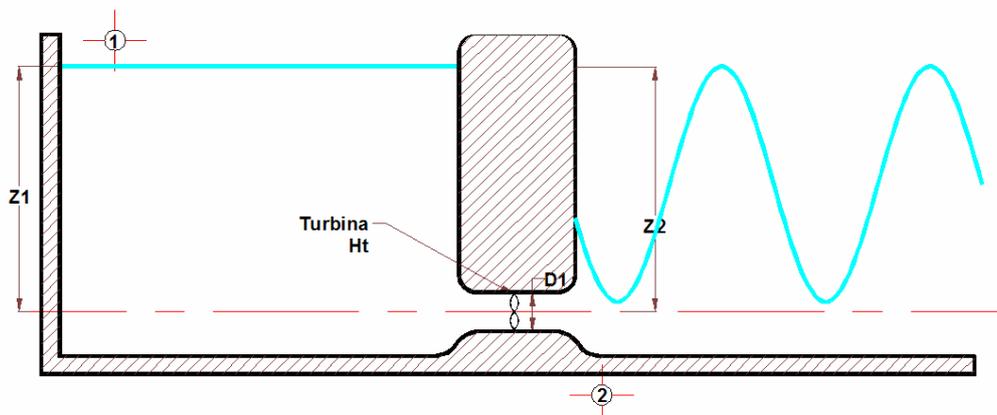


Figura I.13. Funcionamiento de planta Maremotriz  
Fuente: López González, José. Instituto de Ingeniería UNAM.

### 1.3.1.1.3 Modos de operación

Modo de operación en una dirección (Flood Flow): Esta es la forma más simple en que puede operar una planta maremotriz. Consiste de cuatro pasos que se realizan durante un ciclo de marea:

1. Se permite que el agua pase por las compuertas de la cortina durante la marea alta para llenar el embalse.
2. Se cierran las compuertas hasta que se cree un desnivel aprovechable entre la superficie del embalse y la del océano.

3. Se abren las compuertas y se permite que el agua fluya del embalse hacia el océano hasta el punto en que los niveles de agua en el embalse y el océano permitan su aprovechamiento.
4. Se cierran las compuertas hasta que la marea se eleve y se pueda repetir el ciclo desde el paso 1.
- 5.

Este ciclo también se puede operar en la otra dirección, del océano al embalse de la cortina (Ebb Flow).

Modo de operación en dos direcciones: Consiste en aprovechar el flujo en ambas direcciones. Requiere de maquinaria más compleja y no siempre genera más energía. La planta de La Rance fue originalmente diseñada para este modo de operación, pero actualmente solo opera en una dirección.

Dado que la posición relativa de la luna con la tierra varía cíclicamente con un periodo de 24 hrs 50 min, los ciclos de marea se desfasan 50 minutos cada día. Por lo tanto los periodos de producción de energía ocurren a diferentes horas todos los días y la mayor parte del tiempo no será en horas de alta demanda. Las plantas mareomotrices pueden producir uno o dos pulsos de energía por ciclo de marea, lo que lleva a factores de planta en un rango entre 22-35%. Estas razones complican la interconexión de plantas mareomotrices con la red eléctrica.

#### **1.3.1.1.4 Plantas existentes**

La primera planta mareomotriz construida en el mundo fue La Rance (1961-1967), con una potencia instalada de 240 MW. Esta planta ha operado exitosamente durante 30 años. Consiste en una cortina de 750 metros de largo, un embalse con un área de 17 km<sup>2</sup> y 24 turbinas de bulbo, cada una con una potencia de 10 MW.

En 1984 el gobierno canadiense inicio la operación de una planta de 18 MW en Annapolis Royal en la Bahía de Fundi. El proyecto utilizó una presa de control de avenidas existente en la zona. El propósito del proyecto fue demostrar la efectividad de la turbina StraFlow para después realizar un proyecto de mayor en escala en la bahía. Sin embargo, hasta el día de hoy no se ha concretado la totalidad del proyecto.

Algunas otras plantas incluyen una planta experimental de 400 kW construida en Kislaya Guna, Rusia (1968) y la estación de Jianxia en China (1980-1986) con una potencia instalada de 3.4 MW. En la tabla I.4 se presentan las principales características de las plantas mareomotrices en el mundo.

#### **1.3.1.1.5 Aspectos económicos y ambientales.**

El financiamiento de una planta mareomotriz es complejo y se deben tomar en cuenta diversos factores. Por un lado, su desarrollo requiere de una gran inversión de capital y de periodos de construcción prolongados, la producción de energía es intermitente y en periodos variables. Por otro lado, el periodo de vida de la planta puede ser tan largo como 120 años para la estructura de la planta y de 40 años para el equipo mecánico. Además, es una fuente de energía que no produce gases de tipo invernadero y puede ser utilizada para la prevención de inundaciones.

En cuanto a los aspectos ambientales. La construcción de una planta maremotriz puede ocasionar cambios significativos en el ecosistema de un estuario. Para cada proyecto, es necesario que se evalúen los efectos de la planta en el ecosistema local, ya que se podrían presentar cambios en la cadena alimenticia, la composición del suelo marino, el comportamiento de las corrientes, entre otros.

Lugar	Amplitud de marea (m)	Área de embalse (km <sup>2</sup> )	Capacidad instalada (MW)	Generación (GWh/año)	Periodo de servicio (años)
La Rance. Francia	8	17	240	540	1966
Kislaya Guba. Russia.	2.4	2	0.4	-	1968
Jingxia. China.	7.1	2	3.2	11	1980-1986
Annapolis Royal. Canadá.	0.6	6	17.8	30	1984

Tabla I.4. Características de centrales maremotrices existentes.

Fuente: Modificado de Pontes, Teresa. Instituto Nacional de Ingeniería y Tecnología. Portugal

### 1.3.1.2 Energía de Gradiente Térmico Oceánico (OTEC: Ocean Thermal Energy Conversion)

La idea de aprovechar el gradiente térmico existente entre las frías aguas del fondo del mar y el agua de la superficie fue propuesta por primera vez en Francia por D'Arsonval en 1881. Desde entonces hasta mediados de la década de los 80's, una cantidad importante de prototipos fueron desarrollados en Francia, Estados Unidos y Japón. A pesar de que el principio de operación de los sistemas OTEC se encuentra bien documentado y no se requiere del desarrollo de nuevo conocimiento, su aprovechamiento ha sido mermado por serias dificultades tecnológicas y hasta la fecha no se ha desarrollado ningún prototipo comercial.

#### 1.3.1.2.1 Recurso Energético

En teoría se requieren de 1 a 4 m<sup>3</sup>/s de agua de la reserva de baja temperatura y la misma cantidad de la reserva de agua en la superficie para obtener una potencia de 1 MW. A pesar de que obtener esta cantidad de agua en la superficie no representa ningún problema técnico, la obtención de ese caudal de la reserva de baja temperatura localizada a cientos de metros profundidad representa un gran reto técnico.

Los gradientes de temperatura del océano son una medida importante del potencial energético de los sistemas OTEC. Por ejemplo, en mares tropicales, la temperatura del agua en la superficie del océano se estima entre 24°C y 33°C y la temperatura a profundidades de 500 a 100 metros se encuentra en el rango de 9°C y 3°C. De modo que, los lugares en donde se puede aprovechar este recurso energético se encuentran las latitudes 20°N y 20°S.

#### 1.3.1.2.2 Tecnología

Durante el desarrollo de sistemas OTEC se han considerado plataformas flotantes y plantas fijas en tierra. Los primeros sistemas se basaban en grandes plantas de generación que serían soportadas por plataformas flotantes. Sin embargo, se encontró que para su desarrollo se presentarían una gran cantidad de problemas con la tubería que descendería cientos de metros desde la plataforma hasta el depósito de baja temperatura.

Diseños más recientes se basan en plataformas fijas en el mar empleando tecnología de la industria petrolera. Es este esquema el conducto que se dirige al depósito de baja temperatura es soportado por estructuras auxiliares, siendo éste el elemento de mayor importancia del sistema. Por ejemplo, en Hawaii se realizó la prefactibilidad de un sistema OTEC de 40 MW ubicado en Kahe Point, en este esquema la tubería principal tendría una longitud de 3670 m.

Otro aspecto importante de los sistemas OTEC es el adecuado diseño de la central térmica para el aprovechamiento del gradiente térmico. En este rubro, para el desarrollo de este sistema se requerirá del desarrollo de nueva tecnología.

#### **1.3.1.2.3 Plantas de demostración.**

En 1979 en las costas de Hawai se instaló una planta prototipo OTEC de 50 kW. Después en 1980 se instaló una planta experimental llamada OTEC-1 de 1 MW. La operación de la planta, en los dos intentos, sólo fue de algunos meses. En 1992, se instaló una planta experimental OTEC en tierra, en el Natural Energy Laboratory of Hawai con el objetivo de realizar más pruebas de factibilidad.

En Japón, se han construido dos plantas piloto OTEC, una en la isla de Kyushu (50 kW) y otra en la isla de Nauru (100 kW).

#### **1.3.1.2.4 Aspectos económicos y ambientales.**

Al igual que otras fuentes renovables, el alto costo de la tecnología es uno de los principales problemas de los sistemas OTEC. Aún es necesario demostrar que el sistema es capaz de operar correctamente y además que sea económicamente viable. Algunos análisis económicos muestran que este tipo de tecnología solo será viable en plantas de gran tamaño (40 MW).

Los principales problemas ambientales que presenta este tipo tecnología son el posible cambio en las propiedades oceanográficas del agua de mar a causa de la interacción entre los depósitos alta y baja temperatura, la presencia de contaminación química provocada por la operación de la planta.

#### **1.3.2.3 Energía del Oleaje**

La primera patente de tecnología para aprovechar la energía del oleaje fue registrada al final del siglo XVIII en Francia, desde entonces más de un millar dispositivos han sido desarrollados en todo el mundo. Sin embargo, la investigación con un apropiado fondo científico inicio en las décadas de los 70's y 80's y después de 30 años sólo algunos sistemas han alcanzado un estado adecuado de desarrollo.

##### **1.3.1.3.1 Recurso Energético**

El potencial energético del oleaje a nivel mundial se estima entre 1-10 TW, esto es una cantidad de energía suficiente como para abastecer la demanda mundial de energía<sup>19</sup>.

---

<sup>19</sup>El potencial técnicamente explotable es mucho menor debido a pérdidas en la conversión de energía

Los mejores lugares para la explotación de este recurso se encuentran en zonas en donde se presentan tormentas y huracanes de gran magnitud.

En cuanto a los trabajos para estimar la cantidad de energía disponible del oleaje. La Unión Europea ha desarrollado el atlas de energía del oleaje WERATLAS, que contiene información detallada de las características físicas y energéticas del oleaje en la zona. Este atlas permitió estimar el potencial energético del oleaje en Europa en 320 GW. Por supuesto, debido a las pérdidas en la conversión de energía del oleaje en electricidad, no todo ese potencial puede ser aprovechado. Aún así sus estudios indican que la energía aprovechable del oleaje podría abastecer una parte substancial de la demanda de energía en países como Irlanda y España.

### 1.3.1.3.2 Tecnología

De acuerdo con el Instituto de Ingeniería y Tecnología de Portugal los dispositivos para el aprovechamiento del oleaje se clasifican de acuerdo a su posición con respecto a la línea de tierra. Por lo tanto, existen tres tipos de tecnologías para el aprovechamiento del oleaje: Shoreline Devices, Near-Shore Devices, Offshore Devices.

Los Shoreline devices tienen la ventaja de que su mantenimiento es sencillo, no requieren de instalaciones submarinas, ni largos cableados eléctricos. La poca energía del oleaje en las orillas del mar es compensada por la concentración natural de energía ocasionada por la barimetría del océano (efecto de resonancia y difracción). En la figura I.14 se presentan los dispositivos más desarrollados de este tipo hasta el día de hoy.

Los Near-Shore Devices son diseñados para lugares de poca profundidad (10-25m). Los dispositivos más desarrollados de este tipo son el Energtech OWC. Este sistema está formado por un dispositivo OWC que recibe el oleaje concentrado por una estructura parabólica (figura I.15-a). El grupo que dirige este proyecto planea instalar dos prototipos de esta tecnología en Australia (300 kW) y Vancouver (1.5-2 MW). En Holanda la compañía Ecofys desarrolla el sistema Wave Rotor, un esquema en el que se pretende aprovechar tanto la energía del oleaje y como la del viento. Se tienen planes de instalar un prototipo de 500 kW (figura I.15-b).

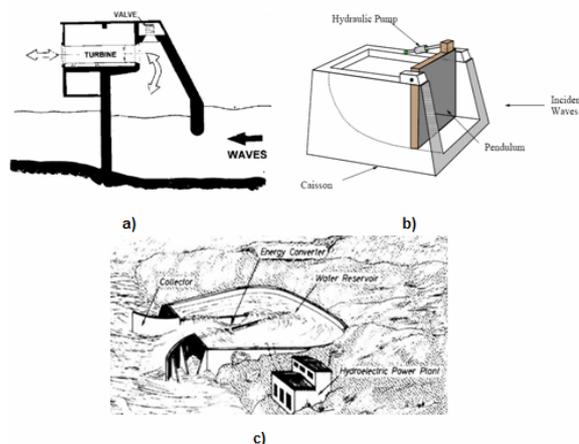


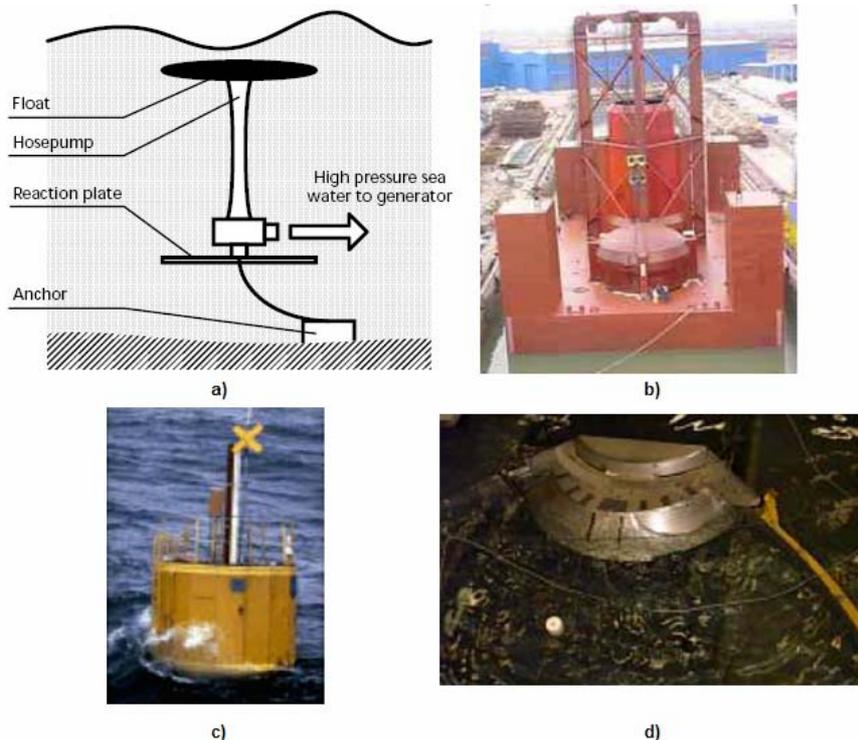
Figura I.14. Dispositivos para aprovechamiento de oleaje. a) OWC b) Pendulor c) TAPCHAN

Fuente: Fuente: Modificado de Pontes , Teresa. Instituto Nacional de Ingeniería y Tecnología. Portugal



**Figura I.15 Dispositivos Near-Shore devices para aprovechamiento de oleaje. a) Energetch OWC b) Wave Rotor**  
Fuente: Modificado de AIE (2002)

Los Offshore devices están diseñados para explotar el mayor potencial del oleaje que se encuentra en aguas profundas. Para extraer la energía del oleaje estos dispositivos deben de estar cerca o en la superficie del agua, lo que complica su disposición en profundidades mayores de 50 m. La mayoría de los diseños contemplan un cuerpo flotante o parcialmente sumergido y atado al fondo del mar. Ejemplos de estos dispositivos son el Hose Pump desarrollado en Suecia. El Archimedes Wave Swing. También el Wave Dragon desarrollado en Dinamarca y el Aquabuoy desarrollado igualmente en Suecia (figura I.16).



**Figura I.16. Dispositivos Offshore devices para aprovechamiento de oleaje. a) Hose Pump b) Arquímedes Wave Swing c) Aquabuoy d) Wave Dragon**  
Fuente: Modificado de AIE (2002)

Además de los dispositivos mencionados existen en la actualidad un gran número de proyectos en el mundo para desarrollar tecnología que permita el aprovechamiento de la

energía del oleaje. La tabla I.5 muestra en que estado de desarrollo se encuentran las diferentes tecnologías para el aprovechamiento del oleaje.

**1.3.1.3.3 Plantas de demostración.**

En 1985 en Toftesfallen, Noruega se construyo un prototipo pero fue destruido por una tormenta tres años después. Otro prototipo de 75 kW fue desarrollado en 1991 en la isla de Islay en Escocia y permaneció en operación hasta el año 2000. Después la Unión Europea financió la construcción de una planta comercial de 500 kW en el mismo sitio. En la Isla de Dawanshan, en el sur de China, se construyó un prototipo de 20 kW. Siguió la construcción de una planta de 100 kW en Zhelang, en la provincia de Guandong. En 2000 otro prototipo fue desarrollado en las islas Azores en Portugal, hasta ahora ninguna planta ha demostrado niveles de operación existosos.

**1.3.1.3.4 Aspectos económicos y ambientales.**

Los costos de generación de energía con dispositivos para el aprovechamiento del oleaje son difíciles de estimar debido al poco éxito que se ha tenido con la construcción de prototipos. Además, estos dispositivos presentan dificultades en el aspecto técnico lo que compromete su eficiencia. Al igual que otras energías renovables se espera que los costos se reduzcan conforme los prototipos incrementen su confiabilidad. Por otro lado, algunos sistemas de oleaje han demostrado ser económicamente viables en islas en donde la importación de Diesel es muy costosa. Actualmente, un gran número de prototipos se encuentran en etapa de desarrollo.

En cuanto a los aspectos económicos, se considera que los impactos ambientales de la generación de energía con el oleaje podrían ocurrir solo cuando se construyan grandes plantas de generación. Por ejemplo, en este caso se podría presentar un efecto negativo en el movimiento de la vida marina, modificación de la dinámica costera y producir contaminación visual. Efectos que en muchos casos se podrían disminuir o eliminar [13].

	Conceptual	Teórico y experimental	Prototipo a escala	Prototipo final	Investigación en proceso
Aqua Energy Aquabuoy				■	Sí
Archimedes Wave Swing			■		Sí
Backward Bent Duck Buoy		■			Sí
DWP Float Puma		■			
Energtech OWC		■			Sí
Floating Wave Power Vessel			■	■	Sí
Hosepump				■	
Limpett OWC				■	Sí
McCabe Wavepump			■		Sí
Mighty Whale				■	
Osprey		■			
Pelamos			■	■	Sí
Pendulor			■	■	
Pico Azores OWC			■		Sí
Point Absorber	■				
PS Frog	■	■			
Salter Duck		■			
Sloped IPS Buoy		■			Sí
Sperboy		■	■		Sí
TAPCHAN			■	■	
TMOWC				■	Sí
Union Electrica FENOSA				■	Sí
Wave Dragon		■	■		Sí
Wave Plane			■		Sí
Wave Rotor			■		Sí
Wavebob		■			Sí
WaveGen Project X		■			Sí

**Tabla I.5. Estado de desarrollo de tecnologías para aprovechamiento de oleaje. Fuente: Modificado de AIE (2002)**

---

### **1.3.1.4 Energía de las Corrientes Marinas.**

Es posible extraer la energía cinética de las corrientes marinas empleando tecnología convencional de turbinas de viento. Siguiendo esta premisa, en la actualidad, algunos sistemas para el aprovechamiento de este recurso se encuentran en desarrollo. Sin embargo, la explotación de este recurso requiere un mayor desarrollo tecnológico para su apropiado aprovechamiento.

Un gran número de estudios a lo largo del mundo se han llevado a cabo para identificar el potencial energético de las corrientes marinas. Los países que han desarrollado los primeros modelos teóricos y experimentales incluyen al Reino Unido, Italia, Canadá, Japón, Rusia, Australia y China.

#### **1.3.1.4.1 Recurso Energético**

Las Corrientes Marinas son generadas por complejos fenómenos físicos que incluyen la adsorción de radiación solar del océano y la atmósfera, la dinámica de las corrientes del ecuador hacia los polos sur y norte, el flujo de agua ocasionado por el comportamiento de las mareas, la salinidad y los gradientes de temperatura en el océano y por la barimetría del océano, siendo de vital importancia los cuerpos de agua formados entre islas y bahías. Sin embargo, el comportamiento de la marea es de vital importancia para el comportamiento de las Corrientes Marinas ya que éstas tienen un comportamiento sinusoidal y cíclico similar al de la marea. De hecho, en general, las Corrientes Marinas generadas por la marea reciben el nombre de Corrientes Marinas de Marea.

La capacidad aprovechable de la Corrientes Marinas a nivel mundial se estima en 5TW. De forma similar que con la energía del oleaje, este potencial podría abastecer un gran proporción de la demanda mundial de energía, sin embargo, el potencial técnicamente aprovechable de este recurso solo es técnicamente viable en ciertos lugares del mundo y por tanto, el potencial técnico es mucho menor que el potencial teórico. Los sitios con mayor interés para su explotación son aquellos en donde se presenten velocidades de corriente mayores a 1.0 m/s.

Los gobiernos de distintos países y en especial la Unión Europea han realizado estudios sobre el potencial energético de las Corrientes Marinas. En Europa, los lugares en donde se encontró la mayor cantidad de energía aprovechable fueron el Reino Unido, Irlanda, Grecia, Francia e Italia. En estos países, se han identificado 106 sitios para el aprovechamiento de la Corrientes Marinas y se estima que en total se podrían obtener 48 TWh/año de energía para Europa a través de la explotación de estos lugares. En China se ha estimado un potencial energético de 7000 MW. Otros lugares en donde se han identificado lugares para el aprovechamiento de Corrientes Marinas se encuentran en Filipinas, Japón, Australia, África y Sudamérica.

Los aspectos más positivos del aprovechamiento de las Corrientes Marinas son su alta predictibilidad con modelos numéricos y el hecho de que el factor de planta de estas centrales se estima entre 30% y 50%. Aún así, la AIE recomienda que para la realización de estudios de viabilidad se recolecte información directamente medida en el sitio a evaluar e identifica los modelos numéricos de predicción de corrientes como un factor clave en el proceso de evaluación del recurso.

---

### **1.3.1.4.2 Plantas de demostración**

Los primeros prototipos para el aprovechamiento de las Corrientes Marinas han sido desarrollados por empresas privadas en conjunto con instituciones gubernamentales y la Comisión Europea en Italia y el Reino Unido.

En el Reino Unido la empresa privada Marine Current Turbines (MCT) ha desarrollado un prototipo de 300 kW llamado SeaFlow. El sitio en donde ha sido instalado es el canal de Bristol en donde se presenta una velocidad promedio de 2.5 m/s. También en el Reino Unido la empresa privada Engineering Business Ltd desarrolla el Stingray. La primera planta de demostración tendrá una potencia de 150 kW y será instalada en Yell Sound cerca de las islas Shetland.

En Italia desde finales de la década de los 90's se desarrolla el sistema Enermar que consta de una turbina denominada Kobold montada en una plataforma flotante. El dispositivo fue instalado en Messina, Sicilia en donde la velocidad media de las corrientes marinas es de 1.5 m/s. Los desarrolladores del proyecto Enermar estiman la eficiencia de la turbina Kobold en 42%.

### **1.3.1.4.3 Aspectos económicos y ambientales.**

La AIE identifica que las variables más importantes para estimar el costo de producir energía con Corrientes Marinas son:

- La eficiencia de los dispositivos de aprovechamiento
- El factor de planta del sistema de conversión de energía
- Los costos de operación y mantenimiento

Estudios económicos preliminares de la generación de energía con Corrientes Marinas estiman el costo de generación entre 4.5 y 13.5 US¢/kWh, dependiendo de las hipótesis hechas en cada estudio. La AIE estima que el costo de generación de energía de la primera generación de tecnologías para el aprovechamiento de corrientes marinas será menor a 9 US¢/kWh en lugares en donde el potencial sea bastante bueno. Es decir, en donde la velocidad de corriente alcance valores de 3 m/s y se tengan factores de planta mayores de 30%.

Se espera que el impacto ambiental de los dispositivos para el aprovechamiento de corrientes marinas sea mínimo. Las áreas en donde se espera la mayor afectación serán en la navegación y la pesca. Las grandes plantas de producción de energía con esta tecnología posiblemente producirán afectaciones en el transporte de sedimentos y la vida de los ecosistemas marinos circundantes. La AIE recomienda que cada proyecto debe estar acompañado de un estudio de impacto ambiental adecuado en el que se identifiquen con detalle los impactos negativos en el medio ambiente para hacer la correcta evaluación del proyecto [14].

## 1.4 DESCRIPCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA EL APROVECHAMIENTO DE CORRIENTES MARINAS

### 1.4.1 Descripción de las principales tecnologías para el aprovechamiento de Corrientes Marinas.

Hasta el momento el desarrollo de tecnologías para corrientes marinas se enfoca en el desarrollo de turbinas que aprovechen la energía cinética de las corrientes a través de la transformación de la energía cinética en energía mecánica con turbinas que pueden ser de eje vertical y eje horizontal. Como se ha mencionado, el desarrollo de turbinas de corrientes marinas es impulsado por la similitud que existe entre las condiciones de aprovechamiento de los recursos de corrientes marinas y los recursos eólicos. Sin embargo, dada la densidad del agua de mar, existen otros esquemas que pueden ser útiles y que han actualmente han demostrado cierta efectividad. Por otro lado, el desarrollo de tecnología para el aprovechamiento de corrientes marinas resulta ser interesante y un gran reto de ingeniería porque, a pesar de los grandes avances en la ingeniería y ciencia de las turbinas de viento y de la turbinas hidráulicas, ninguno de estos campos de estudio es completamente apropiado para describir y diseñar el comportamiento de turbinas de corrientes marinas. En consecuencia nuevos desarrollos y líneas de investigación se encuentran en desarrollo.

La AIE (2007) define la primera generación de dispositivos para el aprovechamiento de corrientes marinas (DACM) aquellas tecnologías que para la explotación de los recursos emplean recursos tecnológicos existentes en la actualidad a través de otras tecnologías. La segunda generación consistirá en aquellas tecnologías DACM que introduzcan componentes espacialmente diseñados para el aprovechamiento de corrientes marinas (v.g. generados de bajas revoluciones, sistemas de transmisión hidráulica especializados). La tercera generación de tecnologías DACM empleará tecnología especialmente diseñada para corrientes marinas, que permita emplear elementos de diseño avanzados para optimizar el aprovechamiento de energía (v.g diseño avanzado de rotores y sistemas de control especiales).

En la actualidad se encuentran en desarrollo un gran número de esquemas de aprovechamiento de primera generación. La tabla I.6 muestra los tres sistemas DACM con mayor avance e importancia a nivel mundial Se aprecia que estos modelos han pasado exitosamente las etapas teóricas y experimentales. Además, actualmente cuentan con un prototipo final y la investigación sigue en proceso.

	Conceptual	Teórico y experimental	Prototipo a escala	Prototipo final	Investigación en proceso
Enermar					Sí
Seaflow					Sí
Stingray					Sí

Tabla I.6 Estado de desarrollo de tecnologías para aprovechamiento de Corrientes Marinas.

Fuente: Modificado de AIE (2002)

#### 1.4.1.1 Principio de funcionamiento

La extracción de la energía cinética de las Corrientes Marinas a través de una turbina es el concepto más común entre los Dispositivos para el Aprovechamiento de Corrientes Marinas (DACM). Existen dos tipos de turbinas que se pueden utilizar para este propósito: Turbinas de eje horizontal y Turbinas de eje vertical (figura I.17).

El principio de funcionamiento de las Turbinas de eje horizontal consiste en aprovechar la presión que ejerce el fluido sobre los alabes de la turbina para crear un par motor con respecto al eje del rotor que esta orientado de forma paralela a la dirección del flujo de agua.

El principio de funcionamiento de las Turbinas de eje vertical consiste en aprovechar las fuerzas de empuje y arrastre que se generan a los largo de los alabes de la turbina, debido a la configuración aerodinámica de los perfiles. De modo que las fuerzas de arrastre y empuje generen un par motor con respecto al eje del rotor que es perpendicular a la dirección del flujo de agua.

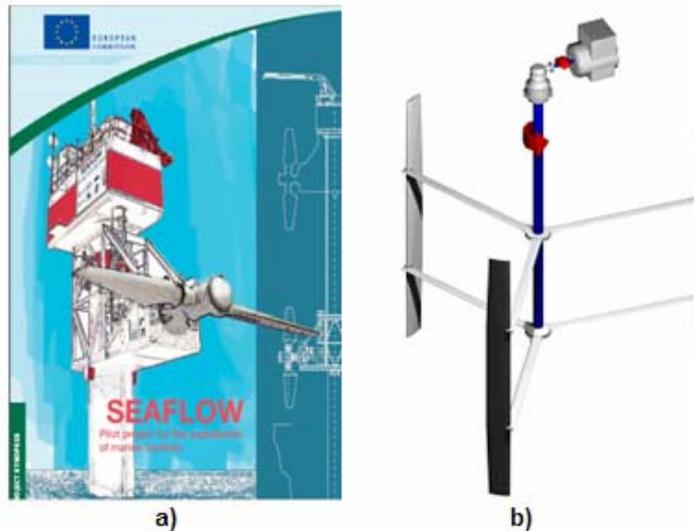
La potencia que tiene un fluido al estar en movimiento puede describirse con la Mecánica Clásica de Newton aplicando el principio de cantidad de movimiento y la segunda ley. Este fenómeno es descrito por la ecuación 1 y las variables de interés son el área de la sección de la turbina perpendicular al flujo de agua, la velocidad de la corriente y la densidad del fluido. Esta misma ecuación es aplicable a los recursos eólicos. Se aprecia que las Corrientes Marinas tienen una densidad aproximadamente 1000 veces mayor que la del viento, y a pesar de que la velocidad de las corrientes de viento es mayor que la de las Corrientes Marinas, de acuerdo con Bahaj y Myers (2003), una turbina marina de 20 m de diámetro puede tener la misma potencia que una turbina de viento de 60 m de diámetro.

$$Pot = \frac{1}{2} \rho A_{turbina} v_{corriente}^3 \dots [watts] \quad \text{Ecuación 1.}$$

Por supuesto, una Turbina de Corrientes Marinas solo puede aprovechar una fracción de la potencia indicada. De modo que la ecuación 1 se modifica como:

$$Pot = \frac{1}{2} C_p \rho A_{turbina} v_{corriente}^3 \dots [watts] \quad \text{Ecuación 2.}$$

El coeficiente  $C_p$  representa el porcentaje de potencia que se puede aprovechar de las Corrientes Marinas y toma en cuenta pérdidas debidas a la Ley de Betz y aquellas que tengan que ver con el propio sistema de conversión de energía. Se estima que el valor de  $C_p$  para las Turbinas de Corrientes Marinas oscilará entre 0.3 y 0.5. Es importante mencionar que el desarrollo de Turbinas de Corrientes Marinas esta fuertemente cimentado en los desarrollos tecnológicos de turbinas de viento. Se espera que este hecho ayude a acelerar la entrada de la Energía de Corrientes Marinas en el Sistema Energético mundial [15].



**Figura I.17. Tipos de Turbinas de Corrientes Marinas. a) Turbina de eje Horizontal, b) Turbina de eje vertical.**

**Fuente: Modificado de Marine Current Turbines y Blue Energy Canada.**

#### **1.4.1.2 Marine Current Turbines Ltd. (Seaflow-Seagen).**

La tecnología en desarrollo por Marine Current Turbines Ltd. consiste en sistemas compuestos por dos turbinas de eje horizontal de 15 a 20 m de diámetro, que giraran de 10 a 20 revoluciones por minuto. La estructura de soporte consta de una pila tubular de alrededor de 3 m de diámetro que esta cimentada directamente en suelo marino (figura I.18).

Los DACM manufacturados por esta compañía tendrán una potencia de 750 a 1500 kW por turbina instalada. La configuración de las plantas de producción de energía eléctrica con este esquema estará compuesta por módulos de 10 a 20 DACM. El periodo de vida útil de estas Turbinas de Corrientes Marinas se estima en 20 años. De acuerdo con la experiencia en la construcción de plantas petroleras en el mar, se estima que el periodo de vida útil de la estructura de soporte sea de 40 años. Los componentes del sistema desarrollado por Marine Current Turbines Ltd. estarán protegidos contra el intemperismo del océano y su manufactura se hará con materiales como vidrio reforzado y fibra de carbón.

El plan maestro de Marine Current Turbines Ltd. consiste en tres etapas. La primera etapa consta del desarrollo preliminar de investigación y diseño del primer DACM llamado Seaflow, que consta de una turbina de eje horizontal y una pila como estructura de soporte. El desarrollo de esta fase del proyecto inicio en 1999 y en Mayo de 2003 el prototipo Seaflow con una turbina marina de 11 m de diámetro fue instalado en Lynmouth, Devon, Reino Unido (figura I.18).



**Figura I.18 Prototipo Seaflow instalado en Lynmouth, Devon, Reino Unido.  
Fuente: MCT Ltd.**

La segunda etapa inició en 2004 y su objetivo es diseñar, construir e instalar el primer prototipo comercial Seagen con dos turbinas marinas de eje horizontal con un diámetro de 16 m cada una. El sistema tendrá un potencia instalada de 1.2 MW y en agosto de 2007 se instalará en Strangford, Lough, Reino Unido. El sistema será capaz de proveer la electricidad necesaria para 1000 casas (figura I.19).



a)



b)

**Figura I.19 Prototipo Seagen. a) Sistema Seagen. b) Seagen construido escala 1:1.  
Fuente: MCT Ltd.**

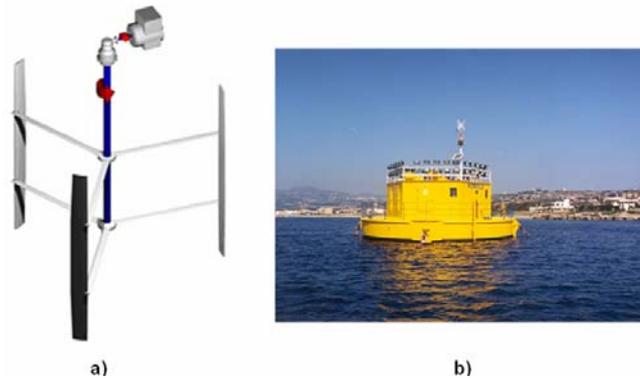
La tercera etapa iniciará en 2008 y el objetivo será instalar 10 unidades Seagen como parte de la primera planta de generación de energía con Corrientes Marinas. La planta tendrá 10 MW de potencia instalada y con su operación se recabara información primordial para el desarrollo de las primeras plantas comerciales (figura I.20).



**Figura I.20 Planta de generación de energía con corrientes marinas.  
Fuente: MCT Ltd.**

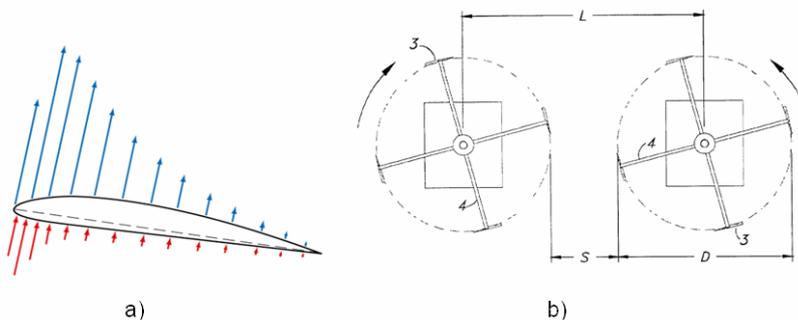
### 1.4.1.3 Proyecto Enermar.

El proyecto Enermar consiste en el desarrollo de un sistema DACM conformado por una turbina de eje vertical (Turbina Kobold, figura I.19a) y una estructura de soporte que funciona como una boya (figura I.21 b). La turbina se encuentra sumergida de modo que la única estructura que sobresale es la boya que la soporta.



**Figura I.21. Proyecto Enermar.**  
**Fuente: Modificado AIE (2007)**

El principio de funcionamiento de este DACM se sustenta en la teoría de perfiles hidrodinámicos. Cuando la corriente se mueve a través de la turbina Kobold y sus alabes (perfiles hidrodinámicos), la velocidad y fuerza de la corriente genera sobre la superficie de estos alabes fuerzas de arrastre y empuje (figura I.22a). Dado que la fuerza de arrastre y empuje depende de la posición del alabe al contacto con la corriente, se generaran fuerzas de empuje y arrastre desiguales en cada uno de los alabes que conforman la Turbina Kobold. Este aparente desequilibrio de fuerzas, genera un par motor que ocasiona que la turbina gire alrededor de su eje y se transforme la energía cinética en energía mecánica (figura I.22 b).



**Figura I.22. Principio de funcionamiento Turbina Kobold.**  
**Fuente: Modificado de [www.unido-itpc.org](http://www.unido-itpc.org) (2007).**

Este esquema es realmente interesante ya que la variación vectorial de las corrientes no afecta el funcionamiento de este DACM, además dado su diseño e instalación los costos de su construcción parecen ser menor que los de la tecnología de MCT, debido a que se requerirá de una menor cantidad de obra civil y maquinaria especializada para su instalación.

#### 1.4.1.4 Business Engineering (Stingray).

La compañía Business Engineering ha desarrollado el DACM Stingray, este dispositivo de aprovechamiento consiste de un mecanismo hidrodinámico y una estructura de soporte que se encuentra cimentada al fondo del océano (figura I.23a). Dado el diseño del mecanismo hidrodinámico, éste oscilará de manera vertical cuando las corrientes marinas lo atraviesen, al oscilar se activa un brazo hidráulico que se expande y comprime, esto produce grandes presiones que son conducidas a un generar especialmente diseñado para aprovechar este movimiento mecánico.

La compañía que desarrolla esta tecnología ha completado el programa de diseño, construcción, instalación y prueba del primer prototipo DACM Stingray (figura 1.23b). Actualmente el dispositivo opera y proporciona datos para continuar con su investigación y desarrollo.

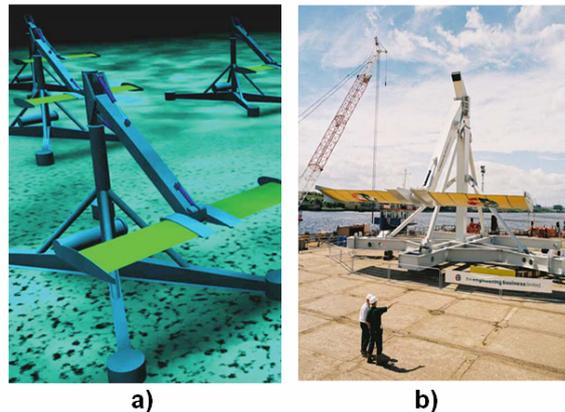


Figura I.23. Proyecto Stingray.  
Fuente: Modificado de Business Engineering (2007).

#### 1.4.2 Prioridades en Investigación y Desarrollo de las tecnologías para el aprovechamiento de Corrientes Marinas

La AIE recomienda que las tecnologías para el aprovechamiento de Corrientes Marinas deben enfocarse en los siguientes aspectos para la investigación y desarrollo.

##### 1.4.2.1 Cavitación

El fenómeno de cavitación<sup>20</sup> es un parámetro de suma importancia en el diseño de la mayoría de las bombas y turbinas hidráulicas y en consecuencia se encuentra bien documentado en la literatura.

Para el caso de los Dispositivos para Aprovechamiento de Corrientes Marinas (DACM). Por un lado se tiene que éstos serán mucho más grandes que las turbinas hidráulicas convencionales. Por otro lado, los alabes de una Turbina de Corrientes Marinas estarán

<sup>20</sup> Cavitación: Fenómeno en el que se producen burbujas de baja presión (cavidades) dentro de un fluido en movimiento, que al ser llevadas a zonas de mayor presión se aplastan bruscamente, y cuando esto sucede, las cavidades son ocupadas violentamente por el fluido circundante, lo que produce succiones locales muy fuertes en las paredes cercanas a los componentes del dispositivo hidráulico [16].

sometidos a un diferentes velocidades relativas del fluido y a diferentes profundidades a lo largo de su extensión. Por esta razón la AIE recomienda que durante el diseño de los DACM se estudie a detalle los efectos del fenómeno de cavitación en su comportamiento hidrodinámico.

#### **1.4.2.2 Interacción con el Ambiente Marino**

Los DACM necesariamente modificarán el flujo del agua en el lugar en donde sean instalados. La influencia de este cambio podría llegar a alterar los patrones de flujo de áreas circundantes al lugar de instalación y se podría modificar la disposición y el transporte de sedimentos en la zona. Existe la preocupación de que esta modificación ambiental impacte de manera negativa en grandes extensiones del ecosistema marino.

Probablemente existan otros impactos ambientales al extraer energía de las Corrientes Marinas. Por esta razón la AIE recomienda que se realicen esfuerzos importantes en Investigación y Desarrollo en este tema. Una vez que se conozcan a detalle los efectos en el medio ambiente, los resultados serán importantes para establecer parámetros de diseño con respecto al tamaño y número adecuados de los DACA en una planta de generación.

#### **1.4.2.3 Turbulencia**

El comportamiento turbulento de un fluido es otra variable importante que puede modificar el diseño de algunos componentes de los DACA. La velocidad del agua puede variar enormemente alrededor de los dispositivos. Esto puede provocar variaciones en las acciones que experimente la estructura, lo que puede ocasionar fatiga estructural de los componentes y problemas de vibraciones. Los códigos de diseño de los DACA se referirán primordialmente a los niveles de turbulencia que cada componente puede soportar sin afectar el funcionamiento del sistema. De acuerdo con la AIE, entender cuales son los parámetros de turbulencia aceptables para la operación de los DACA es un campo de Investigación y Desarrollo importante para el correcto funcionamiento de esta tecnología. La operación de prototipos será de vital importancia para realizar los estudios adecuados de turbulencia.

#### **1.4.2.4 Construcción**

La construcción de plantas de generación de energía con DACA tendrá dificultades únicas de esta tecnología. Por ejemplo, la construcción de la cimentación en suelo marino y la instalación de los dispositivos en un medio marino, pueden atraer problemas de movimiento de tierras y de corrosión. También generar los espacios secos para realizar las operaciones constructivas será un reto técnico dada la complejidad del comportamiento de los flujos de agua marinos. Posiblemente las tecnologías constructivas de plantas petroleras en el mar, así como las técnicas de construcción de puentes serán de utilidad durante el desarrollo de proyectos para el aprovechamiento de Corrientes Marinas.

#### **1.4.2.5 Información de Corrientes Marinas**

La AIE identifica la obtención información de Corrientes Marinas como una de las áreas más importantes de la Investigación y Desarrollo de los proyectos para el

aprovechamiento de Corrientes Marinas. En la actualidad son pocos los países que tienen datos de Corrientes Marinas bien documentados. Por esta razón, es importante que los países con posibilidad de explotar el recurso energético de las Corrientes Marinas, desarrollen sistemas de información que permitan conocer a detalle las características oceanográficas de las Corrientes Marinas, así como identificar los lugares en donde el recurso tenga un alto valor energético [14].

**CAPITULO II**  
**EVALUACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LAS**  
**CORRIENTES MARINAS EN EL CANAL DE INFIERNILLO,**  
**GOLFO DE CALIFORNIA.**

---

## **2.1 ANÁLISIS DE DATOS DE CORRIENTES MARINAS Y CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS EXPLORATORIOS.**

Nuestro país tiene la capacidad de explotar una gran variedad de fuentes alternativas, entre ellas la energía de las corrientes marinas, pero además de contar con la posibilidad de explotar los recursos energéticos de los océanos, también es importante analizar y conocer con detalle los alcances y características de los recursos a explotar, para que de esta forma, se evalúen con certeza las posibilidades energéticas de las corrientes marinas en México.

La información presentada con anterioridad acerca de las tecnologías para el aprovechamiento de los recursos oceánicos permite entender que las tecnologías para el aprovechamiento de las mareas y de las corrientes marinas son las más desarrolladas y en consecuencia las que tienen una mayor factibilidad de implementación en el mediano plazo. En este capítulo se analiza la posibilidad de aprovechar las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo, un pasaje marino formado por la Isla Tiburón y el estado de Sonora, en el Golfo de California.

### **2.1.1 Características geográficas y de la velocidad de las corrientes Marinas en el Canal de Infiernillo.**

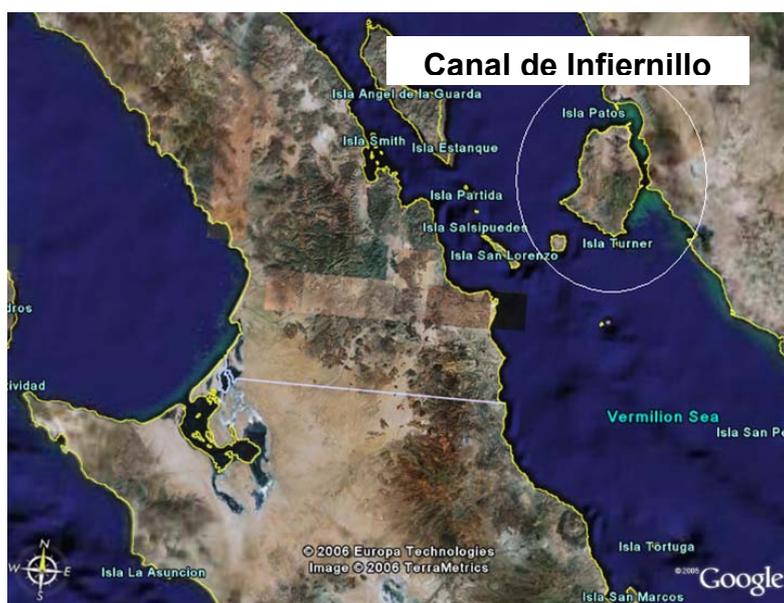
El Golfo de California es un mar marginal ubicado al noroeste de la República Mexicana. Está limitado al este por los estados de Sonora y Sinaloa y al oeste por la península de Baja California. Mide aproximadamente 180 km de ancho y 1100 km de largo, y presenta una profundidad máxima de 3600 m en la boca.

La marea en el Golfo de California ha sido ampliamente estudiada a través de observaciones directas e investigaciones numéricas. Se sabe por dichas investigaciones, que la marea en la parte alta del Golfo puede alcanzar una amplitud de 5 m, lo que puede generar corrientes marinas de gran magnitud en la zona de la Isla Ángel de la Guarda y la Isla Tiburón. Lo anterior es la razón fundamental por la que se cree que en el Canal de Infiernillo el potencial energético de las corrientes marinas puede ser aprovechado. Por otro lado, a diferencia del nivel del mar que es medido rutinariamente en la zona, la medición de corrientes marinas se realiza solo bajo la especificación de proyectos de investigación y por tanto los modelos numéricos son de vital importancia para el conocimiento del comportamiento de las Corrientes Marinas en el Golfo de California [17].

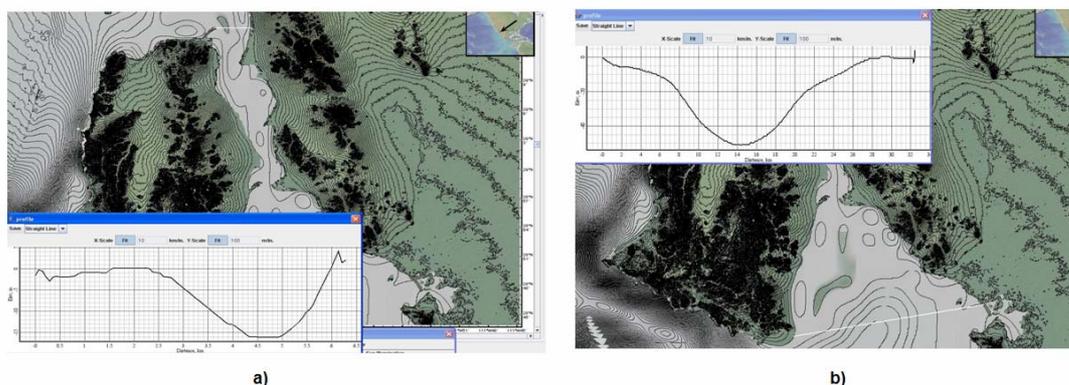
El Canal de Infiernillo se ubica en el Golfo de California (figura II.1). Su estructura esta constituida por la Isla Tiburón y el estado de Sonora. Tiene un ancho de aproximadamente 6 km en la parte norte del canal y 32 km en la salida sur. La profundidad máxima en la entrada norte se estima en 15 m y en la entrada sur en 40 m (figura II.2).

En este Canal no existen datos de velocidad de Corrientes Marinas reportados en la literatura científica. La medición de velocidad de Corrientes Marinas más cercana registrada fue realizada en la parte norte del Golfo de California cerca de la Isla San Luís. Dicho registro consiste en una serie temporal de 20 días en la que los valores de velocidad de corriente no sobrepasan la velocidad de 1 m/s [18]. Por la lejanía del lugar

es altamente improbable que el comportamiento de las corrientes marinas en dicha zona sea similar en el Canal de Infiernillo.



**Figura II.1. Canal de Infiernillo. Golfo de California.**  
Fuente: Google Earth (2007)



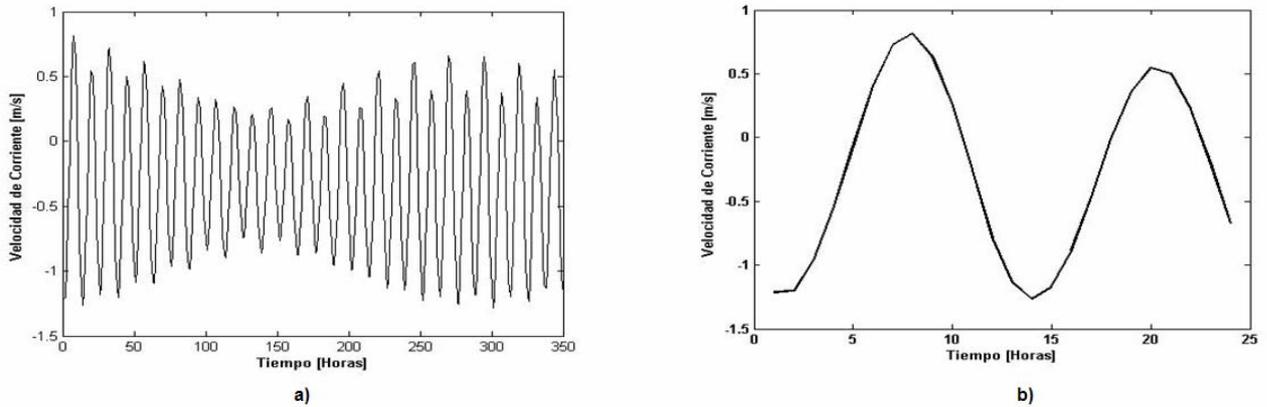
**Figura II.2. Batimetría del Canal de Infiernillo. a) Entrada Norte b) Entrada Sur.**  
Fuente: GeoMapApp

Para la realización de este trabajo el investigador Silvio Guido Marinone del CICESE proporcionó los datos de Corrientes Marinas en el Canal de Infiernillo empleando un programa numérico desarrollado por él mismo y su grupo de investigación. La certeza de los resultados del trabajo realizado por el Dr. Marinone ha sido reportada ampliamente en la literatura científica [18] y por tanto en este trabajo se asume como válida la información proporcionada por el investigador, en conjunto con el CICESE.

### 2.1.2 Características de las Corrientes Marinas en el Canal de Infiernillo.

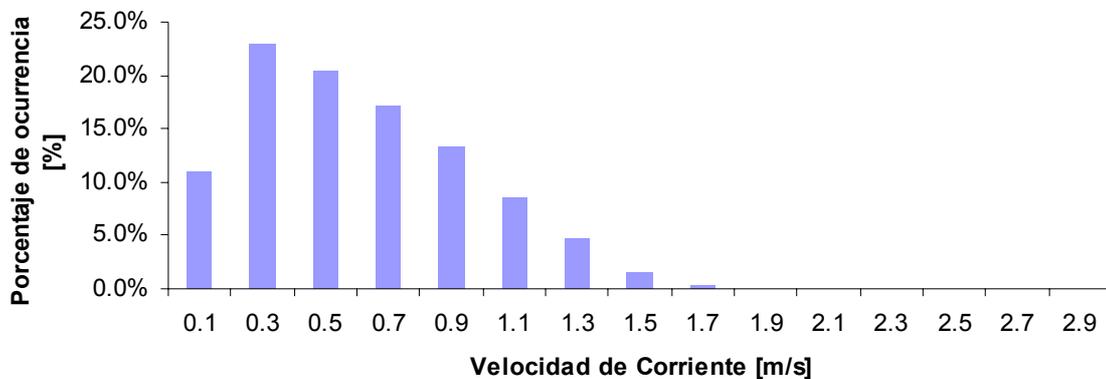
La figura II.3 muestra los datos obtenidos con la simulación numérica del Dr. Marinone. Se aprecia que existen valores negativos y positivos de velocidad de corriente. Esto se debe al sentido vectorial de la corriente dentro del canal. Así, cuando la corriente se dirige de sur a norte, el sentido es positivo y cuando se dirige de norte a sur el sentido es

negativo. Se aprecia que un ciclo de velocidad de corriente (velocidad positiva y negativa) dura alrededor de 12 horas. La duración de los ciclos variará ligeramente durante el año provocando que los periodos de corriente se presenten a diferentes horas del día.



**Figura II.3. Simulación numérica de velocidad de corrientes marinas. a) Serie de tiempo de 350 hrs b) Serie de tiempo de 24 hrs.**

Es más conveniente representar la información de la simulación numérica con un histograma de velocidad de corrientes marinas como se muestra en la figura II.4. Con este histograma se aprecia que en Canal de Infiernillo, durante el año la velocidad de la corriente se mantiene con mayor frecuencia en rangos menores a 1 m/s. De los datos obtenidos con la simulación numérica se sabe que la velocidad promedio de la corriente en el Canal de Infiernillo en el año es igual a 0.5 m/s y se presenta una velocidad máxima de 1.68 m/s.



**Figura II.4. Histograma de velocidad de corrientes marinas. Canal de Infiernillo.**

Con respecto a la variación temporal mensual del comportamiento de la corriente. La figura II.5 muestra que durante las 8760 horas del año, los meses en donde se presenta la mayor intensidad de velocidad de corriente son febrero y marzo. Por otro lado, también se aprecia que a lo largo del año el promedio de velocidad de corriente mensual es muy similar al anual. Es decir, en el Canal de Infiernillo el comportamiento temporal anual de las corrientes marinas no presenta grandes variaciones en su comportamiento.

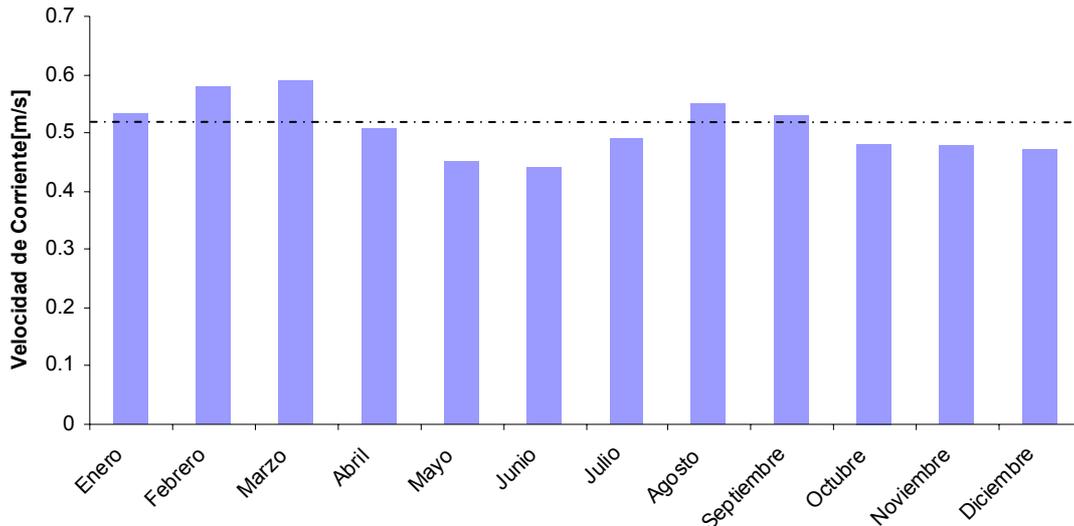


Figura II.5. Promedio mensual de la Velocidad de la Corriente en el Canal de Infiernillo.  
Fuente: El autor.

### 2.1.3 Generación de Escenarios Exploratorios.

En la ecuación 1 se aprecia que la magnitud de la velocidad de las corrientes marinas es de vital importancia para el aprovechamiento de este recurso. Como se mencionó en el capítulo anterior, es importante que la velocidad de la corriente sea intensa para poder aprovechar adecuadamente el recurso con las tecnologías que se encuentran actualmente en desarrollo. Sin embargo, no es posible asegurar con plena certeza que el comportamiento de las corrientes marinas en el canal tenga los mismos órdenes de magnitud que se obtienen con la simulación numérica. En este trabajo, como parte de la evaluación del potencial energético, se crearán escenarios exploratorios que ayuden a caracterizar de mejor manera la energía de las corrientes marinas disponible en el Canal de Infiernillo.

De acuerdo con Gonzáles Sampayo (2007), “*un escenario es la descripción de un futuro posible*” que se basa en un conjunto de elementos correlacionados a través de un marco de supuestos específicos. Una característica importante de estos escenarios es que tratan de dar una respuesta cualitativa y contextual de como el presente se convertirá en futuro. Dicho análisis está compuesto por un conjunto de futuros posibles que involucran una visión de largo plazo y que consideran datos críticos de las series históricas. Así, los escenarios exploratorios se definen como “*la descripción de las tendencias y condiciones de un futuro posible a partir de una situación actual*”. La creación de escenarios exploratorios es una herramienta muy útil en el proceso de evaluación de obras de infraestructura debido a que permiten identificar los riesgos y las áreas de oportunidad del proyecto en el futuro con datos existentes en el presente. En un proyecto energético, a través de escenarios exploratorios se puede estimar aproximadamente cuanta energía se puede generar con una planta de corrientes marinas y que factores económicos y técnicos clave pueden afectar su comportamiento.

La creación de escenarios exploratorios a partir de la simulación numérica del CICESE es útil ya que estos escenarios permitirán conocer con anticipación los diferentes alcances del aprovechamiento del potencial energético del Canal de Infiernillo. Así, cuando sean realizadas las mediciones de velocidad de corriente marina y las adecuadas

simulaciones numéricas en el lugar, ya se conocerán de forma general los alcances de explotar el recurso de corrientes marinas en la zona y se podrán definir objetivos de análisis más detallados.

Los escenarios exploratorios también son útiles cuando los fenómenos que se requiere conocer resultan complejos. Por ejemplo, las corrientes marinas presentan las mismas características de la marea, más algunas complicaciones adicionales, relacionadas con su carácter vectorial y con su mayor sensibilidad a la batimetría y a la morfología costera [17] y dado que no es parte de los alcances de este trabajo modelar numéricamente el comportamiento de las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo, el uso de escenarios exploratorios es una herramienta esencial para la evaluación de este recurso renovable.

Las pautas para construir un escenario exploratorio son:

**Definir el problema y establecer el propósito de los escenarios:** Consiste en identificar el conflicto que existe entre el estado actual del fenómeno y el estado deseado en el futuro y además establecer el propósito para el cuál el escenario se establece.

**Horizonte de análisis:** Consiste en definir el periodo de análisis adecuado para que se manifiesten todas las variaciones en las tendencias históricas y en las relaciones de las variables en estudio. A pesar de que existen parámetros ya establecidos para definir el horizonte de análisis es necesario acotar o extender este periodo de acuerdo a las necesidades de cada fenómeno. Entre los factores que influyen se encuentran la inercia de la industria o el contexto de análisis de las decisiones por realizar,

**Supuestos:** Consiste en realizar hipótesis no comprobadas para la creación de escenarios exploratorios. Entre los supuestos de un escenario exploratorio se encuentran asumir que las personas y organizaciones actuarán con una conducta razonable, creencia de que el mundo se conduce con una tendencia favorable, la inexistencia de cambios drásticos, preponderancia de las variables económicas sobre las demás, exclusión de tendencias y eventos no deseados, establecer elementos con baja posibilidad de ocurrir y desinterés de los factores sociales. Es recomendable ser prudente al establecer supuestos en un escenario exploratorio y analizar y cuestionar cada uno de ellos.

**Definición y delimitación del sistema e identificación de las variables clave:** Se refiere a definir los límites del trabajo de estudio del sistema e identificar las variables en estudio así como sus características. Entre las más comunes se tienen los costos, los temas políticos, temas ambientales, tamaños de mercados, localizaciones geográficas, por mencionar algunas. Parte del proceso de caracterización del sistema incluye la definición de actores que desempeñen un papel preponderante y pueden modificar un escenario.

**Número de escenarios por generar:** Consiste en definir el número de casos que se analizarán. En este rubro la experiencia en la realización de escenarios es de vital importancia y durante su definición se debe de tomar en cuenta que un gran número de escenarios puede ser confuso y complicar el análisis. Cuando se generan un número grande de escenarios, es recomendable agruparlos por objetivo de estudio [18].

Con base en la información de la simulación numérica de las corrientes marinas del CICESE (Escenario Base) y siguiendo las pautas anteriores, se definieron dos escenarios exploratorios: Escenario Alternativo 1 y Escenario Alternativo 2. La metodología seguida para la creación de estos escenarios fue asumir que el comportamiento cíclico de las corrientes marinas no varía con respecto de la simulación numérica original. Así, se modificó la magnitud escalar de las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo, generando, para los nuevos escenarios, series de tiempo en donde se presentan magnitudes de corriente mayores que en la simulación numérica. La modificación del registro original se realizó empleando el programa de cómputo MatLab y desarrollando un código que fuese capaz de modificar los 8760 datos de la simulación original para modificar el histograma de frecuencia.

La figura II.6 muestra el histograma de velocidad de corriente para cada escenario exploratorio. Se aprecia que el porcentaje de tiempo en el que la velocidad de corriente excede 1 m/s se incrementa para cada escenario. Esto es de vital importancia ya que permitirá conocer con mayor precisión la importancia de la disponibilidad de corrientes marinas de gran magnitud en la generación de energía eléctrica.

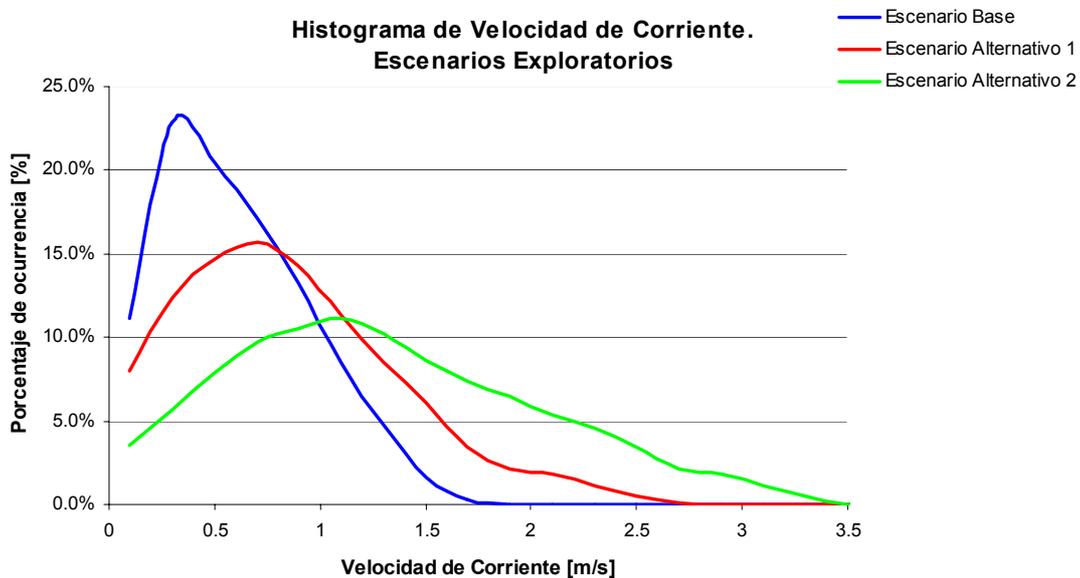


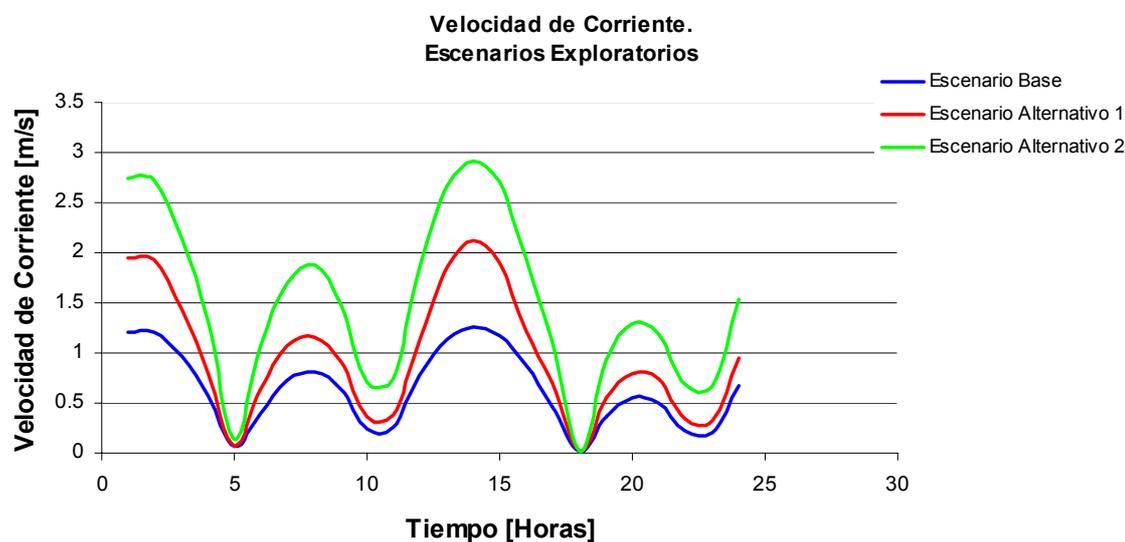
Figura II.6. Histograma de Velocidad de Corriente. Escenarios Exploratorios.

En la tabla II.1 se presenta un resumen de las características esenciales de cada escenario exploratorio. Es evidente que existe una gran diferencia en cuanto a la distribución temporal de cada escenario así como de sus características escalares.

	Vpromedio [m/s]	Vmáxima [m/s]	%V >1 [m/s]	%V >0.5 [m/s]
Escenario Base	0.51	1.68	15.18%	45.55%
Escenario Alternativo 1	0.75	2.68	35.06%	65.01%
Escenario Alternativo 2	1.20	3.27	62.68%	82.88%

Tabla II.1. . Características de Escenarios Exploratorios.

En la figura II.7 se muestra una serie de tiempo de 24 horas en la que se compara el comportamiento de la corriente en cada escenario. Se aprecia claramente que la duración de los ciclos es la misma para todos los escenarios. Evidentemente, la magnitud de la corriente en cada escenario se incrementa con respecto al escenario precedente.



**Figura II.7. Serie de tiempo de 24 horas. Velocidad de Corriente.  
Escenarios Exploratorios.  
Fuente: El autor**

Una vez definidas las características oceanográficas de la corriente en el Canal de Infiernillo es posible realizar las estimaciones analíticas correspondientes para conocer la energía eléctrica disponible en el lugar empleando DACM, procedimiento que se describe a continuación.

## 2.2 ESTIMACIÓN ANALÍTICA DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LAS CORRIENTES MARINAS EN EL CANAL DE INFIERNILLO.

### 2.2.1 Condiciones generales de análisis

Dada la distribución de corrientes en el Canal de Infiernillo para cada escenario, el siguiente paso es calcular la energía disponible para su aprovechamiento empleando DACM. Se realizará el análisis de generación con base en la metodología del Power Research Institute de EUA en donde se evalúa el desempeño de la tecnología del sistema de MCT Ltd. SeaGen.

La potencia mecánica de las corrientes marinas es descrita de forma discreta con la ecuación 1. Lógicamente, no es factible aprovechar el 100 % de la potencia de la corriente. De hecho, de acuerdo con la Ley de Betz, discutida en el capítulo anterior, el límite teórico para el aprovechamiento de la energía de las corrientes marinas es 59%.

La energía cinética de las corrientes marinas será transformada en energía mecánica a través de los DACM. En la ecuación 2 el término  $C_p$  representa la eficiencia con la que ocurrirá este proceso. De acuerdo con Bahaj y Myers (2003), la eficiencia de los DACM de primera generación será de 30% e ira mejorando con el descubrimiento y aplicación de nuevas tecnologías hasta alcanzar valores de 50%. MCT Ltd. y el Power Research Institute de EUA estiman que la eficiencia de los primeros DACM SeaGen será de 45%.

Después la energía transformada por el rotor pasará por un gearbox y un generador eléctrico para obtener potencia eléctrica y generar electricidad. El producto de la eficiencia del Gearbox y el Generador es la eficiencia PTO (Power Take Off) y se refiere a la capacidad del sistema para transformar la energía mecánica del rotor en energía eléctrica y así iniciar su operación. Este proceso es bastante complejo y su eficiencia no siempre será la misma. Cuando la potencia de la corriente es menor que la potencia nominal de diseño del DACM, la eficiencia del generador y del Gearbox será menor que su potencia de diseño y en consecuencia la eficiencia PTO disminuirá. Este comportamiento en la transformación de energía es descrito por la ecuación 3.

$$\eta_{PTO} = 0.8337e^{0.1467(\%Carga)} - 0.7426e^{-33.89(\%Carga)} \quad \text{Ecuación 3.}$$

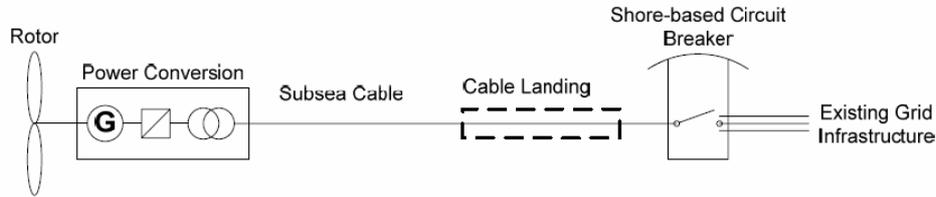
En la ecuación 4 se aprecia que el porcentaje de carga es la relación que existe entre la potencia de la corriente y la potencia nominal del DACM.

$$\%Carga = \frac{\frac{1}{2}\rho AV^3}{Pot_{nominal}} \quad \text{Ecuación 4.}$$

La potencia eléctrica de un DACM es descrita por la ecuación 5. Se aprecia que ésta dependerá directamente de la potencia de la corriente y de la potencia nominal de diseño de los DACM. Por ejemplo, si la potencia de la corriente es mucho menor que la potencia de diseño, la operación será muy ineficiente y en consecuencia se tendrá una menor potencia eléctrica.

$$Pot_{electrica} = \eta_{PTO} \left[ \frac{1}{2} C_p \rho A_{turbina} v_{corriente}^3 \right] \dots [watts] \quad \text{Ecuación 5}$$

Finalmente la energía producida por la operación de la planta será conducida a una subestación eléctrica en donde un organismo operador se encargara de distribuir dicha energía en la red interconectada. El ciclo anterior esta representado por la figura 8.



**Figura II.8. Sistema de transmisión de energía de los DACM.**  
Fuente: Power Research Institute (2005).

El área transversal del dispositivo SeaGen ( $A_{turbina}$ ) en la ecuación 5, se refiere a la suma de las áreas transversales de las dos turbinas que componen el sistema Seagen (figura II.10). La variable  $\rho$  en la ecuación 5 representa la densidad de agua de mar, que se estima en  $1040 \text{ kg/m}^3$  [20].

De acuerdo con Bahaj (2003) la energía eléctrica producida al desarrollar una potencia eléctrica durante un periodo  $\Delta t$  de tiempo es descrita por la ecuación 6.

$$E[kWh] = Pot_{electrica} [kW] * \Delta t [h] \quad \text{Ecuación 6.}$$

Como se aprecia en la figura II.9, una planta de generación de energía con corrientes marinas consiste en un número determinado de turbinas que en su conjunto forman un arreglo modular. De esta forma la ecuación 7 describe la energía producida por una planta de generación de corrientes marinas.

$$E = \sum_{i=1}^N [Pot_{electrica}]_i \Delta t \quad \text{Ecuación 7.}$$

En donde N es igual al número total de DACM que componen la planta de generación. Y el término  $[Pot_{electrica}]_i$  es la potencia eléctrica desarrollada por el DACM en el tiempo  $\Delta t$ .

El desempeño de una planta de generación de energía durante el año es descrito por la ecuación 8.

$$E = \sum_{j=1}^{8760} \sum_{i=1}^N [Pot_{electrica}]_i \Delta t_j \quad \text{Ecuación 8}$$

En donde el termino  $\Delta t_j$  representa un diferencial de tiempo igual a 1 hora. Esta ecuación describe la generación de energía eléctrica anual de una planta de corrientes marinas y será empleada en este trabajo para estimar analíticamente la producción de energía de una central de corrientes marinas.



**Figura II.9. Arreglo modular de una central eléctrica de corrientes marinas.**  
Fuente: MCT Ltd (2006).

### 2.2.2 Estimación analítica de la producción de energía eléctrica en el Canal de Infiernillo.

La estimación de la producción de energía eléctrica en el Canal de Infiernillo consiste en analizar la producción de energía para el Escenario Base, Escenario Alternativo 1 y Escenario Alternativo 2. Es importante precisar las hipótesis hechas para la realización del análisis.

1. La velocidad de las corrientes marinas es constante en la dirección longitudinal y transversal del Canal de Infiernillo.
2. La velocidad de las corrientes marinas es constante a cualquier profundidad del Canal de Infiernillo.

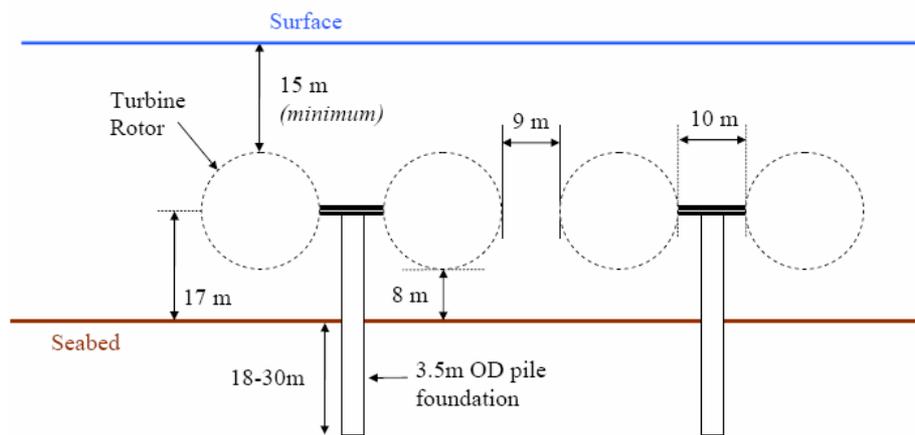
En principio la realización de estas hipótesis afecta el detalle de análisis, pero no su veracidad. Para obtener un análisis más detallado, es necesario desarrollar un trabajo de muestreo de datos y de realización de simulaciones numéricas en todo el Canal de Infiernillo. Dicho análisis debe formar parte de un trabajo formal de prefactibilidad de construcción de la planta. No se encuentra dentro de los alcances de esta evaluación desarrollar un análisis oceanográfico tan detallado y por esta razón la velocidad de la corriente en este trabajo es considerada una variable discreta que se comportara de manera constante en toda la extensión del Canal de Infiernillo.

Es necesario definir algunas características de los dispositivos Seagen para realizar los cálculos energéticos empleando la ecuación 8. De acuerdo con el Power Research Institute Esto significa definir el valor de los términos de las ecuaciones 5 y 7 que son Área de Turbinas,  $C_p$ , eficiencia PTO y número de turbinas a instalar. De acuerdo con la metodología del Power Research Institute, los valores de estos parámetros son los mostrados en la tabla II.2.

Número de turbinas instaladas	150
Diámetro de turbinas.	18 [m]
Área de turbinas	509 [m <sup>2</sup> ]
Eficiencia PTO (%carga=1)	0.9408
Eficiencia Rotor ( $C_p$ )	0.45
Eficiencia del sistema	.4233

**Tabla II.2. Características de los componentes del sistema SeaGen.**  
Fuente: Power Research Institute (2005)

El Power Research Institute ha determinado las especificaciones técnicas (tabla II.2) y geométricas (figura II.10) de una planta de generación de corrientes marinas de primera generación. La definición de estas variables tecnológicas debe ser adecuada para el Canal de Infiernillo, de modo que sea factible instalar una central eléctrica con base en dichos parámetros. En la figura 10 se muestran las especificaciones geométricas de los dispositivos SeaGen de primera generación. Con esta información es posible determinar que la entrada sur del Canal de Infiernillo, debido a su gran extensión y profundidad resulta el lugar idóneo para la instalación de una planta como la que se ha especificado hasta el momento. En conclusión, es posible emplear la ecuación 8 para estimar y analizar la producción de energía con corrientes marinas.



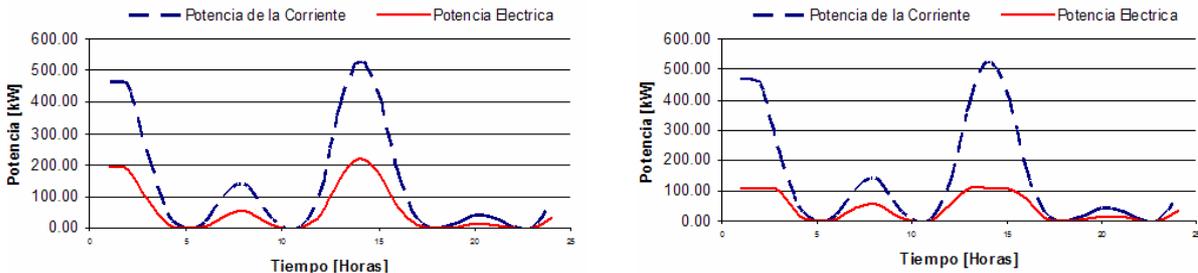
**Figura II.10. Características geométricas de los dispositivos SeaGen.**

Fuente: Power Research Institute (2005).

Una vez que se establecen los valores de las constantes de la ecuación 8, es posible determinar la cantidad de energía que producirá una planta de corrientes marinas con las especificaciones técnicas ya definidas. Sin embargo, cómo se aprecia en la ecuación 4, el porcentaje de carga es función directa de la Potencia Nominal de cada DACM Sea Gen. Este parámetro, es la potencia de diseño de cada DACM SeaGen. La definición de esta variable depende en específico de cada escenario y se debe determinar con base en la potencia de la corriente disponible en el Canal de Infiernillo, y en específico para este análisis, en la potencia de la corriente de cada escenario exploratorio. Es decir, se debe buscar que la Potencia Nominal de cada DACM SeaGen permita aprovechar de manera más eficiente y en mayor cantidad la energía de las corrientes marinas.

En la figura II.11, para el escenario base, se ha graficado un serie de tiempo de 24 horas del comportamiento de la potencia de la corriente marina contra el desempeño de dos diferentes DACM SeaGen de 322 kW y 117 kW de Potencia Nominal. Se aprecia para ambos casos que debido a las pérdidas en la transformación de energía no es factible aprovechar en su totalidad la potencia de la corriente, y como resultado, una gran cantidad de energía (área bajo la curva de potencia contra tiempo) no es aprovechada por el DACM SeaGen. Por otro lado, se aprecia que para un DACM SeaGen de 322 kW se puede aprovechar un rango de potencia de la corriente mayor que para el DACM Sea Gen de 117 kW y producir una mayor cantidad de energía eléctrica. Esto se debe a que el porcentaje de carga de dicho DACM SeaGen siempre será menor que 100% y en consecuencia la potencia nominal de este dispositivo no será utilizada en su totalidad, permitiendo que el dispositivo transforme una mayor cantidad de potencia de las corrientes marinas en potencia eléctrica. Por el contrario para el DACM Sea Gen de 117

kW sólo se podrá aprovechar un rango de potencia de la corriente limitado a la potencia nominal del dispositivo. Es decir, cuando el porcentaje de carga de este dispositivo alcanza un valor igual al 100% la potencia que desarrollará será igual a la potencia nominal para la que ha sido diseñado, efecto que se aprecia claramente en la figura II.11, ya que, cuando la potencia desarrollada por el DACM SeaGen de 117 kW alcanza el valor de 117 kW, este valor se mantiene constante hasta que la potencia de la corriente descende a un punto en el que el porcentaje de carga del DACM SeaGen es menor que 100% y en consecuencia no se emplea la totalidad de la potencia nominal del DACM.



**Figura II.11. DACM SeaGen. Potencia vs Tiempo. Potencia nominal**  
a) 322 kW b) 117 kW.  
**Escenario Base.**

Hasta ahora, este análisis permite concluir parcialmente que una mayor potencia nominal aprovechará una mayor cantidad de energía de las corrientes marinas. Sin embargo, además de la cantidad de energía producida, la eficiencia con la que se produce dicha energía es una variable esencial de análisis que permite conocer en detalle el comportamiento de una central eléctrica de este tipo.

El análisis anterior se realizó de manera individual para un solo dispositivo DACM SeaGen. La ecuación 8 describe la producción de energía total de la planta como la suma de la producción de energía de manera individual de todos los DACM Sea Gen que la componen. La suma de la potencia nominal de todos los DACM de una planta de corrientes marinas es igual a la potencia instalada de la planta. Ahora bien, existe una relación directa entre la potencia instalada y la generación de energía de una planta de corrientes marinas que describe la eficiencia con la que se produce energía: éste parámetro es el factor de planta. Este parámetro representa la relación entre la energía eléctrica producida por un generador o conjunto de ellos, durante un intervalo de tiempo determinado y la energía que habría sido producida si este generador o conjunto de ellos hubiese funcionado durante ese intervalo de tiempo, a su potencia máxima posible en servicio [24]. Se expresa generalmente en porcentaje y está dado la ecuación 9.

$$f_p = \frac{G_{Total}}{T_o P_{max}} \quad \text{Ecuación 9}$$

En donde:

$G_{Total}$  = Energía producida en el intervalo de tiempo  $T_o$

$P_{\max}$  = La potencia instalada en la planta de corrientes marinas menos la potencia de reserva<sup>1</sup>.

Sustituyendo las ecuaciones 5,6,7,8 en la ecuación nueve, se obtiene la ecuación 10.

$$f_p = \frac{\sum_{j=1}^{8760} \sum_{i=1}^N \left[ \eta_{PTO} \left[ \frac{1}{2} C_p \rho A_{turbina} v_{corriente}^3 \right] \right] * \Delta t_j}{8760(hrs) * Pot_{instalada}} \quad \text{Ecuación 10}$$

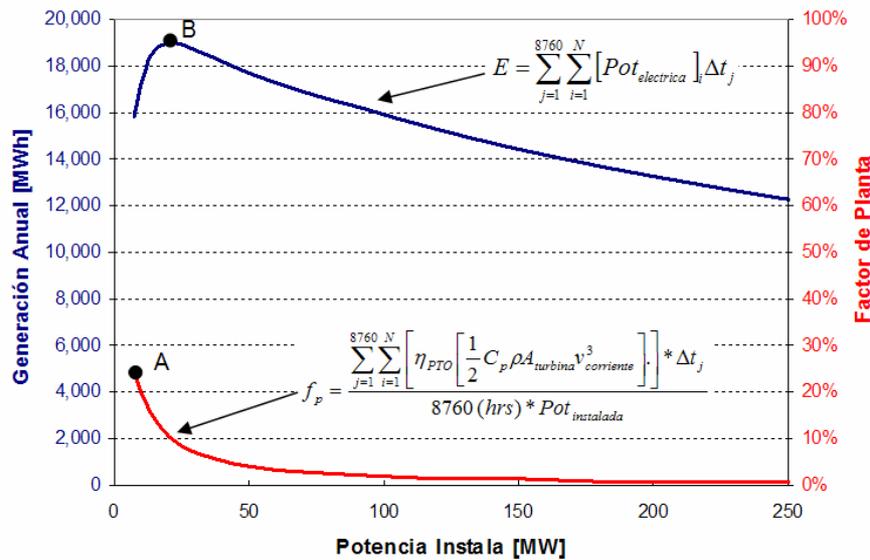
La ecuación 10 es de vital importancia porque permite relacionar todas las variables de interés en la producción de energía con corrientes marinas en un parámetro con el que se define la eficiencia con la que opera la central eléctrica en función de la potencia instalada. De modo tal, que las ecuaciones 9 y 10 son el elemento esencial para determinar las características del aprovechamiento de las corrientes marinas en cada escenario exploratorio.

En la figura II.12 se presentan las curvas de producción de energía anual y el factor de planta en función de la Potencia Instalada para el Escenario Base. Se aprecia que la curva de producción anual de energía tiene un punto máximo en B; es decir, a partir de ese punto, a pesar de que en la planta exista una mayor potencia instalada, la producción anual de energía disminuirá, esto debido a que a partir del punto máximo la eficiencia PTO disminuirá porque existirá una gran cantidad de potencia instalada no aprovechada, provocando que el generador de cada DACM SeaGen funcione de manera ineficiente. Con respecto a la curva del factor de planta, se aprecia que el punto máximo se alcanza para la menor potencia instalada posible, es decir, cuando se instala una cantidad de potencia mucho menor que la potencia máxima aprovechable de las corrientes marinas la eficiencia PTO se mantendrá durante una gran proporción de tiempo al 100% y en consecuencia los generadores serán utilizados de manera más eficiente.

Lógicamente los puntos de mayor interés para el análisis de producción de energía y eficiencia energética son los puntos A y B. Por un lado se tiene en el punto A la energía de las corrientes marinas y la potencia instalada de la planta son aprovechadas de manera más eficiente en el escenario base. Por otro lado, en el punto B se tiene una mucha mayor producción de energía que en el punto A, pero con un factor de planta mucho menor. La comparación de estos dos puntos de interés es de vital importancia, porque muestra que existen dos enfoques que se podrían utilizar para proyectar una central de este tipo: uno sería un enfoque en donde se busque la mayor eficiencia de la planta con el objetivo de economizar la producción de energía y optimizar la utilización de los recursos de la central, y el otro, es un enfoque en el que no se buscaría producir energía económica, sino generar la mayor cantidad de energía posible para un número mayor de personas y/o actividades industriales. Además, es importante mencionar que las ecuaciones 8 y 10 también permiten conocer con exactitud cuál es el límite de potencia que se debe instalar en la central. Por ejemplo, en la figura II.12, es claro que si se instala una cantidad de potencia mayor a la del punto B, el escenario base no sería el óptimo para ninguno de los dos enfoques mencionados y en consecuencia no habría

<sup>1</sup> Con respecto a  $P_{\max}$ , en este análisis se asume que en la planta de corrientes marinas no hay un porcentaje destinado a la potencia de reserva y en consecuencia la potencia instalada es igual a la potencia máxima.

ninguna utilidad en términos económicos e ingenieriles en aprovechar la energía de las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo.

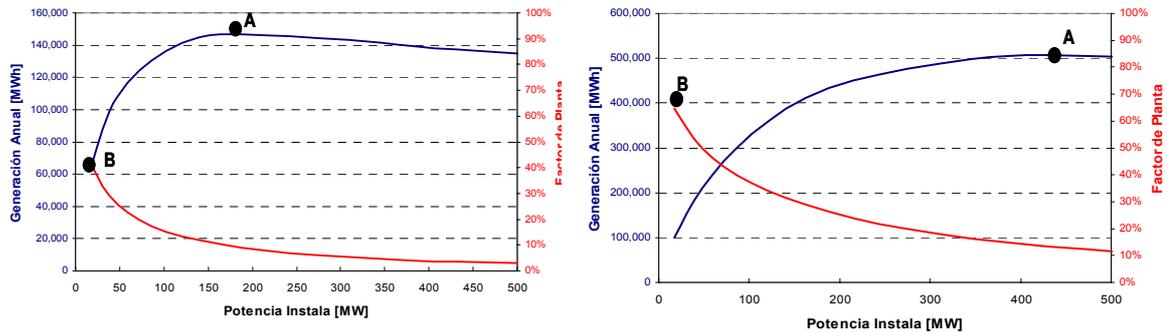


**Figura II.12. Comportamiento de la Generación de Energía Anual y el Factor de Planta en función de la Potencia Instalada. Escenario Base**

Existen diferencias técnicas para el aprovechamiento de las corrientes marinas entre el escenario base, el escenario alternativo 1 y el escenario alternativo 2 que valdría la pena señalar. Recordando que los escenarios exploratorios se realizaron modificando la velocidad de corriente del Canal de Infiernillo, cada escenario es energéticamente más favorable que su predecesor. La forma de las curvas de generación anual de energía y factor de planta en función de la potencia instalada es particular para cada escenario exploratorio y se modificarán dependiendo de la cantidad disponible de energía de las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo. En la figura II.13 se presentan las curvas mencionadas para el escenario alternativo 1 y el escenario alternativo 2. Se aprecia que en el escenario alternativo 2 es posible obtener un mayor factor de planta y una mayor generación anual de energía con la misma potencia instalada que en el escenario alternativo 1 y el escenario base. También, se observa que los puntos A y B en las curvas del escenario alternativo 2 se encuentran más separados que en el escenario alternativo 1, lo que indica que el desempeño de la central en el escenario alternativo 2 tendrá factores de planta mayores que en los escenarios de menor intensidad energética y además el máximo de potencia instalada posible para la operación óptima de la planta de generación de corrientes marinas se incrementará de forma proporcional a la intensidad energética de cada escenario.

El análisis de los tres escenarios exploratorios permite conocer la importancia que tiene la intensidad energética de las corrientes marinas en su aprovechamiento para la producción de energía eléctrica. Además, permite relacionar la importancia de las variables potencia instala y velocidad de corriente en las ecuaciones 8 y 10. Así, más allá de analizar el comportamiento individual de la generación de energía y el factor de planta en función de la potencia instalada para cada escenario exploratorio, el análisis en conjunto de los escenarios exploratorios permite estudiar el impacto que tiene la intensidad energética (velocidad de corriente) en el aprovechamiento de las corrientes marinas. En conclusión, la potencia instalada define la capacidad técnica óptima para la

explotación de este recurso energético y la velocidad de corriente define en que medida son aprovechables las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo.

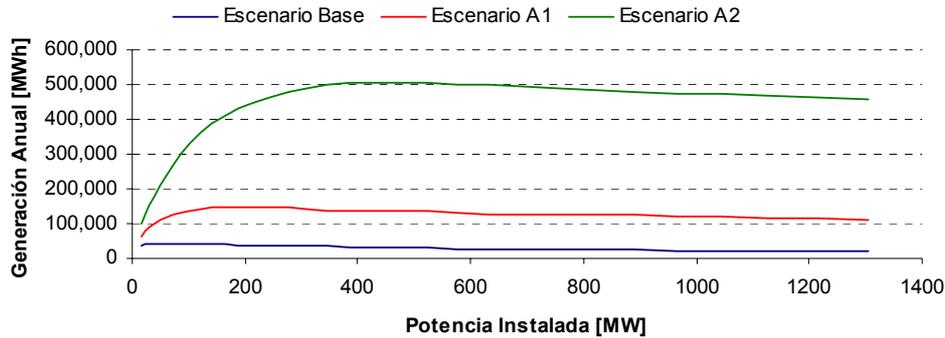


**Figura II.13. Comportamiento de la Generación de Energía Anual y el Factor de Planta en función de la Potencia Instalada. a) Escenario A1, b) Escenario A2.**

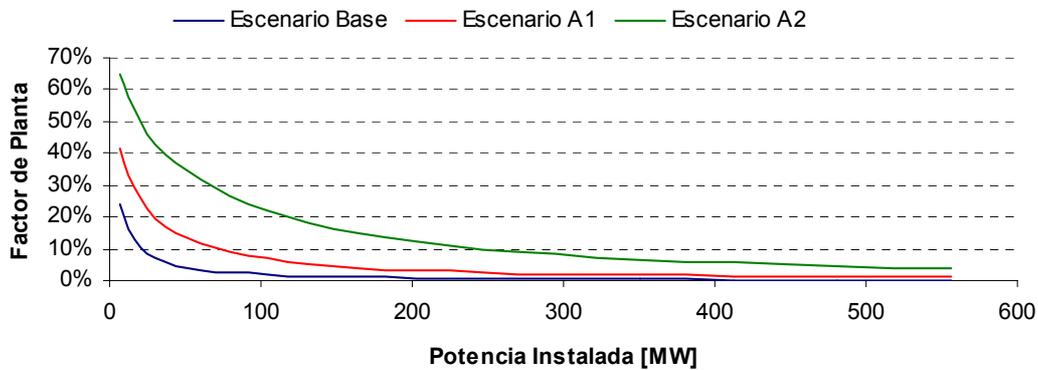
Después de realizar el análisis individual de cada escenario, es conveniente comparar los tres escenarios exploratorios en su conjunto. En la figura II.14 se presenta la curva de generación anual de energía en función de la potencia instalada para los tres escenarios exploratorios. Se aprecia claramente que existe una gran diferencia en la producción de energía para cada escenario exploratorio, lo que acentúa la importancia de la velocidad de la corriente en el aprovechamiento de las corrientes marinas. Por ejemplo, es evidente la diferencia que existe en la generación de energía entre el escenario Base y el escenario alternativo 2, ya que la energía máxima generada en el escenario alternativo 2 es alrededor de 12 veces mayor que en el escenario base. Esto indica que la producción de energía será altamente sensible a los cambios en la velocidad de corriente existente en el Canal de Infiernillo y muestra que las variaciones en el histograma de corrientes pueden generar grandes cambios en la producción de energía. Es interesante ver para el caso del aprovechamiento de corrientes marinas en comparación con los recursos eólicos, tal y como lo mencionan Bahaj y Myers (2005), que el recurso energético puede ser particularmente alto si se encuentran corrientes marinas de gran magnitud debido a la naturaleza de la ecuación 1, en donde la velocidad de corriente es una variable elevada a la tercera potencia y en donde la densidad del agua que resulta ser mil veces mayor que la densidad del viento. Al mismo tiempo la figura II.14 advierte la importancia de proyectar con información confiable la producción de energía con corrientes marinas. Si sucediera que de acuerdo con estudios y proyectos la velocidad de corriente en el Canal de Infiernillo se asemeja al escenario alternativo 2 y durante la operación, la central se comportará como el escenario base, el proyecto sufriría un fuerte impacto económico y técnico, ocasionando que su viabilidad estuviese fuertemente comprometida.

En la figura II.15, se presenta la curva de factor de planta en función de la potencia instalada para los tres escenarios exploratorios. De forma similar a la curva de generación de energía, el escenario energético más favorable es también el escenario en donde la central eléctrica puede operar de manera más eficiente. Esto es debido a que si existe el recurso energético de las corrientes marinas particularmente intenso (escenario alternativo 2) para el cual la potencia instalada es pequeña, los generadores de la central operarán a su máxima capacidad durante una mayor parte del año y en consecuencia serán más eficientes en la conversión de energía. Por ejemplo, para una potencia instalada de 7.5 MW en el escenario alternativo 2 y el escenario base se tiene un factor

de planta alrededor de 60 y 20% respectivamente, una diferencia notable en el aprovechamiento de los recursos energéticos en el Canal de Infiernillo.



**Figura II.14. Generación de Energía Anual. Escenarios Exploratorios.**



**Figura II.15. Factor de Planta. Escenarios Exploratorios**

Hasta ahora se ha realizado un análisis de manera individual y en conjunto de los tres escenarios exploratorios definidos en este trabajo para determinar la importancia de la variación de la velocidad de corriente y la potencia instalada con base en la metodología del Power Research Institute. Es claro que existe una gran diferencia entre las capacidades energéticas de cada escenario en términos de producción de energía. Sin embargo, también es importante conocer que impacto y utilidad puede tener la energía producida en los tres escenarios exploratorios en la sociedad mexicana. En la tabla II.3 se presenta un cuadro resumen de los puntos discutidos en el análisis anterior. En cada renglón se incluye, para cada escenario el punto A y B discutido en la comparación de la producción de energía y factor de planta. Se puede analizar para cada escenario la potencia instalada en la central, la generación anual de energía y el factor de planta para cada escenario exploratorio. Además, en las últimas dos columnas se presenta el porcentaje de la demanda de energía del municipio de Hermosillo (comunidad más cercana al Canal de Infiernillo) que puede ser abastecida con estos esquemas, que de acuerdo con el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI, 2007) totalizó 2,595,187 MWh en consumo total (residencial, comercial, industrial, agrícola, alumbrado público, bombeo de agua potable y otros) y 853,992 MWh en el sector residencial.

		Pot instal [MW]	Generación [MWh]	Factor de planta [%]	% Consumo Residencial Hermosillo	% Consumo Total Hermosillo
Escenario Base	A	18	37,156.7	24.1%	4.35%	1.43%
	B	48	44,476.0	10.5%	5.21%	1.71%
Escenario Alternativo 1	A	18	64,187.2	41.7%	7.52%	2.47%
	B	187	146,698.2	8.9%	17.18%	5.65%
Escenario Alternativo 2	A	18	99,771.6	64.8%	11.68%	3.84%
	B	475	504,746.6	12.1%	59.10%	19.45%

**Tabla II.3. Comparativo de Aprovechamiento de Corrientes Marinas en el Canal de Infiernillo. Escenarios Exploratorios**

Más allá de calcular analíticamente el potencial energético de las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo en esta sección se ha analizado con detalle la influencia de cada parámetro de las ecuaciones de análisis en la producción de energía con corrientes marinas. Se obtiene como resultado que la potencia instalada es un factor que define en gran medida la eficiencia de la planta y en consecuencia debe cuidarse durante el proceso de evaluación ya que, dependiendo del enfoque de análisis, una baja eficiencia puede ocasionar que la factibilidad de la explotación del recurso sea poco probable. También se analizó, a través de los escenarios exploratorios, la importancia de la velocidad de la corriente, sin lugar a dudas, ésta es la variable preponderante en el aprovechamiento de las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo.

Entre los escenarios exploratorios existen grandes diferencias que permiten ver con claridad la importancia de la intensidad del recurso renovable de corrientes marinas. Por ejemplo para el escenario alternativo 2 con una potencia instalada de 202 MW se aprecia que para el caso de máxima de producción de energía (Punto B), dicha energía producida podría ser suficiente para alimentar las necesidades de energía de los pobladores de dos ciudades como Hermosillo. Ahora bien, con respecto al resto de los escenarios, cabe destacar las posibilidades del escenario alternativo 1, en donde se pueden combinar, por ejemplo para el punto A, una cantidad de energía producida suficiente para 137,780 personas con una eficiencia de 41.7% y una potencia instalada de 7.5 MW. En cuanto al escenario base, se aprecia que no existe gran diferencia en producción de energía entre los dos puntos A y B, salvo en el factor de planta que evidentemente sería mucho mayor en el punto A. Esta información es de vital importancia para analizar los aspectos técnicos de una planta de generación de corrientes marinas. Con esta metodología se puede determinar que potencia instalada sería la óptima para cada escenario de velocidad de corriente, con que eficiencia se llevaría a cabo dicha conversión de energía y que alcance tendría dicha producción en la población y economía de un municipio, estado o país. Sin embargo, además del análisis tecnológico es necesario involucrar una variable económica dentro de los criterios de decisión para determinar si un caso es factible de ocurrir o no, y además que sea útil para determinar en que proporción económica son factibles los escenarios exploratorios de este análisis. En la siguiente sección se analizará a fondo esta componente económica de la producción de energía, y se establecerá como un parámetro adicional para determinar si un caso determinado de potencia instalada es factible o no en cada escenario exploratorio.

Finalmente es importante mencionar que además de las variables incluidas en este análisis, descritas por las ecuaciones 8 y 10, existe también una variable intrínseca en el análisis que es la probabilidad de encontrar cada escenario exploratorio en el canal de

---

infiernillo. Con la información actual, es más probable encontrar en el Canal de Infiernillo un histograma de velocidad de corrientes marinas como el del escenario base. Así, la probabilidad de encontrar una intensidad energética en el Canal de Infiernillo como la del escenario alternativo 2 es menor. Sin embargo, este análisis es clave porque permite conocer con anticipación y con detalle las características de la explotación de las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo y el efecto de la variación de las corrientes marinas en la producción de energía eléctrica.

---

## **2.3 ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LAS CORRIENTES MARINAS EN EL CANAL DE INFIERNILLO.**

### **2.3.1 Enfoque de Evaluación y Criterios de Decisión**

La construcción de una central eléctrica es inherentemente un beneficio social que ayuda a activar la economía de una región y en consecuencia incrementa las oportunidades de empleo y beneficio económico de los pobladores que reciben el servicio. Sin embargo, para desarrollar el mercado de energías renovables es importante que este tipo de proyectos tengan una componente económica atractiva para los inversionistas, cuando no es así, los gobiernos e inversionistas se ven forzados a emplear las opciones más económicas en el corto plazo, que son ofrecidas generalmente por tecnologías que emplean combustibles fósiles, cuyas consecuencias ambientales y de seguridad han sido mencionadas y enfatizadas con anterioridad. Así, el enfoque económico y financiero de este proyecto consiste en encontrar mecanismos y definir estrategias que permitan que la explotación de corrientes en el Canal de Infiernillo se haga de manera económicamente sostenible a través de la figura de Productor Independiente de Energía (PIE) y con un esquema de financiamiento de Proyecto Público Privado (PPP). El criterio de decisión para establecer que un caso es factible será aquel en que la inversión del capital de riesgo tenga un VPN mayor que cero, una TIR mayor que la TIIE más cuatro puntos<sup>2</sup> y en donde el beneficio social de producir energía sea evidente en la región.

Por otro lado, el análisis desarrollado en este trabajo se realiza a través de una herramienta (programa de cómputo) que permite conocer con anticipación los factores económicos clave del proyecto. Sin embargo, además de esta herramienta, durante el desarrollo de un proyecto real para la explotación de corrientes marinas en el Canal de Infiernillo, se debe llevar a cabo un etapa de prefactibilidad en donde se realicen todos los estudios pertinentes para determinar el comportamiento de las corrientes marinas en la zona, ya que de esto dependerá en gran medida el éxito del proyecto. Se deberá estudiar y encontrar la forma de enviar la energía eléctrica producida a la red interconectada nacional, así como establecer los horarios en los que la central pueda operar de manera más eficiente, se deberá construir una planta piloto para mejorar el diseño, la construcción y la producción de energía de la planta comercial y además diseñar diferentes esquemas de financiamiento para la planta comercial. Durante la etapa de factibilidad se deberá definir el tamaño real de la planta comercial, establecer el proveedor de tecnología más adecuado, realizar los estudios pertinentes a detalle, establecer el esquema de financiamiento definitivo y licitar la construcción y operación de la central eléctrica.

Con respecto a las figuras permitidas en nuestro país para la producción de energía. Conforme a lo señalado en la Constitución, la CFE y LFC mantienen en forma exclusiva, las actividades de generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica cuyo objeto es la prestación del servicio público. Sin embargo, de acuerdo con las reformas realizadas y el marco normativo vigente, el sector privado puede intervenir en las siguientes actividades que anteriormente estaban reservadas al Estado y que actualmente no están consideradas como servicio público:

---

<sup>2</sup> TIIE (19 de octubre 2007)= 7.7 %

- a. Producción Independiente: Generación de electricidad en plantas propias con capacidad mayor a 30 MW. Su venta se destina exclusivamente a la CFE o a la exportación. Para la instalación de la planta se requiere de una licitación convocada por la CFE.
- b. Pequeña producción: Generación de electricidad en plantas propias con capacidad menor a 30 MW. Su venta también se destina exclusivamente a la CFE. Para instalar la planta no requiere de la convocatoria de la CFE.
- c. Cogeneración: Producción de electricidad simultáneamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria para ser usada en un proceso industrial, o a partir de calor residual producto de los procesos industriales. Los establecimientos asociados a una instalación de cogeneración pueden beneficiarse de la electricidad que genere ésta.
- d. Autoabastecimiento: Electricidad generada en plantas propiedad de uno o varios copropietarios o socios, cuyo destino es ser utilizada para satisfacer las necesidades propias.
- e. Importación: Electricidad proveniente de fuentes ubicadas en el extranjero, destinada a cubrir las necesidades propias del permisionario. Esta modalidad puede ser atractiva para consumidores ubicados en las áreas cercanas a las fronteras.
- f. Exportación: Energía generada por permisionarios de cogeneración, pequeña producción u producción independiente, destinada para su venta en el extranjero [21].

Como se mencionó con anterioridad el análisis económico y financiero de este trabajo se realizará para un esquema de Productor Independiente de Energía (PIE)

### **2.3.2 Elementos Macroeconómicos.**

Los factores macroeconómicos que afectan de manera directa al proyecto son la tasa de interés y la tasa de inflación, ya que, por un lado la tasa de interés impacta en la cantidad de intereses que se deben pagar, y por otro, ambas tasas determinan el valor de la tasa de descuento<sup>3</sup> empleada en la evaluación del proyecto. Además, debe considerarse el comportamiento del mercado de combustibles fósiles, en especial el precio del barril de petróleo y el de la tonelada de gas natural, es evidente que algún movimiento brusco en los precios de estos insumos cambiaría totalmente el aspecto financiero del proyecto.

### **2.3.3 Análisis de riesgos y stakeholders**

El desarrollo de un proyecto de este tipo requerirá de la participación de diferentes agentes del sector energético mundial y nacional. Para garantizar una correcta evaluación del proyecto se deben de tomar en cuenta los diversos stakeholders del proyecto e identificar los riesgos que cada uno de ellos puede ejercer sobre el proyecto. Al dividir al proyecto en diferentes áreas se identificaron los siguientes stakeholders:

Stakeholders de inversión

- Instituciones bancarias.
- Inversionistas públicos o privados (ejemplo: CFE o SIEMENS)

---

<sup>3</sup> De acuerdo con la COPAR (Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico) de la CFE la tasa de descuento para este tipo de proyectos oscila entre 10% y 12%. El autor de este trabajo prefiere emplear una tasa de descuento de 12%.

- Órganos de gobierno en el sector energético en México y de la Organización de las Naciones Unidas.
- Stakeholders de Ingeniería
- Investigadores
- Ingenieros de diseño (Mecánico, Eléctrico, Financiero, Estructural, Arquitectónico, Mercadológico, etc. )
- Ingenieros construcción, operación y mantenimiento.

#### Stakeholders de aspectos legales y de gestión

- Autoridades de la ONU.
- Autoridades de Estatales de Sonora, Baja California Sur y Norte, Sinaloa, Nayarit.
- Autoridades de la Secretaría de Energía
- Autoridades de la Secretaría de Medio Ambiente.
- Negociadores del proyecto.

#### Stakeholders de mercado

- Usuarios de servicios energéticos
- Inversionistas en diferentes sectores para la producción de energía eléctrica
- Autoridades encargadas de reformas energéticas.

#### Stakeholders de macroeconómicos

- Banco Mundial
- Banco de México
- Precio del Petróleo.
- Costo de otras fuentes renovables de energía.
- Secretaría de Energía
- Secretaría de Economía
- Economías de Países desarrollados.

#### Stakeholders políticos

- Partidos Políticos
- Autoridades en gestión energética en México y el mundo.

Una vez identificados los stakeholders del proyecto se identificaron los riesgos que podían generar. Los riesgos identificados se presentan a continuación.

#### Riesgos de inversión

- Cualquier tipo de aversión al riesgo por parte de los inversionistas (Parece ser un proyecto muy riesgoso)

#### Riesgos de ingeniería

- Baja eficiencia inicial en el aprovechamiento de las energías oceánicas
- Periodos prolongados de investigación
- Imposibilidad de conectar la energía producida a la red eléctrica.
- Dificultad en la construcción y disposición de los equipos para el aprovechamiento de las energías del océano.

#### Riesgos legales y de gestión.

- No recibir apoyo económico por parte de las autoridades federales y otros órganos internacionales para el desarrollo de prototipos.
- Oposición de grupos y autoridades ambientalistas en México a la explotación de los recursos marinos para la generación de energía eléctrica.
- Existencia de reservas ecológicas en el Golfo de California.
- No creación de un marco legal y regulatorio para el desarrollo de las energías del océano en México y el Mundo.
- Negociación fallida con las comunidades en las que se decida desarrollar un proyecto para el aprovechamiento de las energías del océano.

#### Riesgos de mercado

- Competencia con combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica.
- Competencia con otras energías renovables (ejemplo: Solar, Eólica)
- Competencia con sistemas de generación de energía más desarrollados (ejemplo: Plantas Hidroeléctricas)
- Competencia con prototipos para el aprovechamiento de las energías oceánicas desarrollados en otros países.
- Tendencia a la baja en la demanda de energía eléctrica en los estados de Sonora, Baja California Sur y Norte, Sinaloa, Nayarit.

#### Riesgos macroeconómicos

- Comportamiento Tasa de interés
- Inflación
- Precio del petróleo, gas natural y carbón.
- Descubrimiento de yacimientos de petróleo a profundidades económicamente redituables.
- Todo lo anterior afecta de manera directa el costo de producir un Kilowattthora con energías del océano.

#### Riesgos políticos

- No creación de una política de desarrollo sostenible en México.
- Intereses electorales de los diversos grupos políticos en México.

Se aprecia que el proyecto será especialmente susceptible a la eficacia de la tecnología empleada para aprovechar la energía de la corriente, y además, una vez desarrollada dicha tecnología, se tendrán que buscar mecanismos financieros, legales y políticos para que esta tecnología pueda ser competitiva en un mercado que es ampliamente dominado por tecnologías que emplean combustibles fósiles. Es claro que los riesgos de este

proyecto son grandes así que es imperativo buscar mecanismos para reducir dichos riesgos.

### 2.3.4 Estudios de Mercado

El estudio de mercado realizado consistió en analizar el aspecto tecnológico y de localización del proyecto para así poder determinar los egresos e ingresos en los flujos de caja. Con respecto a los aspectos tecnológicos, se tomo como referencia estudios realizados por el Electric Power Research Institute de EUA [20], es importante mencionar que los costos presentados en estos estudios son proyecciones a futuro estimadas en un marco en que la tecnología para el aprovechamiento de corrientes marinas se encuentre en la primera etapa de entrada al mercado.

### 2.3.5 Estimación de Egresos <sup>4</sup>

De acuerdo con la base de información del Electric Power Research Institute se estima que la construcción de la planta comercial de corrientes marinas para cada escenario exploratorio estará en función directa de la capacidad instalada como se muestra en la tabla II.4.

<b>Construcción planta comercial</b>	
<b>Concepto</b>	<b>\$ usd /Kw</b>
Costo de sistema de conversión	\$660.00
Elementos estructurales	\$845.00
Costo de línea de transmisión submarina	\$18.00
Instalación de turbina	\$450.00
Instalación de línea de transmisión submarina	\$208.00
Red en tierra	\$76.00
<b>Total</b>	<b>\$2,257.00</b>

**Tabla II.4. Costos planta comercial**  
Fuente: Electric Power Research Institute

El programa de construcción de una planta de aprovechamiento de corrientes marinas será muy similar al una planta eólica. En la tabla II.5 se muestra que el periodo de construcción será aproximadamente de tres años y el trabajo estará proporcionalmente dividido, siendo el segundo año el más intenso en cuanto a trabajo realizado.

<b>Año1</b>	<b>Año2</b>	<b>Año3</b>
30%	40%	30%

**Tabla II.5. Programa de construcción**  
Fuente: Electric Power Research Institute

También se incluyen como parte de los egresos los gastos de operación y mantenimiento (tabla II.6), así como el costo anual del seguro del proyecto que será necesario cubrir para minimizar los riesgos discutidos en el apartado de riesgos y stakeholders. De forma similar que con el periodo de construcción, el costo del seguro se hace tomando como base el costo que tiene en plantas eólicas ya que los modos de operación son similares.

<sup>4</sup> Todos los egresos se presentan dólares

<b>Operación y Mantenimiento planta comercial</b>	
<b>Concepto</b>	<b>\$usd/KW</b>
Operación y mantenimiento	\$49.00
Costo anual de seguro	\$34.00
<b>Total</b>	<b>\$83.00</b>

**Tabla II.6. Costos operación y mantenimiento**

Fuente: Electric Power Research Institute

### 2.3.6 Estimación de Ingresos

Dado que al generar energía eléctrica con fuentes renovables se genera un ahorro en la emisión de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, es posible tener un ingreso adicional en la producción de energía con corrientes marinas. La comercialización de los Bonos de Carbono consiste en vender el ahorro en quema de CO<sub>2</sub> a compañías o países que desean evitar ser penalizados por sus emisiones de contaminantes. De acuerdo con el Banco Mundial (2007) existe un beneficio económico por cada tonelada de CO<sub>2</sub> que no sea emitida a la atmósfera durante la producción de energía eléctrica. A pesar de que esta cifra varía en cada proyecto, el valor se estima entre \$1usd/tonelada CO<sub>2</sub> y \$4usd/tonelada CO<sub>2</sub>. Para la realización de esta evaluación se tomó el valor de \$3usd/tonelada CO<sub>2</sub>.

La equivalencia entre toneladas de CO<sub>2</sub> que genera una planta de gas natural<sup>5</sup> por cada MWh generado es de 0.55 Toneladas CO<sub>2</sub>/MWh, estos datos permiten estimar los ingresos económicos por disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> con energía proveniente de corrientes marinas (tabla II.7). También, se incluyeron dentro los incentivos a las energías renovables los apoyos fiscales que proporciona el gobierno de EUA, para este efecto se asume que estos apoyos existen en México y que son del mismo monto. Se incluyó el concepto Production Tax Credit y que es equivalente a \$0.18 usd cents/kWh generado durante los primeros 10 años de operación, también se incluye el concepto de Renewable Energy Production Incentive que es igual a \$0.15 usd cents/kWh generado [22].

<b>Ingresos por Bonos de Carbono</b>	
Valor de Bonos de Carbono (A)	\$3usd/tonelada CO <sub>2</sub>
Generación de CO <sub>2</sub> con planta de gas natural (B)	0.55 toneladas CO <sub>2</sub> /MWh
Ingreso por disminución de emisión de CO <sub>2</sub> = A*B	\$1.65 usd/MWh producido

**Tabla II.7. Estimación de ingresos por bonos de carbono.**

Por otro lado, en un esquema de productor independiente de energía en México, se debe vender en su totalidad a CFE la electricidad producida por la planta de corrientes marinas. Esto representa el ingreso monetario más importante del proyecto y por tanto se debe calcular adecuadamente. Tomando en cuenta que cada contrato de venta de energía a CFE variará en función de las particularidades y necesidades de cada proyecto, en este trabajo se correlaciona el Precio de Venta de Energía (PVE) del proyecto, con las tarifas existentes de la CFE y se estima un horizonte variable de este factor; así, se establece un horizonte de análisis correctamente sustentado para el proyecto, de modo que, para el proceso de evaluación de una oferta de compra de

<sup>5</sup> Se toma la equivalencia con plantas de gas natural porque son la opción de generación de energía eléctrica que emplea combustibles fósiles con menor emisión de CO<sub>2</sub>.

electricidad por parte de CFE, los resultados del análisis presentado en este trabajo ayuden a definir rápidamente si la oferta de CFE es favorable para el proyecto o no.

De acuerdo con Claudia Sheinbaum (2002) la estructura por función de costo de la distribución de electricidad por parte de la CFE es la siguiente: generación (37.1%), transmisión (7.7%), distribución (4.5%), comercialización (3.3%) y administración (0.9%), lo cual da un total de 53.5% como gastos de explotación. El resto está compuesto por la depreciación (13.8%), los indirectos de oficinas nacionales (2.1%), el aprovechamiento (26.4%) y el costo financiero (4.2%) [23]. Dado que la CFE aplica una gama muy variada y diversa de tarifas para todos los consumidores de energía en nuestro país, dicha tarifa de electricidad variará en función del horario en que se consume la electricidad, la zona geográfica, el tipo de comunidad y también el tipo de usuario final. En la tabla II.8, en la primera columna se presenta la estructura de tarifas aplicables a consumidores industriales en el estado de Sonora, en donde se ubica el Canal de Infiernillo (Región Noroeste), y en la segunda columna se presenta el costo de producir esa energía con base en la estructura de costo estimada por la doctora Sheinbaum.

Región Noroeste	Tarifa de CFE a industriales [\$usd/MWh]	Costo de Generación de Energía (37.1% Tarifa de CFE) [\$usd/MWh]
Energía en horario punta	264.54	98.14
Energía en horario intermedio	68.18	25.3
Energía en horario base	59	22

**Tabla II.8. Tarifas de Energía y Costo de Generación de Energía en la región Noroeste de México.**

**Fuente: Modificado de CFE y Sheinbaum (2007).**

Con base en esta información se puede concluir que la CFE puede comprar la energía producida por productores independientes en un valor que se encuentre entre 22 \$usd/MWh y 100 \$usd/MWh, siendo el límite inferior de este rango el de mayor interés para la CFE. Para el análisis de factibilidad financiera de una planta de generación de energía con corrientes marinas se estiman tres horizontes del PVE que serán analizados con detalle en la siguiente sección (tabla II.9)

	PVE [\$usd/MWh]
PVE 1	40
PVE 2	60
PVE 3	100

**Tabla II.9. Posibilidades de Precio de Venta de Energía a CFE de una planta de generación de energía con corrientes marinas.**

## **2.3.7 Análisis Económico de la producción de energía con corrientes marinas en el Canal de Infiernillo.**

### **2.3.7.1 Flujo de efectivo**

En términos de erogaciones de efectivo, una central de generación de energía eléctrica inicia su vida con el estudio de factibilidad técnica y económica y termina cuando deja de ser conveniente su operación y por tanto es retirada. Durante este periodo son generados gastos e ingresos asociados a las diferentes etapas, las cuales con frecuencia son denominadas estudios, construcción y operación.

Los estudios y la construcción forman el denominado periodo de construcción. A la duración de la de operación, se le conoce como vida útil o vida económica de la central.

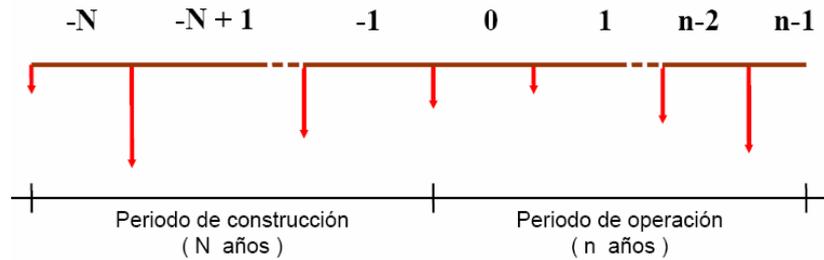
Los costos originados durante el periodo de construcción son denominados de inversión. Durante la vida económica de la central se tienen los de producción, los cuales pueden subdividirse en costos de operación y mantenimiento.

Una inversión es el gasto en el cual se incurre para la adquisición o instalación de un bien duradero, mientras tanto un costo de operación está asociado con los bienes y servicios consumidos directamente durante el proceso de producción de energía.

En el periodo de construcción se efectúan principalmente gastos por concepto de inversiones, aunque también ocurren otros de operación. De igual manera en ese lapso se llegan a presentar algunos gastos de inversión. No existe una frontera precisa entre la terminación del periodo de construcción y el inicio del periodo de operación de la central. Por ello, para el análisis económico se ha adoptado la práctica de considerar que el inicio del periodo de operación coincide con el término del periodo de construcción. Este momento corresponde a la entrada en servicio de la primera unidad de la central, esto es, una vez realizadas satisfactoriamente las pruebas de operación y concluido el periodo de puesta en servicio.

En realidad se incurre en erogaciones en forma casi continua; sin embargo, para efectos del análisis se supone que éstas se presentan en forma discreta, una vez por año y precisamente al principio del mismo.

En la figura II.16 se aprecia que los egresos en  $(-N, \dots, -1)$  corresponden a las inversiones hechas propiamente a los elementos estimados para la construcción de la planta comercial, mientras tanto los egresos en  $(0, \dots, n-1)$  son los costos estimados de operación y manteniendo por kW instalado de la planta de generación de corrientes marinas.  $N$  es la duración del periodo de construcción y  $n$  la del periodo de operación. Cada erogación es representada esquemáticamente por una flecha hacia abajo en el eje del tiempo, y algebraicamente con un símbolo con subíndice, expresando éste el punto en el tiempo en el cual es llevada a cabo la erogación.



**Figura II.16. Flujo convencional de erogaciones durante la construcción de una central eléctrica.**  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad. COPAR (2006).

### 2.3.7.2 Metodología y parámetros para el cálculo del Costo Nivelado de Generación

Este concepto sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto de generación de energía. Su valor expresa el costo medio del bien o servicio producido y es particularmente útil e importante para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto. En este trabajo se aplica el concepto de Costo Nivelado Generación (CNG) del kWh de la energía generada en cada uno de los escenarios exploratorios definidos, con fines comparativos y de correlación con los factores financieros de viabilidad. El CNG de una planta de producción de energía con corrientes marinas está integrado por dos partes: costo de inversión, y de operación y mantenimiento. La determinación del costo nivelado del kWh por concepto de inversión involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología, como son: los costos de inversión, el programa de inversión, el factor de planta, la potencia por unidad y total, la vida económica y la tasa de descuento.

El costo nivelado del kWh por concepto de inversión es definido como el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central, considerando su vida útil, iguala al valor presente de los costos incurridos en la construcción de la central en cuestión [24]. A partir de esta definición se obtiene la ecuación:

$$CNG = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} I_t (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n-1} GNA_t (1+i)^{-t}} \quad \text{Ecuación 11.}$$

En donde:

CNG= Costo nivelado del kWh por concepto de inversión

$I_t$ =Inversión en el año t

GNA<sub>t</sub>=Generación neta en el año t

N= Periodo de construcción

n= Vida económica

i= Tasa de descuento

Para el análisis del CNG para los escenarios exploratorios definidos en este trabajo se han establecido con base en la COPAR los parámetros necesarios para emplear la ecuación 9. Con respecto a la inversión en el año t ( $I_t$ ), ésta es aquella inversión que se llevará a cabo durante la construcción de la planta y estará en función directa de la potencia instalada y los costos que se muestran en la tabla II.4, la generación neta en el año t ( $GNA_t$ ) será aquella correspondiente a la condiciones particulares de la planta en estudio y en este caso para cada escenario exploratorio. El periodo de construcción y la

vida económica de la planta, de acuerdo con el Power Research Institute, se piensan similares a los empleados en la realización de proyectos eólicos, en donde la vida económica de un central se diseña a 20 años y se emplea un tiempo de construcción igual a 3 años. Finalmente, la tasa de descuento que se emplea para los proyectos energéticos en nuestro país de acuerdo con la COPAR oscila entre 10 y 12%. De modo que, para el análisis desarrollado en este trabajo se ha elegido una tasa de descuento de 12% debido a los riesgos asociados con la realización de un proyecto de generación de energía con una nueva tecnología y también como mecanismo para compensar el detalle de análisis que se debe llevar a cabo en un trabajo de prefactibilidad formal, de modo que una tasa más alta de descuento resulta más sensata para el análisis económico de esta tecnología.

### 2.3.7.3 Cálculo del Costo Nivelado de Generación.

Una vez definidos los parámetros necesarios es posible calcular el CNG para los tres escenarios exploratorios. En la tabla II.11 se aprecia la variación del costo nivelado de generación en función de la potencia instalada, la generación de energía y el factor de planta para el escenario alternativo 2. Se aprecia que conforme la potencia instalada y la generación anual aumentan, también lo hace el costo nivelado de generación, sin embargo, la relación más importante para este parámetro es el factor de planta, se aprecia, que conforme la explotación de los recursos se vuelve cada vez más ineficiente también se encarece su costo medido a través del CNG. Por ejemplo, para una potencia instalada de 17.6 MW, un factor de planta de 64.75% se tiene un CNG de 7.09 usd cents/kWh, de manera contraria para una potencia de 576 MW y una eficiencia de 9.91% se obtiene un CNG de 48.34 usd cents/kWh, lo que representa un costo de la energía producida siete veces mayor.

ESCENARIO ALTERNATIVO 2			
Pot instal [MW]	Generación [MWh]	Factor de planta [%]	CNG [\$cents/kWh]
17.6	99,771.6	64.75%	7.09
30.4	153,050.4	57.48%	8.03
48.3	210,095.4	49.69%	9.35
72.0	270,597.1	42.88%	10.89
102.6	332,063.0	36.95%	12.70
140.7	388,238.4	31.50%	14.96
187.3	432,985.9	26.39%	17.93
243.1	463,972.8	21.78%	21.79
309.1	487,911.2	18.02%	26.42
386.1	504,087.6	14.90%	32.02
474.9	504,746.6	12.13%	39.41
576.4	500,291.8	9.91%	48.34

Tabla II.11. Comportamiento del Costo Nivelado de Generación. Escenario Alternativo 2.

Se puede inferir que de igual manera que con los cálculos de potencia y de generación de energía, los puntos de interés para el análisis de viabilidad económica del aprovechamiento de las corrientes marinas son los puntos A y B de las curvas de generación y factor de planta en función de la potencia instalada, presentadas en la figura II.12.

En la tabla II.12 se presenta una tabla resumen del costo nivelado de generación para los puntos A y B de cada escenario exploratorio. Se aprecia que es el punto A del escenario

alternativo 2 es el más favorable en términos económicos ya que la energía producida en este escenario alcanza un CNG competitivo con otras fuentes de energía. También se incluye la contribución estimada al Producto Interno Bruto de México (PIB) de cada caso de generación de energía, este dato se obtiene del indicador de intensidad energética de la SENER que estima la cantidad de energía necesaria para producir un peso de PIB y cuyo valor en 2006 fue de 0.001165 kWh/peso. Este indicador es de vital importancia ya que permite conocer algunos de los beneficios adicionales de la producción de energía con corrientes marinas, ya que además ayudar a disminuir las emisiones de gases de tipo invernadero también contribuye de manera sustancial en la economía de las regiones que reciban el servicio. Por otro lado, este mismo indicador muestra la magnitud de las necesidades energéticas de nuestro país. Por ejemplo, de acuerdo con el INEGI (2007) el PIB de México al inicio de 2007 se estimó en 8,450,637,422,000 de pesos, de modo tal que el impacto en el crecimiento de la economía de un proyecto energético como el de las corrientes marinas discutido en este trabajo sería mínimo. Es decir este indicador nos permite apreciar la gran complejidad de activar la economía de nuestro país a través de la provisión de energía para las actividades industriales y al mismo tiempo nos permite pensar en la gran cantidad de proyectos de este tipo necesarios para garantizar que el crecimiento económico de nuestro país se realice de manera sostenible.

		Pot instal [MW]	Generación [MWh]	Factor de planta [%]	CNG [\$cents/kWh]	Contribución al PIB [pesos]
Escenario Base	A	17.6	37,156.7	24.1%	19.7	15,099
	B	48.3	44,476.0	10.5%	45.5	41,431
Escenario Alternativo 1	A	17.6	64,187.2	41.7%	11.2	15,099
	B	187.3	146,698.2	8.9%	53.6	160,773
Escenario Alternativo 2	A	17.6	99,771.6	64.8%	7.1	15,099
	B	474.9	504,746.6	12.1%	39.4	407,669

**Tabla II.12. Comparativo de Economía de la producción de energía con corrientes marinas. Escenarios Exploratorios.**

Con respecto al CNG se aprecia que la variable más importante en su comportamiento es el factor de planta. En la figura II.17 se presenta la curva de comportamiento del CNG en función del factor de planta, esta curva se obtiene de los datos generados para los tres escenarios exploratorios y conjunta la información obtenida a través del programa de computo desarrollado para este trabajo. Se aprecia el comportamiento asintótico de dicha curva y el impacto que tiene la eficiencia en la conversión de energía en la economía de la energía producida. Como se mencionó con anterioridad son de mayor interés aquellos esquemas de generación que permitan que la explotación de las corrientes marinas sea competitiva con otras fuentes de energía. En la misma figura 16 se ha sombreado el área de interés para mantener la competitividad de la explotación de las corrientes marinas, se aprecia que el factor de planta mínimo para garantizar la competitividad económica de una planta de generación de corrientes marinas es de 30%.

El análisis anterior se realizó desde un punto de vista puramente económico empleando el CNG para comparar cada esquema de generación en términos económicos y establecer la competitividad de cada esquema de producción de energía con corrientes marinas en el mercado energético nacional. Sin embargo, además del análisis económico, todos los proyectos de infraestructura deben ser analizados desde un punto de vista financiero que permita conocer la factibilidad de realizar un proyecto desde un

punto de vista en donde se busquen conocer las posibles fuentes de financiamiento y los esquemas de inversión requeridos para la factibilidad y realización de la planta.

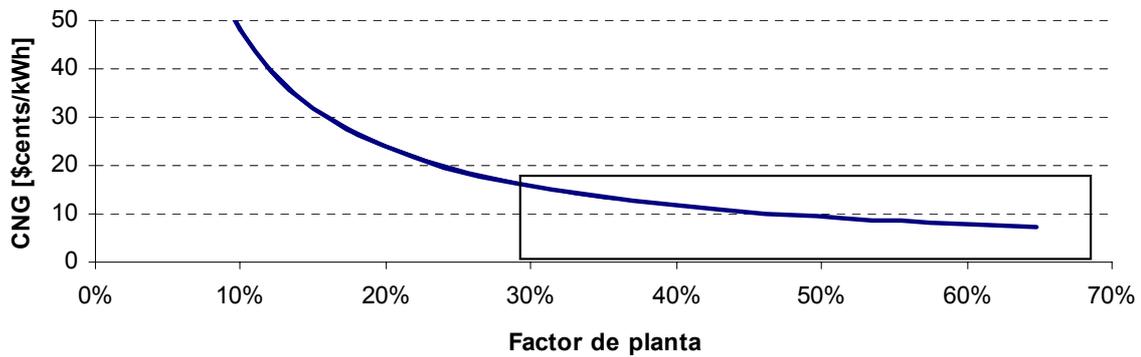


Figura II.17. Comportamiento del CNG en función del factor de planta

### 2.3.8 Análisis Financiero de la producción de energía con corrientes marinas en el Canal de Infiernillo.

#### 2.3.8.1 Esquema de financiamiento Público-Privado

Los Proyectos Público Privados (PPP) son un nuevo esquema que puede atender de manera alternativa las necesidades de la población en materia de servicios públicos de de calidad, bajo el cual entidades gubernamentales contratan los servicios de empresas privadas para diseñar, financiar, construir y operar infraestructura pública. El mecanismo de pago está en función de la calidad de los servicios otorgados, misma que es predeterminada con base en estándares de desempeño. Este esquema facilita una relación complementaria entre los sectores público y privado, en la que cada uno aplica sus fortalezas y experiencias.

Conforme a las reglas de operación publicadas por parte de la Secretaría de Hacienda Y Crédito Público (SHCP, 2006), algunas de las actividades principales en el desarrollo de proyectos bajo el esquema de un PPS son:

1. Elaboración del Análisis Costos y Beneficio a nivel perfil: Descripción inicial del proyecto enfocada a la determinación de los servicios que se requieren por parte del inversionista proveedor y análisis de beneficios.
2. Autorización del proyecto para prestación de servicios por parte de la SHCP: La solicitud se realizará con base en los documentos referidos en el Título VI de las reglas de operación PPP y se presentará ante la SHCP, a través de la Dirección General de Programación y Presupuesto sectorial (DGPYP) sectoriales.
3. Elaboración del Análisis Costo y Beneficio a nivel de prefactibilidad y proyecto de Contrato de Servicios de Largo Plazo: Actualizar con información precisa y confiable derivada de los estudios de mercado y estimaciones de costos, el análisis de costos y beneficios a nivel perfil. Asimismo, se deberá elaborar el contrato de servicios de largo plazo considerando el trabajo realizado en la elaboración de los análisis de costo y beneficio y el análisis de posibles inversionistas y fuentes de financiamiento.

4. Autorización del proyecto de Contrato de Servicios de Largo Plazo por parte de la SHCP: Las dependencias y entidades deberán presentar la solicitud de autorización del proyecto de contrato ante la SHCP, a través de las DGPYPs sectoriales. En esta solicitud se deberá integrar la propuesta de contrato de servicios de largo plazo y la actualización del análisis costo y beneficio a nivel de prefactibilidad, entre otros documentos.
5. Licitación del contrato de Servicios de Largo Plazo: Los procedimientos de contratación deberán apegarse a lo establecido en la LAASSP y su reglamento, y además de las disposiciones legales aplicables. El contrato se adjudicará al inversionista proveedor que presente las mejores condiciones económicas para la entidad o dependencia contratante de acuerdo a la metodología de evaluación elaborada para tal efecto y emitida por la Unidad de Inversiones de la SHCP-
6. Seguimiento del contrato de servicios de largo plazo: Una vez adjudicado el contrato, el inversionista proveedor es responsable de realizar todas las actividades necesarias para el cumplimiento de los niveles de servicio y calidad descritos en dicho contrato. En este proceso, se incluyen las actividades de financiamiento, diseño y construcción de activos relacionados con la prestación del servicio, sin embargo, las obligaciones de pago por parte de la entidad o dependencia contratante se generarán hasta que dichos servicios sean provistos a la plena satisfacción de la entidad o dependencia contratante.

De acuerdo Goudinoff (2006) los principales beneficios de emplear el esquema PPP en proyectos de servicios o infraestructura son los siguientes:

- Se incentiva una mayor calidad en los bienes y servicios suministrados.
- Se alienta la innovación y un uso más eficiente de los recursos
- Se utilizan las ventajas comparativas y habilidades del sector público privado para la prestación de servicios públicos.
- Mantenimiento de niveles óptimos de calidad, en el largo plazo, para servicios públicos.
- Se alienta la innovación y un uso más eficiente de los recursos.
- Se reducen o eliminan los retrasos y sobre costos que comúnmente aquejan el desarrollo de proyectos públicos
- El sector público puede utilizar de manera más eficiente el potencial de sus recursos y, así, enfocarlos a otras necesidades sociales [25].

#### **2.3.8.2 Análisis de esquemas de financiamiento para la construcción de una planta de generación energía con corrientes marinas.**

Como se mencionó, existen muchos beneficios asociados a la realización de proyectos de infraestructura a través de un esquema PPP. Es decir hasta ahora, se ha presentado información clave que enfatiza los beneficios sociales de producir energía con una planta de generación de energía con corrientes marinas, además se ha presentado y discutido información sobre el impacto ambiental y de seguridad nacional favorable de

un proyecto de energías renovables, también se han discutido los aspectos técnicos y económicos de importancia en un proyecto de este tipo y se ha analizado su comportamiento en función de las especificaciones técnicas de la planta y la eficiencia en la conversión de energía. De modo tal, que es evidente que la forma de atar toda esta información y realizar un análisis profundo y completo de lo que puede representar un proyecto de este tipo para nuestro país y el estado de Sonora, es a través del análisis de factibilidad financiera de este proyecto con figuras de inversión existentes en la actualidad y de esta forma identificar las fuerzas y debilidades más importantes que un proyecto de este tipo debe enfrentar para poder lograr su factibilidad.

En la figura II.18 se presenta la estructura de financiamiento definida para el análisis financiero del aprovechamiento de corrientes marinas en el Canal de Infiernillo, dicha estructura se compone de capital de riesgo, crédito y de financiamiento por parte de la federación que representa una inversión gubernamental. El capital de riesgo es aquella proporción de inversión que proviene de un inversionista privado de la cual se espera un retorno. En este análisis dicho monto de inversión se ha acotado a 20% del costo total de la planta, debido a que un mayor capital de riesgo requerirá de una mayor tasa de retorno, lo que podría poner en riesgo la viabilidad financiera del proyecto. El crédito es el monto de inversión que el inversionista deberá solicitar para realizar el proyecto y cuyo pago se deberá llevar a cabo una vez que la planta haya entrado en operación. Finalmente, existe un porcentaje de la inversión que provendrá por parte de la federación, de forma tal, que siguiendo el esquema definido de un proyecto PPP el gobierno y los inversionistas se vuelven socios en la búsqueda de la explotación de las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo.

El análisis económico de la producción de energía con corrientes marinas ha dejado claro que el factor de planta de la central de corrientes marinas es el factor más importante en la economía de la producción de energía eléctrica. Este factor, resultado de la combinación de producción de energía y potencia instalada tiene un profundo impacto en la competitividad de esta tecnología. Sin embargo, a pesar de que el CNG es un parámetro útil para comparar la efectividad económica y técnica de tecnologías de producción de energía, éste parámetro no toma en cuenta que los proyectos de energía renovable tienen un beneficio claro en la seguridad energética en México y en la disminución de gases de tipo invernadero, beneficios que los proyectos de producción de energía con combustibles fósiles no tienen. De modo que, el análisis de viabilidad de un proyecto de energía renovable debe de ir más allá y buscar atar la información técnica, económica y financiera de modo que su factibilidad no este en función de sólo un parámetro sino de un análisis global de los costos y beneficios de cada proyecto.

En este contexto, el análisis financiero llevado a cabo en este proyecto consistió en analizar las diferentes combinaciones de potencia instalada, generación de energía y CNG buscando mantener siempre una TIR del 12% sobre el capital de riesgo invertido en este proyecto y en consecuencia calcular la inversión gubernamental necesaria para garantizar la factibilidad del proyecto.

En la tabla II.13 se presenta dicho análisis para el escenario alternativo 2. De aprecia, de acuerdo con lo definido en los estudios de mercado, los tres tipos de precios de venta de energía a CFE y los porcentajes de inversión gubernamental requeridos para garantizar una TIR de 12% sobre el capital de riesgo. Por ejemplo, se puede ver que para el caso

de una generación anual de 89,640 MW, un factor de planta de 49.69% y un CNG de 9.35 \$usd cents/kWh no sería factible ofertar la energía producida a un precio de 40 \$ usd/MWh porque no se alcanzaría el retorno estipulado sobre el capital de riesgo. Por otro lado, se aprecia que para los casos en que la energía se pueda vender a CFE en un monto mayor a 60 \$usd/MWh existe un número sustancial de combinaciones que pueden cumplir con los requerimientos establecidos para su factibilidad. En lo que respecta al escenario base y el escenario alternativo 1, las combinaciones existentes para garantizar la factibilidad del esquema de inversión son menores. Por ejemplo, para el escenario alternativo 1 se tienen solo cuatro casos que aseguran la viabilidad del proyecto y para el escenario base no existen casos que garanticen la factibilidad financiera del proyecto.

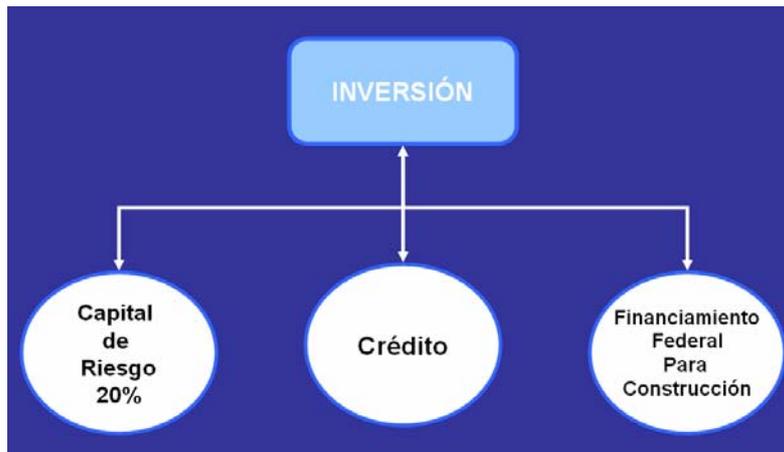


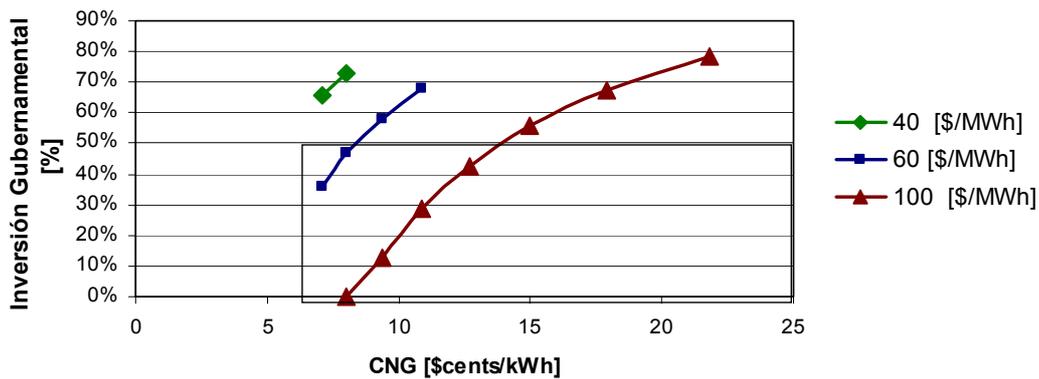
Figura II.18. Estructura de financiamiento para la explotación de corrientes marinas en el Golfo de California.

ESCENARIO ALTERNATIVO 2			PVE [\$/MWh]		
Generación [MWh]	Factor de planta [%]	CNG [\$cents/kWh]	40	60	100
			INVERSIÓN GUBERNAMENTAL REQUERIDA [%]		
99,771.6	64.75%	7.09	65.60%	36.14%	0.0%
153,050.4	57.48%	8.03	72.78%	46.67%	0.0%
210,095.4	49.69%	9.35	N/A	57.95%	12.6%
270,597.1	42.88%	10.89	N/A	67.78%	28.8%
332,063.0	36.95%	12.70	N/A	76.30%	42.7%
388,238.4	31.50%	14.96	N/A	N/A	55.6%
432,985.9	26.39%	17.93	N/A	N/A	67.6%
463,972.8	21.78%	21.79	N/A	N/A	78.4%
487,911.2	18.02%	26.42	N/A	N/A	N/A
504,087.6	14.90%	32.02	N/A	N/A	N/A
504,746.6	12.13%	39.41	N/A	N/A	N/A

Tabla II.13. Análisis de factibilidad financiera. Escenario Alternativo 2.

La información de los tres escenarios exploratorios puede presentarse en una curva característica que involucre las variables de precio de venta de energía, inversión gubernamental y CNG. En la figura II.19 se presenta la curva característica que involucra todas las variables hasta ahora incluidas en este trabajo. Por ejemplo el costo nivelado de generación involucra la potencia instalada de la planta, la generación anual y el factor de planta, de modo tal que esta curva puede arrojar de manera instantánea información financiera clave del aprovechamiento de las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo. Para un CNG y PVE dados es posible calcular la inversión gubernamental necesaria para mantener una TIR del 12% sobre el capital de riesgo. Por ejemplo, para

un CNG de 8 [\$/kWh] y un precio de venta de 40 [\$/MWh], la inversión gubernamental sería de alrededor de 50% del costo total de la planta. Además, con esta curva se pueden conocer los límites de interés financiero y económico para la explotación de las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo. Por ejemplo, el área sombreada muestra que el máximo CNG aceptable para garantizar la viabilidad del proyecto con una inversión gubernamental de 50% es alrededor de 14 [\$/kWh] para precios de venta de energía mayores de 60 [\$/MWh]. Se aprecia también que para un precio de venta de energía menor o igual a 40 [\$/MWh] la factibilidad del proyecto se vería altamente comprometida dado que se requeriría de una alta inversión gubernamental y tal como se ha estipulado en los lineamientos de un proyecto PPP, esto reduciría la competitividad de esta fuente de energía en el mercado energético nacional.



**Figura II.19 Curva característica de esquemas de inversión para el aprovechamiento de corrientes marinas a una TIR de 12%.**

Los resultados anteriores indican, sin lugar a dudas, que en la actualidad el costo de la tecnología de Marine Current Turbines Sea Gen es aún muy alto y la factibilidad de realizar este tipo de proyectos es sólo adecuada para escenarios de alta intensidad energética y/o en aquellos en que el financiamiento no dependa de inversiones de riesgo, es decir, aquellos en donde la construcción y operación de una planta de generación de energía con corrientes marinas sea financiada en su totalidad por algún órgano institucional que busque reducir las emisiones de gases de tipo invernadero. Sin embargo, es de vital importancia precisar algunas cosas sobre el análisis llevado a cabo en este capítulo. El primer punto a resaltar es que al igual que las tecnologías para el aprovechamiento de recursos eólicos, a medida que las tecnologías para el aprovechamiento de las corrientes marinas entren al mercado energético mundial, estos costos se reducirán, de modo que, afortunadamente la factibilidad de llevar a cabo proyectos de este tipo en lugares de baja intensidad energética aumentará con el simple paso del tiempo. El segundo punto es que este análisis también es una herramienta que puede funcionar como indicador para definir los aspectos más importantes de una tecnología para el aprovechamiento de corrientes marinas, en el capítulo 1 de este trabajo se presentaron además del esquema de MCT Sea Gen otros esquemas de aprovechamiento de corrientes marinas que se encuentran en etapa de desarrollo. Se puede apreciar que después de evaluar a fondo las características técnicas y económicas más importantes para el aprovechamiento de las corrientes marinas, también es factible encontrar en que aspectos se debe enfocar el desarrollo de esta tecnología, así, tal vez no sea necesario buscar que una tecnología para el aprovechamiento de corrientes marinas sea altamente eficiente, sino que tal vez un factor más importante y viable en el aprovechamiento de estos recursos sea incrementar el tiempo de vida útil de la planta. De modo que, al incrementar el tiempo de vida útil de 20 a 25 años seguramente se

encontrará que la energía será más económica y por tanto su probabilidad de realización será mayor. De modo tal, que resulta de vital importancia analizar cada una de estas variables y definir de manera puntual cual es el impacto de cada parámetro técnico en la explotación de corrientes marinas en el Canal de Infiernillo. Así, en el capítulo siguiente se realizará dicho análisis y se buscará definir una estrategia de desarrollo de la tecnología para el aprovechamiento de corrientes marinas que garantice la factibilidad de la explotación de este recurso en Golfo de California.

En los anexos 1,2 y 3 de este trabajo se presenta el detalle anual del análisis financiero y económico de los puntos A y B de cada escenario exploratorio. Esta información sustenta los resultados obtenidos en este trabajo y se entiende a través de ella que el mismo análisis fue realizado para todos los casos de potencia instalada y generación de la curva característica de inversión y del comportamiento del costo nivelado de generación.

**CAPITULO III**  
**ANÁLISIS DE RESULTADOS**

### 3.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En los primeros capítulos de este trabajo se realizó un análisis del potencial energético de las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo con base en parámetros fijos determinados por el Power Research Institute de E.U.A. Dicho análisis fue realizado desde un punto de vista técnico y económico, en donde las variables de estudio fueron: el factor de planta, la producción de energía, el CNG, el PVE y la Inversión Gubernamental. Finalmente, se llegó a una gráfica (figura II.19) que relaciona el CNG y el PVE con la Inversión Gubernamental, este gráfico permitió entender la relación entre el CNG y la factibilidad del proyecto<sup>1</sup> y determinar que, conforme el CNG disminuye, la factibilidad de la planta se incrementa, razón por la que a continuación se analizarán las variables que intervienen en el costo nivelado de generación (ecuación 11).

A saber, en la determinación del CNG intervienen variables de orden económico (v.g. Costo Tecnología) y variables de tipo técnico (v.g. Eficiencia de Rotor de DACM, Tiempo de Vida Útil). A continuación se presentan las curvas de sensibilidad para cada una de estas variables en donde se identifica el valor inicial de cada una y la variación del CNG en función de cada variable.

#### 3.1.1 Eficiencia de DACM instalados.

La eficiencia de los DACM y la producción de energía se relacionan de manera proporcional, cuando mayor sea la eficiencia de los DACM mayor será la producción de energía. Por el contrario, cuando la producción de energía se incremente, el CNG disminuirá. En la figura III.1 se aprecia la relación existente entre la eficiencia del DACM y el CNG. Se aprecia que la variación del CNG en función de la eficiencia del DACM será mayor en las centrales con un factor de planta menor. Esto indica que la utilización de DACM más eficientes es una prioridad mayor en las plantas con una producción de energía y eficiencia menores (escenarios energéticos de poca intensidad). Es claro también, que una disminución de este parámetro tendría impactos muy severos, por ejemplo si se redujera 15% la eficiencia el CNG podría llegar a ser 30% mayor.

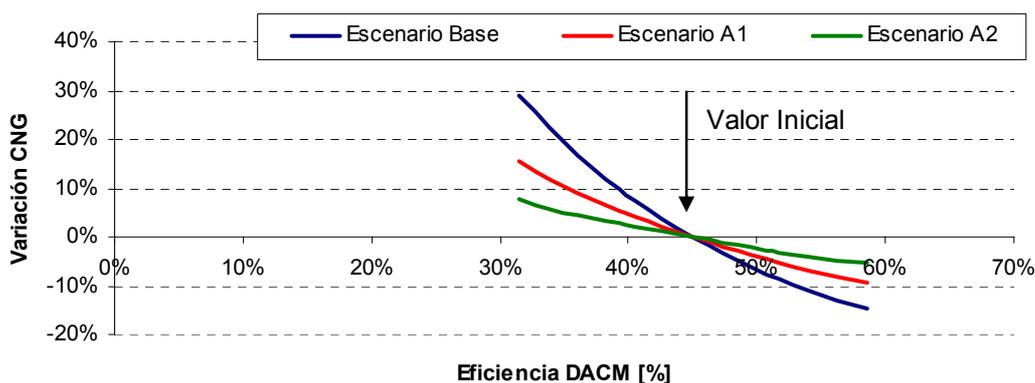


Figura III.1. Análisis de Sensibilidad. Eficiencia DACM vs Variación CNG

<sup>1</sup> La factibilidad del proyecto es medida con la Inversión Gubernamental. Por ejemplo, altas tasas de inversión gubernamental llevan a considerar poco factible un proyecto.

### 3.1.2 Número de unidades instaladas en la central eléctrica

Los costos que fueron empleados para realizar el análisis económico en el capítulo anterior fueron estimados por el Power Research Institute de EUA para una planta de corrientes marinas diseñada para 64 unidades SeaGen. Sin embargo, estos costos disminuirán o aumentarán en función del número de unidades instaladas y en consecuencia el CNG se modificará. La figura III.2 muestra el comportamiento de la variación del CNG en función del número de unidades instaladas. Se aprecia que el CNG aumentará considerablemente para plantas de tamaño menor a 64 unidades y que, para plantas de mayor tamaño es posible alcanzar una disminución en el CNG de más del 10%. Este comportamiento del CNG en función del número de unidades instaladas indica que las plantas para el aprovechamiento de corrientes marianas son adecuadas para esquemas de gran tamaño y que se podrían generar ahorros importantes empleando los beneficios de la economía de escala en los costos de la tecnología de MCT Ltd.



Figura III.2. Análisis de Sensibilidad. Unidades Instaladas vs Variación CNG

### 3.1.3 Costo de la Tecnología.

En la figura III.3 se presenta la relación que existe entre el costo de la tecnología y la variación del CNG. Se aprecia que la disminución del costo de tecnología tiene un impacto considerable en el CNG, por ejemplo, al reducir el costo de la tecnología SeaGen de MCT a 1,500 \$/kW es posible reducir el CNG aproximadamente 30%. Existen dos formas en las que esto puede suceder. La primera es empleando una tecnología que sea 30% más barata que la tecnología de MCT. La segunda tiene que ver con el efecto económico que comparten todas las tecnologías de fuentes renovables, el cual consiste en una disminución paulatina de los costos mientras la tecnología permanezca en el mercado, es decir, una vez que las tecnologías para la explotación de corrientes marinas entren al mercado energético, y siempre y cuando se mantengan los progresos técnicos, el costo de esta tecnología disminuirá año con año.

### 3.1.4 Costo de Operación y Mantenimiento

A diferencia del costo de la tecnología para aprovechar las corrientes marinas, la variación del costo de operación y mantenimiento de los DACM no es en función del tiempo en que la tecnología permanezca en el mercado energético. En este caso, el costo de operación y mantenimiento puede aumentar o disminuir con referencia al valor inicial, de acuerdo al diseño del DACM, de modo que algunos sistemas pueden tener altos costos de operación y mantenimiento cuando otros no. Desde el punto de vista de

factibilidad, es importante buscar un esquema que permita generar ahorros y por tanto que sus costos de mantenimiento no sean excesivos. Para el caso del DAM SeaGen de MCT se aprecia que los costos de operación y mantenimiento son de consideración. La figura III.4 muestra la variación del CNG en función del costo de operación y mantenimiento, se aprecia que al reducir los costos a un valor de 60 [\$/kW] se podría disminuir el CNG en 6% , lo que sería un ahorro considerable y haría más competitiva esta tecnología.

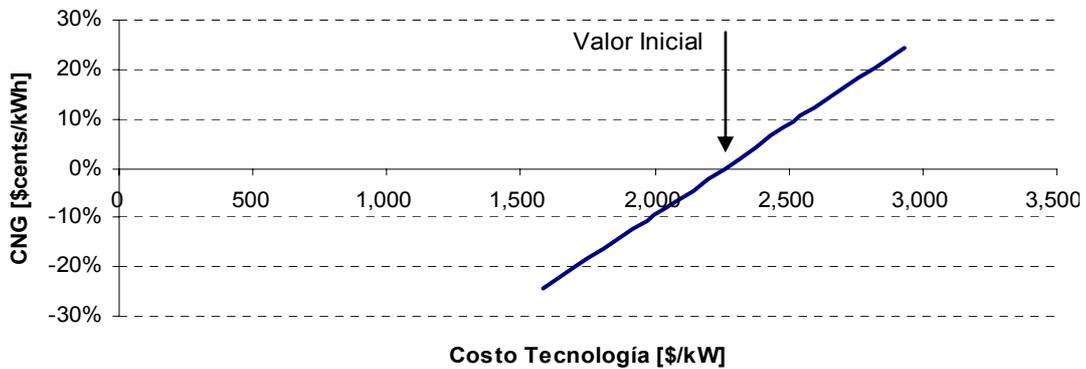


Figura III.3. Análisis de Sensibilidad. Costo Tecnología vs Variación CNG

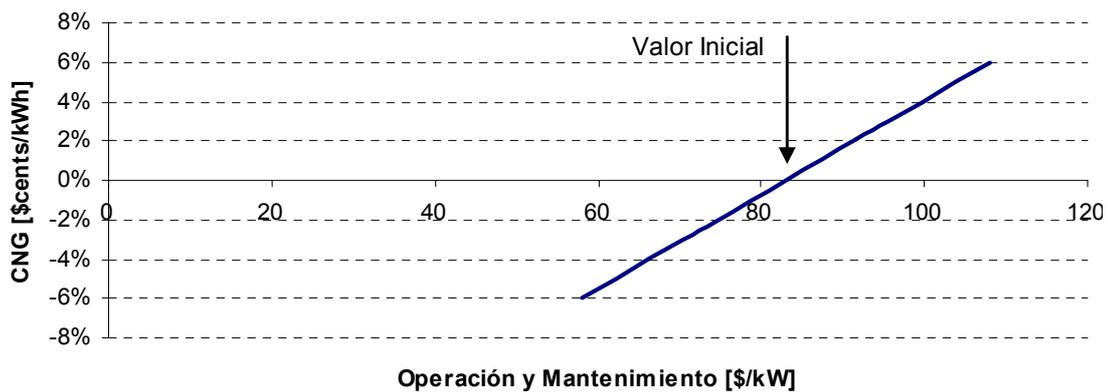


Figura III.4. Análisis de Sensibilidad. Costo Operación y Mantenimiento vs Variación CNG

### 3.1.5 Incentivos Económicos

Los incentivos económicos (incentivos fiscales, bonos de carbono) ayudan a incrementar los ingresos de la planta debido a que, adicionalmente a la venta de energía, la planta puede emplear estos incentivos para mejorar su flujo de efectivo. En la figura III.5 se presenta la variación del CNG en función del incremento o disminución de los incentivos económicos en un proyecto de aprovechamiento de corrientes marinas. Se aprecia que el comportamiento de la variación del CNG depende también del factor de planta. Esto es debido a que una planta con un mayor factor de planta produce una mayor cantidad de energía y en consecuencia es posible comerciar una mayor cantidad de bonos de carbono. Por esta razón, en la figura se aprecia que el aumento o disminución de los incentivos económicos tiene un mayor impacto en centrales con un alto factor de planta. Por otro lado, es evidente que en comparación con el resto de las

variables analizadas, los incentivos económicos tienen el menor impacto en la variación del CNG, este hecho no debe restar importancia a estos mecanismos de promoción de energías renovables, ya que son importantes para propiciar la entrada de tecnologías de fuentes renovables en el mercado energético mundial. Al contrario, se debe entender que por sí mismos los incentivos económicos a la producción de energía con fuentes renovables no garantizan la factibilidad de estos proyectos y por tanto la investigación y desarrollo de estas tecnologías juega un papel muy importante en el incremento de la eficiencia de los DACM y la disminución de costos.

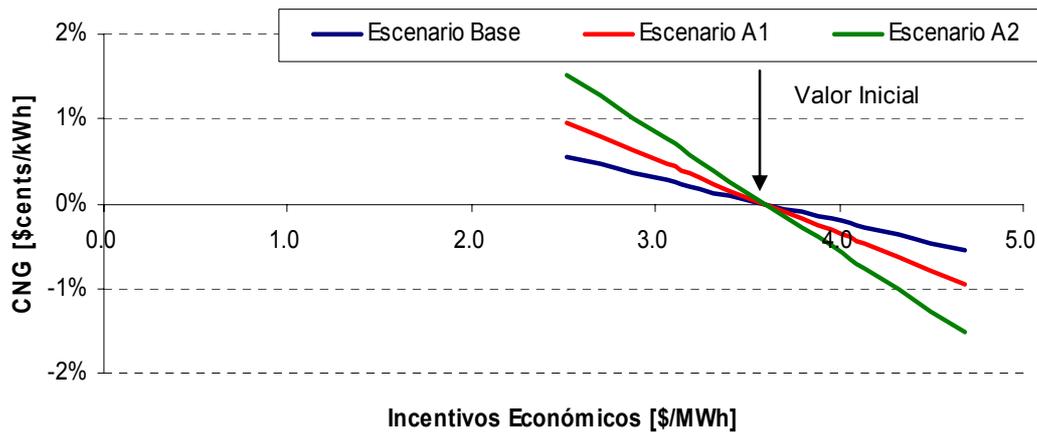


Figura III.5. Análisis de Sensibilidad. Incentivos Económicos vs Variación CNG

### 3.1.6 Tiempo de Vida Útil

Finalmente la última variable incluida en este análisis de sensibilidad es el tiempo de vida útil de la planta de corrientes marinas. En la figura III.6 se presenta la variación del CNG en función del tiempo de vida útil, se aprecia que una reducción en el tiempo de vida útil puede incrementar el CNG de manera muy importante, por ejemplo, si se redujera el tiempo de vida útil de planta de 20 a 15 años el CNG aumentaría aproximadamente 8%, lo que disminuiría la factibilidad de este proyecto considerablemente. Por el contrario, si el tiempo de vida útil aumentará de 20 a 25 años el CNG disminuirá 4%, lo que representaría un aumento en la factibilidad del proyecto. La figura 6 permite entender que las tecnologías para el aprovechamiento de corrientes marinas deben estar diseñadas para obtener tiempos de vida útil igual o mayores a 20 años, de lo contrario la factibilidad de estos proyectos puede disminuir considerablemente.

El propósito práctico de un análisis de sensibilidad es conocer cuales son las ventajas y retos que se pueden presentar al aprovechar la energía de las corrientes marinas. En este contexto, el análisis de sensibilidad realizado en esta sección permite conocer de manera general la variación del CNG en función de las variables técnicas y económicas de mayor relevancia. Sin embargo, como se puede apreciar, algunos parámetros se ven impactados de manera diferente debido al escenario energético en el que la planta en estudio se encuentra y a la eficiencia con la que opera. Por esta razón, es conveniente realizar un análisis de sensibilidad para cada caso de potencia instalada en el que se determine el valor de los parámetros técnicos requeridos para lograr que se cumplan los criterios de factibilidad establecidos.



Figura III.6. Análisis de Sensibilidad. Tiempo de Vida Útil vs Variación CNG

Por ejemplo, en la figura III.7, se presenta un grafico de sensibilidad condensado para el caso mostrado en la tabla III.1. Cada curva representa el comportamiento de un parámetro de sensibilidad. En el eje de las abscisas se encuentra la variación porcentual de los parámetros en estudio y en el eje de las ordenas la variación del CNG en función de cada parámetro. Este gráfico es extremadamente útil ya que es posible apreciar el orden de importancia de cada parámetro en la variación del CNG. Por ejemplo, para este caso la variación del costo de tecnología es la más importante en términos de reducción del CNG, además se aprecia que los incentivos económicos tienen el menor impacto en la variación del CNG.

Caso de Sensibilidad Ejemplo	
Escenario Energético	Escenario Base
Potencia Instalada	18 [MW]
Generación de Energía	37,157 [MWh]
Factor de Planta	24.12%

Tabla III.1. Caso de Sensibilidad Ejemplo

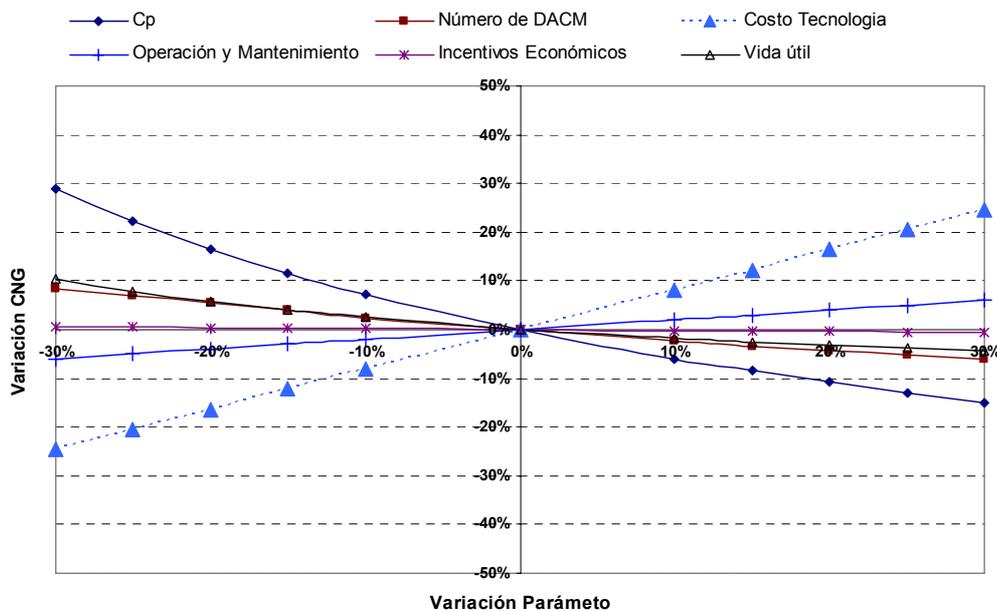


Figura III.7. Análisis de Sensibilidad Condensado.

---

En la siguiente sección se realizará el análisis de sensibilidad detallado para un caso de potencia instalada en cada escenario exploratorio. A través de las herramientas desarrollada en este trabajo y empleando los parámetros de referencia de la tecnología de MCT se identificarán los aspectos tecnológicos clave para el aprovechamiento de las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo.

## 3.2 DISCUSIÓN DE RESULTADOS Y RECOMENDACIONES PARA EL DESARROLLO DEL APROVECHAMIENTO DE CORRIENTES MARINAS.

El correcto aprovechamiento de las corrientes marinas depende en gran medida de las características de la tecnología empleada para su explotación. Por ejemplo, el análisis de sensibilidad realizado permite conocer el comportamiento de los parámetros de la tecnología de MCT, sin embargo aún es necesario responder preguntas como: ¿Qué tipo de DACM se deben instalar?, ¿Cuántos DACM es conveniente instalar?, ¿Qué eficiencia deben tener dichos DACM?, ¿Cuál debe ser el tiempo de vida útil de la planta?. De modo que, si se toman como base los valores de la tecnología de MCT es posible conocer las características tecnológicas adecuadas para el aprovechamiento de las corrientes marinas en cada escenario exploratorio. Esto permitirá comparar la diferencia de las necesidades tecnológicas de cada escenario energético y encontrar un esquema de aprovechamiento eficiente para cada caso de potencia instalada.

La evaluación del potencial de las corrientes marinas realizada el Capítulo II permitió obtener curvas que relacionan los parámetros técnicos, económicos y financieros de interés para el aprovechamiento de las corrientes marinas. Cada curva es por sí misma una herramienta de análisis y en las siguientes secciones se mostrará el modo de empleo de cada una de ellas.

### 3.2.1 Análisis de Sensibilidad-Escenario Base

El Escenario Base es el escenario energético de menor intensidad y por esta razón el factor de planta de las centrales estudiadas resultó muy bajo; en consecuencia, se obtuvo un alto CNG para su aprovechamiento y sólo existe un esquema de financiamiento viable, en el que la inversión gubernamental es igual a 73%, por lo que la factibilidad de aprovechamiento de las corrientes marinas en este escenario es reducida.

La tabla III.2 muestra los parámetros de la central eléctrica elegida para el análisis de sensibilidad de este escenario.

Caso de Sensibilidad-Escenario Base	
Escenario Energético	Escenario Base
Potencia Instalada	18 [MW]
Generación de Energía	37,157 [MWh]
Factor de Planta	24.12%

**Tabla III.2. Parámetros para Análisis de Sensibilidad. Escenario Base**

La figura III.8 es la curva de CNG en función del factor de planta, como se muestra, con esta curva se obtiene el CNG de manera directa. Así, para un factor de planta de 24.12% se obtiene un CNG de 19.65 [US¢/kWh]. Después, en la figura III.9 (curva característica de esquemas de inversión), se busca el esquema de inversión adecuado para el CNG correspondiente. Se obtiene de esta curva que para este CNG sólo existe un esquema de inversión viable en que el PVE es igual a 100 [\$usd/MWh], con una inversión gubernamental de 73% y capital de riesgo igual a 27% con una TIR de 12%.

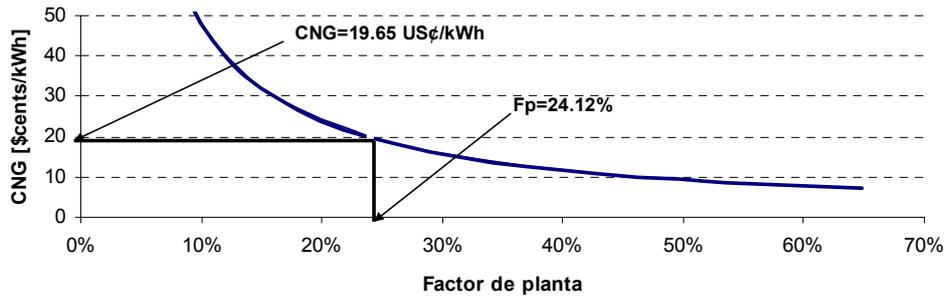


Figura III. 8. Curva Factor de Planta vs CNG. Sensibilidad Escenario Base

En la figura III.9, también se aprecia que para reducir la inversión gubernamental al 50% se requeriría reducir el CNG de 19.65 [US¢/kWh] a 14 [US¢/kWh], lo que representa una reducción de 28%.

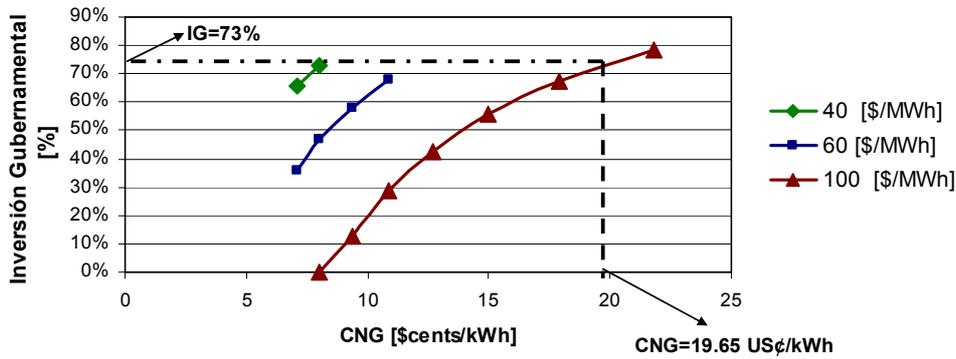


Figura III.9. Esquemas de financiamiento. Sensibilidad Escenario Base

La figura III.10 muestra el análisis de sensibilidad condensado para una planta con las características de la tabla III.2, con esta información es posible determinar el valor necesario de los parámetros para reducir el CNG en la proporción estipulada.

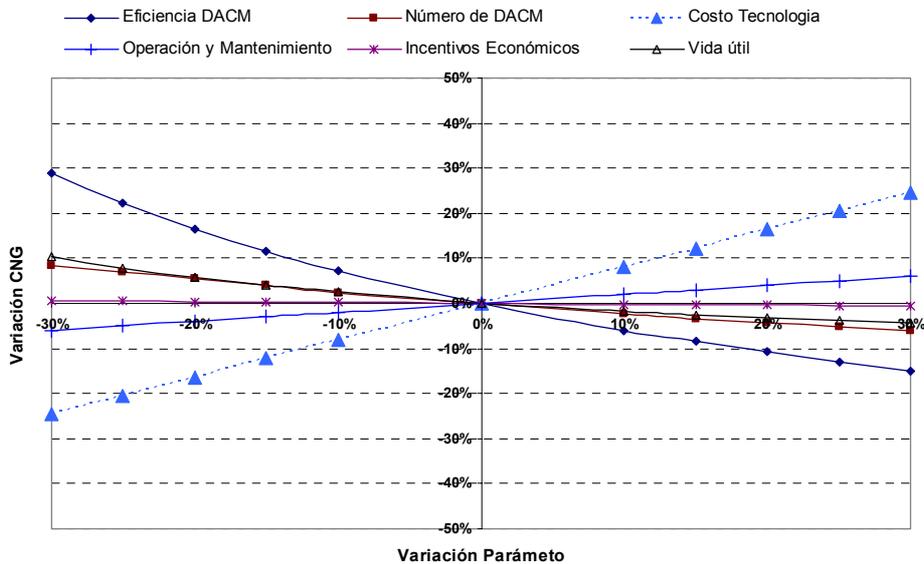


Figura III.10. Sensibilidad Condensada. Potencia= 7.5 MW, Fp=24.12%

En la tabla III.3 se presenta la combinación de parámetros modificados para reducir el CNG y con esto incrementar la factibilidad del proyecto en el escenario base.

Parámetro	Valor Inicial	Variación parámetro	Valor Final	Variación Esperada del CNG
Eficiencia DACM	45%	+17%	52.6%	-10%
DACM instalados	150 unidades	+30%	195 unidades	-6.14%
Tiempo de Vida Útil	20 años	+30%	26 años	-4.42%
Operación y mantenimiento	83 [\$usd/kW]	-30%	58 [\$usd/kW]	-6.0%
Costo de Tecnología	2257 [\$usd/kW]	-2.0%	2216 [\$usd/kW]	-1.7%

**Tabla III.3 Modificación de Parámetros para reducción de CNG. Sensibilidad Escenario Base**

Las modificaciones propuestas tienen implicaciones económicas y de factibilidad que deben ser tratadas. Por ejemplo, en la actualidad no es posible diseñar DACM con 52.6% de eficiencia, de modo que para la explotación de las corrientes marinas en escenarios de baja intensidad energética, los desarrollos tecnológicos de los DACM son una variable de gran importancia. Con respecto al tiempo de vida útil, a través de un correcto esquema de operación y mantenimiento probablemente se puede alcanzar el horizonte de vida útil propuesto; sin embargo, también esto depende de desarrollos tecnológicos que permitan garantizar la durabilidad de los DACM por un periodo de 26 años. Con respecto a los DACM instalados, hoy en día no existe ninguna barrera económica o técnica que impida construir una planta de corrientes marinas de 83 unidades DACM, por lo que esta modificación se podría implementar sin esperar algún adelanto tecnológico específico. Finalmente, se aprecia que se propone una reducción de 2.0% al costo de la tecnología para el aprovechamiento de corrientes marinas, este ahorro se podría generar empleando un esquema de aprovechamiento más económico, pero esta opción es poco probable debido a que el costo de una tecnología DACM con mayor eficiencia, menores costos de operación y mantenimiento, y mayor tiempo de vida útil, lógicamente será más elevado que el esquema SeaGen. De modo que, con la reducción de este parámetro se debe asociar un periodo de tiempo de desarrollo de las tecnologías DACM. En conclusión, el esquema propuesto indica que el aprovechamiento de las corrientes marinas en escenarios energéticos de poca intensidad en donde se busque un esquema de financiamiento público-privado deberá llevarse a cabo hasta que las condiciones técnicas y económicas del mercado de tecnologías DACM lo permitan.

Por otro lado, en la tabla III.4 se presenta una combinación de parámetros diferente para reducir el CNG 18.6%. Este esquema es interesante porque es viable en el corto plazo debido a que se plantea el uso de una tecnología de menor eficiencia, pero también de menor costo. Los resultados muestran que incluso con una pérdida del 15% en la eficiencia de los DACM instalados, es posible tener una reducción importante del CNG a través del uso de una tecnología más económica. A pesar de este beneficio económico, al emplear este esquema de producción se desaprovechará una proporción importante del recurso energético.

Parámetro	Valor Inicial	Variación parámetro	Valor Final	Variación Esperada del CNG
Eficiencia DACM	45%	-15%	38%	+11.68%
DACM instalados	150 unidades	+30%	195 unidades	-6.14%
Costo de Tecnología	2257 [\$usd/kW]	-30%	1580 [\$usd/kW]	-24.14%

**Tabla III.4. Modificación de Parámetros para reducción de CNG. Sensibilidad Escenario Base**

Es evidente que las prospectivas económicas para el escenario base en el corto plazo no son muy alentadoras, por lo que al desarrollar un proyecto de corrientes marinas en un escenario de baja intensidad energética, es recomendable aprovechar el máximo del recurso energético, instalando la mayor potencia posible para su aprovechamiento. Para el escenario base construido en este trabajo, esto implicaría emplear una planta con las características mostradas en la tabla III.5. En comparación con la producción de energía planteada para esta planta en el Capítulo II, con este esquema se obtiene una producción 16% mayor.

Caso de Sensibilidad-Escenario Base	
DACM instalados	195 (117 kW/unidad)
Potencia Instalada	23 [MW]
Generación de Energía	43,137 [MWh]
Factor de Planta	21.54%

**Tabla III. 5. Características Central Eléctrica. Sensibilidad Escenario Base**

Se concluye para el aprovechamiento de las corrientes marinas en el escenario base, lo siguiente:

- Las centrales de producción de energía con corrientes marinas preferentemente deben diseñarse con arreglos DACM instalados mayores o iguales a 64 unidades de 117 kW.
- Es posible incrementar la viabilidad económica del aprovechamiento de corrientes marinas empleando tecnologías de bajo costo y poca eficiencia. Sin embargo, una proporción importante del recurso energético no será aprovechado.
- En un esquema de baja intensidad energética es clave diseñar la planta para alcanzar un periodo de vida útil mayor o igual a 25 años.
- No es apropiado invertir capital de riesgo en un esquema de baja intensidad energética hasta que el mercado de tecnologías de corrientes marinas provea tecnologías altamente eficientes con periodos de vida largos y en esquemas de gran tamaño.
- En el corto plazo, para un escenario de baja intensidad energética es más eficiente, económica y técnicamente, buscar la mayor producción de energía instalando el máximo de potencia posible.
- El aprovechamiento de recursos de baja intensidad energética debe sustentarse primordialmente en la posibilidad de disminuir la emisión de gases de tipo invernadero, el desarrollo sostenible y en la provisión de energía con fuentes renovables.

El escenario base es muy importante porque es el escenario que tiene la mayor probabilidad de presentarse, no solo en el Canal de Infiernillo, sino en general en la República Mexicana. Obviamente, los lugares de alta intensidad energética serán escasos y por esta razón se debe hacer especial énfasis en desarrollar los escenarios de

baja intensidad energética, ya que a través de ellos se puede expandir el uso de la energía de las corrientes marinas.

### 3.2.2 Análisis de Sensibilidad-Escenario Alternativo 1

Los resultados de la evaluación económica realizada en el capítulo II, muestran que para el Escenario Alternativo 1 (escenario de mediana intensidad energética) existen dos casos viables de financiamiento en los que la inversión gubernamental en el proyecto resulta menor al 50% del costo total de la planta. Esto indica que, para este escenario energético es apropiado implementar la tecnología de MCT en el Canal de Infiernillo. Sin embargo, en los dos casos viables se vende la energía producida al máximo valor posible. Por esta razón a continuación se realiza el análisis de sensibilidad para definir los parámetros técnicos indicados para hacer que este proyecto sea competitivo en un esquema de venta de energía más favorable.

En la tabla III.6. Se presentan los datos del caso de sensibilidad analizado para el escenario alternativo 1 y los indicadores económicos obtenidos con la curva de CNG y la curva normalizada de inversión. Se aprecia que para este caso de potencia instalada, dado el factor de planta y el PVE, el esquema es viable de acuerdo con los estándares establecidos.

Caso de Sensibilidad-Escenario A1	
Escenario Energético	Escenario Alternativo 1
Potencia Instalada [MW]	18
Generación de Energía [MWh]	64,187
Factor de Planta	41.66%
CNG [US¢/kWh]	11.22
Inversión Gubernamental	31.6%
PVE [\$usd/MWh]	100

Tabla III.6 Parámetros para Análisis de Sensibilidad. Escenario Alternativo 1.

En la figura III.11 se presenta el punto inicial de análisis y el punto objetivo. Se aprecia que para poder vender la energía a un PVE de 60 [\$usd/MWh] es necesario reducir 28% el CNG para alcanzar un valor de 8 [US¢/kWh]. De forma similar, al Escenario Base, al emplear la curva de sensibilidad condensada, para este caso de potencia instalada se obtiene la modificación de los parámetros propuestos en la tabla III.11.

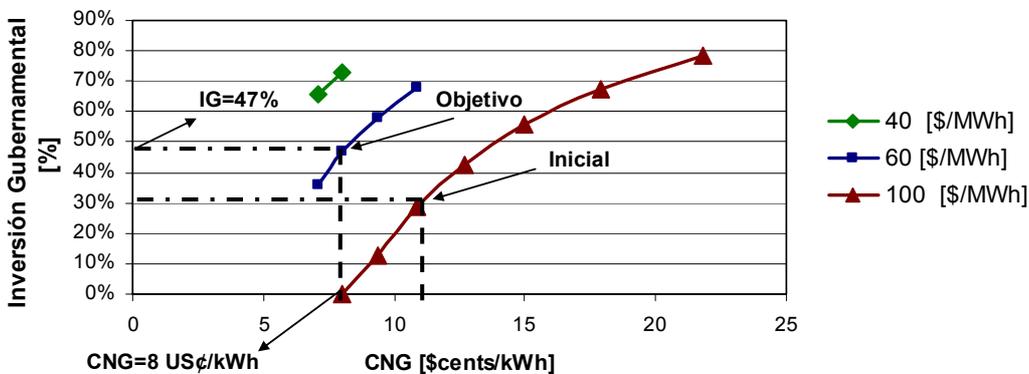


Figura III.11 Esquemas de financiamiento. Sensibilidad Escenario Alternativo 1.

Parámetro	Valor Inicial	Variación parámetro	Valor Final	Variación Esperada del CNG
Eficiencia DACM	45%	+10%	50.0%	-3.83%
DACM instalados	150 unidades	+30%	195 unidades	-6.14%
Tiempo de Vida Útil	20 años	+30%	26 años	-4.42%
Operación y mantenimiento	83 [\$usd/kW]	-30%	58 [\$usd/kW]	-6.0%
Costo Tecnología	2257 [\$usd/kW]	-10.0%	2031 [\$usd/kW]	-8.29%

**Tabla III.7. Modificación de Parámetros para reducción de CNG. Sensibilidad Escenario A1.**

Se aprecia que el esquema de modificación propuesto, al igual que en el Escenario Base, consiste en incrementar el número de unidades DACM instaladas, emplear una tecnología con un periodo de vida útil de 26 años y reducir los costos de operación y mantenimiento en 30%. Esta propuesta inicial reduce favorablemente el CNG, pero para un PVE de 60 [\$usd/MWh] no es suficiente para satisfacer los criterios de factibilidad establecidos. Por esta razón, se propone un incremento de la eficiencia de los DACM instalados y una reducción de los costos de la tecnología. Esto indica, que para un PVE medio, en un escenario de intensidad energética media, sólo se alcanzará la factibilidad de financiamiento cuando las tecnologías de aprovechamiento de corrientes marinas hayan penetrado satisfactoriamente el mercado y se tengan tecnologías altamente eficientes, cuyos costos sean 10% menores con referencia al costo actual de la tecnología SeaGen de MCT. Por otro lado para un PVE igual a 100 [\$usd/MWh], al incrementar el número de DACM instalados, el tiempo de vida útil y reducir los costos de operación y mantenimiento se alcanza un CNG igual a 9.36 [US¢/kWh]. Tomando como referencia el CNG y comparándolo con otras tecnologías de producción, es evidente que esta modificación haría más competitiva una planta de corrientes marinas en un escenario de intensidad energética media, además con un CNG igual a 9.36 [US¢/kWh] y un PVE de 100 [\$usd/MWh] el total de la inversión gubernamental necesaria para garantizar la factibilidad del proyecto sería igual a 12.6%, porcentaje 19% menor al valor inicial. La tabla III.12 muestra la generación y potencia instalada resultantes con esta modificación.

Resultado de Sensibilidad. Escenario A1	
Escenario Energético	Escenario Alternativo 1
Potencia Instalada	23 [MW]
Generación de Energía	83,443 [MWh]
Factor de Planta	41.66%
CNG [US¢/kWh]	9.36
Inversión Gubernamental	12.6%
PVE [\$usd/MWh]	100

**Tabla III.8. Resultado de Sensibilidad. Escenario A1.**

Se concluye para el aprovechamiento de las corrientes marinas en el escenario alternativo 1, lo siguiente:

- En la actualidad, los criterios de factibilidad se cumplen satisfactoriamente empleando la tecnología MCT SeaGen con un PVE igual a 100 [\$usd/MWh].
- Es posible cumplir los criterios de factibilidad con un PVE igual a 60 [\$usd/MWh] al reducir los costos de operación y mantenimiento, al aumentar el

número de DACM instalados y el tiempo de vida útil, incrementando la eficiencia de los DACM y reduciendo los costos de la tecnología de aprovechamiento.

- Para cumplir los criterios de factibilidad con un PVE igual a 60 [\$usd/MWh] se deben emplear tecnologías DACM altamente avanzadas.
- Es recomendable para el Escenario Alternativo 1 que el número de DACM instalados sea mayor o igual 83 DACM de 117 kW y que la planta tenga un periodo de vida útil mayor o igual a 25 años.

### 3.2.3 Análisis de Sensibilidad-Escenario Alternativo 2

Para la maximizar la producción de energía con corrientes marinas del Escenario Alternativo 2 y disminuir el CNG se busco incrementar la producción de energía mediante la instalación de un mayor número de DACM y el incremento del tiempo de vida útil de la planta de corrientes marinas (tabla III.9), esto permitió que el esquema mostrado en la tabla III. 10 alcanzará la factibilidad de realización para un PVE de 100 [\$usd/MWh].

Parámetro	Valor Inicial	Variación parámetro	Valor Final	Variación Esperada del CNG
DACM instalados	150 unidades	+30%	195 unidades	-6.14%
Tiempo de Vida Útil	20 años	+30%	26 años	-4.42%

**Tabla III.9. Modificación de Parámetros para reducción de CNG. Sensibilidad Escenario A2.**

En la tabla III.10 se presenta las características del esquema para aprovechamiento de corrientes marinas en el escenario alternativo 2. Se aprecia que el potencial de aprovechamiento de corrientes marinas es considerablemente más alto que el de los dos escenarios exploratorios anteriores y que el esquema de reducción del CNG no altera la factibilidad de su realización en la actualidad, por lo cual con este esquema se obtiene con éxito una gran producción de energía y la factibilidad financiera para su realización.

Resultado de Sensibilidad. Escenario A2	
Escenario Energético	Escenario Alternativo 2
Potencia Instalada	183 [MW]
Generación de Energía	504,710 [MWh]
Factor de Planta	31.50%
CNG [US¢/kWh]	13.4
Inversión Gubernamental	50%
PVE [\$usd/MWh]	100

**Tabla III.10. Resultado de Sensibilidad. Escenario A2**

Se concluye para el aprovechamiento de las corrientes marinas en el escenario alternativo 2, lo siguiente:

- En la actualidad, los criterios de factibilidad se cumplen satisfactoriamente empleando la tecnología MCT SeaGen con un PVE igual a 100 [\$usd/MWh], incrementando 30% la producción de energía con el aumento de DACM instalados y el tiempo de vida útil de la tecnología.

- Se espera que el desarrollo tecnológico de los DACM facilite la explotación de estos recursos en esquemas más competitivos con referencia al PVE.

## **CAPITULO IV**

### **CONCLUSIONES**

---

## 4.1 APLICACIONES EN LA SOCIEDAD Y BENEFICIOS ESPERADOS

La implementación de energías renovables en el sistema energético mundial es un tema polémico por sí mismo, en donde influyen aspectos tecnológicos, económicos, políticos y sobre todo de orden social. Durante los últimos 40 años se ha discutido la necesidad de emplear estas tecnologías para diversificar el sector energético y así incrementar la seguridad en el abasto de energía. Hoy en día, los potenciales efectos del cambio climático en la sociedad han despertado el interés mundial por estos sistemas de producción de energía, como resultado, la comunidad científica se ha dado a la tarea de buscar nuevos esquemas de producción de energía y conocer su potencial de explotación. En este contexto, de los muchos sistemas existentes, en este trabajo se realizó la evaluación del potencial energético de la energía de las corrientes marinas. Con esta evaluación se analizaron las principales características técnicas y económicas de la producción de energía en tres escenarios exploratorios de velocidad de corrientes en el Canal de Infiernillo. Adicionalmente, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad detallado para hacer las recomendaciones pertinentes para optimizar el aprovechamiento de corrientes marinas en cada escenario energético.

Por otro lado, con respecto a las aplicaciones en la sociedad, la energía de las corrientes marinas puede ser empleada de dos maneras:

1. Producción y distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional [26].
2. Provisión directa de energía a actividades económicas secundarias (Plantas de tratamiento de Agua Potable, Plantas Desaladoras de Agua de Mar, Producción de Biocombustibles) [27].

Cada una de estas aplicaciones requiere de un estudio técnico y de factibilidad detallado que se encuentra fuera de los alcances de este trabajo, sin embargo, en esta sección se discutirán de manera general los beneficios de estos dos enfoques de utilización, ya que forman el resultado final entregado a la sociedad por parte de un proyecto de energías renovables.

La producción de energía con corrientes marinas se ha calculado y analizado con detalle en este trabajo y se conoce hasta el momento la cantidad de energía disponible en el Canal de Infiernillo para cada escenario exploratorio, sin embargo, la cadena de suministro de energía requiere que la energía producida por la planta de corrientes marinas sea conducida hacia los centros de consumo, esto consiste en otro proceso de ingeniería altamente especializado, y dado que la energía producida entrará en el sistema interconectado nacional, también implica que la distribución y manejo de la energía producida por una planta de corrientes marinas debe ser considerada seriamente por el organismo operador de nuestro país, para la logística de su aprovechamiento, debido al comportamiento sinusoidal de la potencia de los DACM. Por otro lado, a pesar de que los ciclos de corrientes marinas son altamente predecibles, estos se desfasan diariamente por un periodo aproximado de 15 minutos [15], lo que puede llegar a dificultar la alineación de la demanda con la producción de energía. A pesar de esta dificultad, de acuerdo con Villanueva (2007), las centrales que emplean fuentes renovables en nuestro país aportaron durante las horas en que operaron, energía económicamente eficiente al sistema interconectado nacional, ya que durante sus

periodos de producción desplazan a centrales termoeléctricas y de ciclos combinados altamente costosas en periodos de alta demanda [26]. Esto indica que actualmente existe una solución técnica y económica viable al comportamiento aleatorio que puede presentar la producción de energía con corrientes marinas.

Con respecto a la diversificación del sistema energético nacional, de acuerdo con Villanueva (2007), además de los beneficios de seguridad y prevención ambiental, el uso de energías renovables para la producción de energía también tiene un beneficio económico cuantificable en los costos de producción de energía. En la tabla IV.1 se presenta un resumen de los resultados obtenidos por el Dr. Villanueva y su grupo de investigación al analizar el comportamiento del costo promedio de la electricidad en México en 2015, en tres escenarios de penetración de energías renovables y energía nuclear en el sistema energético nacional.

	Plan 1	Plan 2	Plan 3
Diversificación	Baja	Media	Alta
ER [MW]	15112	15922	15922
Nucleoelectricas [MW]	1365	6825	12285
Combustibles Fosiles [MW]	49504	43234	37774
Consumo de gas natural [millones m3/día]	97.6	75.2	52.9
CO2 a la atmosfera [millones ton/año]	65.8	50.8	35.7
Costo de producción [USD2006/MWh]	69.61	67.83	65.95

**Tabla IV.1 Comportamiento del costo de producción de energía en función de la diversificación del sistema energético. Villanueva (2007).**

Se aprecia que conforme el sistema energético se diversifica, el costo generalizado de producción de energía disminuye. En este contexto, es claro que la producción de energía con corrientes marinas puede cooperar con este desarrollo, por ejemplo para el esquema de producción de máxima energía del escenario alternativo 2 la capacidad instalada de potencia (475 MW) representa aproximadamente el 29% de la capacidad instalada de energías renovables en el plan de diversificación 3. El trabajo realizado por estos investigadores demuestra que además de los beneficios ambientales y de seguridad mencionados, a través de la diversificación del sector energético, existe también una mejora en la eficiencia económica de la producción de energía, esto significa que se podrían liberar recursos económicos del sector energético para aplicaciones en favor de la sociedad.

Con respecto a la problemática a nivel mundial sobre la escasez de recursos naturales como lo son el agua y los combustibles fósiles. La energía de las corrientes marinas podría ayudar a mitigar este problema, por ejemplo, cuando se potabiliza el agua contaminada se requiere energía, si dicha energía proviene de fuentes no renovables, a pesar de proveer el servicio de agua potable, al mismo tiempo se incrementa el consumo de energía y se emite una mayor cantidad de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. Por otro lado, si las plantas para tratamiento de aguas residuales emplearan energías renovables, el ciclo sería altamente eficiente, ya que se estarían mitigando los efectos negativos de la contaminación del agua a través de su potabilización por medio de un recurso sostenible. La misma lógica aplica para los procesos de desalación de agua de mar. En varios lugares del mundo, en especial el medio oriente, la desalinización de agua de mar es un medio muy popular para abastecer de agua potable a la población. Estos países al ser grandes productores de petróleo emplean tecnologías de producción de energía para

---

sus plantas desaladoras con combustibles fósiles. Este ritmo acelerado de producción de agua potable incrementa los impactos ambientales de la desalación de agua de mar, produciendo salmorea y aumentando considerablemente el consumo per capita de energía en esos países [27]. Si el proceso de desalación se realiza con energías renovables, los impactos negativos sobre el medio ambiente serían menores y se podrían emplear recursos renovables para producir un recurso de gran importancia social como es el agua. Otra posibilidad interesante resulta de la oportunidad de emplear la energía de una planta de corrientes marinas para la producción de biocombustibles como el etanol, y en un futuro, en la producción de celdas de hidrógeno. En el primer capítulo de este trabajo se mencionó que el sector transportista consume la mayor cantidad de energía, generalmente ésta proviene de combustibles fósiles. Al igual que con los recursos hídricos, si la producción de celdas de hidrógeno y biocombustibles se realiza con fuentes renovables, se tendría un ciclo de producción altamente benigno para la sociedad y el medio ambiente.

En conclusión, la producción de energía con corrientes marinas tiene aplicaciones directas en la producción de energía eléctrica, la diversificación del sector energético, en procesos de potabilización de agua y en la producción directa de insumos útiles para la sociedad, lo que tendría efectos favorables en el medio ambiente, la seguridad energética y en la mejora del nivel de vida de la sociedad, todo esto de manera sostenible.

#### **4.2 CONCLUSIONES SOBRE EL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LAS CORRIENTES MARINAS EN EL CANAL DE INFIERNILLO.**

El resultado de la evaluación técnica y económica del potencial energético de las corrientes marinas en el Canal de Infiernillo indica lo siguiente:

- El Canal de Infiernillo es un lugar apropiado para la utilización de las corrientes marinas para la producción de energía eléctrica.
- La diferencia en la disponibilidad de energía en cada escenario exploratorio modifica el esquema social, técnico y económico de este proyecto, pero debido al potencial energético de este recurso, es posible encontrar una estructura de participación que garantice la factibilidad del aprovechamiento de los recursos renovables con la primera generación de tecnologías DACM.
- En la actualidad las tecnologías DACM son altamente costosas debido a los procesos de investigación y desarrollo, sus costos de producción y a las dificultades técnicas de construir y operar estos arreglos en el ambiente marino. Sin embargo, conforme estas tecnologías evolucionen, la cantidad de energía que podrán aportar a la sociedad será mayor y los costos tecnológicos disminuirán. De modo que, la confiabilidad con la que se puede predecir su comportamiento y la gran cantidad de energía disponible de esta fuente renovable para países como el nuestro, serán factores que propiciarán su uso y desarrollo.

Finalmente en la tabla IV. 2 se presentan los resultados del análisis de sensibilidad en relación con todos los factores de interés analizados en este estudio (tecnología, economía y sociedad).

	Pot instal [MW]	Generación [MWh]	Factor de planta [%]	CNG [\$c/kWh]	Costo de construcción [m.d.p]	IG[%]	Contribución al PIB [m.d.p]	% Consumo Total Hermosillo	Eficiencia Económica [%]
<b>Escenario Base</b>	23	43,137	21.54%	16	571	57%	37	1.66%	6.48%
<b>Escenario A1</b>	23	83433	41.66%	9.36	571	12.60%	72	3.22%	12.61%
<b>Escenario A2</b>	183	504710	31.50%	13.4	4543	50%	433	19.45%	9.53%

**Tabla IV.2. Esquemas de producción de energía e indicadores técnico-económicos.  
Escenarios Exploratorios**

Se aprecia claramente que se llegó a un esquema viable para cada escenario exploratorio en el que se garantiza la participación y beneficio de todos los involucrados en el proyecto.

### 4.3 COMENTARIOS FINALES

En este trabajo de investigación se realizó el análisis de factibilidad para la construcción y operación de una planta de corrientes marinas desde todos los puntos de vista de los involucrados (tecnología, gobierno, inversionistas, sociedad y recursos naturales) y se correlacionaron los indicadores de beneficio de cada uno de estos actores para establecer criterios de decisión que beneficien a todas las partes. Los resultados muestran la complejidad de diseñar estos mecanismos y el riesgo de factibilidad que enfrentan los proyectos desde este punto de vista, sin embargo, al establecer un esquema de evaluación de este tipo, los beneficios de realizar el proyecto son evidentes para todas las partes. Los proyectos energéticos son sólo una clase más de los proyectos de infraestructura que requiere nuestro país. Es importante que los proyectos de infraestructura sean evaluados desde un punto de vista integral debido a su gran importancia en el desarrollo económico y social de nuestro país. México, al igual que el resto del mundo, requiere de proyectos de infraestructura que sean sostenibles económica, ambiental y socialmente para evitar errores que se han presentado en el pasado.

El desarrollo de las sociedades depende de manera importante de tres actores clave de nuestro entorno: tecnología, recursos naturales e infraestructura, estos tres elementos interactúan de manera directa entre sí, debido a que la infraestructura nos es útil para aprovechar los recursos de naturales de nuestro entorno y la tecnología debe diseñarse para garantizar la subsistencia de esos recursos en el largo plazo. La combinación adecuada de estos tres elementos es clave para el desarrollo ordenado de nuestro país y para garantizar el éxito de la Ingeniería Civil mexicana en los años por venir.

---

## **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- 
- [1] Orr, David W., **The nature of design**, Oxford University Press, 2002
- [2] ONU, **The Energy Challenge for Achieving the Millennium Development Goals**, United Nations Division for Sustainable Development- Energy, 2005.
- [3] ONU, **Trends in Sustainable Development- Energy for Sustainable Development**, United Nations Division for Sustainable Development- Energy, 2006.
- [4] Birol, F., **World Energy Prospects and Challenges** , International Energy Agency, 2006.
- [5] IEA, **World Energy Outlook** , International Energy Agency, 2006.
- [6] Myers, Amy Jaffe, Manning, Robert A., **The Shocks of a World of Cheap Oil**, Scientific America, From *Foreign Affairs*, January/February 2000.
- [7] IEA, **Renewable energy fact sheet**, International Energy Agency, 2007.
- [8] SENER, **Balance Nacional de Energía 2005**, Secretaría de Energía, Dirección General de Planeación Energética, 2006
- [9] SENER, **Prospectiva del sector eléctrico 2015**, Secretaría de Energía, Dirección General de Planeación Energética, 2006
- [10] Nuño Lara, Jorge, Secretaría de Energía, **Contexto nacional e internacional de las energías renovables**, Dirección General de Información y Estudios Energéticos, 2006.
- [11] De Vries, Bert, Van Vuuren, Detlef, Hoogwijk, Monique, **Renewable Energy Sources: Their global potential for the first-half of the 21st century at a global level: An integrated approach**. Energy Policy, 2007, 35, 2590-2610.
- [12] Torres Roldan, Francisco, Gómez Morales, Emmanuel , **Energías Renovables para el desarrollo sustentable de México**, Secretaría de Energía, Centro Mario Molina, 2006.
- [13] Pontes, Teresa M., Falcao, Antonio, **Ocean Energies: Resources and Utilisation**, Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial, Instituto Superior Técnico, Portugal, 18thWorld Energy Conference, Buenos Aires, Argentina, 21-25 October 2001, Paper 01-06-02, 2001
- [14] Boud, Richard, **Status and Research and Development Priorities: Wave and Marine Current Energy**, International Energy Agency, UK Department of Trade and Industry, DTI report number FES-R-132.
- [15] Bahaj, A.S., Myers, L.E., **Fundamentals applicable to the utilisation of marine current turbines for energy production**, Renewable Energy, 2003, 28, 2205-2211.
- [16] Gardea Villegas, Humberto, **Aprovechamientos Hidroeléctricos y de Bombeo**, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 1992, Trillas.

- 
- [17] García-Silva, G, Marinone, S. G., **Caracterización dinámica y energética de la marea en el Golfo de California**, Ciencias Marinas, 2000, 26, 323-353.
- [18] Lavín, M., F., Marinone, S., G., **Mareas y corrientes residuales en el Golfo de California**, Contribuciones a la Oceanografía Física en México, Monografía No.3, Unión Geofísica Mexicana, 1996, pp. 117-144.
- [19] González Sampayo, Itzel, **Escenarios Exploratorios: Pautas para su construcción**, Colegio de Ingenieros Civiles de México, 2007, 455, 20-38.
- [20] Polagye, Brian, Previsic, Mirko, **North American Tidal in Stream Power Feasibility Demonstratio Project**, Power Research Institute, EUA, 2005.
- [21] Sánchez Salazar, María Teresa, Casado Izquierdo, José María, Saavedra Silva, Eva, **La Inversión Privada en el Sector Eléctrico en México: Antecedentes, Características y Estructura Territorial**, Investigaciones Geográficas, Boletín del Instituto de Geografía, UNAM, ISSN 0811-4611, Núm. 54, 2004.
- [22] Manne, Alan, Richels, Richard, **The Greenhouse Debate: Economic Efficiency, Burden Sharing and Hedging Strategies**, The Energy Journal, EUA, 2005, 16, 4.
- [23] Rodríguez-Padilla, Víctor, Sheinbaum-Pardo, Claudia, **El Sistema de Precios de la Electricidad en México: Problemas y Soluciones**, Problemas del Desarrollo. Revista Latinoamericana de Economía, México, 2002, 33, 128.
- [24] Subdirección de Programación, Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones, **Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR)**, Comisión Federal de Electricidad, México, 2006.
- [25] Goudinoff, Mario, **Proyectos de Prestación de Servicios en México**, Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos (BANOBRAS), 4, 2006.
- [26] Villanueva, Carlos; Beltrán, Héctor; Serrano, Antonio, **Diversificación energética en el sistema eléctrico interconectado**, Memorias CIC 2007.
- [27] Mathioulakis, E.; Belessiotis, V; Delyannis, E.; **Desalination by using alternative energy: Review and state-of-the-art**, Desalination, 2007, 203, 346-365.

---

## **ANEXOS**

**ANÁLISIS ECONÓMICO**

**EGRESOS  
CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN**

TOTAL	CONSTRUCCIÓN			OPERACIÓN									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
CPC	39.698.142	11.909.443	15.879.257	11.909.443	861.856	861.856	861.856	861.856	861.856	861.856	861.856	861.856	861.856
OMM	17.237.120			598.023	598.023	598.023	598.023	598.023	598.023	598.023	598.023	598.023	598.023
CAS	11.980.450												
<b>Toda</b>	<b>11.909.443</b>	<b>15.879.257</b>	<b>11.909.443</b>	<b>1.459.879</b>									

**INGRESOS**

TOTAL	CONSTRUCCIÓN			OPERACIÓN									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
GENERACION DE ENERGIA (MWh)	743.133			37.157	37.157	37.157	37.157	37.157	37.157	37.157	37.157	37.157	37.157
INGENTIVOS ENERGIA RENOVABLE													
BC	1.226.170	0	0	61.308	61.308	61.308	61.308	61.308	61.308	61.308	61.308	61.308	61.308
PTC	1.337.640	0	0	66.882	66.882	66.882	66.882	66.882	66.882	66.882	66.882	66.882	66.882
REP	111.470	0	0	5.573	5.573	5.573	5.573	5.573	5.573	5.573	5.573	5.573	5.573
<b>Toda</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>133.764</b>									

**COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN**

TOTAL	CONSTRUCCIÓN			OPERACIÓN									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
EGRESOS CPC	49.989.425	16.731.909	19.918.940	13.338.576	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGRESOS OMM	7.210.095	0	0	0	789.514	789.514	789.514	789.514	789.514	789.514	789.514	789.514	789.514
EGRESOS CAS	5.002.923	0	0	0	533.949	533.949	533.949	533.949	533.949	533.949	533.949	533.949	533.949
INGRESOS INGENITIVOS	1.119.040	0	0	0	119.432	119.432	119.432	119.432	119.432	119.432	119.432	119.432	119.432
GENERACION DE ENERGIA	310.844	0	0	0	37.157	37.157	37.157	37.157	37.157	37.157	37.157	37.157	37.157

CNG 19.7 \$cents/kWh

**ANEXO 1**

**Análisis Financiero y Económico-Escenario Base**

**1.1 Punto A-Escenario Base**

Pot Instalada= 18 [MW]

Generación= 37,157 [MWh]

PVE= 100 [\$usd/MWh]

**ESQUEMA PUBLICO PRIVADO**

TOTAL	CONSTRUCCION			OPERACION										
	Año -3	Año -2	Año -1	Año 1	Año2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	
Inversion Gubernamental	9,992,217	13,322,956	9,992,217											
<b>TOTAL</b>	<b>33,307,391</b>													

**FLUJO DE EFECTIVO**

TOTAL	CONSTRUCCION			OPERACION									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año 1	Año2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>EGRESOS</b>	<b>-13,695,859</b>	<b>-18,261,145</b>	<b>-13,695,859</b>	<b>-3,849,430</b>	<b>-3,287,727</b>	<b>-1,459,879</b>							
CONSTRUCCION	-13,695,859	-18,261,145	-13,695,859	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OMI	0	0	0	-861,856	-861,856	-861,856	-861,856	-861,856	-861,856	-861,856	-861,856	-861,856	-861,856
CAS	0	0	0	-598,023	-598,023	-598,023	-598,023	-598,023	-598,023	-598,023	-598,023	-598,023	-598,023
AMORTIZACION DEUDA	0	0	0	-2,389,552	-1,827,848	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>INGRESOS</b>	<b>13,695,859</b>	<b>18,261,145</b>	<b>13,695,859</b>	<b>3,849,430</b>									
VENTA ENERGIA	0	0	0	3,715,666	3,715,666	3,715,666	3,715,666	3,715,666	3,715,666	3,715,666	3,715,666	3,715,666	3,715,666
INCENTIVOS	0	0	0	133,764	133,764	133,764	133,764	133,764	133,764	133,764	133,764	133,764	133,764
CREDITO	964,470	1,285,960	964,470	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPITAL DE RIESGO	2,739,172	3,662,229	2,739,172	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSION GUBERNAMENTAL	9,992,217	13,322,956	9,992,217	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>FLUJO CAPITAL DE RIESGO</b>	<b>-2,739,172</b>	<b>-3,662,229</b>	<b>-2,739,172</b>	<b>0</b>	<b>561,704</b>	<b>2,389,552</b>							
FLUJO	-2,739,172	-3,662,229	-2,739,172	0	561,704	2,389,552	2,389,552	2,389,552	2,389,552	2,389,552	2,389,552	2,389,552	2,389,552
IMPUESTOS	0	0	0	0	157,277	669,075	669,075	669,075	669,075	669,075	669,075	669,075	669,075
FLUJO D. IMPUESTOS	-2,739,172	-3,662,229	-2,739,172	0	404,427	1,720,477	1,720,477	1,720,477	1,720,477	1,720,477	1,720,477	1,720,477	1,720,477
FLUJO D. IMPUESTOS (VPN)	-3,848,339	-4,581,356	-3,067,872	0	361,055	1,371,554	1,224,602	1,093,395	976,245	871,647	778,257	694,872	620,421
FLUJO ACUMULADO (VPN)	-3,848,339	-8,429,695	-11,497,568	-11,497,568	-11,136,472	-9,784,918	-8,540,317	-7,446,922	-6,470,677	-5,599,030	-4,820,773	-4,125,901	-3,505,480

INDICADORES	
CNG	19.7 \$cents/kWh
TIR	12%

ANÁLISIS ECONÓMICO

EGRESOS  
CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN

TOTAL	CONSTRUCCIÓN		OPERACIÓN										
	Año - 3	Año - 2	Año - 1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
CPC	108.931.701	32.679.510	43.572.681	32.679.510	2.364.933	2.364.933	2.364.933	2.364.933	2.364.933	2.364.933	2.364.933	2.364.933	2.364.933
OMM	47.298.698			1.640.974	1.640.974	1.640.974	1.640.974	1.640.974	1.640.974	1.640.974	1.640.974	1.640.974	1.640.974
CAS	32.819.476												
<b>Total</b>	<b>32.679.510</b>	<b>43.572.681</b>	<b>32.679.510</b>	<b>4.005.907</b>									

INGRESOS

TOTAL	CONSTRUCCIÓN		OPERACIÓN										
	Año - 3	Año - 2	Año - 1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
GENERACION DE ENERGIA (MWH)	889.519			44.476	44.476	44.476	44.476	44.476	44.476	44.476	44.476	44.476	44.476

INGENTIVOS ENERGIA RENOVABLE

BC	1.467.707	0	0	73.385	73.385	73.385	73.385	73.385	73.385	73.385	73.385	73.385	73.385
PTC	1.601.135	0	0	80.057	80.057	80.057	80.057	80.057	80.057	80.057	80.057	80.057	80.057
REPL	133.428	0	0	6.671	6.671	6.671	6.671	6.671	6.671	6.671	6.671	6.671	6.671
<b>Total</b>	<b>3.202.270</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>160.113</b>									

COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN

TOTAL	CONSTRUCCIÓN		OPERACIÓN										
	Año - 3	Año - 2	Año - 1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
EGRESOS CPC	137.170.981	54.657.571	36.607.052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGRESOS OMM	19.784.500	0	0	2.364.933	2.111.547	1.885.310	1.683.312	1.502.958	1.341.926	1.198.149	1.069.276	955.157	852.818
EGRESOS CAS	13.728.021	0	0	1.640.974	1.465.155	1.308.174	1.168.013	1.042.889	931.133	831.388	742.293	662.762	591.752
INGRESOS INCENTIVOS	1.339.473	0	0	160.113	142.958	127.641	113.966	101.755	90.853	81.118	72.427	64.667	57.739
GENERACION DE ENERGIA	372.076	0	0	44.476	39.271	35.456	31.657	28.285	25.237	22.533	20.119	17.963	16.038

CNG 45.5 \$cents/kWh

ANEXO 1

Análisis Financiero y Económico-Escenario Base

1.2 Punto B-Escenario Base

Pot Instalada= 48 [MW]

Generación= 44,476 [MWh]

PVE= 100 [\$usd/MWh]

**ESQUEMA PÚBLICO-PRIVADO**

TOTAL  
Inversión Gubernamental 91,395,400

	CONSTRUCCION			OPERACION									
	Año - 3	Año - 2	Año - 1	Año 1	Año2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
TOTAL	27,418,644	36,558,192	27,418,644										

**FLUJO DE EFECTIVO**

	CONSTRUCCION			OPERACION									
	Año - 3	Año - 2	Año - 1	Año 1	Año2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>TOTAL</b>	-37,581,437	-50,108,583	-37,581,437	-4,607,709	-4,607,709	-4,607,709	-4,607,709	-4,607,709	-4,607,709	-4,607,709	-4,607,709	-4,607,709	-4,607,709
<b>EGRESOS</b>													
CONSTRUCCION	-37,581,437	-50,108,583	-37,581,437	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OMI	0	0	0	-2,364,933	-2,364,933	-2,364,933	-2,364,933	-2,364,933	-2,364,933	-2,364,933	-2,364,933	-2,364,933	-2,364,933
CAS	0	0	0	-1,640,974	-1,640,974	-1,640,974	-1,640,974	-1,640,974	-1,640,974	-1,640,974	-1,640,974	-1,640,974	-1,640,974
AMORTIZACION DEUDA	0	0	0	-601,803	-601,803	-601,803	-601,803	-601,803	-601,803	-601,803	-601,803	-601,803	-601,803
<b>INGRESOS</b>													
VENTA ENERGIA	37,581,437	50,108,583	37,581,437	4,607,709	4,607,709	4,607,709	4,607,709	4,607,709	4,607,709	4,607,709	4,607,709	4,607,709	4,607,709
INCENTIVOS	0	0	0	4,447,596	4,447,596	4,447,596	4,447,596	4,447,596	4,447,596	4,447,596	4,447,596	4,447,596	4,447,596
CREDITO	0	0	0	160,113	160,113	160,113	160,113	160,113	160,113	160,113	160,113	160,113	160,113
CAPITAL DE RIESGO	2,646,506	3,528,674	2,646,506	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSION GUBERNAMENTAL	7,516,287	10,021,717	7,516,287	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>FLUJO CAPITAL DE RIESGO</b>	27,418,644	36,558,192	27,418,644	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>FLUJO</b>	-7,516,287	-10,021,717	-7,516,287	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IMPUESTOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO D. IMPUESTOS	-7,516,287	-10,021,717	-7,516,287	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO D. IMPUESTOS (VPN)	-10,559,943	-12,571,241	-8,418,242	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO ACUMULADO (VPN)	-10,559,943	-23,131,084	-31,549,326	-31,549,326	-31,549,326	-31,549,326	-31,549,326	-31,549,326	-31,549,326	-31,549,326	-31,549,326	-31,549,326	-31,549,326

**INDICADORES**  
 CNG 45.5 \$cents/kWh  
 TIR N/A

ANALISIS ECONOMICO

EGRESOS  
CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN

TOTAL	CONSTRUCCIÓN			OPERACIÓN									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
CPC	39.698.142	11.909.443	15.879.257	11.909.443	861.866	861.866	861.866	861.866	861.866	861.866	861.866	861.866	861.866
OMI	17.237.120			598.023	598.023	598.023	598.023	598.023	598.023	598.023	598.023	598.023	598.023
CAS	11.960.450			1.459.879	1.459.879	1.459.879	1.459.879	1.459.879	1.459.879	1.459.879	1.459.879	1.459.879	1.459.879
<b>Total</b>	<b>11.909.443</b>	<b>15.879.257</b>	<b>11.909.443</b>	<b>1.459.879</b>									

INGRESOS

TOTAL	CONSTRUCCIÓN			OPERACIÓN									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
GENERACIÓN DE ENERGIA (MMWh)	1.289.743			64.187	64.187	64.187	64.187	64.187	64.187	64.187	64.187	64.187	64.187
INGRESOS ENERGIA RENOVABLE													
BC	2.118.176	0	0	105.909	105.909	105.909	105.909	105.909	105.909	105.909	105.909	105.909	105.909
PTC	2.310.738	0	0	115.537	115.537	115.537	115.537	115.537	115.537	115.537	115.537	115.537	115.537
REP	192.581	0	0	9.628	9.628	9.628	9.628	9.628	9.628	9.628	9.628	9.628	9.628
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>231.074</b>									

COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN

TOTAL	CONSTRUCCIÓN			OPERACIÓN									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
EGRESOS CPC	49.989.426	16.731.909	19.918.940	13.338.576	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGRESOS OMI	7.210.095	0	0	0	861.866	861.866	861.866	861.866	861.866	861.866	861.866	861.866	861.866
EGRESOS CAS	5.002.923	0	0	0	598.023	598.023	598.023	598.023	598.023	598.023	598.023	598.023	598.023
INGRESOS INGENTIOS	1.933.112	0	0	0	231.074	231.074	231.074	231.074	231.074	231.074	231.074	231.074	231.074
GENERACIÓN DE ENERGIA	536.975	0	0	0	64.187	64.187	64.187	64.187	64.187	64.187	64.187	64.187	64.187

CNG 11.2 \$cents/KWh

ANEXO 2

Análisis Financiero y Económico-Escenario Base

2.1 Punto A-Escenario Alternativo 1

Pot Instalada= 48 [MW]

Generación= 44,476 [MWh]

PVE= 100 [\$usd/MWh]

**ESQUEMA PÚBLICO-PRIVADO**

TOTAL	CONSTRUCCION			OPERACION									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversion Gubernamental IG	4,382,675	5,843,566	4,382,675										
<b>TOTAL</b>	<b>14,608,916</b>												

**FLUJO DE EFECTIVO**

TOTAL	CONSTRUCCION			OPERACION									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>EGRESOS</b>	<b>-13,695,859</b>	<b>-18,261,145</b>	<b>-13,695,859</b>	<b>-6,649,789</b>									
CONSTRUCCION	-13,695,859	-18,261,145	-13,695,859	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O/M	0	0	0	-861,856	-861,856	-861,856	-861,856	-861,856	-861,856	-861,856	-861,856	-861,856	-861,856
CAS	0	0	0	-598,023	-598,023	-598,023	-598,023	-598,023	-598,023	-598,023	-598,023	-598,023	-598,023
AMORTIZACION DEUDA	0	0	0	-5,189,911	-5,189,911	-5,189,911	-5,189,911	-5,189,911	-5,189,911	-5,189,911	-5,189,911	-5,189,911	-5,189,911
<b>INGRESOS</b>	<b>13,695,859</b>	<b>18,261,145</b>	<b>13,695,859</b>	<b>6,649,789</b>									
VENTA ENERGIA	0	0	0	6,418,716	6,418,716	6,418,716	6,418,716	6,418,716	6,418,716	6,418,716	6,418,716	6,418,716	6,418,716
INCENTIVOS	0	0	0	231,074	231,074	231,074	231,074	231,074	231,074	231,074	231,074	231,074	231,074
CREDITO	6,574,012	8,766,350	6,574,012	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPITAL DE RIESGO	2,739,172	3,652,229	2,739,172	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSION GUBERNAMENTAL	4,382,675	5,843,566	4,382,675	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>FLUJO CAPITAL DE RIESGO</b>	<b>FLUJO</b>	<b>-2,739,172</b>	<b>-3,652,229</b>	<b>-2,739,172</b>	<b>0</b>								
IMPUESTOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO D. IMPUESTOS	-2,739,172	-3,652,229	-2,739,172	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO D. IMPUESTOS (VPN)	-3,848,339	-4,581,356	-3,067,872	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO ACUMULADO (VPN)	-3,848,339	-8,429,695	-11,497,568	-11,497,568	-11,497,568	-11,497,568	-11,497,568	-11,497,568	-11,497,568	-11,497,568	-11,497,568	-10,324,009	-8,814,804

**INDICADORES**  
 CNG 11.2 \$cents/kWh  
 TIR 12%

ANÁLISIS ECONÓMICO

EGRESOS  
CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN

TOTAL	CONSTRUCCIÓN			OPERACIÓN									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
OPC	422.705,815	126.811,745	169.082,326	126.811,745	9.177,043	9.177,043	9.177,043	9.177,043	9.177,043	9.177,043	9.177,043	9.177,043	9.177,043
OMI	183.540,890			6.367,744	6.367,744	6.367,744	6.367,744	6.367,744	6.367,744	6.367,744	6.367,744	6.367,744	6.367,744
CAS	127.354,876			15.544,786	15.544,786	15.544,786	15.544,786	15.544,786	15.544,786	15.544,786	15.544,786	15.544,786	15.544,786
<b>Total</b>	<b>733.601,581</b>	<b>126.811,745</b>	<b>169.082,326</b>	<b>146.698</b>									

INGRESOS

TOTAL	CONSTRUCCIÓN			OPERACIÓN									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
BC	4.841,040	0	0	242,052	242,052	242,052	242,052	242,052	242,052	242,052	242,052	242,052	242,052
PTC	5.281,135	0	0	264,057	264,057	264,057	264,057	264,057	264,057	264,057	264,057	264,057	264,057
REPI	440,095	0	0	22,005	22,005	22,005	22,005	22,005	22,005	22,005	22,005	22,005	22,005
<b>Total</b>	<b>6.562,270</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>528,114</b>									

COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN

TOTAL	CONSTRUCCIÓN			OPERACIÓN												
	Año -3	Año -2	Año -1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10			
EGRESOS OPC	532.287,395	178.161,371	212.096,870	142.029,154	0	8.193,788	0	7.315,882	0	6.532,038	5.892,176	5.207,300	4.649,375	4.151,228	3.706,454	3.309,334
EGRESOS OMI	76.773,080	0	0	0	9.177,043	5.685,486	5.076,326	4.532,434	4.046,816	3.613,229	3.226,097	2.880,444	2.571,825	2.296,272	2.064,272	1.864,272
EGRESOS CAS	53.271,124	0	0	0	6.367,744	5.685,486	5.076,326	4.532,434	4.046,816	3.613,229	3.226,097	2.880,444	2.571,825	2.296,272	2.064,272	1.864,272
INGRESOS INCENTIVOS	4.418,080	0	0	0	528,114	471,530	421,009	375,901	335,626	299,666	267,559	238,892	213,296	190,443	169,443	150,443
GENERACION DE ENERGIA	1.227,244	0	0	0	146.698	130.981	116.947	104.417	93,229	83,240	74,322	66,359	59,249	52,901	47,301	42,301

CNG

53.6

\$cents/kWh

ANEXO 2

Análisis Financiero y Económico-Escenario Base

2.2 Punto B-Escenario Alternativo 1

Pot Instalada= 187 [MW]

Generación= 146,698 [MWh]

PVE= 100 [\$usd/MWh]

**ESQUEMA PÚBLICO-PRIVADO**

TOTAL	CONSTRUCCIÓN			OPERACIÓN										
	Año -3	Año -2	Año -1	Año 1	Año2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	
Inversion Gubernamental IG	1,166,668	1,555,557	1,166,668											
<b>TOTAL</b>	<b>3,888,894</b>													

**FLUJO DE EFECTIVO**

TOTAL	CONSTRUCCIÓN			OPERACIÓN									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año 1	Año2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>EGRESOS</b>	<b>-145,833,506</b>	<b>-194,444,675</b>	<b>-145,833,506</b>	<b>-15,197,933</b>									
CONSTRUCCIÓN	-145,833,506	-194,444,675	-145,833,506	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OYM	0	0	0	-9,177,043	-9,177,043	-9,177,043	-9,177,043	-9,177,043	-9,177,043	-9,177,043	-9,177,043	-9,177,043	-9,177,043
CAS	0	0	0	-6,367,744	-6,367,744	-6,367,744	-6,367,744	-6,367,744	-6,367,744	-6,367,744	-6,367,744	-6,367,744	-6,367,744
AMORTIZACIÓN DEUDA	0	0	0	346,853	346,853	346,853	346,853	346,853	346,853	346,853	346,853	346,853	346,853
<b>INGRESOS</b>	<b>145,833,506</b>	<b>194,444,675</b>	<b>145,833,506</b>	<b>15,197,933</b>									
VENTA ENERGIA	0	0	0	14,669,820	14,669,820	14,669,820	14,669,820	14,669,820	14,669,820	14,669,820	14,669,820	14,669,820	14,669,820
INCENTIVOS	0	0	0	528,114	528,114	528,114	528,114	528,114	528,114	528,114	528,114	528,114	528,114
CREDITO	115,500,137	154,000,183	115,500,137	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPITAL DE RIESGO	29,166,701	38,888,935	29,166,701	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSION GUBERNAMENTAL	1,166,668	1,555,557	1,166,668	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>FLUJO CAPITAL DE RIESGO</b>	<b>FLUJO</b>	<b>-29,166,701</b>	<b>-38,888,935</b>	<b>-29,166,701</b>	<b>0</b>								
IMPUESTOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO D. IMPUESTOS	-29,166,701	-38,888,935	-29,166,701	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO D. IMPUESTOS (VPN)	-40,977,115	-48,782,280	-32,666,705	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO ACUMULADO (VPN)	-40,977,115	-89,759,395	-122,426,101	-122,426,101	-122,426,101	-122,426,101	-122,426,101	-122,426,101	-122,426,101	-122,426,101	-122,426,101	-122,426,101	-122,426,101

INDICADORES	53.6 \$cents/kWh
CNG	
TIR	N/A

ANÁLISIS ECONÓMICO

EGRESOS  
CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN

TOTAL	CONSTRUCCIÓN			OPERACIÓN									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
GPC	39.698,142	11.909,443	15.879,257	11.909,443	861,856	861,856	861,856	861,856	861,856	861,856	861,856	861,856	861,856
OMI	17.237,120			598,023	598,023	598,023	598,023	598,023	598,023	598,023	598,023	598,023	598,023
CAS	11.960,480												
<b>Total</b>	<b>11.909,443</b>	<b>15.879,257</b>	<b>11.909,443</b>	<b>1.459,879</b>									

INGRESOS

TOTAL	CONSTRUCCIÓN			OPERACIÓN									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
GENERACIÓN DE ENERGÍA [MWh]	1.996,432			99,772	99,772	99,772	99,772	99,772	99,772	99,772	99,772	99,772	99,772
INCIDENTOS ENERGÍA RENOVABLE													
BC	3.292,463	0	0	164,623	164,623	164,623	164,623	164,623	164,623	164,623	164,623	164,623	164,623
PTC	3.591,778	0	0	179,589	179,589	179,589	179,589	179,589	179,589	179,589	179,589	179,589	179,589
REPI	299,315	0	0	14,966	14,966	14,966	14,966	14,966	14,966	14,966	14,966	14,966	14,966
<b>Total</b>	<b>7.183,556</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>359,178</b>									

COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN

TOTAL	CONSTRUCCIÓN			OPERACIÓN									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
EGRESOS GPC	49.989,425	16.731,909	19.918,940	13.338,576	0	861,856	861,856	861,856	861,856	861,856	861,856	861,856	861,856
EGRESOS OMI	7.210,095	0	0	0	769,514	769,514	769,514	769,514	769,514	769,514	769,514	769,514	769,514
EGRESOS CAS	5.002,923	0	0	0	598,023	598,023	598,023	598,023	598,023	598,023	598,023	598,023	598,023
INGRESOS INCIDENTOS	3.004,801	0	0	0	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178
GENERACIÓN DE ENERGÍA	834,667	0	0	0	89,082	89,082	89,082	89,082	89,082	89,082	89,082	89,082	89,082

CNG 7.1 cents/kWh

ANEXO 3

Análisis Financiero y Económico-Escenario Base

3.1 Punto A-Escenario Alternativo 2

Pot Instalada= 18 [MW]

Generación= 99,771 [MWh]

PVE= 100 [\$usd/MWh]

**ESQUEMA PÚBLICO-PRIVADO**

	CONSTRUCCIÓN										OPERACIÓN													
	Año -3	Año -2	Año -1	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	
<b>FLUJO DE EFECTIVO</b>																								
Inversion Gubernamental IG	0	0	0																					
<b>TOTAL</b>	0	0	0																					
<b>EGRESOS</b>																								
CONSTRUCCIÓN	-13,695,859	-18,261,145	-13,695,859																					
O/M	0	0	0																					
CAS	0	0	0																					
AMORTIZACIÓN DEUDA	0	0	0																					
<b>INGRESOS</b>	13,695,859	18,261,145	13,695,859																					
VENTA ENERGIA	0	0	0																					
INGENTIVOS	0	0	0																					
CREDITO	10,956,687	14,608,916	10,956,687																					
CAPITAL DE RIESGO	2,739,172	3,652,229	2,739,172																					
INVERSION GUBERNAMENTAL	0	0	0																					
<b>FLUJO CAPITAL DE RIESGO</b>																								
FLUJO	-2,739,172	-3,652,229	-2,739,172																					
IMPUESTOS	0	0	0																					
FLUJO D. IMPUESTOS	-2,739,172	-3,652,229	-2,739,172																					
FLUJO D. IMPUESTOS (VPN)	-3,848,339	-4,581,356	-3,067,872																					
FLUJO ACUMULADO (VPN)	-3,848,339	-8,429,695	-11,497,568																					
<b>OPERACIÓN</b>																								
Año 1				9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161	9,977,161
Año 2				359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178	359,178
Año 3				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Año 4				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Año 5				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Año 6				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Año 7				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Año 8				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Año 9				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Año 10				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**INDICADORES**  
 CNG 7.4 \$cents/KWh  
 TIR 17%

ANÁLISIS ECONÓMICO

EGRESOS CONSTRUCCIÓN Y OPERACION

	CONSTRUCCIÓN			OPERACION									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
<b>TOTAL</b>													
OPC	1,071,949,832	321,554,950	428,739,933	321,554,950	23,270,112	23,270,112	23,270,112	23,270,112	23,270,112	23,270,112	23,270,112	23,270,112	23,270,112
OMI	465,402,231				16,146,608	16,146,608	16,146,608	16,146,608	16,146,608	16,146,608	16,146,608	16,146,608	16,146,608
CAS	322,932,160				16,146,608	16,146,608	16,146,608	16,146,608	16,146,608	16,146,608	16,146,608	16,146,608	16,146,608
<b>Total</b>		321,554,950	428,739,933	321,554,950	39,416,720	39,416,720	39,416,720	39,416,720	39,416,720	39,416,720	39,416,720	39,416,720	39,416,720

INGRESOS

	CONSTRUCCIÓN			OPERACION									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
<b>TOTAL</b>													
GENERACION DE ENERGIA (MWh)	10,094,932			504,747	504,747	504,747	504,747	504,747	504,747	504,747	504,747	504,747	504,747
INGENTIVOS ENERGIA RENOVABLE													
BC	16,656,637	0	0	832,832	832,832	832,832	832,832	832,832	832,832	832,832	832,832	832,832	832,832
PTC	18,170,877	0	0	908,544	908,544	908,544	908,544	908,544	908,544	908,544	908,544	908,544	908,544
REPI	1,514,240	0	0	75,712	75,712	75,712	75,712	75,712	75,712	75,712	75,712	75,712	75,712
<b>Total</b>		0	0	1,817,088	1,817,088	1,817,088	1,817,088	1,817,088	1,817,088	1,817,088	1,817,088	1,817,088	1,817,088

COSTO NIVELADO DE GENERACION

	CONSTRUCCIÓN			OPERACION									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
<b>TOTAL</b>													
EGRESOS OPC	1,349,714,468	451,761,552	537,811,372	360,141,544	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGRESOS OMI	194,672,561	0	0	23,270,112	20,776,885	18,550,790	16,563,206	14,788,577	13,204,086	11,789,363	10,526,217	9,398,408	8,391,436
EGRESOS CAS	135,078,920	0	0	16,146,608	14,416,614	12,871,977	11,482,837	10,281,461	9,162,019	8,180,374	7,303,905	6,521,344	5,822,639
INGRESOS INCENTIVOS	15,201,350	0	0	1,817,088	1,622,400	1,448,571	1,293,367	1,154,932	1,031,084	920,593	821,958	733,891	655,260
GENERACION DE ENERGIA	4,222,597	0	0	504,747	450,667	402,381	359,269	320,776	286,407	255,720	228,322	203,859	182,017

CNG 39.4 \$cents/kWh

ANEXO 3

Análisis Financiero y Económico-Escenario Base

3.2 Punto B-Escenario Alternativo 2

Pot Instalada= 475 [MW]

Generación= 504,746 [MWh]

PVE= 100 [\$usd/MWh]

**ESQUEMA PÚBLICO-PRIVADO**

**TOTAL**  
Inversion Gubernamental IG **9,861,018**

CONSTRUCCION		OPERACION										
Año -3	Año -2	Año -1	Año 1	Año2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
2,958,306	3,944,407	2,958,306										

**FLUJO DE EFECTIVO**

	CONSTRUCCION			OPERACION									
	Año -3	Año -2	Año -1	Año 1	Año2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<b>TOTAL</b>	-369,788,192	-493,050,923	-369,788,192	-52,291,745	-52,291,745	-52,291,745	-52,291,745	-52,291,745	-52,291,745	-52,291,745	-52,291,745	-52,291,745	-52,291,745
<b>EGRESOS</b>	-369,788,192	-493,050,923	-369,788,192	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CONSTRUCCION	0	0	0	-23,270,112	-23,270,112	-23,270,112	-23,270,112	-23,270,112	-23,270,112	-23,270,112	-23,270,112	-23,270,112	-23,270,112
OYM	0	0	0	-16,146,608	-16,146,608	-16,146,608	-16,146,608	-16,146,608	-16,146,608	-16,146,608	-16,146,608	-16,146,608	-16,146,608
CAS	0	0	0	-12,875,026	-12,875,026	-12,875,026	-12,875,026	-12,875,026	-12,875,026	-12,875,026	-12,875,026	-12,875,026	-12,875,026
AMORTIZACION DEUDA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>INGRESOS</b>	369,788,192	493,050,923	369,788,192	52,291,745	52,291,745	52,291,745	52,291,745	52,291,745	52,291,745	52,291,745	52,291,745	52,291,745	52,291,745
VENTA ENERGIA	0	0	0	50,474,658	50,474,658	50,474,658	50,474,658	50,474,658	50,474,658	50,474,658	50,474,658	50,474,658	50,474,658
INCENTIVOS	0	0	0	1,817,088	1,817,088	1,817,088	1,817,088	1,817,088	1,817,088	1,817,088	1,817,088	1,817,088	1,817,088
CREDITO	292,872,248	390,496,331	292,872,248	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CAPITAL DE RIESGO	73,957,638	98,610,185	73,957,638	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSION GUBERNAMENTAL	2,958,306	3,944,407	2,958,306	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>FLUJO CAPITAL DE RIESGO</b>													
FLUJO	-73,957,638	-98,610,185	-73,957,638	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IMPUESTOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO D. IMPUESTOS	-73,957,638	-98,610,185	-73,957,638	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO D. IMPUESTOS (VFN)	-103,905,157	-123,696,616	-82,882,555	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUJO ACUMULADO (VFN)	-103,905,157	-227,601,773	-310,434,328	-310,434,328	-310,434,328	-310,434,328	-310,434,328	-310,434,328	-310,434,328	-310,434,328	-310,434,328	-310,434,328	-310,434,328

**INDICADORES**  
CNG **39.4 \$cents/KWh**  
TIR **N/A**

