



**CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DE ESTUDIOS
AVANZADOS DEL INSTITUTO POLITÉCNICO
NACIONAL**

UNIDAD ZACATENCO

**PROGRAMA DE DESARROLLO CIENTÍFICO Y
TECNOLÓGICO PARA LA SOCIEDAD**

**“Análisis prospectivo del portafolio
tecnológico de generación eléctrica en
México al año 2030 y 2050”**

TESIS

Que presenta

Edgar Roberto Sandoval García

Para obtener el grado de

DOCTOR EN CIENCIAS

**EN DESARROLLO CIENTÍFICO Y
TECNOLÓGICO PARA LA SOCIEDAD**

Directores de la tesis: Dra. María de Lourdes Melgar
Palacios

Dr. José Arturo Morales Acevedo

Ciudad de México

FEBRERO, 2016

DEDICATORIAS.

A mis amores Heidi mi esposa y Victoria mi hija, por todo su apoyo, amor y comprensión.

A la familia por ser parte del esfuerzo diario.

Gracias a los profesores del cuerpo académico del Programa Transdisciplinario de Doctorado Desarrollo Científico y Tecnológico para la Sociedad del Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional.

Con especial atención a los co-directores de este proyecto de investigación: Dra. María de Lourdes Melgar Palacios, Dr. José Arturo Morales Acevedo, por su orientación y apoyo, y al cuerpo de asesores Dr. Yasuhiro Matsumoto Kuwabara, Dr. Jesús Aguirre Valdéz, Dr. Miguel Ángel Pérez Angón, Dr. José Gerardo Hernández García.

Con un agradecimiento especial a la Dra. Guillermina Baena Paz del Posgrado de Ciencias Políticas y Sociales y al Dr. Ángel de la Vega Navarro del Posgrado en Economía de la Facultad de Economía de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Gracias al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología y al Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional por la beca y apoyos económicos otorgados para llevar a cabo esta propuesta de investigación doctoral.

Contenido

DEDICATORIAS.....	1
RESUMEN.....	6
ABSTRACT.....	6
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	8
ÍNDICE DE TABLAS.....	9
LISTADO DE SIGLAS.	11
INTRODUCCIÓN	13
OBJETIVOS, HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....	17
1 EL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL.....	24
1.1 La relación entre el Desempeño-País y el Sector Eléctrico Nacional.	25
1.2 Consumo diferenciado.....	30
1.3 Evolución de los precios del servicio eléctrico.	30
1.4 Generación Eléctrica.	31
1.5 Situación del gas natural como principal combustible para la generación de energía eléctrica.	32
1.6 Liberación del Sector Energético Nacional.	37
1.7 Integración Regional	41
1.8 Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y el Sector Eléctrico.	43
1.9 Opciones de fuentes alternas de energía a futuro para el Sector Eléctrico Nacional.	45
1.9.1 Gas no convencional	46
1.9.2 Nuclear	48
1.9.3 Carbón.....	49
1.9.4 Grandes Hidroeléctricas.....	51
1.9.5 Combustóleo, Diésel y Coque.....	51
1.9.6 Nueva Generación Limpia	52
1.10 Potencial de aprovechamiento de Fuentes Renovables de Energía (FRE).....	53
1.10.1 Geotermia de potencia.....	60
1.10.2 Eólica.....	62
1.10.3 Bioenergéticos para la generación de electricidad.	64
1.10.4 Solar fotovoltaica y Solar térmica de alta concentración.....	68
1.10.5 Pequeñas centrales hidroeléctricas.....	75
1.10.6 Geotérmico Marítimo.....	76
1.11 Comentarios finales.	76
2 PROYECCIÓN DEL REQUERIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO AL AÑO 2030 y 2050.....	78
2.1 Metodología.....	79

2.1.1	Población.....	82
2.1.2	PIB per cápita.....	82
2.1.3	Intensidad eléctrica (generación eléctrica/PIB).....	83
2.1.4	Intensidad de carbono (CO ₂ equivalente/Generación eléctrica).....	85
2.1.5	Procedimiento.....	86
3	PORTAFOLIO ÓPTIMO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AL AÑO 2050.....	89
3.1	Metodología.....	90
3.2	Participación de generación máxima de Fuentes Convencionales de Energía.....	93
3.2.1	Gas Natural.....	93
3.2.2	Carbón.....	94
3.2.3	Nuclear.....	94
3.2.4	Grandes Hidroeléctricas.....	94
3.3	Análisis de Fuentes Renovables de Energía.....	95
3.4	Generación de emisiones de carbono equivalente por tipo de tecnología.....	97
3.5	Contaminación de agua por tipo de tecnología.....	98
3.6	Consumo de agua por tipo de tecnología.....	100
3.7	Tasa de retorno energético (EPR, Energy Payback Rate).....	103
3.8	Análisis del Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en ingles) en el período 2012-2050.....	109
3.8.1	Proyección LCOE, tecnologías convencionales.....	111
3.8.2	Proyección LCOE, Fuentes Renovables de Energía.....	114
3.7	\$/MWh.....	122
3.9	El tema clave del costo de capital.....	133
3.10	Resultados obtenidos.....	135
4	ANÁLISIS DE POLÍTICAS PÚBLICAS PARA EL IMPULSO DE LAS FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA EN MÉXICO.....	141
4.1	Modelo regulatorio para las FRE antes de la Reforma Energética de 2013...143	
4.2	Modelo para el impulso de las FRE posterior a la Reforma Energética de 2013 y Ley de la Industria Eléctrica de 2014.....	156
4.2.1	Regulación.....	157
4.2.2	Institucionalidad.....	161
4.2.3	Planeación.....	164
4.2.4	Mercado Eléctrico.....	165
4.2.5	Impacto socio-ambiental de las FRE.....	169
4.2.6	Actualización de la Contribución de México ante la CMNUCC.....	173
4.2.7	Discusión.....	174

4.3	Políticas públicas diseñadas para el impulso de las Fuentes Renovables de Energía.	179
4.3.1	La importancia de las políticas públicas en la realización de proyectos de carácter nacional.	179
4.3.2	Análisis de políticas energéticas pro FRE a nivel internacional.	183
4.3.3	Políticas híbridas	185
4.3.4	Portafolio de política energética pro FRE en México.	190
4.4	Recomendaciones y futuras líneas de investigación.	194
4.4.1	Subsidios a las tarifas eléctricas y su impacto en el despliegue de las FRE. 206	
5	CONCLUSIONES.....	213
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	218

RESUMEN.

El Sector Eléctrico Nacional desde su creación ha sido un pilar clave en el desempeño del país, creciendo a una tasa anual acumulada del 5.8% en capacidad de generación entre 1971 y 2011. En la actualidad México enfrenta diferentes desafíos, entre ellos se encuentran el crear las condiciones para promover un progreso económico sostenido y reducir al 2050 sus emisiones de gases de efecto invernadero en 50% respecto a valores del 2000, todo esto con la finalidad de crear las bases de nuevas vías de desarrollo sostenible. Situación que podría lograrse mediante una mayor participación de tecnologías de generación de energía eléctrica basadas en fuentes renovables, entre otras medidas estratégicas. Dado que la competitividad de las tecnologías basadas en fuentes renovables de energía depende de la calidad del recurso y los costos nivelados de generación, en este estudio se determina el portafolio tecnológico que cumple los requisitos de competitividad además de considerar externalidades medioambientales para dos escenarios de desempeño-país a largo plazo, se analiza el marco de políticas públicas y regulación diseñado para eliminar barreras a la promoción de la energía renovable y se postulan recomendaciones a considerar en la agenda de la política energética actual que permitirían un despliegue de fuentes renovables de energía acorde a los resultados de simulación obtenidos.

ABSTRACT.

Since its establishment the electric sector has been a key pillar of the country's development path. Sector that has been growing at an annual accumulated rate of 5.8% in its generation capacity between 1971 and 2011. Today Mexico faces different challenges, among them are creating the conditions to promote sustained economic progress and reduce 50% its greenhouse gases emissions by 2050 over 2000 values, all this in order to create the basis for new paths of sustainable development. This kind of scenario could be achieved through different strategic

measures, one of them is to increase renewable energy participation in the national electric sector. Since the competitiveness of technologies based on renewable energy sources depends on the quality of the resource and the levelized costs of generation, in this study is determined the technology portfolio that meets the requirements of competitiveness in addition to considering environmental externalities performance for two long term country-performance scenarios. Public policy framework and regulation designed to remove barriers for promotion of renewable energy are analyzed and several recommendations are put forward for consideration on the current energy policy agenda in order of impulse the deployment of renewable energy.

ÍNDICE DE GRÁFICOS.

Capítulo I

- Gráfico 1 Evolución del Sector Eléctrico Nacional, 1971-2011.
- Gráfico 2 Incremento de demanda eléctrica en México 1971-2011 (%).
- Gráfico 3 PIB vs. Consumo nacional de energía.
- Gráfico 4 Desempeño del PIB danés, energía consumida, 1980-2010.
- Gráfico 5 Consumo eléctrico per cápita de diferentes naciones en 2009.
- Gráfico 6 Intensidad energética VS. Consumo eléctrico per cápita en 2009
- Gráfico 7 Gas natural en México, Consumo vs. Producción (2002-2012)
- Gráfico 8 Estimación de precios del gas natural de importación Henry Hub al 2040.
- Gráfico 9 Generación eléctrica por medio del gas natural 1971-2010 (% del total).
- Gráfico 10 Obras en proceso y oportunidades de inversión
- Gráfico 11 Participación de PIE en el SEN (2000-2010)
- Gráfico 12 Variación del consumo de las FRE (2001-2011).
- Gráfico 13 Emisiones de CO₂ debido a la generación de electricidad (MTon)
- Gráfico 14 Participación de tecnologías en la capacidad de generación eléctrica a 2026.
- Gráfico 15 Áreas recomendables para instalación de tecnología CSP, desde el punto de vista de disponibilidad de suelo.

Capítulo II

- Gráfico 16 Correlación de la demanda eléctrica nacional respecto al tiempo, 1971-2011.
- Gráfico 17 Crecimiento de la población en México, 2010-2100.
- Gráfico 18 Variación del PIB en México (1991-2011).
- Gráfico 19 Intensidad Eléctrica período 1980-2011 (kWh-año/ PIB, miles de dólares corrientes).
- Gráfico 20 Comparación intensidad eléctrica de 2010, diversas economías.
- Gráfico 21 Escenarios de futuros posibles

Capítulo III

- Gráfico 22 Escenario alternativo de generación al 2027, participación por tipo de tecnología en México.
- Gráfico 23 Consumo de agua por el sector eléctrico nacional, 2001-2009.
- Gráfico 24 Inflación en México 2004-2014 (%).
- Gráfico 25 Evolución de la capacidad instalada de tecnología solar fotovoltaica, 2004-2013.
- Gráfico 26 Capacidad eólica instalada a nivel mundial, 2000-2013 (GW).

Capítulo IV

- Gráfico 27 Evolución del consumo eléctrico procedente de Gas Natural y FRE, 1965-2012 (millones de toneladas de petróleo equivalente).
- Gráfico 28 Estructura de las Reglas del Mercado con prelación jerárquica.
- Gráfico 29 Emisiones de CO₂eq procedentes del SEN, en el período 1990-2012.
- Gráfico 30 Precio de la energía eléctrica en los países pertenecientes a la OCDE, 2012 (dólares/MWh)

ÍNDICE DE TABLAS.

Capítulo I

Tabla 1 Ventas del SEN por Sector Económico (GWh/año).

Tabla 2 Comparación de combustibles (2013).

Tabla 3 Potencial de generación eléctrica en base a CSP y rangos DNI (2009).

Tabla 4 Delimitación de área potencial de generación solar.

Capítulo II

Tabla 5 Proyección de demanda eléctrica, método gráfico.

Capítulo III

Tabla 6 Valor del mercado global de fuentes de energía renovable 2000-2012 (Mil millones de US\$).

Tabla 7 Potencial de generación de energía de las FRE al 2050.

Tabla 8 Emisiones de CO_{2eq} de las principales fuentes generadoras de energía en 2011.

Tabla 9 Emisiones de CO_{2eq}, diversas tecnologías de generación, 2011.

Tabla 10 Principales contaminantes vertidos al agua / kWh, energía nuclear.

Tabla 11 Contaminantes por tipo de tecnología convencional (ton/MWh).

Tabla 12 Contaminantes por tipo de energía renovable (ton/MWh).

Tabla 13 Eficiencia en el consumo de agua para la generación de electricidad.

Tabla 14 Eficiencia en consumo de agua, diversas tecnologías (2011).

Tabla 15 Valores medios de extracción y consumo de agua por tipo de tecnología (2010)

Tabla 16 EPR y EPT de diversas tecnologías de generación.

Tabla 17 EPR, diversas tecnologías (2005).

Tabla 18 Análisis de costos de generación, período 1998-2012.

Tabla 19 Variación del LCOE en México, diversas tecnologías, período 2003-2012.

Tabla 20 Proyección de costos nivelados de generación para tecnologías convencionales al 2030 y 2050 en México (USD/MWh).

Tabla 21 Estimación del costo de combustible acorde a escenarios COPAR-2013 bajo y medio.

Tabla 22 LCOE calculado para tecnología CCG a 2030 y 2050.

Tabla 23 Crecimiento anual promedio de FRE (2008-2013).

Tabla 24 Valores de PR y LR en base a curvas de aprendizaje, varias tecnologías.

Tabla 25 Precios de Sistemas FV completos e instalados y Costos de electricidad (Promedio global de 2012).

Tabla 26 Proyecciones de LCOE para granjas solares nuevas al 2050 (USD/MWh) bajo un escenario de gran participación de renovables (considerando un costo de capital promedio ponderado del 8% (WACC)).

Tabla 27 Proyecciones de LCOE para nuevas instalaciones en casa-habitación al 2050 (USD/MWh) bajo un escenario de gran participación de renovables (considerando un costo de capital promedio ponderado del 8%).

Tabla 28 LCOE calculados para la tecnología solar fotovoltaica en México.

Tabla 29 LCOE estimado para tecnología eólica en México al 2030 y 2050.

Tabla 30 Costos de inversión para diferentes tecnologías basadas en biomasa residual (2012).

Tabla 31 LCOE calculado para tecnología de generación basada en biomasa residual en México al 2050.

Tabla 32 Costos promedio para la puesta en marcha de una planta de generación geotérmica en 2014.

Tabla 33 Costos nivelados a nivel internacional (2013).

Tabla 34 LCOE calculado para tecnología geotérmica en México.

Tabla 35 Proyección del LCOE para nuevas plantas CSP con almacenamiento, en un escenario de alta inclusión de renovables.

Tabla 36 LCOE para tecnología CSP en México.

Tabla 37 LCOE para pequeñas hidroeléctricas al 2050.

Tabla 38 Parámetros para el cálculo de la eficiencia económica, Alemania (2013).

Tabla 39 Portafolio balanceado a 2030, Escenario Deseable

Tabla 40 Portafolio balanceado a 2030, Escenario Institucional.

Tabla 41 Portafolio balanceado a 2050, Escenario Deseable.

Tabla 42 Portafolio balanceado a 2050, Escenario Institucional.

Capítulo IV

Tabla 43 Políticas para el impulso de las FRE en México, antes y después de la Reforma Energética de 2013.

Tabla 44 Estimación del potencial de recaudación al aplicar un bono ambiental a las emisiones del sector eléctrico nacional (2012).

Tabla 45 Tarifas reguladas para el Suministro Básico.

LISTADO DE SIGLAS.

Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPAN)
Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE)
Asociación Nacional de Energía Solar (ANES)
British Petroleum (BP)
Cámara de la Industria de la Transformación (CAINTRA)
Captura y Secuestro de Carbono (CSC)
Central Laguna Verde (CLV)
Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)
Certificados de Energía Limpia (CEL)
Ciclo combinado a gas (CCG)
Comisión Federal de Electricidad (CFE)
Comisión Nacional del Agua (CONAGUA)
Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONUEE)
Comisión Reguladora de Energía (CRE)
Confederación de Cámaras Industriales (CONCAMIN)
Consejo Nacional de Población (CONAPO)
Costos Nivelados de Electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés)
Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de proyectos de inversión del Sector Eléctrico (COPAR)
Estados Unidos de América (EUA)
Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (ENE)
Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTEASE)
Fuentes Renovables de Energía (FRE)
Gases de Efecto Invernadero (GEI)
Gigawatts-hora (GWh)
Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC)
Instituto Nacional de Geografía y Estadística (INEGI)
International Energy Agency (IEA)
International Monetary Fund (IMF)
International Renewable Energy Agency (IRENA)
International Standard for Energy Management System (ISO 50001)
Inventario Nacional de Energías Renovables (INERE)
Inversión Extranjera Directa (IED)
Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)
Ley General de Cambio Climático (LGCC)
Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF)
Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento para la Transición Energética (LAERFTE)
Megawatts-hora (MWh)
Millones de dólares (mdd)
Millones de pesos (mdp)
Nueva Generación Limpia (NGL)
Oficina de Ciencia y Tecnología del Reino Unido (POST, por sus siglas en inglés)
Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE)
Organizaciones no Gubernamentales (ONG)
Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC)

Pemex Exploración y Producción (PEP)
Petróleos Mexicanos (PEMEX)
Plan Nacional de Desarrollo (PND)
Productividad Total de los Factores (TFP, por sus siglas en inglés)
Producto Interno Bruto (PIB)
Productores Independientes de Energía (PIE)
Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN)
Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico (POISE)
Red Mexicana de Bioenergía (REMBIO)
Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21)
Renewable Portfolio Standards (RPS)
Secretaría de Agricultura, Ganadería Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA)
Secretaría de Energía (SENER)
Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)
Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)
Sector Eléctrico Nacional (SEN)
Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)
Tarifas Feed-in (FIT, por sus siglas en inglés)
Tasa de Crecimiento Anual Compuesta (CAGR, por sus siglas en inglés)
Tasa de Retorno Energético (EPR, por sus siglas en inglés)
Terawatts-hora (TWh)
Total Economy Database (TED)
Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN)
U.S. Energy Information Administration (EIA)

INTRODUCCIÓN

Desde la década de 1970, derivado de la primera crisis petrolera, a nivel internacional se planteó la necesidad de reducir la alta dependencia energética sobre los combustibles fósiles y de resolver la creciente vinculación de factores geopolíticos sobre la seguridad energética. Ya en la década de los noventa, se agregó a la discusión la problemática del cambio climático. A pesar de sus implicaciones en diversas partes del planeta (inundaciones, pérdida de ecosistemas y vida animal, entre otros), e inclusive como lo han planteado diversos científicos, el provocar la posible extinción de la especie humana¹, algunos países tomaron medidas estratégicas para actuar ante tal problemática, como por ejemplo, el promover el uso masivo de fuentes alternas para la generación de energía eléctrica.

Cabe notar que, en la búsqueda del cumplimiento de sus compromisos vinculantes de mitigación de Gases de Efecto Invernadero (GEIs) dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), diferentes países, principalmente en el continente europeo, dieron un fuerte impulso a las Fuentes Renovables de Energía (FRE, principalmente eólica, solar fotovoltaica y biomasa) desde la década de 1990.

En el caso de México derivado de la ventaja (o desventaja dependiendo del punto de vista) de que a razón del descubrimiento del gran yacimiento de Cantarell en la década de 1980 no había habido una preocupación seria sobre el planteamiento de un destino alterno energético, manteniéndose primordialmente el interés de encontrar nuevos yacimientos petroleros que permitieran ofrecer combustibles fósiles de bajo costo y a su vez seguir subsidiando gran parte del gasto gubernamental en el corto plazo (la dependencia hasta antes de 2014 rondaba entre 35-40% del presupuesto federal dependiendo del precio del petróleo).

Ya en la década de 1990, debido al alza de los precios del petróleo y un énfasis mundial en la búsqueda de combustibles más limpios para la generación de energía eléctrica, el gas natural como combustible y la tecnología de ciclo combinado,

¹ De acuerdo a Mauricio Schoijet en su documento “Tesis sobre la ciencia y política del calentamiento global” México, 2011.

recibieron un gran impulso para ser el sistema principal de generación del Sector Eléctrico Nacional (SEN), situación que absorbió un empuje adicional, casi dos décadas después, al tener la oportunidad de comprar gas natural de lutita de bajo costo de los Estado Unidos de América (EUA), combustible que ha sido catalogado de transición, por ser menos contaminante y su bajo nivel de fluctuación de precios en el corto y mediano plazo.

Si bien el gas natural ha permitido una expansión eficaz del SEN al tener en la actualidad una cobertura del 98% de la población con servicio eléctrico, garantizando así la accesibilidad y la asequibilidad para la mayor parte de la población, también muestra la debilidad del sector al tener una alta dependencia de una sola fuente de energía al mediano plazo, con gas natural de importación ya que las reservas del país son escasas, tal como lo demuestran los estudios de Prospectiva del Sector Eléctrico, elaborados por la Secretaría de Energía, poniendo en duda el compromiso de garantizar la seguridad energética.

Aunque, en los últimos años se han descubierto en el país nuevos yacimientos de hidrocarburos, estos son de alta complejidad (aguas profundas, Chicontepec) y de hidrocarburos no convencionales (gas de lutita, petróleo bituminoso, etc.), que para su explotación se requiere de tecnología no disponible en el país y un alto costo de capital, así como un impacto ambiental mucho más pronunciado.

Aunado a lo anterior, cada vez es más notorio a nivel mundial los efectos del Cambio Climático provocado por las emisiones de carbono derivadas de las actividades antropogénicas, situación que ha provocado que exista el compromiso nacional de reducir sus emisiones a mediano y largo plazo. Cabe aclarar que en México el sector más contaminante es el sector energético, con 61% de participación en la generación de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y posteriormente el sector transporte (20.4%).

Es por lo anterior que, como está sucediendo a nivel internacional, en México es de suma importancia el impulso de las FRE para definir una mezcla energética adecuada que además de garantizar la seguridad energética futura, permita cumplir los compromisos internacionales de mitigar las emisiones de carbono. Para esto debemos estar conscientes del hecho de que tenemos un potencial extraordinario de recursos

que no se han explotado y que México podría convertirse no solo en un centro de exportación de energías limpias sino de equipos, bienes y servicios vinculados a las FRE, lo cual de lograrlo se convierte en un elemento central hacia la construcción de una Economía Verde² en el país con importantes beneficios sociales, ambientales y económicos, para posteriormente poder definir rutas de transición hacia el desarrollo sostenible.

Es así que en base a criterios de mitigación del cambio climático y el marco legal que regula al SEN, en esta propuesta de investigación doctoral se propone definir el portafolio tecnológico óptimo de generación en base a externalidades y costos nivelados de generación, con la finalidad de plantear rutas alternas que le podría permitir al país llevar a cabo una transición energética de forma gradual a los años 2030 y 2050, pasando de una alta dependencia en combustibles fósiles a un bajo consumo e inclusive nulo de éstos y durante este camino recomendar cuáles serían los ajustes que se tendría que llevar a cabo en el aspecto institucional, de regulación y de política pública.

Para esto, se debe tomar en cuenta que el llevar a cabo un proyecto prospectivo³ implica construir un futuro, planear a largo plazo, anticiparse, preguntándose qué cambios deben hacerse en el presente con la finalidad de cumplir las metas de futuros alternos⁴ y no sólo pensar en el corto plazo, predecir en base a tendencias y argumentar como pretexto el que hemos llegado tarde como país a los grandes cambios tecnológicos globales, tal como lo hace la clase política.

² Acorde a diferentes reportes de la Organización de las Naciones Unidas, una etapa previa al Desarrollo Sostenible es establecer una Economía Verde que establezca condiciones de progreso económico, equidad social y eliminación de la pobreza, así como protección al medioambiente.

³ Hablar de prospectiva no es revelar el futuro, pero sí ponderar opciones futuras y objetivos políticos, involucrando elementos visionarios, ya que se proyectará un futuro que es diferente que el que se observa desde el presente. De hecho, los estudios prospectivos se han planteado en diversos países desarrollados como Alemania, Estados Unidos, Japón, Francia desde hace más de tres décadas, camino que cada vez más países han seguido, ya que se han dado cuenta que vale la pena fijarse metas y proyectar a largo plazo. Tales estudios han planteado futuros en aspectos de ciencia y tecnología, energía, negocios, entre los temas más importantes, con resultados positivos a la vista, iniciando generalmente mediante consultas a personas destacadas en campos de la academia, industria y política, obteniendo como resultado políticas de desarrollo que han beneficiado a la mayoría de la población.

⁴ Para A. Giddens, el cambio climático debe ser un tema de carácter político de alta importancia en la actualidad y sin embargo aún no existe un marco político de fondo que ofrezca coherencia y consistencia en cuanto a cómo los gobiernos deberían hacer frente a los desafíos políticos a largo plazo, de su artículo “The politics of climate change”, disponible en www.policy-network.net.

Así la propuesta de esta investigación comprende en el capítulo uno una revisión bibliográfica con el objetivo de determinar el potencial de generación eléctrica que ofrecen los diferentes recursos renovables en el país, en el capítulo dos se determina la demanda eléctrica nacional a largo plazo en base a dos escenarios de desempeño-país, tomando en cuenta variables como: crecimiento económico y poblacional. En el capítulo tres se determina en base a una metodología propuesta de simulación y modelado el portafolio tecnológico de generación que cumple con los escenarios antes propuestos, pero además que se desarrolla dentro del marco regulatorio que define el actuar del SEN. Posteriormente en el capítulo cuatro se hace una descripción de las políticas públicas que soportan a las fuentes renovables de energía para su mayor inclusión en el SEN, identificando a la Reforma Energética de 2013 como un punto de inflexión, discutiendo las diferencias entre los modelos de mercado eléctrico y se proponen recomendaciones a considerar en la agenda de la política energética actual para transitar a un SEN más diversificado y sostenible.

OBJETIVOS, HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.

México, como la mayoría de los países petroleros y economías emergentes, tiene una alta dependencia de los combustibles fósiles para la satisfacción de sus requerimientos energéticos. La planeación energética del país continua con una alta dependencia de combustibles fósiles al mediano plazo y la situación tiende a agravarse en el corto debido a la declinación de la producción petrolera (de la cual depende el presupuesto federal entre un 35-40%) además de que los recursos prospectivos disponibles de gas y petróleo se encuentran en yacimientos de gran complejidad y altos costos para su extracción, y con efectos ambientales de alto impacto. Aunado a lo anterior México ha asumido compromisos de mitigación vinculantes de emisiones de gases de efecto invernadero del orden del 50% para 2050 respecto a valores del 2000, sin que haya un plan claro y transparente para la diversificación energética que permita lograr estos compromisos.

Acotando esta investigación al Sector Eléctrico Nacional, nuestros principales objetivos son el saber hasta qué punto se puede derivar una imagen más clara de la transición energética de México a 2050 y después sugerir, si es posible, ciertas recomendaciones a ser consideradas en el diseño de políticas públicas cuya ejecución puede contribuir a su mejoramiento, proponiendo y construyendo futuros alternos basados en un análisis prospectivo.

Una manera de tratar de descubrir perceptiblemente esos elementos es formulando estimaciones alternativas de medición del uso de fuentes convencionales y renovables de energía y, confrontar las políticas públicas que harían viable un cambio de modelo; estos son los dos objetivos particulares propuestos en nuestra investigación.

Acorde a estos objetivos se sostiene como hipótesis central que una ruta energética basada en Fuentes Renovables de Energía (FRE) permitirá impulsar un modelo de desarrollo sostenible nacional a largo plazo, garantizar la seguridad energética y, reducir las emisiones de GEI y el despliegue de una industria verde/baja en carbono.

De esta hipótesis se desprenden suposiciones particulares, entre las que destacan dos de manera relevantes; que la naturaleza del desarrollo energético actual se ha visto empobrecido sustancialmente por la fragmentación conceptual y metodológica que esencialmente existe entre el uso de fuentes de energías renovables y las políticas públicas; y que la contradicción comúnmente planteada entre energías fósiles y renovables, debe valorarse por la intensidad menor o mayor en el uso de los recursos naturales y la afectación del medio ambiente.

Acorde a lo anterior se plantean dos interrogantes de investigación. ¿Es factible sólo con base en una política de orientación de mercado auxiliar a la construcción de un desarrollo energético equitativo, eficiente y sostenible, que tome en cuenta el uso racional de los recursos para lograr que los beneficios sean mayores que los costos, o son necesarias sinergias institucionales que complementen una estrategia general que incluya al Estado, los agentes sociales y las instituciones?

¿Cómo se puede valorar en forma alternativa el proceso de desarrollo energético seguido por México en los años recientes que nos permita sacar provecho de sus experiencias pasadas y de las que puede sobrevenir en el futuro?

Las interrelaciones que se desprenden de la información examinada en el Capítulo uno, cuatro y cinco, sugiere que se requiere integrar una proyección alternativa a la que se realiza con los indicadores convencionales, que ayude a superar la dicotomía entre lo económico y lo social en asociación con la naturaleza, y contribuir en algún modo a la alineación de las políticas públicas en materia energética.

El análisis debe integrarse mediante un enfoque más comprensivo del proceso de desarrollo energético y por lo tanto, que la proyección a integrar y aplicar sea un ejercicio de énfasis que identifica dos dimensiones básicas del proceso de desarrollo: la dimensión hombre-energía-naturaleza, esto es la habilidad humana para obtener lo que necesita de la naturaleza y la dimensión agente-organización, que asocia al desarrollo la forma como se obtiene el producto entre quienes participan en la producción, de acuerdo con las reglas institucionales y a las formas de organización social.

Las interrogantes planteadas requieren ser respondidas siguiendo un análisis objetivo sustentado teórica y empíricamente, lo que implica formular una revisión de los avances conceptuales respecto a la transición energética, la trayectoria conceptual y analítica seguida por la gestión de las fuentes convencionales y renovables de energía.

A partir de esta revisión conceptual, se construye, en el capítulo dos y tres, un modelo de portafolio, se procesan y elaboran las estimaciones a escala nacional de cada una de las dimensiones que integran el modelo de portafolios, para demostrar las hipótesis siguientes:

- 1) El desenvolvimiento de la política energética mexicana se ha visto debilitado por el distanciamiento que existe entre la visión macroeconómica convencional y el logro del sector eléctrico en su interrelación con los recursos naturales y el medio ambiente.
- 2) La selección entre energías fósiles y renovables debe valorarse por la intensidad menor o mayor en el uso de los recursos naturales y la afectación del medio ambiente.
- 3) Con la construcción del modelo de portafolios se integra la medición a la evaluación y es factible identificar para el periodo en estudio las condiciones estructurales relevantes del desarrollo de ciertas políticas públicas de apoyo al uso de energías renovables
- 4) Se considera que las diferencias existentes en el uso y grado de desarrollo de energías fósiles y renovables, con respecto a las políticas públicas, producto de los valores que presentan sus indicadores energéticos, económicos, y medio ambientales, no determinan de manera unívoca la mejoría en la senda de la transición energética.

La Metodología para incursionar en la investigación establece que la construcción de mediciones que reflejen el desarrollo económico y social y el uso de fuentes de energía fósil y renovable, ha sido una preocupación permanente para las políticas públicas. Los indicadores por naturaleza expresan en el entorno específico en que se aplican, cierto nivel y magnitud, de las interrelaciones entre el desarrollo socioeconómico y los fenómenos económicos – energéticos - ambientales, y

constituyen un punto de referencia para la evaluación del bienestar y la sustentabilidad de un país o región en particular. La utilidad de los indicadores es de mayor relevancia, cuando se correlacionan con las metas que forman parte de las políticas de desarrollo nacional.

La pertinencia de diseñar metodologías encaminadas a la formulación de indicadores de desarrollo del uso de energías ha sido apoyada por diversas instituciones locales e internacional, tales como Secretaría de Energía, Comisión Federal de Electricidad, Instituto de Energías Renovables, UNIDO, CEPAL, International Energy Agency, REN21, IPCC, entre otros.

De acuerdo con estas investigaciones, se formula una proyección al 2050, de la demanda de energía eléctrica como una aportación orientada a la evaluación, en un entorno comparativo de tipo transversal, del proceso de transición energética, incorporando variables o magnitudes comunes que influyan en su conformación económica, humana y medio ambiental.

El análisis se realiza en base a una revisión bibliográfica de fuentes tales como: Banco Mundial, Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), Total Economy Database, International Monetary Fund, IST World, también se recurre a la información proporcionada por otras fuentes oficiales como la Secretaría de Energía, Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, CONAPO, INEGI, CONAGUA, entre otras y a la base de datos e información proporcionada por el CINVESTAV del Instituto Politécnico Nacional.

El proceso de análisis de los diferentes ámbitos de la investigación, se sustenta por una parte, en el contexto de la teoría económica neoclásica, en lo referente a la medición de la demanda energética en términos del mercado, y de las recomendaciones de política pública y acciones de la sociedad tendientes a fomentar la creación de los mercados, establecer incentivos económicos y definir las estructuras de regulación del medio ambiente.

Lo que implicó, realizar una revisión documental en libros y artículos científicos sobre el tema, para efecto de conocer los antecedentes en las ideas y propuestas de medición de las variables y tecnologías.

El método aplicado es el de la economía normativa, que construye su cuerpo teórico metodológico, a partir de la búsqueda de lo que debe ser. Al mismo tiempo, también se recurre al método positivo, por lo que se presentará una descripción sucinta de la situación actual del desarrollo del uso de energías fósiles y renovables.

Para la integración específica de la proyección, se construye una base de datos con la información que emite la International Energy Agency, Hydro Quebec, IEEE, Euroelectric, IST World, se recurre a diversas fuentes oficiales, así mismo, se utilizan los análisis propuestos por Kaya, Dantzig, e IPCC.

La metodología para la construcción de la proyección, se corresponde con la formulada por (Morales-Acevedo, 2014) y la identidad de Kaya que circunscriben en forma global la medición de la energía requerida a: crecimiento poblacional, crecimiento del PIB per cápita, intensidad eléctrica e, intensidad del carbón.

En general, se sigue el siguiente procedimiento:

Se determina la Demanda de Electricidad acorde al crecimiento económico, la población y la reducción de emisiones que marca la ley para 2030 y 2050 conforme a la identidad propuesta. Una vez determinado el valor futuro de la demanda eléctrica para 2050, esta se puede alcanzar conforme a dos escenarios: Deseable e Institucional.

Determinado el requerimiento energético a largo plazo, se optimiza el portafolio energético. Dicha evaluación no solo depende del costo más bajo que es sólo un referente temporal sino de un criterio sustentable y de las ventanas de oportunidad energética, tales como:

- Participación máxima de Fuentes Convencionales de Energía a largo plazo, 50%.
- Participación de fuentes limpias de energía en la generación de electricidad al 2024, 35%.

- Reducción de emisiones de carbono al 50% respecto a valores del 2000.

Las fuentes de energía o tecnologías consideradas y evaluadas son: Ciclo Combinado de Gas, carbón, nuclear, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, biomasa residual agrícola y forestal, mini hidroeléctrica, geotermia y grandes hidroeléctricas.

Estas tecnologías se evaluaron conforme a:

- Generación de emisiones de CO_{2eq} por tipo de tecnología
- Contaminación de agua por tipo de tecnología
- Consumo de agua por tipo de tecnología
- Tasa de retorno energético

Posteriormente se estima el costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés) para las tecnologías evaluadas de fuentes de energías convencionales y renovables entre 2012-2050; el de las energías convencionales, se realiza proyectando las cifras emitidas por la CFE-COPAR, mediante el cálculo de la Tasa de Crecimiento Anual Compuesta.

En el caso de las energías renovables, se involucran otros factores como, el avance tecnológico, la inversión, los gastos de operación y mantenimiento, los gastos de combustible, generación de electricidad, tasa de descuento y el periodo o vida económica del sistema. El cálculo se realiza utilizando la ecuación propuesta por la International Energy Agency (IEA) y su serie de Mapas de Ruta Tecnológicos para diversas Fuentes Renovables de Energía (IEA Technology Road Maps)

Para estimar las cifras a 2012 de cada tecnología renovable, se utilizan los costos internacionales de cada tecnología y para su proyección al 2030 y 2050, se utilizaron los factores de curvas de aprendizaje, reportados por diversos autores y organizaciones, los cuales permiten inferir los costos de la tecnología a largo plazo en base al uso propio de la tecnología y, el avance en ciencia y desarrollo que favorezca el uso de la misma.

Con esta información y tomando en cuenta las características y particularidades de cada tecnología, se realiza la estimación a mediano y largo plazo, del costo nivelado

de generación para cada una de ellas. Así con los datos generados y recolectados, y en base a una propuesta de sistema de optimización lineal de 5 ecuaciones y 10 incógnitas, se determina el portafolio óptimo de generación para cada escenario de demanda eléctrica.

Finalmente, basado en el marco institucional y legal del Sector Eléctrico Nacional, el potencial de generación de las diferentes fuentes de energía, la estimación cuantitativa y cualitativa del portafolio óptimo de generación, se discute la causalidad del bajo impulso de las Fuentes Renovables de Energía Eléctrica al hacer un análisis comparativo de la política energética antes y después de la Reforma Energética de 2013, y una serie de recomendaciones a ser tomadas en cuenta en el diseño de política pública que podrían detonar el uso de las FRE acorde a diferentes escenarios de desempeño-país.

1 EL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL.

Como es ampliamente reconocido, México necesita proponer y analizar diversas vías de desempeño-país para asegurar un crecimiento económico sostenible ante los diferentes escenarios que enfrenta a nivel global. Para ello, entre una de las grandes estrategias a seguir, deberá tomar en cuenta las diversas modalidades de abasto energético, pasando desde un sistema de abastecimiento tradicional caracterizado por el uso de combustibles fósiles, hacia otro que responda a las nuevas exigencias del desarrollo económico y social, y el respeto por el medio ambiente. De hecho, dada su importancia, el debate sobre las diversas formas de abasto y generación de energía se ha enriquecido, durante las últimas décadas, con propuestas que acercan las posturas de la económica, el desarrollo humano, las nuevas modalidades energéticas, las reglas institucionales, la gestión de la tecnología y el cuidado y preservación del medio ambiente.

Así en esta propuesta de análisis prospectivo, se parte de identificar, en base a una revisión bibliográfica, el potencial de los recursos alternativos para la generación de energía eléctrica. Datos que serán de gran utilidad en los capítulos posteriores para en conjunto con datos tendenciales de comportamiento poblacional, estimación de la demanda eléctrica, cuantificación de externalidades y expectativas de desempeño económico del país, se modele y simule un portafolio balanceado de generación eléctrica a mediano y largo plazo en México.

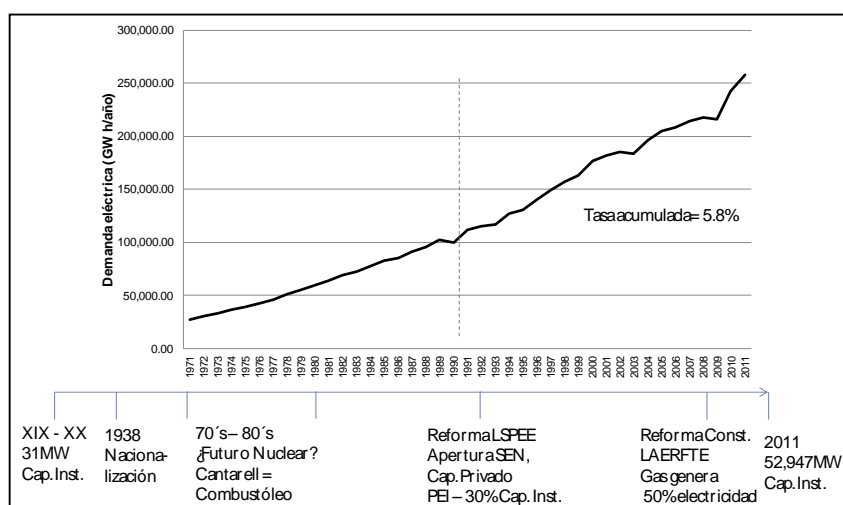
A manera de marco introductorio resulta de suma importancia revisar la estrecha relación entre el desempeño económico del país y el desenvolvimiento del sector eléctrico nacional, lo cual ayudará por una parte a identificar la naturaleza y complejidad del proceso de desarrollo y las nuevas modalidades de abasto energético, de manera destacada los factores externos que influyen en su desempeño y de igual modo, a la interpretación de la eficacia o el rol que han tenido y tienen las diversas modalidades energéticas. Aclarando que las evaluaciones de estos antecedentes suelen simplificarse como una evolución más o menos lineal y no identifican las principales corrientes y tendencias que se plasmaron en políticas públicas, en particular las ocurridas recientemente. No se pretende hacer evaluación

exhaustiva, pero si examinar aquellas propuestas y explicaciones más relevantes y frecuentemente referenciadas por los especialistas de la disciplina.

1.1 La relación entre el Desempeño-País y el Sector Eléctrico Nacional.

El Sector Eléctrico Nacional (SEN) ha evolucionado a lo largo de la historia del país, siendo partícipe de los grandes cambios políticos-económicos-sociales como uno de los principales pilares del desarrollo nacional de la actualidad.

Gráfico 2. Evolución del Sector Eléctrico Nacional, 1971-2011.

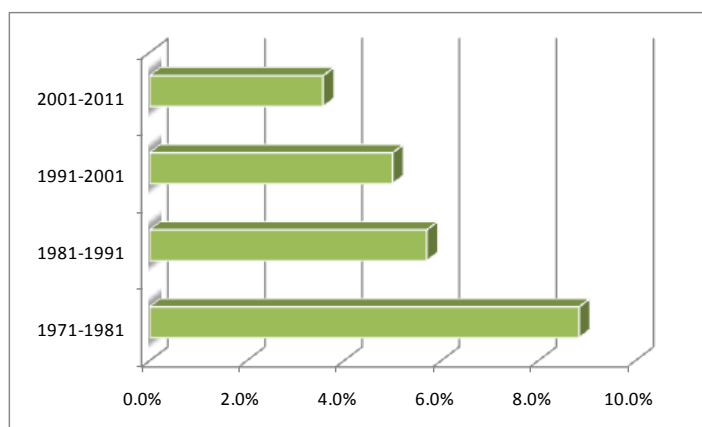


Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía (SENER).

A marzo del 2012 el SEN había atendido a más de 35.6 millones de clientes, lo que representaba aproximadamente a 100 millones de habitantes. En 2011, el suministro de energía eléctrica abarcó al 97.61% de la población, alcanzando un valor de 258,128 GWh/año.

Respecto a la demanda eléctrica por sector económico, acorde a (CFE, 2012), a 2010 el sector industrial fue el mayor consumidor alcanzando 57% del total, 3 puntos porcentuales menos que al iniciar la década. El segundo mayor consumidor es el sector residencial con un 26% del total. En cuanto al sector comercial, éste disminuyó su participación de consumo 2 puntos porcentuales respecto al año 1994.

Gráfico 2. Incremento de demanda eléctrica en México 1971-2011 (%)



Fuente: Elaboración propia con datos de OCDE y SENER

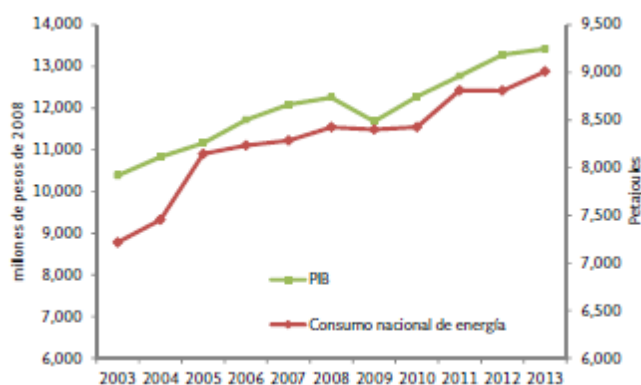
Por otro lado, a nivel mundial el crecimiento económico de cualquier nación (medido como el Producto Interno Bruto ó PIB) depende directamente de la capacidad de generación de energía y que tan eficiente ésta es consumida por los sectores productivos que definen a un país en su nivel de desarrollo. Como se muestra en el siguiente gráfico se puede notar que para México en el periodo 2003 a 2013, el coeficiente de correlación entre el PIB y el consumo nacional de energía fue 0.9, lo que indica una fuerte relación entre el uso de energía y el “desarrollo” económico del país (SENER, 2013).

Tabla 1 Consumo de energía eléctrica por Sector Económico (GWh/año).

Año	1994	%	2000	%	2010	%	2013	%
Residencial	27,781	25	36,127	23	49,409	26	53,089	25.6
Comercial	9,844	9	11,674	8	13,070	7	13,894	6.7
Servicios	5,306	5	5,891	4	8,911	5	9,332	4.5
Agrícola	6,551	6	7,901	5	8,600	5	10,369	5
Industrial	60,051	55	93,755	60	107,898	57	120,903	58.3
Total	109,533	100	155,348	100	187,887	100	207380	100

Fuente: Balance Nacional de Energía y Prospectiva del Sector Eléctrico, Secretaría de Energía, varios años. En todos los años los valores no incluyen al sector transporte.

Gráfico 3. PIB vs. Consumo nacional de energía



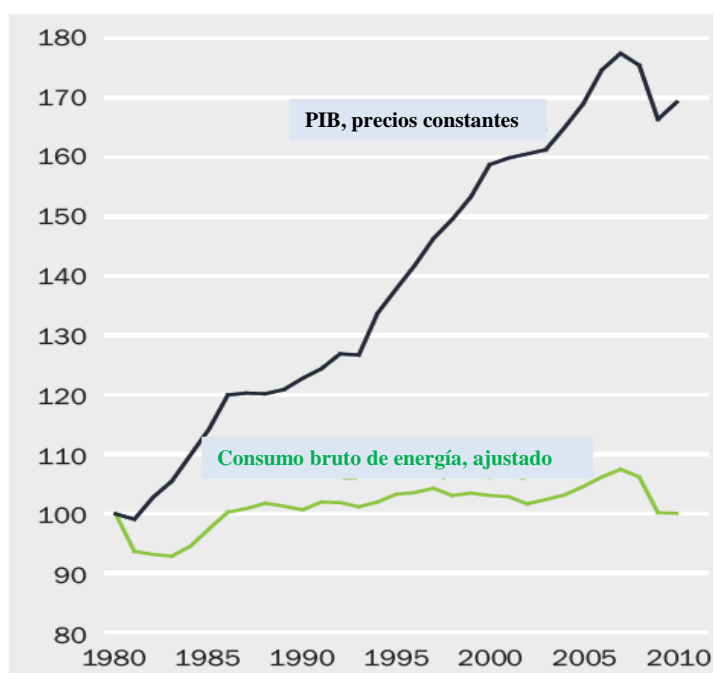
Fuente: Balance nacional de energía 2013, SENER.

Situación que pudiera ser aceptable dada la definición general⁵ de energía que postula que la energía es la capacidad de realizar un trabajo o un cambio físico, por lo que para cualquier país parecería normal una correlación tan estrecha entre el desempeño económico y la energía requerida que lo soporte. Sin embargo países como Dinamarca han demostrado, desde hace un par de décadas, que el desempeño económico no necesariamente requiere de una estrecha correlación con la energía consumida.

Así mismo, por lo general el consumo eléctrico per cápita tiende a ser mayor en países con economías desarrolladas y menor en economías en desarrollo. México como una economía en desarrollo y a pesar de su crecimiento anual de 2.3% del consumo eléctrico per cápita en la primera década de este nuevo siglo, aún permanece bajo frente a economías altamente industrializadas.

⁵ Definición de energía, disponible en http://newton.cnice.mec.es/materiales_didacticos/energia/

Gráfico 4 Desempeño del PIB danés, energía consumida, 1980-2010.

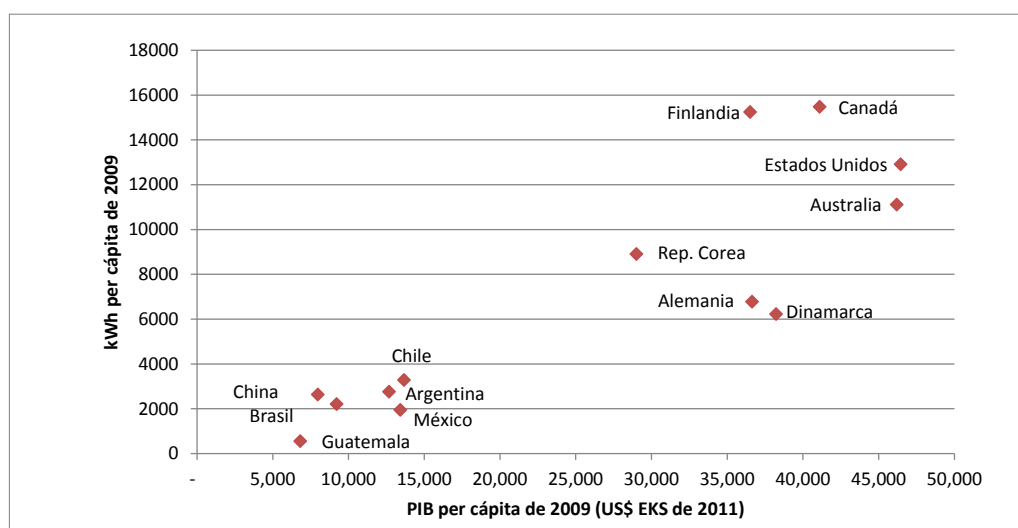


Fuente: Less Energy-More growth. Prosperity through efficiency. Disponible en http://www.sustainia.me/resources/publications/mm/Less_Energy_More_Growth.pdf

Resulta evidente que el modelo económico que ha seguido el país en las últimas décadas y a pesar de la cantidad de tratados de libre comercio no ha provocado grandes cambios para detonar nuevas industrias creadoras de valor agregado y sólo se ha mantenido como una nación exportadora de materias primas y mano de obra barata.

Se esperaría que a pesar de un alto consumo per cápita, las grandes naciones desarrolladas tendrían una intensidad energética menor (gasto energético necesario para producir un dólar más en la economía) y una mayor eficiencia energética que las naciones en desarrollo, pero en la actualidad esto no parece ser así, aunque existen excepciones como el caso de Alemania, que en 2009 presentó uno de los consumos eléctricos per cápita más bajos entre los países desarrollados y una intensidad energética similar a Chile o Brasil.

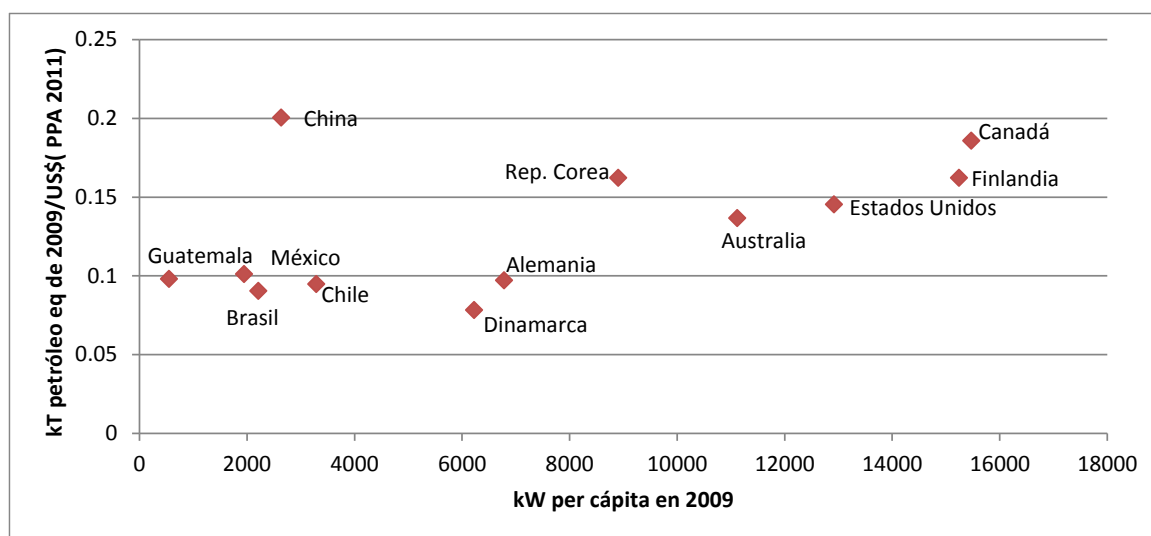
Gráfico 5 Consumo eléctrico per cápita de diferentes naciones en 2009.



Fuente: Elaboración propia con datos de BM y TEDb

En México la intensidad eléctrica ha venido decreciendo gracias al avance propio de las nuevas tecnologías de generación, pero aún está lejos de alcanzar niveles de productividad de aquellos países desarrollados con baja intensidad energética y alto crecimiento económico. Por lo que si el país quiere empezar a disminuir su consumo energético como en el caso de Alemania, deberá realizar un análisis a detalle en cada sector de consumo y definir estrategias de eficiencia y alta productividad energética.

Gráfico 6 Intensidad energética VS. Consumo eléctrico per cápita en 2009.



Fuente: Elaboración propia con datos del BM y TEDb

1.2 Consumo diferenciado.

Por lo general en la mayoría de los países los grandes consumidores industriales pagan bajas tarifas eléctricas (precio final por electricidad enviada) respecto a los consumidores comerciales de bajo volumen, residenciales y agrícolas. Tales tarifas para los consumidores de alto volumen reflejan los bajos costos de envío y una demanda más estable. En México los consumidores residenciales tienen tarifas ligeramente arriba que los industriales y los consumidores agrícolas son los que menos pagan. En 2010 el precio promedio para las diferentes tarifas del sector residencial fue de 10.3 US¢/kWh, 11.5% más que en 2004; de 9.6 - 13.69 US¢/kWh para los consumidores industriales medianos y grandes respectivamente; 6.8 US¢/kWh promedio para el consumidor agrícola; y 23.45 - 15.48 US¢/kWh para el consumidor de comercio y servicios respectivamente. Tales niveles de precio son debidos a los altos subsidios que reciben los consumidores residenciales y agrícolas (García & Michot, 2006).

Referente al volumen de ventas totales de CFE a 2012, 99% lo constituyen las ventas directas al público y el 1% restante se exporta. Si bien el sector doméstico agrupa 88.40% de los clientes, sus ventas representan sólo 23.08% del total de ventas al público. Una situación inversa ocurre en el sector industrial, donde menos de 1% de los clientes representa más de la mitad de las ventas.

1.3 Evolución de los precios del servicio eléctrico.

El precio de la electricidad en México está en función del volumen demandado, tipo de usuario y servicio (Interrumpible vs. Firme o garantizado). A 2010 existían 25 tipos de tarifas eléctricas. Tales tarifas se ajustan a las necesidades y servicios deseados, así como a las preferencias del consumidor.

El responsable de definir las tarifas eléctricas, hasta antes de la Reforma Energética de 2013, en México era la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y posteriormente se ajustaba a la estrategia nacional en el ámbito económico y de desarrollo. A diferencia de otros países, en México el sector regulador de energía (Comisión Reguladora de Energía o CRE) no era la responsable de definir las tarifas eléctricas. Como resultado las tarifas eléctricas no son compatibles con las necesidades financieras de sostenibilidad del propio sector eléctrico.

A pesar de que los precios reales de la electricidad se han incrementado desde 1999, es conocimiento público que los precios residenciales y agrícolas continúan altamente subsidiados y no cubren al menos el costo de la producción. En el caso de que el sector industrial tuviera precios más rígidos, existiría un subsidio cruzado entre el sector industrial y comercial para los sectores residencial y agrícola. Bajo los dos esquemas antes presentados los sectores residencial y agrícola continuarían con precios bajos artificiales, evitando así cualquier incentivo económico para moderar su consumo eléctrico (García & Michot, 2006).

Entre los actores políticos, las razones que se argumentan para no quitar los subsidios a la energía y/o aumentarlos, se ubican en el ámbito de lo social y de la lucha contra la pobreza. Sin embargo, está demostrado que no es la manera más directa y económica para cumplir tan favorable propósito (De Buen, 2012).

1.4 Generación Eléctrica.

La infraestructura para generar la energía eléctrica está compuesta por 211 centrales generadoras (CFE, 2012), con una capacidad instalada de 52,860 megawatts (MW), incluyendo productores independientes con 23 centrales (22 ciclo combinado y una eolieléctrica) y 32 centrales de la extinta Luz y Fuerza.

El 22.72% de la capacidad instalada corresponde a 22 centrales construidas con capital privado por los Productores Independientes de Energía (PIE).

A 2013, la producción bruta de energía eléctrica en centros de transformación totalizó 258.6 TWh, cifra 6.6% superior a la de 2010 (SENER, 2014). Dicha producción se generó mediante un portafolio de centrales eléctricas por fuente de energía que en el mismo año estuvo integrado de la siguiente manera: 53.4% gas natural, 15.3% combustóleo, 12.2% carbón, 10.6% hidráulica, 4.6% uranio, 2.3% geotermia, 0.8% diésel y 0.7% eólica. Durante el 2010, acorde a datos de (SENER, 2013), la eficiencia en centrales eléctricas públicas fue 40.5%, 1.9 puntos porcentuales por arriba de la eficiencia en 2009. La eficiencia por tipo de combustible fue 40.7% para gas natural, 0.6 puntos porcentuales más que en 2009; 34.9% para combustóleo, con una pérdida en eficiencia de 0.2 puntos porcentuales; 29.7% para diésel, 1.6 puntos porcentuales mayor que en el año previo; 35.6% para carbón, con una ganancia de 0.1 puntos porcentuales en la eficiencia; y 33.1% para

uranio, 0.4 puntos porcentuales menos respecto de 2009. En comparación, las centrales de los Productores Independientes de Energía (PIE) registraron una eficiencia promedio de 48%, 0.5 puntos porcentuales menos que en el año previo.

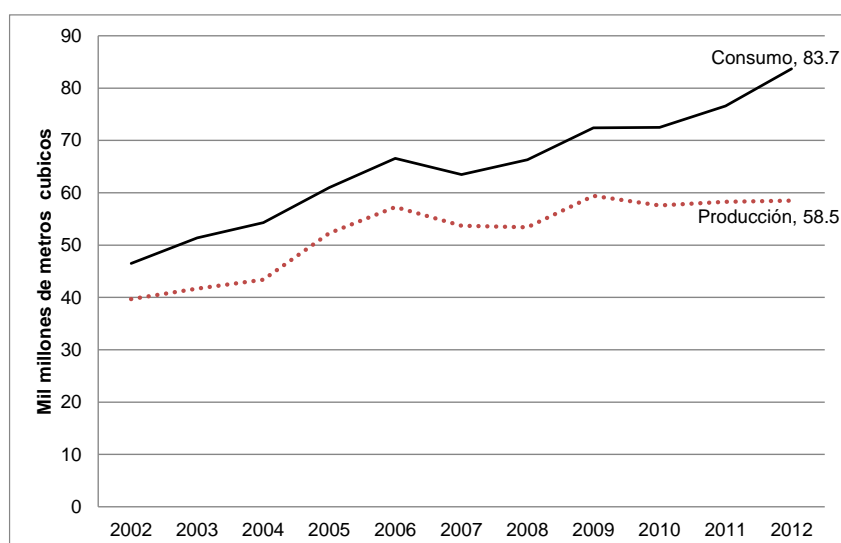
1.5 Situación del gas natural como principal combustible para la generación de energía eléctrica.

El gas natural es el combustible que ha soportado el crecimiento económico del país desde la década de 1990, debido al valor estratégico asignado en base al cumplimiento de las normas ambientales y la esperada evolución de los precios relativos entre el gas y el combustóleo. Aunado a esto, se anticipaba ya un incremento de participación en la generación de electricidad, uso industrial y residencial. Pero dada la prioridad de explotación de yacimientos de crudo pesado en el país, la industria de gas natural se ha quedado rezagada de acuerdo a su nivel esperado de crecimiento. Cobrándose hoy en día los costos de tal decisión al restringir en los últimos años el suministro constante y confiable a el sector industria, y recientemente al incrementar las importaciones de gas natural licuado de alto costo.

De acuerdo al reporte *Statistical Review of World Energy June 2012* (BP, 2012), las reservas nacionales probadas de gas a finales de 1992 eran del orden de 63.5 mil millones de pies cúbicos y a finales del 2011 eran del orden de 12.7 mil millones de pies cúbicos de reservas probadas, con una relación Reservas/Producción (R/P)= 6.7, que indica el tiempo estimado de duración de reservas si la producción continua al ritmo actual.

En contraste y de acuerdo con la publicación *Las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de Enero 2012*, de Pemex Exploración y Producción (PEMEX, 2012), México contaba con 17,224 mil millones de pies cúbicos de reservas 1P (probadas) de gas natural y 61,641 mil millones de pies cúbicos de reservas 3P (posibles). A inicio del 2012 la tasa de restitución de reservas 1P fue mayor del 100%, lo que corresponde una vida promedio o relación reserva/producción de 10.6 años y la tasa de restitución de las reservas 3P fue de 107.6%, debido esencialmente a nuevos descubrimientos. Así, la vida promedio de las reservas 3P equivaldrían a 32.3 años.

Gráfico 7 Gas natural en México, Consumo vs. Producción (2002-2012).



Fuente: Elaboración propia con datos de BP Statistical Review 2013.

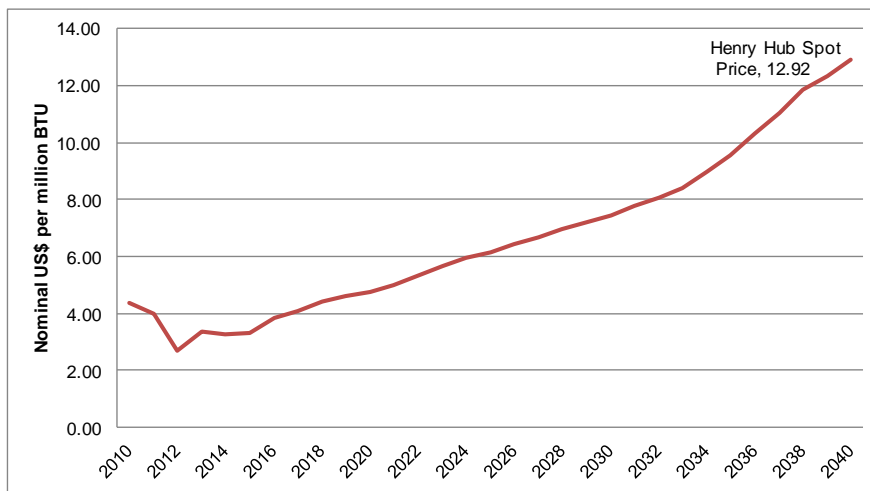
A pesar de las grandes reservas de gas natural que tiene el país al 2013 (115,200 mil millones de pies cúbicos en reservas 1P+2P+3P) y de reservas prospectivas de gas no convencional (545,000 mil millones de pies cúbicos), su producción ha sido insuficiente, importándose en 2012 el 26% de la demanda total. Aunado a la problemática de saturación del sistema de gasoductos que impide incrementar la importación de gas natural barato de los Estados Unidos (EUA) al corto plazo, la explotación de las grandes reservas prospectivas presentan un gran reto económico en el ambiente actual de precios.

Así mismo y en base a estimaciones de la U.S. Energy Information Administration (EIA), el gas natural barato se podría terminar al 2016, incrementando su precio de manera constante hasta los 12.92 US\$ nominal por millón de BTU al 2040 (EIA, 2013).

Respecto al consumo del gas natural en la generación de electricidad, este ha venido incrementándose de gran manera. Entre 1993 y 2001, su consumo creció a una tasa del 12.1% anual, alcanzando los 1,156 millones de pies cúbicos día en el Sector Eléctrico Nacional (SEN). A inicios del 2002 se estimaba que debido a las grandes ventajas que ofrecía la tecnología de ciclo combinado (alta eficiencia térmica, bajos

requerimientos de inversión, menores tiempos de construcción y bajos niveles de contaminantes), el gas sería el combustible estratégico para la expansión del SEN en la siguiente década, con una tasa de crecimiento promedio anual del 12.3% para el servicio público (SENER, 2002).

Gráfico 8 Estimación de precios del gas natural de importación Henry Hub al 2040.



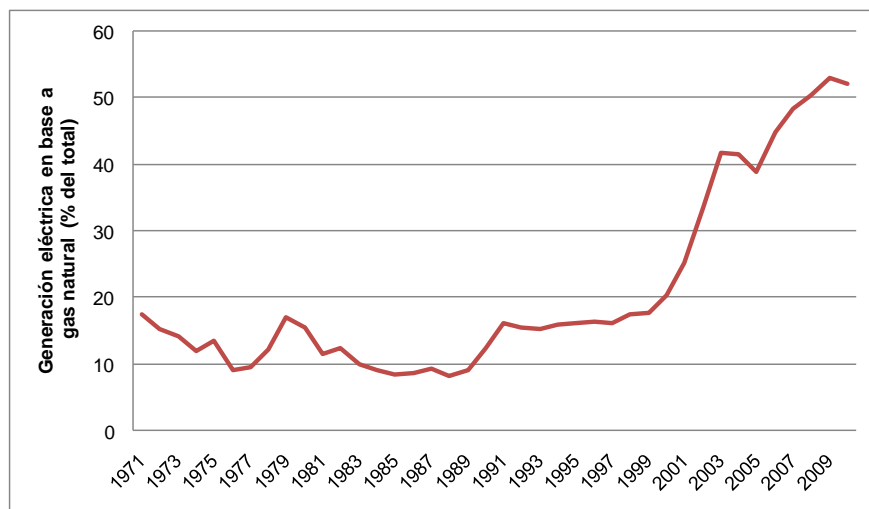
Fuente: Elaboración propia con datos de la U.S. Energy Information Administration (2013).

A 2011 el sector eléctrico fue ya el mayor consumidor de gas natural en México, con una demanda del 39% del total, consumiendo 5,142.3 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente, a un precio de 4.49 US\$/millón de BTU y participando con el 47.9% de la generación bruta del servicio público⁶ (259,155 GWh).

Adicional a lo anterior y acorde a información del Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico 2012-2026, la demanda de gas natural se incrementará entre 4 y 5% de forma anual hasta el 2026 (CFE, 2012) y al final del período el requerimiento total de gas natural sería el doble de las estimaciones iniciales de capacidad de producción. Así mismo se estima que a 2026 la participación de las tecnologías de ciclo combinado en el total de la capacidad efectiva, se estima incremente de 34.3% a 51.7% respecto a 2011 (SENER, 2012), alcanzando una capacidad instalada de 44.34 GW.

⁶ No incluye autoabastecimiento ni cogeneración.

Gráfico 9 Generación eléctrica por medio del gas natural, México 1971-2010 (% del total).



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial (2010).

La tendencia de aumento de consumo del gas natural, de acuerdo a los datos tendenciales oficiales es inevitable, gracias a la consideración de su bajo costo actual y el potencial de reducción de emisiones de contaminantes, de hecho su uso se podría extrapolar hasta llegar al 100% de participación en el sector eléctrico. Si bien en la actualidad existe un freno a incrementar su participación en el SEN - artículo 11, fracción III, transitorio 2do de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento para la Transición Energética (LAERFTE), que indica que la SENER fijará como meta de generación de energía eléctrica con combustibles fósiles, el 65% al año 2024, 60% al 2035 y 50% al 2050-, habría que identificar nuevas rutas tecnológicas que reduzcan su participación en el corto y mediano plazo para evitar la dependencia energética.

Lo que es una realidad es que el mercado nacional de gas está en crecimiento, y para satisfacerlo será indispensable expandir el sistema nacional de gasoductos (Estrada, 2011). Al respecto debe considerarse que el precio de referencia del gas natural en EUA ha bajado de su pico mensual de US\$15/mmBtu en 2005 hacia un nivel que fluctuaba en torno de US\$ 2/mmBtu en 2012. Esto contrasta con los aumentos anuales en el precio del crudo en México desde su piso de US\$17/bbl en 1997, a su

máximo de US\$147.27/ bbl el 11 de julio de 2008 (1 mmbtu = 5.515 bbl petróleo equivalente).

En noviembre del 2011, el presidente Felipe Calderón anunció la estrategia de Cambio Estructural del Gas Natural, la cual consiste en la ampliación del sistema de transporte existente, mediante la construcción de una nueva red de ductos e infraestructura para compresión, en la que destaca la construcción de más de 4 mil kilómetros de ductos, que permitirá el acceso a este energético a más del 80% de los estados del país.⁷

Resulta importante mencionar que durante el primer semestre del año 2012, y debido a la caída del precio de gas natural (\$2 dólares por millón de BTU's) y a la decisión de la SENER de considerar al gas natural como el combustible del futuro para el país, su consumo se ha incrementado notablemente por el sector industrial con el grave problema de que la infraestructura ha sido superada por la demanda, afectando a estados como Jalisco, Estado de México, Querétaro y Michoacán. De acuerdo a datos de la Cámara de la Industria de la Transformación (CAINTRA) y la Confederación de Cámaras Industriales (CONCAMIN), el costo para la industria podría alcanzar los \$3000 millones de dólares, afectando además la reputación del país como un destino de inversión. Los industriales solicitaron al gobierno federal que como solución al corto plazo se importe gas licuado, y que el gobierno absorba el sobre costo de éste (\$18 dólares por millón de BTU's), ya que la solución a largo plazo y de acuerdo con la SENER, para revertir el problema de planeación en materia de infraestructura, nuevos ductos estarían operando en el 2014.⁸

⁷ García, K. (2012), "Energías eólica y solar, como puntas de lanza". Disponible <http://eleconomista.com.mx/industrias/2012/02/29/energias-eolica-solar-como-puntas-lanza>. Consultado 05.03.2012

⁸ Torres, A. / Gonzáles, L. (2012). "El desabasto de gas estrangula a centro y occidente". Disponible <http://eleconomista.com.mx/estados/2012/06/05/desabasto-gas-estrangula-centro-occidente>. Consultado 06.06.2012

Gráfico 10 Obras en proceso y oportunidades de inversión



Fuente: Revista Energía a debate, No. 47 Nov/Dic 2011

1.6 Liberación del Sector Energético Nacional.

Desde la década de 1940, México había estado cerrado a la inversión privada en el sector energético, en 1960 se nacionaliza el sector eléctrico y fue hasta 1992, cuando La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica fue reformada, al darse una apertura parcial a la participación privada bajo las siguientes modalidades: *Cogeneración, Autoabastecimiento, Producción Independiente de Energía, Exportaciones e Importaciones para usos propios.*

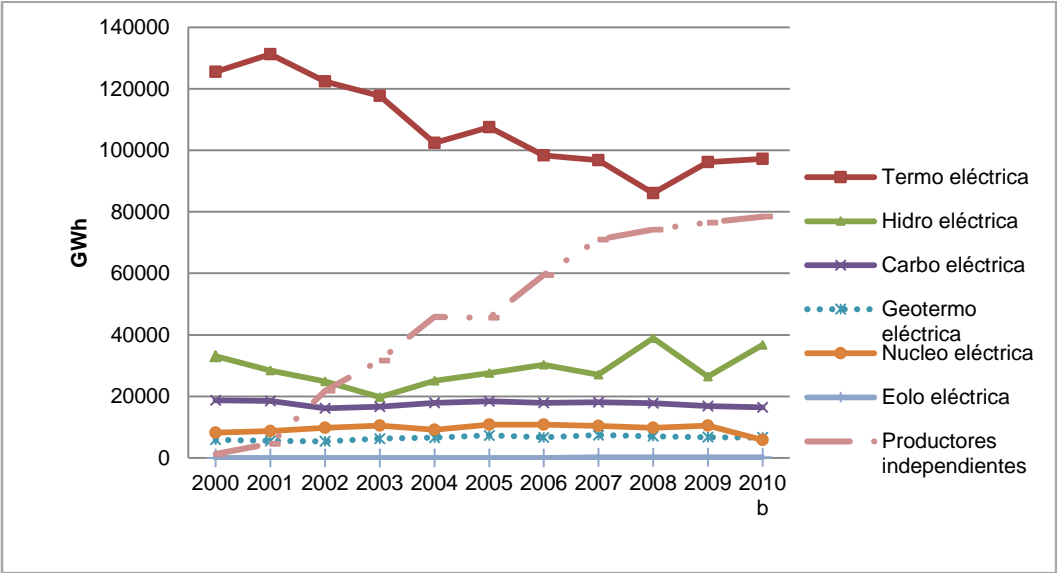
Gracias a tales reformas, las empresas privadas generaban energía eléctrica que se debía vender a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y luego ésta a clientes privados (situación que cambia sustancialmente a partir de la Reforma Energética de 2013). También las empresas privadas podían generar electricidad para su propio uso (autoabasto) sin tener que tratar con la CFE (excepto en términos de transmisión y la regulación). Aunado a lo anterior se puede generar electricidad por empresas privadas para la exportación fuera de México.

En 1995, se dio de manera similar la apertura en el sub-sector de gas natural. La inversión privada en este sub-sector estaba permitida, hasta antes de la Reforma

Energética de 2013, en las siguientes ramas: *Transporte, Almacenamiento y Distribución*, siendo la Comisión Reguladora de Energía (CRE) la encargada de la emisión de los permisos referentes al sub-sector eléctrico y de gas natural que se encuentren abiertos a la participación privada (CRE, 2012). Lo anterior creó un sector privado muy participativo en el SEN. Los Productores Independientes de Energía (PIE) fueron responsables, hasta 2012, de más del 30% de la potencia generada en México, y este número es posible que aumente en los próximos años.

En cuanto a la generación de energía procedente de Fuentes Renovables de Energía, los grandes proyectos precursores basados en energía eólica instalados en Oaxaca, fueron promovidos por empresas privadas, tratando de producir ya sea para autoconsumo (como Wal-Mart, Femsas o Bimbo) o la venta a la CFE. En los proyectos de energía eólica, principalmente en el noreste del país, las empresas privadas pretendían tener participación para generar electricidad con fines de exportación a los Estados Unidos y satisfacer la demanda creciente de energía renovable en California, y para el autoconsumo (Wood, 2012).

Gráfico 11 Participación de PIE en el SEN (2000-2010).



Fuente. Elaboración propia con datos del Prontuario estadístico 2011, SENER

En 2010, la capacidad de autoabastecimiento de energía eléctrica autorizada ascendió a 7,458.3 MW y para 2026 la capacidad para autoabastecimiento (CFE, 2012) alcanzará los 13,284 MW, de los cuales 7,730MW corresponderán a

autoabastecimiento remoto y 5,554 MW a autoabastecimiento local. Tal participación en el SEN de autoabastecimiento representará el 13.4% de capacidad instalada.

Al cierre del primer bimestre de 2012 el sector eléctrico, reservado constitucional, única y exclusivamente al Estado, ya era mayoritariamente privado. Dicho desplazamiento de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) por productores particulares se muestra mediante los permisos que poseían los particulares para generar hasta 55% de la energía total que se consumía en el país, en sus diversas modalidades. Hasta el 29 de febrero de 2012, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) había otorgado 670 permisos para productores independientes de energía (PIE), que les permite generar hasta 28 mil 978 megavatios, lo que significa ya 55 por ciento de la energía total producida por la CFE en 2011, que ascendió a 52 mil 511 MW. Estos permisos otorgados para la producción de energía independiente ocasionaron que el margen de reserva rebasara los límites y se situara en más de 26 por ciento⁹.

Adicionalmente CFE, en 2011, aumento la transferencia de recursos a los productores privados mediante el incremento de 17% en la compra de energía, que pasó de 143 mil 110 millones de pesos en 2010 a 168 mil 221 millones en 2011. Sin embargo, la mayor participación privada en el sector eléctrico no se expresó en mayor eficiencia y mejores servicios para los usuarios, solamente en el primer trimestre de 2012 fueron interpuestas 30 mil denuncias contra la CFE por altos cobros y cortes. Durante 2011 se elevaron las pérdidas totales de energía eléctrica de la CFE, destinada al servicio público y se ubicaron en 11.3%.

La estrategia privatizadora del sector eléctrico ha arrojado excelentes resultados para el capital privado: al cierre de 2010, 48 por ciento de la generación eléctrica en la nación correspondía a consorcios privados, fundamentalmente trasnacionales. El problema interno se agudiza, porque en los planes de la CFE no estaba generar mayor energía eléctrica, sino ir cediendo espacios a las trasnacionales. Por ejemplo, a

⁹ El margen de reserva es la diferencia entre la capacidad de producción de electricidad y la demanda máxima consumida en determinado periodo. El margen de reserva está constituido por plantas generadoras de electricidad, a las que corresponde mantener la producción cuando hay un apagón o se realizan obras de mantenimiento.

2025 la CFE tenía programado el retiro de 11 mil 93 megavatios de capacidad del servicio público, según estipula el estudio Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2025, elaborada por la Secretaría de Energía, además de que la posibilidad de construir una planta nuclear se difiere hasta los últimos años del horizonte de planeación.

Hay que tomar en cuenta que debido a los largos plazos en los que se concreta un nuevo proyecto de central eléctrica, las decisiones que se tomen en el presente afectaran por un largo tiempo a la forma en que producimos energía eléctrica y de ahí las afectaciones ambientales y de suministro de combustibles.

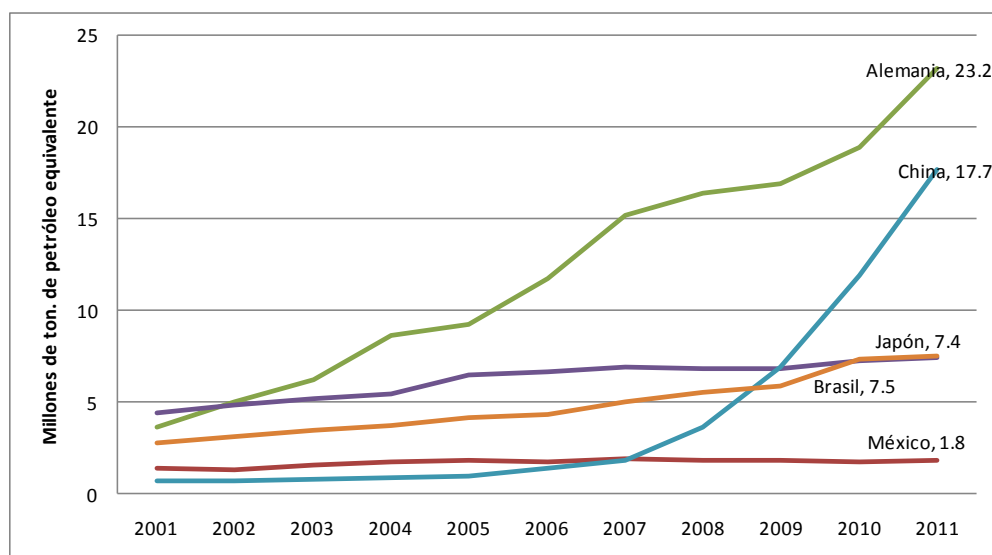
Respecto a la inversión nacional realizada a las Fuentes Renovables de Energía (FRE), el año 2010 representó un gran suceso para México dando un salto del 348% respecto al año anterior, considerando que la variación porcentual en años anteriores era casi nulo, con un monto de \$2.32 miles de millones de dólares, debido al anuncio en 2009 de incrementar la participación de las FRE de 3.3% a 7.8% a 2012, lo anterior se llevó a cabo mediante proyectos de inversión en su mayoría con capitales privados principalmente en el sector eólico y geotérmico. Tan sólo los proyectos eólicos representaban el 4.3% de participación de la capacidad total, y en 2010, 998MW eólicos fueron financiados.

México ha seguido la tendencia mundial de invertir en grandes proyectos eólicos, pero no ha sido participe de financiar capitales de riesgo (venture capital) para nuevas compañías tecnológicas, proyectos de pequeña escala y fondos gubernamentales para el desarrollo y la innovación, como en otros países como China, Brasil y Reino Unido, dejando ir oportunidades clave para el desarrollo de una economía verde.

Para 2011, debido a la conclusión de los grandes proyectos financiados en 2010, México desapareció del ranking top-10 entre los países del G-20 con una caída del 97% en cuanto a inversiones en energía limpia con sólo un monto de \$ 46 millones de dólares. Varios proyectos se dieron a conocer en 2011, pero no se completaron y no aparecen como proyectos de inversión en el mismo año. El sector eólico se

mantuvo como líder en la producción de FRE con alrededor de 300MW de capacidad instalados.

Gráfico 12 Variación del consumo de las FRE (2001-2011).



Fuente: BP, Revisión estadística de la Energía Mundial 2012.

En general y a pesar de las propuestas gubernamentales y los grandes discursos sobre reducción de emisiones e impulso a la economía verde, el crecimiento en el consumo de las FRE (viento, solar, biomasa y geotérmica) para la generación de energía ha sido mínimo pasando en el período 2001-2011 de 1.4 a 1.8 millones de toneladas de petróleo equivalente, esto debido a diversas condicionantes y determinantes como la falta de promoción de estas tecnologías, la falta de financiamiento y vinculación a pequeñas empresas desarrolladoras de tecnología, formación de recursos humanos capacitados y el compromiso con la sociedad de crear nuevas fuentes de empleo y productos de alto valor agregado.

1.7 Integración Regional

Durante las últimas dos décadas del siglo pasado, México ha participado a nivel regional en un esquema de integración energético con Estados Unidos y Canadá, bajo la negociación e implementación del Acuerdo de Libre Comercio (ALCCEU, 1989) y, posteriormente, el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN, 1994). Desde la firma de dichos acuerdo, prevaleció la idea de que México no tuvo la suficiente disposición para abrir su sector energético a las inversiones extranjeras, no

obstante en la realidad se ha evidenciado la gran participación extranjera tanto en el sector petrolero nacional, como el eléctrico y el del gas natural.

El esquema de integración energético norteamericano ha sido desigual entre los tres países. México sólo ha participado como proveedor de materias primas y sujeto a la dinámica de acumulación centro-periferia, generando una creciente dependencia estructural respecto de suministros, inversiones, tecnologías y prácticas administrativas foráneas, sobre todo lo relacionado con el refinado, la petroquímica y el gas natural. Además, los impactos sociales y ambientales derivados de este modelo de integración han sido devastadores para algunas comunidades, y de hecho, el modelo de explotación de los recursos fósiles ha dejado de lado en ciertos casos las prioridades del desarrollo regional.

Ya en años recientes, la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPAN), firmada por México, Canadá y Estados Unidos en 2005, ha buscado profundizar este mismo modelo de cooperación asimétrico a través de incluir en la agenda de negociaciones trilaterales la homologación regulatoria; la ampliación de la infraestructura física de comercio transfronterizo (electricidad, gas natural y gas natural licuado); la apertura a la inversión privada en el comercio petrolero; la incorporación de los dispositivos de la seguridad nacional estadounidense en las zonas de producción petrolera y en las redes eléctricas de México y, la liberalización del comercio de las energías renovables (Martínez, 2009).

La posición de México podría ser más participativa no sólo en la región del norte, sino también al involucrarse en la región de Centroamérica definiendo un régimen de seguridad energética baja en emisiones, exportando tecnología y energía limpia, fomentando normas y estándares de eficiencia energética regionales, para lo cual debe establecer políticas integrales con regulaciones y apoyos gubernamentales que permitan impulsar la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías. Así mismo, México debe ser actor de las nuevas regulaciones para la producción petrolera sobre yacimientos transfronterizos en el golfo de México, así como estar pendiente de identificar y unificar reservorios compartidos en aguas profundas de acuerdo a prácticas internacionales (Melgar, 2011). Otra oportunidad de negocio, es explotar la

gran experiencia técnica de los ingenieros petroleros nacionales y la ventaja del idioma para los mercados emergentes en Guatemala y Cuba.

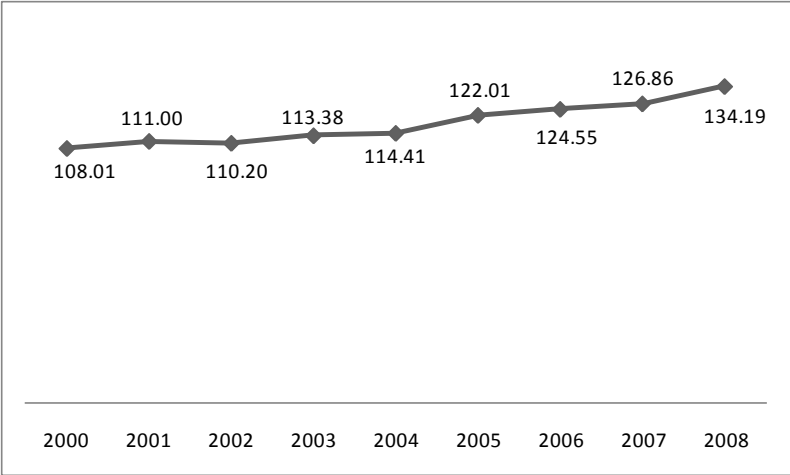
1.8 Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y el Sector Eléctrico.

A nivel mundial, el sector energético contribuye con aproximadamente 80% de las emisiones de GEI. En su mayoría, estas emisiones se derivan de la combustión al liberarse CO_2 como resultado de la oxidación de carbono en los combustibles, aunque también se dan emisiones fugitivas producidas por liberación de gases como el metano (CH_4). Las emisiones por combustión del sector energético mundial, aportan aproximadamente 60% de las emisiones de GEI.

Acorde a datos publicados por (SENER, 2011), entre 2000 a 2010 en México la tasa de crecimiento promedio anual del consumo de energía primaria fue de 2%, mientras que las emisiones crecieron a un ritmo de 1.6%. En 2010, 89.8% de la oferta interna bruta, equivalente al consumo nacional de energía, provino de combustibles fósiles, mientras que el 10.2% restante fue aportada por combustibles limpios.

Respecto a la tasa de incremento de energía eléctrica, de 2001 a 2011 fue de 3.6% anual, mientras que el consumo de combustibles para su generación aportó 28.2% de las emisiones totales del sector en 2010, con un crecimiento de 0.2% sobre el año anterior que fue resultado principalmente del incremento de 9.5% en la generación a partir de carbón térmico, cuyo factor de emisión es 25.8 toneladas de carbono por Terajoule (t C/TJ). La evolución de las emisiones por generación de electricidad a lo largo del periodo 2000-2010 fue relativamente constante, al registrar una tasa de crecimiento promedio de 0.5% anual.

Gráfico 13 Emisiones de CO₂ debido a la generación de electricidad en México (MTon)



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial

Para 2013 la producción de electricidad se ubicó en 297.2 TWh (SENER, 2013). Esta se integró por la generación de las centrales eléctricas públicas, las centrales de los Productores Independientes de Energía y las de los privados que cuentan con un permiso en cualquiera de las modalidades para generación eléctrica. Las centrales eléctricas públicas aportaron 58.1% del total de la generación eléctrica, los productores independientes de energía 28.9%, mientras que la autogeneración de electricidad participó con 13.0%. Los principales combustibles utilizados fueron el gas natural (73.65%) y combustóleo (22.55%).

Consciente de que las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) tienen una relación directa con el cambio climático, México reconoce que éste constituye el principal desafío ambiental global de este siglo, y que representa, a mediano y largo plazos, una de las mayores amenazas para el proceso de desarrollo y el bienestar humano.

Acorde al Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012 del gobierno federal, México planea contribuir a un posible escenario de estabilización de las concentraciones de GEI en la atmósfera, a un nivel no superior a 450 partes por millón de bióxido de carbono equivalente (CO₂eq), compatible con un límite del incremento de la temperatura superficial promedio entre 2° C y 3° C y una

convergencia flexible hacia un promedio global de emisiones per cápita de 2.8 toneladas de CO₂eq en 2050.

Bajo esta trayectoria deseable de reducción, las emisiones mexicanas tendrían que alcanzar un punto de inflexión en la segunda década de este siglo, para después descender paulatinamente hasta alcanzar el nivel indicado en 2050: aproximadamente 340 millones de toneladas de CO₂eq.

Otra de las vías para evitar un mayor deterioro del medio ambiente y contrarrestar los efectos del cambio climático a nivel mundial, podría ser el reducir significativamente el nivel de subsidios al consumo de combustibles. En el caso de México, según cifras oficiales, cada año se destinan más de 380 mil millones de pesos para apoyar los precios de gasolinas y la energía eléctrica¹⁰. Por lo que para contener el deterioro ambiental se debe imponer un precio a las emisiones de carbono, particularmente las derivadas de la generación eléctrica para transitar hacia tecnologías menos contaminantes

Un estudio más a detalle sobre las emisiones de GEI por tecnología y tipo de combustible y su impacto sobre la toma de decisión en la elección de tecnología para el SEN a futuro se encuentra a disposición en el capítulo dos y tres de este trabajo de investigación.

1.9 Opciones de fuentes alternas de energía a futuro para el Sector Eléctrico Nacional.

Para garantizar un futuro sostenible, prosperidad económica y condiciones ambientales de calidad para sus habitantes, toda nación debe tener una adecuada planeación de sus fuentes de suministro energético, las cuales deben ser seguras, confiables y eficientes. A continuación se presentan a grandes rasgos las opciones a futuro que tiene el sector eléctrico nacional.

¹⁰ Cardoso, V. (2012). "Planea el gobierno construir otros dos reactores en Laguna Verde". [En línea]. Disponible: <http://www.jornada.unam.mx/2012/03/01/economia/032n1eco>, consultado 06.08.2012

1.9.1 Gas no convencional

México puede ser la cuarta potencia mundial en cuanto a recursos prospectivos de gas lutita o esquisto que posee por debajo de China, Estados Unidos y Argentina, una estimación preliminar de estos recursos arroja un volumen de 683 miles de millones de pies cúbicos, de los cuales, 681 mil millones son los que estima la Energy Information Administration de Estados Unidos (U.S.-EIA), 56.75 veces más de lo que se tiene actualmente como reserva probada de gas natural.

La estimación de la U.S.-EIA del gas lutita en México indica que al noreste y centro-este de México (cuencas de Burgos, Sabinas) se localizan yacimientos de amplio espesor, ricos en materia orgánica y madurez térmica del jurásico y cretáceo a lo largo de la porción terrestre de la cuenca del Golfo de México (Tampico, Veracruz y Tuxpan). Los yacimientos presentan edad geológica similar a aquellos productores en Estados Unidos (Eagle Ford, Haynesville, Bossier y Pearsall). Estimaciones preliminares del volumen en sitio (con riesgo) de las cinco cuencas analizadas ubican los recursos en 2,366 billones de pies cúbicos. La cantidad técnicamente recuperable se estima en 681 billones de pies cúbicos (con riesgo). Sin embargo, la complejidad estructural (fallas y pliegues), excesiva profundidad (más de 5,000 m) y yacimientos de mínimo espesor en paleo-alturas restringen la evaluación de los recursos.

México se encuentra en una etapa en la que se realizan inversiones para identificar y estimar los recursos potenciales del gas de lutita. Así Pemex ha puesto como referencia de análisis un proyecto de 4,000 pozos con una inversión de 8 mil millones de dólares para alcanzar una producción de hasta mil millones de pies cúbicos diarios. Para avanzar en la exploración y explotación del gas lutita, se requieren estudios geológicos y petrofísicos, evaluaciones del impacto ambiental y social, infraestructura y capacidad de ejecución, así como la aplicación de tecnologías nuevas y existentes a través de contratos con compañías especializadas (Estrada, 2011).

En cuanto a las consideraciones económicas, el costo de extracción depende del tipo de yacimiento y volumen, pero se encuentra en un rango de 3.5 a 5 USD/Mpc. El precio en 2011 del gas natural fluctuó en torno a 4 a 5 USD/Mpc. Resulta de alta

importancia comprender que cada cuenca de gas lutita es diferente y presenta retos operacionales específicos. El uso y disposición de agua y fluidos, así como la contaminación de mantos freáticos, son factores de riesgo en las explotaciones. Tan sólo, se requieren de 7 a 15 millones de litros de agua para perforar y fracturar un pozo horizontal además de que se aplican químicos para facilitar la fractura de la roca. El agua se almacena en la superficie antes de ser tratada o reinyectada y su manejo en la inyección subterránea, tratado, descarga y reciclado requiere mucho cuidado.

Hay que tener en cuenta que desde 2011, la zona norte del país ha enfrentado la peor sequía que se ha registrado en los últimos 70 años. La Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOL) ha identificado¹¹ a los estados de Sonora, Chihuahua, Coahuila, Durango, Nuevo León y Zacatecas como los principales afectados por la falta de agua que ha provocado la escasez de lluvias de 2011 en esas entidades

Otros factores de impacto ambiental incluyen ruido, polvo, deterioro de caminos, tráfico y congestión vial. La localización puede afectar el hábitat natural y la vida salvaje. Los pozos verticales requieren un espaciamiento de 16 hectáreas por pozo; los horizontales necesitan menos espacio (Estrada, 2011).

Pemex Exploración y Producción (PEP), la filial responsable de examinar la existencia de hidrocarburos, ha mostrado una postura moderada ante los datos presentados por la U.S.-EIA, asegurando que sólo la cuarta parte de todos los pozos perforados resultan productores. Aun así, el recurso de gas lutita asciende a por lo menos 150 mil millones de pies cúbicos. Por lo anterior la Secretaría de Energía ha mostrado su compromiso con el desarrollo del sector de hidrocarburos, creando los Fondos Sectoriales para dar más capacidad al sector petrolero del país, con el cual se invertirán recursos para iniciar los estudios geológicos y con ello poder identificar el potencial del gas lutita, y desarrollar la infraestructura que se requerirá para poder distribuir el energético en las diversas regiones de la República. Algunos datos adicionales de 2012 al gas lutita son:

¹¹ CNNMéxico (2011). “La sequía del norte de México es la peor en 70 años, advierten autoridades”. Disponible <http://www.cnn.mx/nacional/2011/11/09/la-sequia-del-norte-de-mexico-es-la-peor-en-70-anos-advierten-autoridades>. Consultado 05/07/12.

- **60** años podría aumentar la reserva nacional de gas con el tipo lutita.
- **\$65,000** millones es el costo máximo con el que un pozo de gas de lutita puede ser rentable.
- **\$150,000** millones costó el primer pozo productor de gas shale: Emergente 1.
- **4.5** millones de galones de agua dulce se ocupan para explotar un pozo.¹²

Dada la importancia del uso de agua para la explotación del gas de lutita y la escasez de la misma en las zonas donde se encuentran los principales yacimientos, además de los efectos colaterales de carácter ambiental, un estudio más amplio al respecto se presenta en el capítulo de Externalidades al SEN.

1.9.2 Nuclear

La Central Laguna Verde (CLV) cuenta con 2 reactores del tipo de agua en ebullición (BWR), el primero de ellos entró en operación en el año de 1990 y el segundo en el año 1995. Cada reactor tiene una capacidad de 682.4 MW. En 2010 ambas unidades estuvieron en proceso de modernización, incrementando su capacidad a 810 MW. Los reactores de la CLV cuentan con una licencia de operación de 30 años otorgada por la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias.

En la actualidad, la Comisión Federal de Electricidad bajo un proyecto de Fondo Sectorial de Investigación y Desarrollo Tecnológico CFE-CONACYT, lleva a cabo un estudio para extender la licencia de operación, el cual deberá concluirse antes del 2020.

Respecto a la posibilidad de expansión en el SEN, y acorde a la Estrategia Nacional de Energía 2012 - 2026 (SENER, 2012), el gobierno federal buscará construir dos nuevos reactores nucleares en la planta nucleoelectrica de Laguna Verde, así la energía nuclear podría llegar a tener una participación hasta de 18.1% de las tecnologías no fósiles en la generación eléctrica.

¹² García, K. (2012). “Preparan políticas de largo plazo en energía”. Disponible <http://economista.com.mx/industrias/2012/02/29/preparan-politicas-largo-plazo-energia>. Consultado 05.03.2012.

En la Estrategia Nacional de Energía de 2013 se definían tres escenarios: en uno donde no se cuente con energía nuclear sería necesario disponer de otro tipo de energías renovables para generar más de 20 mil megavatios. Otro escenario, en el que sólo se utilizara la energía nuclear, plantea la construcción de más plantas nucleares, adicionales a las de Laguna Verde, situación demasiado ambiciosa. El tercero, calificado de escenario mixto, combinación de energía nuclear y otras energías renovables, el cual representa el escenario más viable y sencillo desde el punto de vista de la SENER, implicaría la instalación de dos nuevos reactores en Laguna Verde.

Es importante señalar que a nivel mundial, la tecnología nuclear es considerada, por una amplia comunidad científica, como una fuente estratégica de energía limpia dadas los bajos niveles de emisiones de carbono durante su operación. Por lo que resulta necesario llevar a cabo estudios más amplios para determinar su factibilidad, debido principalmente a las reacciones de carácter mundial posterior al caso Fukushima.

1.9.3 Carbón

De acuerdo al reporte “*Statistical Review of World Energy June 2012*” de la empresa petrolera British Petroleum (BP, 2012), las reservas probadas de carbón para 2011 eran de 1,211 millones de toneladas con una relación R/P= 77 y un consumo anual de 9.9 millones de toneladas de petróleo equivalente. Es necesario hacer un paréntesis en este punto y aclarar que en el caso del carbón nacional, las reservas representan sólo el 0.1% del total mundial, de las cuales cerca de 860 millones de toneladas son de carbón bituminoso (el más utilizado y el más eficiente a nivel mundial, principalmente para la generación de vapor en la producción de electricidad, la calefacción, el gas y el coque) con cantidades menores metamorfoseadas a antracita y 350 millones de toneladas son carbones sub-bituminosos.

Tales reservas se explotan principalmente en la cuenca de Sabinas y Fuentes Río-Escondido, con un 90% de la producción. En específico en la cuenca de Sabinas existen dos vetas que son económicamente explotables, las cuales producen un

carbón cuyas características son: contenido de material volátil es de 20 a 25%, contenido relativamente bajo de azufre (1.2%), que a nivel mundial son aceptables pero con un contenido promedio alto de ceniza (23%), razón por lo cual reduce el grado de calidad de este carbón para su uso en la generación de electricidad. La producción de carbón mineral lavado en 2010 fue de 202.6 PJ y tuvo una contracción de 2.5% respecto del año anterior. El carbón térmico, utilizado para generación de electricidad en plantas carboeléctricas aportó 81.6% de la producción total de carbón mineral y disminuyó 2.7% respecto a 2009. Debido a la baja calidad del carbón térmico nacional (Wallace, 2009) en 2006 se importó el 45% de la demanda para CFE, situación que se incrementará en el futuro, si es que el carbón se establece como fuente clave para satisfacer la demanda eléctrica futura del país, ya que las reservas de carbón térmico de calidad en México son limitadas.

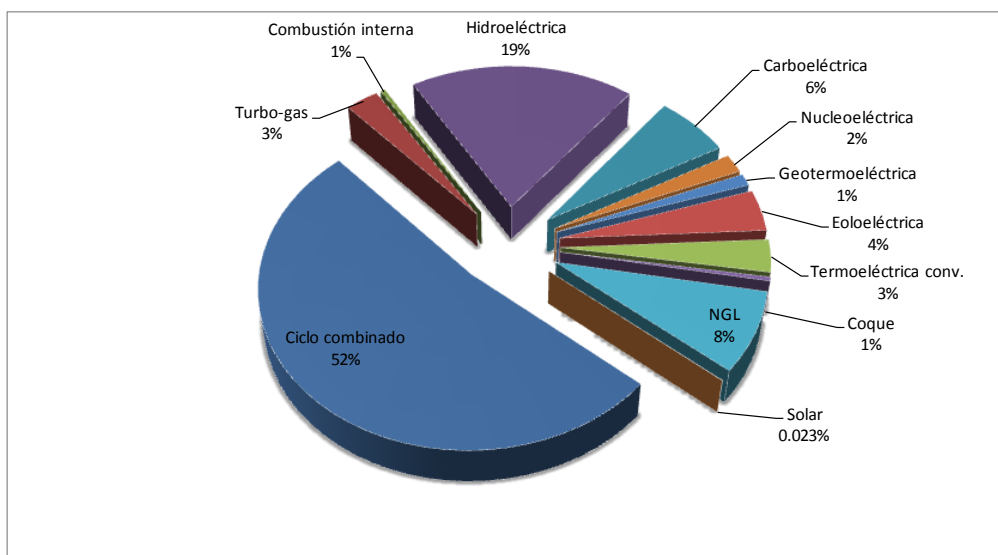
A largo plazo el uso de carbón en la generación de energía eléctrica será competitivo al considerar el límite de capacidad en la generación con gas natural. Bajo este sentido existen ya nuevos proyectos denominados Nuevos Proyectos de Generación Limpia, los cuales son cuatro plantas carboeléctricas supercríticas de 700MW cada una, ubicadas en Lázaro Cárdenas, Michoacán y Sabinas, Coahuila, centrales que a diferencia de las convencionales se plantea la incorporación de equipo para el secuestro y captura de CO₂, así como la opción de de gasificación integrada a ciclo combinado (CFE, 2012).

En cuanto al portafolio completo por tipo de tecnología para la generación de energía eléctrica y con una capacidad total estimada de 85,722 MW al 2026, de acuerdo con el documento publicado en 2012 “Programa de Inversiones y Obras del Sector Eléctrico (POISE)¹³, la tendencia continuaría siendo el dominio de los combustibles fósiles con una participación del 70%, y una participación de FRE del 5.02% (solar, eólica y geotérmica), sólo 2.22 puntos porcentuales más que en 2010, así mismo se adiciona el concepto de Nueva Generación Limpia (NGL) que incluye las tecnologías de ciclo combinado y carboeléctricas con captura y secuestro de carbón e

¹³ A partir de la Reforma Energética de 2013 el documento publicado por CFE, “Programa de Inversiones y Obras del Sector Eléctrico (POISE)”, es substituido por el documento titulado “Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico NAcional (PRODESEN)” editado por SENER.

importación de energía de la frontera norte con una participación del 8%, tal como se muestra en el gráfico a continuación.

Gráfico 14 Participación de tecnologías en la capacidad de generación eléctrica a 2026.



Fuente: Elaboración propia con datos de CFE, POISE 2012-2026

1.9.4 Grandes Hidroeléctricas.

Las centrales hidroeléctricas, que operan con un alto factor de planta, constituyen una alternativa importante para el logro de las metas de generación de bajas emisiones de carbono. En 2026, estas representarán 19.0% de la capacidad total de generación (16.3 GW), con una generación bruta de hasta 41.95 TWh, 17.3% más energía eléctrica que en 2011, bajo un escenario inercial en el Servicio Público. (SENER, 2012)

1.9.5 Combustóleo, Diésel y Coque.

A 2011 la capacidad instalada en el sector eléctrico fue de 49,362 MW, de los cuales el 26.33% corresponde a centrales que operan con combustóleo. Dicho combustible, es un producto que se estima reduzca su producción en Petróleos Mexicanos hasta en un 65% al 2016. Además por ser uno de los combustibles, al igual que el carbón, más contaminantes al ambiente, se prevé una conversión a gas para las plantas que operan con combustóleo.

Tabla 2 Comparación de combustibles (2013).

	Precio de combustible		Poder calorífico		
	Combustóleo	Gas Natural	Combustóleo	Gas natural	
US\$/mmBTU	11.13	4.91	PCI (kJ/kg)	39,400	47,300
US\$/GJ	10.55	4.65	PCS (kJ/kg)	41,900	52,000

Fuente: Congreso de la Asociación Mexicana Economía Energética, Junio 2013.

Para el año 2026 se estima que la participación por capacidad instalada en el Servicio Público (85,772 MW) de los combustibles; combustóleo, coque y diésel, se reducirá a 4.1% (combustión interna 0.4%, termoeléctrica convencional 3.3% y coque 0.4%) (SENER, 2012). En general, al mediano plazo, se estima que las centras termoeléctricas convencionales reducirán notablemente su participación en la generación de energía eléctrica del servicio público, pasando del 18.5% en 2011 al 2.0% en 2026.

1.9.6 Nueva Generación Limpia

Bajo el concepto oficial de nueva generación limpia se considera a las tecnologías de Captura y Secuestro de Carbono (CSC) para plantas operando en base a gas y carbón, importación de energía e inexplicablemente a algunas fuentes renovables. Así mismo y ante la consideración de contar a mediano plazo con la tecnología de Captura y Secuestro de Carbono, SENER plantea utilizar dicha tecnología en una primera etapa en las plantas a base carbón de Lázaro Cárdenas, Michoacán y en Sabinas, Coahuila. La CSC representaría un aproximado del 3% de la capacidad instalada en el Sector Eléctrico Nacional (93,502 MW) al 2026. Respecto a la capacidad de generación del sector público (446,234 GWh) con tecnología de CSC, se estima bajo un escenario inercial al 2026, una participación de Carboeléctricas + CSC del 4.42% y de Ciclo combinado + CSC del 5.88%. (SENER, 2012)

Resulta importante mencionar que CFE debe definir la mezcla óptima que permite satisfacer la demanda a un costo global mínimo de acuerdo a la política energética y normatividad ambiental vigente, tomando como base los escenarios oficiales de los

precios de los combustibles, los costos para la inversión de las tecnologías y las disposiciones para generar energía limpia en zonas críticas.

Aunque dichos supuestos suenan contradictorios con los mandatos de garantizar una seguridad energética y económica para la sociedad, ya que en su mayoría, el gas natural y carbón térmico se importará a futuro, ya que México no cuenta con reservas suficientes cuantitativamente y cualitativamente hablando, y para PEMEX, el explotar las grandes reservas prospectivas de gas lutita resulta incosteable en la actualidad y a futuro debido a los bajos precios del gas procedente de los EUA.

1.10 Potencial de aprovechamiento de Fuentes Renovables de Energía (FRE).

Siguiendo los postulados del Informe Mundial sobre Desarrollo Humano 1994, del programa de las Naciones Unidas, que promueve el Desarrollo Humano Sustentable, el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2007-2012 estableció como principio rector crear una atmosfera en que todos puedan aumentar su capacidad y las oportunidades puedan ampliarse para las generaciones presentes y futuras. Uno de los elementos en la consecución de este principio rector es la política para la sustentabilidad energética, que busca incrementar la eficiencia energética y el aprovechamiento de las energías renovables en México, con una visión de largo plazo.

Las energías renovables han estado incluidas en la política pública mexicana de distintas formas desde hace décadas, con resultados de muy corto alcance en su aplicación y nulos apoyos para su impulso, en la actualidad es la primera vez que ocupan un lugar tan importante en el PND, pues están explícitamente incluidas en seis de sus estrategias, que corresponden a dos distintos objetivos. El Programa Sectorial de Energía 2007-2012 se sujeta a los objetivos y estrategias del PND y propone, dentro de sus nueve objetivos, tres que están relacionados con el impulso a las energías renovables:

- i. *Equilibrar el portafolio de fuentes primarias de energía*, y tiene como indicador cuantitativo aumentar durante la presente administración pública “federal” la participación de las energías renovables en la

capacidad de generación de energía eléctrica de 23 a 26%. Cabe mencionar que esta meta de indicador incluye proyectos hidroeléctricos de más de 30 MW debido a que no se contaba con criterios para descartarlos previo a la publicación de la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, y que en 2010 representaron el 15.1% de la capacidad total instalada.

- ii. *Fomentar el aprovechamiento de fuentes renovables de energía y biocombustibles técnica, económica, ambiental y socialmente viables, y retoma el indicador del objetivo anterior.*
- iii. *Mitigar el incremento en las emisiones de gases efecto invernadero, reduciendo las emisiones de dióxido de carbono en el doble de las evitadas en 2006, pasando de 14 millones de toneladas evitadas en ese año, a 28 MtCO₂ en 2012. El detalle de la potencial reducción de emisiones por el uso de fuentes renovables de energía está contenido en el Programa Especial de Cambio Climático.*

Aunado a lo anterior, en 2007 México presentó la *Estrategia Nacional de Cambio Climático*, la cual sentó las bases para el *Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012 (PECC)*, en el cual el Gobierno de México propone que es posible mitigar el cambio climático y adaptarse, sin comprometer el proceso de desarrollo, e incluso con beneficio económico, considerando cuatro componentes fundamentales para el desarrollo de una política integral para enfrentar el cambio climático: Visión de Largo Plazo, Mitigación, Adaptación, y Elementos de Política Transversal.

De esta manera, México asumió el objetivo indicativo de reducir en un 50% sus emisiones de GEI al 2050, en relación con las emitidas en el año 2000, a pesar de no tener compromisos de reducción de emisiones, ya que México es parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) como país no anexo 1 (en función de su desarrollo económico).

A pesar de los precedentes, en Junio de 2012, el gobierno federal decretó la Ley General de Cambio Climático, con lo cual el país acuerda compromisos de reducción de emisiones y gases de efecto invernadero, así como evitar la deforestación del país. (Mediante al nuevo marco normativo se le otorgan mayores facultades al Instituto Nacional de Ecología (INE) que cambia a Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, contando con un Consejo de Cambio Climático).

México ha establecido un compromiso voluntario a mitigar los GEI y a reducir las emisiones en un 30% a 2020 y en 50% para el 2050 con relación a las emitidas en 2000 siempre y cuando cuente con financiamiento y transferencia de tecnología bajo el principio de “responsabilidad común pero diferenciada”. Así mismo la Ley permitirá la creación de un Fondo para el Cambio Climático, definir el camino para la reducción de emisiones, desestimular el uso de combustibles fósiles y la creación de transporte público sustentable.¹⁴

La política para la implementación de energías limpias en México incipiente y dispersa en sus inicios, alcanzó estatus de política federal en 2008. En noviembre de ese año, el congreso mexicano aprobó una Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), la cual preveía la creación e implementación de un Programa Especial de Aprovechamiento de Energías Renovables (Programa Especial), el cual fue anunciado por el gobierno federal en agosto de 2009, y que presuponía el establecimiento de una Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (ENE), la cual fue emitida por la SENER en enero de 2011.

La LAERFTE en 2008, preveía la creación y actualización de un Inventario Nacional de Energías Renovables que sería referencial y facilitaría la comprensión del panorama de las tecnologías en el país, para la toma de decisiones de todos los involucrados. El Programa Especial (2009) también lo anunciaba. Y la ENE-2011 cita a las anteriores. Pero desde un inicio prevalece una disparidad de criterios y

¹⁴ Rodríguez, L. (2012). “FCH firma decreto de ley General de Cambio Climático”, Disponible <http://www.eluniversal.com.mx/notas/851626.html>. Consultado 06.06.2012.

metodologías de las distintas instituciones del sector energético oficial que ofrecen información ambigua.

Por ejemplo, el Programa Especial considera a la energía mini-hidráulica —en referencia a aquellas centrales con capacidad de 10 MW— como una de las energías renovables, incluyendo por tanto una estimación del potencial, las capacidades instaladas y de generación, así como sus metas y proyecciones de crecimiento sexenal. En cambio la ENE, prevista en el Programa Especial, desconcertantemente se olvida de tal sutileza, e incluye, en un mismo rubro, toda la energía hidráulica. Lo mismo sucede con las compilaciones y proyecciones del Balance Nacional de Energía (BNE), de carácter anual, que engloba todas las mediciones como “hidroenergía”, impidiendo una visión específica del subsector mini-hidráulico. El mismo Programa, que proporciona datos de la evolución de la energía solar en el país, no incluye proyecciones de crecimiento sexenal, como sí los integra en cuanto a las energías eólica, mini-hidráulica, geotérmica y de la biomasa.

A ello hay que sumar la cantidad de ordenamientos, normas oficiales, e instituciones que se han multiplicado. En la política de implementación de tecnologías limpias intervienen desde la SENER, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), y la Secretaría de Economía (SE), pasando por órganos como la Comisión Reguladora de Energía (CRE), un Consejo Nacional para el Fomento de las Energías Renovables, con participación privada y gubernamental, bajo la coordinación y supervisión de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONUEE), un Centro Nacional de Coordinación de Energía, entre muchos otros.¹⁵

Aunque de acuerdo con organigramas y ordenamientos, cada cual cumple con funciones específicas, para los inversionistas se traduce en confusión. Por ejemplo, la LAERFTE; plantea que hay que hacer comisiones, que otras entidades tienen que regular y manejar, esperar a que se formen esas comisiones, y que las puedan interpretar.

Podemos prever que en el SEN existe una gran complejidad legislativa que dificulta el camino para inversionistas nacionales y extranjeros que deseen incursionar en las

¹⁵ Rodríguez, E. (2011). “México y su futuro renovable”. [En línea]. Disponible: <http://www.cnnexpansion.com/manufactura/2011/02/28/energia-renovable-laberintos-legales>, consultado 06.08.2012.

FRE. Con lo primero que se topa el inversionista, sobre todo el internacional, es con un laberinto legal y después con procedimientos complejíssimos de la relación institucional en México. Hay que aclarar que aun en la actualidad el concepto de CFE de tecnología limpia, abarca las centrales con fuentes de energía renovables (anexando todos los tamaños de hidroeléctricas), ciclos combinados y carboeléctricas con captura y secuestro de carbón y centrales nucleares, además de la importación de energía.

Respecto a los fondos para el impulso de las FRE además de los subsidios foráneos como los otorgados por el Banco Mundial (BM) y otros organismos, la LAERFTE previó para el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, una asignación de 3,000 millones de pesos (250 millones US\$ aproximadamente) para los ejercicios 2010 y 2011. Para poner tal cantidad en términos de comparación, Corea del Sur ha designado 22.3 miles de millones de dólares para el impulso de una economía verde mediante un plan quinquenal que pueda ofrecer tecnologías de avanzada al mercado internacional de energía limpia y 6.6 miles de millones de dólares para investigación y desarrollo en 27 tecnologías base. (Melgar, 2011),

Respecto a La Estrategia Nacional de Energía (ENE), que a diferencia de la costumbre gubernamental de planeación cortoplacista, es el primer ejercicio federal a mediano plazo y que teóricamente es el marco de referencia general de planeación del sector energético del país, en 2011 definió tres ejes rectores:

- ✓ Seguridad Energética,
- ✓ Eficiencia Económica y Productiva, y
- ✓ Sustentabilidad Ambiental.

A partir de estos, en su versión 2011 se establecieron ocho objetivos, el segundo de los cuales es: *Diversificar las fuentes de energía, incrementando la participación de energías limpias.*

Por lo que para alcanzar este objetivo, la ENE-2011 definió líneas de acción y un indicador que permite evaluar si se está alcanzando o no. El indicador correspondiente a este objetivo establece como meta la participación de las

tecnologías limpias dentro de la capacidad eléctrica instalada del país alcance 35 por ciento para el año 2025. A finales de diciembre de 2010, sólo 20.8% de la capacidad instalada para el servicio público de energía eléctrica provenía de fuentes limpias, por lo que la meta implica incrementar en casi 15 puntos porcentuales la situación actual (Alatorre, 2009).

Dentro de los conceptos planteados en la ENE 2011 y que tienen un gran peso e importancia al plantearse una visión a futuro en este trabajo de investigación, se destacan:

- *Aprovechamiento Sustentable de la Energía*; se refiere al uso óptimo de la energía en todos los procesos y actividades para su explotación, producción, transformación, distribución y consumo, incluyendo la eficiencia energética.
- *Eficiencia energética*; ésta se refiere a todas las acciones que conlleven a una reducción económicamente viable de la cantidad de energía necesaria para satisfacer las necesidades energéticas de la sociedad, asegurando un nivel de calidad igual o superior y una disminución de los impactos ambientales negativos derivados de la generación, distribución y consumo de energía. Queda incluida dentro de esta definición, la sustitución de fuentes no renovables de energía por fuentes renovables de energía.
- *El aprovechamiento sustentable* visto desde la perspectiva de la *oferta* permite garantizar el suministro y abasto confiable de la energía, al mismo tiempo que se reduce el impacto ambiental de las actividades asociadas a la explotación, producción, transformación y distribución de la misma.
- Para promover el uso eficiente de la energía por el lado de la *demanda* se debe buscar *reducir la cantidad de energía consumida en relación con los productos y servicios finales obtenidos*. En este sentido, la eficiencia energética es una respuesta económicamente viable para afrontar los retos ambientales. (SENER, 2011).

Para 2012, mediante la reciente Estrategia Nacional de Energía 2012-2026, y el mandato específico del Congreso, a través de la Ley de Fomento de Energías Renovables y Transición Energética, SENER reafirma la meta muy puntual de que 35 por ciento de la energía deberá ser generada con combustibles de origen no fósil. Para lograr tal compromiso, SENER se propuso hacer una combinación de nuevas capacidades en energías renovables y para cumplirla ha puesto sobre la mesa la opción de construir nuevas plantas nucleares a pesar de las consideraciones importantes sobre residuos, sobre la seguridad de las instalaciones, pero con la confianza de que en el mercado internacional existen la tecnología y la experiencia suficiente para hacer este tipo de planteamientos.

Sin embargo, no ha sido suficiente los abundantes estudios técnicos, decenas de ordenamientos regulatorios, la operación de distintos programas públicos, el anuncio de una estrategia nacional en la materia, la realización de cumbres internacionales, subsidios foráneos por más de 50,000 millones de pesos (mdp) anuales, ni la creación doméstica de un fondo ex profeso de 250 millones de dólares (mdd) por cada ejercicio fiscal, para llevar las energías renovables en México más allá de una cuota del 2.8% de la capacidad eléctrica nacional instalada en 2010 o para alcanzar como mínimo 4% de la generación.

Tal vez por ello las políticas públicas hasta antes de la Reforma Energética de 2013, orientadas al impulso de la implementación de energías cero emisiones, habían originado en el Congreso de la Unión y entre inversionistas, dudas sobre la autenticidad del compromiso del gobierno federal con el medio ambiente, y reservas frente al lugar que ocupa la transición energética en la convicción oficial.

A partir de la Reforma Energética de 2013 se estima un mayor desarrollo para las FRE y un impacto directo en el cumplimiento de las metas de a mediano plazo, esto debido a una mayor apertura a la inversión y competencia, perspectivas claras de la consolidación de un mercado para las FRE, implementación de mecanismos de mercado para incentivar la inversión y un marco regulatorio favorable para la generación distribuida. Así tanto como el sector público como el privado podrán aprovechar el potencial de recursos renovables del país, aprovechando el nuevo instrumento de fomento de las FRE que serán las obligaciones y certificados de

energías limpias, las cuales permitirán generar condiciones de certidumbre al favorecer el desarrollo de instrumentos contractuales y de financiamiento para reducir el costo de capital en la inversión.

Es importante que en México se tenga una visión energética a largo plazo, esto es, como nos queremos ver como país en el futuro basado en las FRE, como un país energéticamente y económicamente independiente o como un país con un futuro energético basado sólo en el gas (importado) y el petróleo (que tarde o temprano se acabara), esto requiere de compromiso y acciones que se deben empezar en el corto plazo. El sector de energías renovables en México está en un período de inicio de crecimiento con un gran potencial. El futuro de la energía renovable ofrece una gran esperanza para el país y la región, y el tiempo es el adecuado para que una concertación gubernamental, empresarial y social impulse con más fuerza el desarrollo de este sector.

Por lo anterior y con la finalidad de conocer de qué manera las FRE jugaran un papel más importante en la mezcla energética nacional y de reconocer el gran potencial de las mismas, a continuación se analiza el estatus de estas, considerando su capacidad actual y futura.

Antes de continuar con el desglose de potencial se hace la aclaración de que para este estudio se consideraran como Fuentes Renovables de Energía (FRE) para el sector eléctrico al potencial solar fotovoltaico, solar térmico, eólico, mini-hidráulico y biomasa. Y que el hablar de Fuentes Limpias de Energía nos referiremos al potencial nuclear, hidráulico de más de 30 MW de capacidad, Secuestro y Captura de Carbón en centrales de ciclo combinado y carboeléctricas e importación de capacidad.

1.10.1 Geotermia de potencia.

A nivel mundial, el crecimiento de la geotermia, al igual que otras FRE está alimentado por una serie de factores: el crecimiento económico, especialmente en los mercados en desarrollo; la electrificación de las comunidades de bajos ingresos y rurales, las preocupaciones cada vez mayores en relación con la seguridad energética y su impacto en la seguridad económica.

En México derivado de la Reforma Energética de 2013, se creó la Ley de Energía Geotérmica y su Reglamento, el cual incentiva el reconocimiento, la exploración y la explotación de recursos geotérmicos para el aprovechamiento de la energía térmica del subsuelo, con el fin de generar energía eléctrica, así como el de establecer los requisitos, procedimientos y demás actos que permitan llevar a cabo dichas actividades.

Por lo general la geotermia es susceptible de explotación mediante sistemas de roca seca caliente, sistemas geopresurizados, sistemas marinos, sistemas magmáticos, sistemas hidrotermales, cada cual con potenciales de desarrollo diversos, que en muchos de los casos no está plenamente identificado. En México los sistemas hidrotermales son los únicos que se explotan en la actualidad para generación eléctrica, con un potencial estimado por la CFE de 1,395 MW y una capacidad instalada de 964.5 MW al cierre de 2010.

A finales de 2013 la capacidad instalada geotérmica se redujo a 823.4 MW generando 6,069.72 GWh (SENER, 2014).

De acuerdo con estudios preliminares, en el país existen reservas de aprovechamiento geotérmico equivalentes a 10,644 MWe distribuidas de la siguiente manera:

- Reservas probadas. Se consideran aquellas reservas que serán recuperables comercialmente en las condiciones económicas y métodos de operación actuales con un potencial estimado es de 1,144 MWe.
- Reservas probables. Se tomaron como las reservas donde el análisis geológico y de ingeniería de yacimientos, indicó que hay una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades por recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables; en este caso, el potencial estimado es de 2,077 MWe.
- Reservas posibles. Son aquellos volúmenes cuya información geológica y de diseño sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables y tendrá al menos una probabilidad del 10% de que las

cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores; el potencial estimado es de 7,423 MWe.

En total, tomando en cuenta los tres tipos de reservas definidos, la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos (GPG) de la CFE concluyó que el potencial geotermoeléctrico total de México es de 9,686 MW, es decir unas diez veces la capacidad instalada actual. Si sólo se consideraran las reservas probadas, probables y posibles de temperaturas medias a altas (>150°C), el potencial total sería de 8,623 MW. (SENER, 2011)

Recientemente se ha puesto a disposición del público en general el Inventario Nacional de Energías Renovables¹⁶ (INERE), en donde se encuentra información del potencial probado, probable y posible (acorde al nivel de estudios realizados y su factibilidad técnico-económica) de diferentes fuentes renovables de energía, indicando un máximo de generación posible en base a geotermia de 52,013 GWh/año.

Por otro lado en un informe realizado en 2011 por el Dr. Gerarado Hiriart Lebert del Instituto de Ingeniería-UNAM (Hiriart, 2011), para la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Banco Interamericano de Desarrollo (IDB por sus siglas en inglés) concluye que el potencial geotermoeléctrico de México con recursos de roca seca caliente, susceptible de ser desarrollado con tecnologías de sistemas geotérmicos mejorados (EGS), es del orden de los 24,700 MW para una profundidad máxima de 3000 metros. Este potencial técnico resulta ser 25 veces superior a la capacidad geotermoeléctrica instalada actual en el país, y alrededor del 38% de la capacidad eléctrica total instalada en México para el servicio público.

1.10.2 Eólica

De acuerdo con la Comisión Reguladora de Energía (CRE), hasta 2011, se encontraban instalados 520 MW con un total de 374 aerogeneradores de diferentes capacidades, instalados principalmente en el estado de Oaxaca. Al 31 de Diciembre

¹⁶ Disponible en el sitio web <http://inere.energia.gob.mx/publica/version3.2/>

de 2013 se habían instalado 1,638 MW con una distribución geográfica más amplia, incluyendo los estados de Baja California, Nuevo León, Oaxaca y Tamaulipas, generando así 5,755.14 GWh (SENER, 2014).

Estudios hechos por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), acorde a (SENER, 2011), han estimado el potencial eoloenergético nacional. Estas primeras estimaciones se basan en el supuesto de que sólo el 10% del área total con potencial es aprovechable para la instalación de parques eólicos debido a factores orográficos, ambientales, sociales y de factibilidad técnica y económica. Como resultado, el potencial energético del recurso eólico estimado en el país es del orden de 71 mil MW considerando factores de planta superiores al 20%.

Para factores de planta mayores que 30%, se estima un potencial de 11,000 MW y con más de 35% de factor de planta se estima en 5,235 MW. A pesar de que este último potencial representa los proyectos de inversión más atractivos, cabe mencionar que en las condiciones que rigen actualmente el mercado nacional de electricidad los proyectos con factores de planta inferiores al 30% resultan económicamente factibles en ciertos nichos de oportunidad. De acuerdo con estos estudios, las regiones con mejor potencial se ubican en la zona del Istmo de Tehuantepec, la costa del Golfo de México (particularmente la parte norte), y en la parte norte de la Península de Baja California.

Cabe destacar que en la zona del Istmo de Tehuantepec las condiciones eólicas son de las mejores a nivel mundial con un factor de planta medido del 52%, y una velocidad promedio superior a los 15 m/s.

La energía eólica, de acuerdo a expertos en el tema se encuentra aún en proceso de maduración, en los últimos 20 años se han obtenido mejoras tecnológicas y los costos de esta tecnología han caído un 90% desde entonces. Los volúmenes de producción de hoy en día se estima sean mínimos comparados con los que habrá en los próximos dos décadas.

Basta mencionar que uno de los factores de mayor peso que afectan el costo de una instalación eólica es la velocidad del viento, dado que la energía que genera el equipo

es en función al cubo de ésta, por lo tanto el costo estará en función inversa al cubo de la velocidad del viento.

Mucho se ha hablado de los impactos negativos de la energía eólica, principalmente ante la vida silvestre, pero por otra parte, por cada 250 MW de capacidad instalada se evita la quema de 1 millón de barriles de petróleo y se dejan de emitir 700 Mton de CO₂ a la atmósfera (Romero-Hernández, 2011).

Sabemos que el avance tecnológico permitirá en un futuro cercano hacer atractivos a los inversionistas proyectos inclusive con factores de planta por debajo del 20%. Considerando esto, el potencial de generación de la energía eólica se puede estimar tomando en cuenta el potencial total de 87,235 MW y un factor de planta ponderado de 22.16%, logrando así generar 169,350.5 GWh/año.

Por otro lado, la Asociación Mundial de Energía Eólica (WWEA) determino que en 2012 México ocupaba el segundo sitio en capacidad instalada para generación eólica en Latinoamérica; sin embargo, esta industria pertenece sólo en 30% a operadores y proveedores nacionales, de acuerdo con la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE).¹⁷

1.10.3 Bioenergéticos para la generación de electricidad.

A nivel mundial, las tecnologías de energía que operaron con biomasa integraron en 2009 el 4% de la demanda primaria de energía mundial, en forma de calor, electricidad y combustibles líquidos, principalmente en países desarrollados. En México el bagazo de caña es, después de la leña, la principal fuente de bioenergía, que se utiliza en ingenios azucareros para la producción de calor y de electricidad para consumo del propio ingenio. Se estima que se aprovechan 100 PJ de bagazo al año, equivalentes al 1.2% de la oferta interna bruta de energía. (Alatorre, 2009)

La biomasa está compuesta en su mayoría por celulosa y presenta un valor calorífico mucho menor al de los combustibles comunes (entre 17 – 20 MJ/ton frente a 54

¹⁷ García, K. (2012), “Energías eólica y solar, como puntas de lanza”. Disponible <http://eleconomista.com.mx/industrias/2012/02/29/energias-eolica-solar-como-puntas-lanza>. Consultado 05.03.2012

MJ/ton para la gasolina). Sin embargo las tecnologías de conversión de la biomasa para la calefacción y la electricidad son bastante similares a las que utilizan los combustibles fósiles (quema en caldera para producir vapor), lo que facilita su sustitución. Existen cuatro clases de generación primaria de electricidad a partir de la biomasa: de disparo directo, de co-combustión o combustión combinada, de gasificación y los sistemas que utilizan combustibles líquidos.

Las plantas de combustión de biomasa son menos eficientes que las plantas convencionales de carbón, pues tienen una eficiencia de alrededor del 20% y bajo técnicas específicas de hasta 40%. La manera más eficiente y rentable de convertir la biomasa en electricidad es a partir de la co-combustión, o combustión combinada de biomasa y carbón en plantas con tecnología moderna. (Romero-Hernández, 2011)

Residuos agrícolas

A septiembre 2011, la CRE tenía registrados 26 permisos para la cogeneración de energía eléctrica en ingenios azucareros, además de un proyecto registrado en construcción, así mismo existen 28 permisionarios de autoabastecimiento en operación. En conjunto, estos 55 permisos otorgados representan una capacidad autorizada de 583.1 MW y una producción de 1,255.0 GWh/año (SENER, 2011).

Biogás

La Ley Promoción y Desarrollo de los Energéticos (LPDB) define al biogás en su Artículo 2º como el gas que se produce por la conversión biológica de la biomasa como resultado de su descomposición, y sus principales fuentes son los residuos sólidos urbanos (rellenos sanitarios) los residuos ganaderos y las aguas residuales.

- Residuos sólidos urbanos

Se estima que la disposición de residuos sólidos urbanos en México en rellenos sanitarios es de 28.2 millones de toneladas anuales, con una composición aproximada del 53% de residuos orgánicos, mismos que son enviados a 186 rellenos sanitarios. El biogás proveniente de los residuos orgánicos tiene una composición aproximada

del 50 % de metano y el otro 50 % de CO₂ y otros gases, existiendo la posibilidad técnica de convertirlos en electricidad. La generación de residuos sólidos urbanos en México va incrementándose en promedio un 2.3 % anual. El adecuado aprovechamiento de los 186 rellenos sanitarios en todo el país, podría generar entre 1,629 y 2,248 toneladas al año de metano, y producir entre 652 y 912 MW de energía eléctrica. Asimismo, el tratamiento térmico de los rellenos sanitarios tiene una capacidad de generación de energía eléctrica de entre 1,597 y 1,994 MW. (SENER, 2011)

El 58.9% de los residuos sólidos urbanos manejados en los rellenos sanitarios se localizan en siete entidades federativas: Distrito Federal, Estado de México, Puebla, Veracruz, Guanajuato, Nuevo León y Jalisco, con una generación de 16,647 toneladas.

A nivel nacional, la capacidad instalada de Biogás al cierre de 2013 fue de 43.8 MW generando 261.01 GWh (SENER, 2014).

Residuos Ganaderos

La Secretaría de Agricultura, Ganadería Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA), en conjunto con El Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), han instrumentado diversas acciones para fomentar el uso y aplicación de la energía renovable en el sector agropecuario, tiene como meta para el periodo de 2009 a 2012, la instalación de 300 biodigestores que generen energía eléctrica o térmica, la cual pudiera ser utilizada para diversos fines productivos dentro de las explotaciones agropecuarias, lo que significaría una reducción de 1.3 millones de toneladas de CO₂ y una generación eléctrica de 49 GWh.

México cuenta con un amplio potencial de unidades productivas susceptibles de incorporar sistemas de digestión en diferentes niveles, por ejemplo el aprovechamiento de excretas de ganado porcino podría generar entre 0.49 y 0.738 millones de toneladas anuales y un potencial de generación eléctrica de 246 a 492 MW, el aprovechamiento con excretas bovinas lecheras podría generar 5.4 millones

de toneladas anuales de metano y un potencial de generación de energía eléctrica de 2,645 a 5,447 MW. (SENER, 2011)

En cuanto a la productividad de un digestor, si éste es bien manejado, se pueden producir de 200 a 400 m³ de biogás por tonelada de materia fresca (tMF), teniendo presente que dicho valor podría tener variaciones de acuerdo con la naturaleza de la materia prima digerida. Existe ya una unidad que permite comparar los rendimientos de biogás de distintos tipos de animales, ésta es la “unidad ganadera”, que equivale a 500 kg de peso vivo del animal. Una unidad ganadera produce entre 400 y 500 m³ de biogás al año (REMBIO, 2011).

Sería prudente incluir a los números presentados anteriormente el potencial de incineración de residuos sólidos con 2,415 MW y la energía potencial que se podría extraer del sector forestal a través del proceso de gasificación con un aproximado de 12,528 MW (Romero-Hernández, 2011).

Las principales limitaciones respecto a la biomasa se derivan de los altos costos de capital que genera la construcción de las plantas de generación, implicando largos períodos de recuperación y la dificultad de atracción de inversionistas, por lo que se requiere de asegurar un suministro de combustible de biomasa a largo plazo.

Aunado a lo anterior, algunas tecnologías que utilizan biomasa se encuentran en las primeras etapas de desarrollo, representando un riesgo potencial para inversionistas o visto desde otro ángulo, entenderlo como un círculo virtuoso; en la medida que se adquiera más experiencia, aumentará también el incentivo para construir más plantas, ya que en términos generales, por cada duplicación en la capacidad total instalada de una tecnología de energía, los costos de capital se reducen alrededor de un 20%

En México, las cifras del potencial de la bioenergía contrastan ampliamente con las de su aprovechamiento, ya que el potencial de generación de bioenergía está en el rango de 3,035 a 4,055 PJ, y sin embargo en 2008 sólo se generaron 408 PJ. De hecho existen estudios prospectivos (Islas, Manzini, & Masera, 2007) de penetración de la bioenergía en la generación eléctrica del país, que muestran la factibilidad técnica y económica mediante escenarios de moderada y alta penetración de

biocombustibles, los cuales podrían producir entre 127 PJ – 321.7 PJ de energía eléctrica al 2030.

Por otro lado, acorde a datos de la Red Mexicana de Bioenergía (REMBIO)¹⁸, el potencial energético de la biomasa en México procedente de residuos forestales, agro-industriales y agrícolas es entre 1,518 PJ a 3,033 PJ de forma anual, con un valor promedio de 632.08 TWh.

1.10.4 Solar fotovoltaica y Solar térmica de alta concentración.

México cuenta con una de las mejores irradiaciones solares a nivel global con un promedio de 5 kWh/día/m², e inclusive en algunas regiones del país se llega a valores de 6 kWh/día/m². Sin embargo, hasta fechas recientes el potencial económico y financiero se ha limitado a nichos específicos debido a los altos costos de las tecnologías (39.8 MW instalados a 2013). Para comunidades aisladas de la red eléctrica, el alto costo de extensión de la red implica que la tecnología fotovoltaica sea en la mayoría de los casos la más económica para satisfacer aplicaciones energéticas de alto valor y poco consumo de energía, tales como iluminación y aparatos electrónicos (Alatorre, 2009).

En su gran mayoría, los sistemas fotovoltaicos en México se encuentran en comunidades rurales aisladas de la red eléctrica, y muchos de ellos fueron instalados por medio de programas gubernamentales de electrificación rural.

Una de las ventajas de la energía solar fotovoltaica es que es de naturaleza modular y escalable. En marcado contraste con las tecnologías de carácter centralizado y rígido las convencionales centrales de carbón, energía nuclear y de gas naturales, las plantas solares fotovoltaicas se pueden construir e instalar en línea progresivamente, esto es un crecimiento por etapas.

¹⁸ Perspectivas de la Bioenergía en México (2007). Documento disponible en http://www.snitt.org.mx/pdfs/bioenergeticos/Perspectivas_Bioenergia_Mexico.pdf

De acuerdo con la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES, 2012), el incremento en 2010 a la capacidad instalada conectada a la red fue de 3.3 MW (94.29 %), mientras que la capacidad aislada fue de 0.2 MW (5.71 %); el factor de planta promedio estimado fue de 0.207. La capacidad instalada total al 2010 fue de 28.6 MW comparados con una capacidad instalada de 17,200 MW en Alemania (líder a nivel mundial) en el mismo año y generando 30.83 GWh/año, considerando la tasa de decaimiento de las instalaciones más antiguas.

En julio de 2007 el Organismo Regulador del sector de gas y electricidad en México (CRE) aprobó una resolución que ofrece a los inversionistas la posibilidad de instalar sistemas fotovoltaicos conectados a la red nacional en pequeña escala (hasta 10 kWp para hogares y 30kWp para empresas). Esta interconexión, es regulada bajo el principio de Medición Neta de Energía (Net Metering) que permite compensar el costo de la electricidad utilizada con la energía aportada a la red nacional.

Por lo que se refiere a la generación de electricidad en conexión con la red eléctrica, y de acuerdo a un estudio realizado en 2009 por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE)-SENER- Corporación Técnica Alemana (GTZ por sus siglas en alemán) (GIZ, 2011), evaluado para 28 ciudades, sin incluir a la Ciudad de México, y con un costo de inversión de 7,490 US\$/kWp instalado, se pudo concluir que existen nichos de mercado financieramente viables para consumidores residenciales de electricidad de una capacidad de al menos 700 MW.

De los puntos importantes que mostro el estudio antes mencionado se encuentran:

- A pesar de las excelentes condiciones para el uso de sistemas fotovoltaicos en México, a los precios actuales casi no existen oportunidades económicamente viables para el uso de éstos, ni en el sector residencial ni en los sectores industrial y de servicios.
- Los subsidios, actualmente otorgados a los hogares, son una barrera para el desarrollo del mercado fotovoltaico en México; sobre todo, si se toma en cuenta que aquellas regiones con las mejores condiciones para el uso de sistemas fotovoltaicos también reciben, gracias a políticas sociales los mayores subsidios. Esto, hace aún más difícil que los sistemas fotovoltaicos,

sean competitivos comparados con los precios de la electricidad, dado que estos se mantienen artificialmente bajos.

- Cualquier recorte a estos subsidios, aumentaría directamente los nichos de mercado para los sistemas fotovoltaicos en México. Sin embargo, aún con los subsidios, parece muy probable que los sistemas fotovoltaicos, se convertirán en una alternativa económicamente viable para los hogares de la clase media y alta y de la mayoría de las empresas en México, en un futuro cercano.

Así mismo durante el estudio se generaron las siguientes recomendaciones para fomentar el uso de sistemas fotovoltaicos:

- Sin importar los altos niveles de subsidio, una opción mucho más atractiva sería combinar un crecimiento en el mercado fotovoltaico con un decremento en el nivel de subsidios – no sólo para el gobierno, sino para el pueblo mexicano en general.
- La experiencia internacional con energías renovables, muestra que los esquemas de fomento juegan un papel predominante para dar forma a estos mercados por varias razones, como son los altos costos iniciales de inversión, falta de conciencia entre los potenciales inversionistas, etc.
- A diferencia de muchos otros mercados, podría ser más viable establecer esquemas de fomento en México, pues se podría definir un mecanismo de fomento basado en la lógica de reacomodar recursos financieros que actualmente ya están destinados al gasto público. Esta reasignación, se llevaría a cabo mediante una redirección de recursos financieros destinados a subsidiar las tarifas eléctricas para una utilización, al menos parcial, de estos recursos para estimular el mercado fotovoltaico. Un paso lógico en esta dirección, sería realizar un análisis detallado de los posibles esquemas de fomento que permitirían la creación de una situación ganar-ganar.

Es de destacar que ni el *Programa Especial* ni la *Estrategia Nacional de Energía*, ni el POISE 2012-2026 establecían metas de crecimiento para la energía solar. En cambio, con respecto a otras FRE se preveían metas sexenales de crecimiento porcentual.

Por lo anterior nos podemos dar cuenta de la pérdida de oportunidades y potencial que estamos dejando ir al seguir produciendo energía eléctrica por medios convencionales y continuar con la emisión de GEI. Obviamente un ejercicio más completo debería incluir las consideraciones de almacenamiento y distribución y adicionarle valores de externalidad para poder hacer una comparación como se debe hacer respecto al uso de fuentes convencionales (gas, combustóleo y carbón).

Para medir con mayor precisión la radiación solar que recibe el país, desde 2013, el Laboratorio Nacional de Sistemas de Concentración y Química Solar ha realizado diversos estudios, con atención especial en la ciudad de Hermosillo, Sonora. Uno de estos proyectos es la calibración de estaciones solarimétricas a cargo del Instituto de Geofísica de la UNAM.

A través de este proyecto se pudo determinar que el recurso solar promedio diario en todo el país es de aproximadamente 5.5 kilowatts hora (kWh) por cada metro cuadrado. En ciertas zonas desérticas como las de Baja California, Sonora, Chihuahua, Durango, Zacatecas e Hidalgo, la radiación solar es muy superior y podría generar alrededor de 2 mil 400 kWh por metro cuadrado al año.

El estudio concluyó que si se aprovechara la radiación solar que reciben mil 793 kilómetros cuadrados del territorio nacional, lo equivalente al uno por ciento de la extensión del estado de Sonora, se obtendrían alrededor de 430 mil 520 gigawatts hora (GWh) al año, energía suficiente para atender la demanda eléctrica del país. Esta cantidad de energía podría variar por la eficiencia propia de cada tipo de tecnología que se emplee, como la termosolar o la fotovoltaica¹⁹.

Respecto a la tecnología solar térmica de alta concentración, en la actualidad se está desarrollando un proyecto en Sonora, con fecha de operación estimada para 2013 pero inconclusa hasta el primer semestre de 2015, a cargo de la CFE, el proyecto 171 CC Agua Prieta II, mismo que consiste en un sistema híbrido de ciclo combinado

¹⁹ Sonora podría abastecer de energía a todo México con tecnología fotovoltaica, http://conacytprensa.mx/index.php/tecnologia/energia/329-reportaje-con-la-radiacion-solar-que-recibe-el-1-de-sonora-se-podria-generar-energia-suficiente-para-todo-el-pais?utm_source=newsletter_107&utm_medium=email&utm_campaign=newsletter-01-15

(477 MWe) y de un campo termosolar de canales parabólicos con una potencia de 14 MWe.

México se encuentra geográficamente entre los 14° y 33° de latitud septentrional; esta situación geográfica resulta ideal para el aprovechamiento de la energía solar. Por lo anterior el IIE realizó un estudio relacionado con el potencial de penetración durante un período de cinco años en México de las tecnologías termosolares de concentración para la generación eléctrica en el cual se definieron los siguientes tres escenarios:

- Escenario bajo. Plantas de plato parabólico para sustituir máquinas de combustión interna.
- Escenario medio. Plantas de receptor central y de canal parabólico para cubrir capacidad adicional y retiros de plantas convencionales de CFE.
- Escenario alto. Plantas de receptor central, de canal parabólico y platos parabólicos para cubrir el 30% de la capacidad no comprometida en plantas de CFE.

Como resultado del potencial estimado para el periodo entre 2010 y 2015 es de 4,932 MW. (SENER, 2011) . Por otra parte, y en base a datos de la publicación *Global Potential of Concentrating Solar Power* (Trieb & etal., 2009), la cual utilizó datos a nivel mundial de Irradiación Normal Directa²⁰ (DNI) de la NASA Surface Meteorology y el Solar Energy Program (SSE) Versión 6.0, evaluando el potencial de instalación de plantas de Concentración Solar de Potencia (CSP) a escala global.

²⁰ Los índices de incidencia de radiación solar sobre un sitio tienen un impacto determinante en sus características climáticas.

Al momento de establecer la radiación solar que incide sobre una superficie determinada es importante diferenciar, en primera instancia, su componente directo de su componente difuso. El componente directo representa la radiación solar que ha atravesado la atmósfera de manera directa, mientras que el difuso se deriva de la reflexión causada por los gases atmosféricos, las partículas en suspensión y el vapor de agua. Disponible en <http://www.sol-arq.com/index.php/factores-ambientales/radiacion>.

Gráfico 15 Áreas recomendables para instalación de tecnología CSP, desde el punto de vista de disponibilidad de suelo.

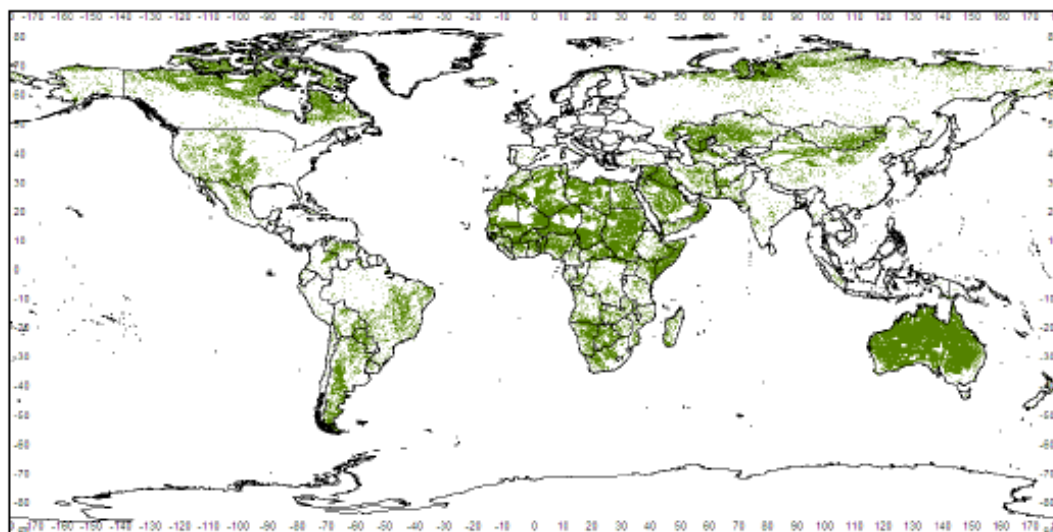


Tabla 3 Potencial de generación eléctrica en base a CSP y rangos DNI (2009).

Los datos así estimados de la capacidad de generación de energía eléctrica para México de acuerdo al rango de intensidad de DNI se presentan a continuación:

DNI Class	México
kWh/m ² /año	TWh/año
2000-2099	1,606
2100-2199	3,378
2200-2299	3,650
2300-2399	5,807
2400-2499	15,689
2500-2599	7,134
2600-2699	1,534
2700-2800+	1,878
Total (TWh/año)	40,675

Fuente: German Aerospace Center, 2009.

A nivel mundial el desarrollo de las tecnologías CSP se encuentra en una etapa temprana, siendo la tecnología de canales parabólicos la más madura, conformando la mayoría de las plantas a nivel comercial, con la desventaja contar con un pequeño o nulo respaldo de almacenamiento térmico.

Para determinar el potencial de energía solar en México se podría considerar que alrededor del 50% de la superficie del territorio es apta para instalar tecnologías que utilicen la energía solar para transformarla directa o indirectamente en electricidad, esto dado que la mitad del territorio nacional está formado por ecosistemas desérticos y/o semidesérticos (ver datos en la Tabla 4), además tomando en cuenta que la radiación promedio en el país es de 5.5 kWh/día/m², tendríamos un potencial de energía solar aproximado a los 5.39 X10³ TWh/día. En este estudio supondremos como superficie apta para instalación sólo un área de 195, 924.8 km² ó 10% del total (similar a la superficie de áreas urbanas), con lo cual podríamos obtener un valor de 1,077.6 TWh/día de potencial de energía solar.

En el caso de la tecnología solar fotovoltaica, en la actualidad el rango de eficiencia de conversión es de 15% - 20%²¹, considerando el extremo superior como una constante a 2050, se obtiene un potencial de generación de 78,663.8 TWh/año. Para la tecnología solar térmica, suponiendo un uso masivo de la tecnología de canales parabólicos, la más utilizada hasta el momento, y una eficiencia de conversión del 15%, se estima un potencial de generación del orden de 58,997.8 TWh/año.

Tabla 4 Delimitación de área potencial de generación solar.

Desglose superficial	Kilómetros cuadrados (2005)	% del total
Superficie de cuerpos de agua	25769.47	1.3%
Superficie de agricultura	310178.89	15.8%
Superficie de pastizal	274269.49	14.0%
Superficie de bosque	222294.11	11.3%
Superficie de selva	122244.97	6.2%
Superficie de matorral xerófilo ²²	528776.39	27.0%

²¹ Acorde a hojas de datos técnicos, para diferentes tecnologías basadas en fuentes renovables de energía, publicadas por el Centro de Energías Renovables Chileno, www.cer.gob.cl.

²² Casi la mitad del territorio mexicano está cubierto por lo que en conjunto se ha llamado desiertos. Algunos términos técnicos con los que los científicos se refieren a los desiertos incluyen matorral xerófilo, matorral crasicaule, dunas, y otros. En general los desiertos pueden ser rocosos o arenosos, y la vegetación cubre una proporción relativamente pequeña del suelo, por lo que éste siempre está expuesto al sol. En estas áreas hay un gran número de especies endémicas (cerca del 60% de las especies). Son comunes plantas de la familia Fouquieriaceae, agaváceas, crasuláceas y cactáceas, que en México hay numerosas especies endémicas. En muchos lugares hay cactáceas columnares. La vegetación de los matorrales xerófilos puede estar dominada por arbustos, o por plantas rastreras, o por cactus columnares. <http://www.puma.unam.mx/festival/index.php/matorralxerofilo>.

Superficie de otros tipos de vegetación	30230.55	1.5%
Superficie de vegetación secundaria	423543.25	21.6%
Superficie de áreas sin vegetación	9306.86	0.5%
Superficie de áreas urbanas	12633.97	0.6%
Total	1,959,247.95	100.0%

Fuente: Meta Datos INEGI (2005), disponible en www.inegi.org.mx

1.10.5 Pequeñas centrales hidroeléctricas.

La capacidad de generación hidráulica para servicio público que opera la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en centrales con una capacidad igual o menor que 30 MW se integra por 111 unidades en 48 centrales con una capacidad total de 293.1 MW. Esta capacidad se ubica en 15 estados de la República e incluye mini y microhidroeléctricas (menores que 100 kW). En lo que corresponde a plantas hidráulicas que no son de servicio público, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) registró 24 permisos de generación en 2010 por una capacidad de 274.2 MW con plantas ubicadas en ocho estados, de estas, sólo 12 plantas, con 90.1 MW de capacidad, se encuentran en operación, para una generación anual cercana a los 420 GWh/año.

El potencial identificado de manera general en proyectos pequeño, mini y microhidroeléctrico nacional han sido identificados mediante investigaciones llevadas a cabo por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE, antes Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, CONAE), mostrando para la sierra norte de Puebla y Veracruz, un potencial estimado de 364 MW de potencia media y 61 MW de potencia instalada, por su nivel de gran visión o prefactibilidad, con una generación media anual de más de 3,526 GWh/año. Sin embargo mediante un estudio realizado para la SENER, se establece de manera preliminar, el potencial de generación de pequeño, mini o microhidroeléctrico en cerca de 2,800 MW de potencia media con una producción de 9.79 TWh/año (SENER, 2011).

En fechas recientes acorde al documento Prospectiva de Energías Renovables 2014-2028 (SENER, 2014), se establecen metas de participación de 2,286 GWh a 2018 y de 2,663 GWh al 2028 para pequeñas centrales hidroeléctricas.

1.10.6 Geotérmico Marítimo.

El movimiento de las placas tectónicas produce la subducción de una placa debajo de la otra originando la formación de cuerpos magmáticos que pueden dar lugar a procesos volcánicos en superficie y a yacimientos geotérmicos de tipo hidrotermal en los continentes, donde las condiciones de almacenamiento de agua y permeabilidad del subsuelo lo permiten. Sin embargo, un fenómeno poco estudiado es el posible aprovechamiento del calor de la corteza terrestre que sube hasta el lecho marino cuando hay separación de placas.

De manera preliminar y conservadora en su informe de 2011 para la CRE y el IDB, el Dr. G. Hiriart (Hiriart, 2011) concluye que el potencial geotermoeléctrico con recursos hidrotermales submarinos en el Golfo de California y en la plataforma continental de México es del orden de 1200 MW.

1.11 Comentarios finales.

Al formular una caracterización de la trayectoria que ha seguido el abasto de energía en México, se intenta establecer una visión de conjunto de su devenir, explicitando sucintamente las bases en que cada alternativa energética se apoya. Se inició mostrando las bases institucionales y organizacionales en que se apoya la generación y abasto de energía en México y como se han modificado. Luego se expuso la problemática en torno a los principales combustibles para la generación de energía eléctrica. Después se evalúan los daños del sector energético al medio ambiente. Se detalló el balance de energía secundaria y su problemática. La liberalización del sector energético y al final, se destacaron las alternativas futuras y las experiencias internacionales en el suministro de energías limpias.

La enseñanza más general y quizás obvia que se desprende del estudio realizado, es que hay que formular escenarios del uso de cada alternativa y concertar, entre los

intereses en conflicto, acuerdos frente a su entorno y representaciones de la problemática. Asimismo, se considera que con relación al crecimiento económico medido por el PIB y el consumo energético, conviene aclarar que aunque el estudio de las relaciones entre el crecimiento económico y el consumo energético cuenta con una abundante literatura académica, no existe evidencia concluyente, si bien en México, se obtuvieron esos resultados. Además la sección correspondiente a la liberalización del sector energético, debe profundizarse sobre todo en la parte relativa a la modalidad de inversión y contratos para la generación independiente de energía.

2 PROYECCIÓN DEL REQUERIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO AL AÑO 2030 y 2050.

En la actualidad México presenta una economía de la cual se tiene a nivel mundial grandes expectativas de crecimiento, de hecho diversos organismos internacionales²³ han pronosticado que el Producto Interno Bruto (PIB) del país podría crecer hasta en un 4% anual en las próximas décadas, e inclusive la propuesta presidencial del actual gobierno al inicio de su administración era alcanzar un crecimiento cercano al 6%²⁴.

Llevar a cabo tal proeza, requerirá de una fortalecida y bien planeada estructura de soporte, basada en los cambios y ajustes necesarios de diferentes sectores como el político, jurídico, energético, social e individual, entre otros. Sin dejar a un lado la importancia de cada uno de los sectores antes mencionados, se analiza en este estudio al sector energético y en específico al subsector de generación eléctrica, ya que ha sido una de las fuentes principales que impulsan la maquinaria económica, industrial y de servicios y, que se estima su participación se incremente a futuro debido a su relativa facilidad de adaptación a diversas actividades de carácter antropogénico.

Así y de acuerdo con los objetivos de la investigación, en las siguientes secciones, se presentan los resultados de la simulación y modelado del portafolio óptimo de generación eléctrica al 2030 y el 2050, para México. Para ello, se examinan y discuten las implicaciones que tiene el uso de dimensiones analíticas alternativas, que permitan tener una visión más amplia de cuál será el requerimiento de electricidad a largo plazo para nuestro país, e identificar con cierta anticipación posibles cuellos de botella y evitar futuras crisis energéticas como la que se ha dado recientemente en el país por falta de gas natural.

²³ OCDE (2012), “México, Mejores políticas para un desarrollo incluyente”. [En línea]. Disponible <http://www.oecd.org/mexico/Mexico%202012%20FINALES%20SEP%20eBook.pdf>

²⁴ Mares, M. (2013), “EPN: crecimiento económico”. [En línea]. Disponible en <http://eleconomista.com.mx/columnas/columna-especial-empresas/2013/02/28/ePN-crecimiento-economico>.

2.1 Metodología.

Tomando en cuenta el estudio de proyección de la demanda energética propuesto por A. Morales-Acevedo²⁵, y el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) a través de la identidad de Kaya²⁶ - que ha sido utilizada para plantear escenarios tendientes a la reducción de emisiones de carbón (IPCC, 2011)- se plantea la siguiente ecuación para estimar los requerimientos de electricidad a largo plazo.

$$\text{Energía eléctrica requerida} = \text{Población} * \text{PIB/Población} * \text{Energía/PIB} \text{ ----- (1)}$$

$$\text{O en una versión corta: } E = P * g * i \text{ ----- (2)}$$

Dónde:

- P = Población
- g = PIB/Población o Producto Interno Bruto per cápita
- i = Energía eléctrica/PIB o Intensidad eléctrica

Por lo tanto para lograr un Sector Eléctrico Nacional que evolucione bajo un proyecto de crecimiento económico sostenible y socialmente incluyente, y al mismo tiempo reducir las emisiones de carbón y eliminar el alto índice de pobreza, no sería factible reducir la variable g (PIB per cápita) si no al contrario incrementarla a lo largo del tiempo, tampoco se puede restringir el incremento poblacional y menos aún que hoy en día la tasa de población activa es una de nuestras “ventajas competitivas”, por lo que la forma en que podemos crecer económicamente pero con bajas emisiones, es mediante una mejora significativa en la eficiencia productiva y energética, así como en el uso de tecnologías con mínimo nivel de emisiones.

²⁵ Se puede acceder a la metodología complete en Arturo Morales-Acevedo (2014). *Forecasting future energy demand: Electrical energy in Mexico as an example case*. Energy Procedia 57(2014) 782-790.

²⁶ Kaya, Y. (1990). Impact of Carbon Dioxide Emission Control on GNP Growth: Interpretation of Proposed Scenarios, Paper presented to the IPCC Energy and Industry Subgroup, Response Strategies Working Group, Paris.

Si bien la Comisión Federal de Electricidad ha realizado estudios del comportamiento de demanda energética de mediano plazo (14 años), estos se han limitado a proyectar el requerimiento aplicando una tasa similar al estimado de crecimiento económico (aprox. 4%), no tomando en cuenta los avances tecnológicos, los compromisos internacionales de reducción de emisiones contaminantes, la sustentabilidad del sector, y la factibilidad y maduración económica de las diferentes tecnologías, entre otros aspectos.

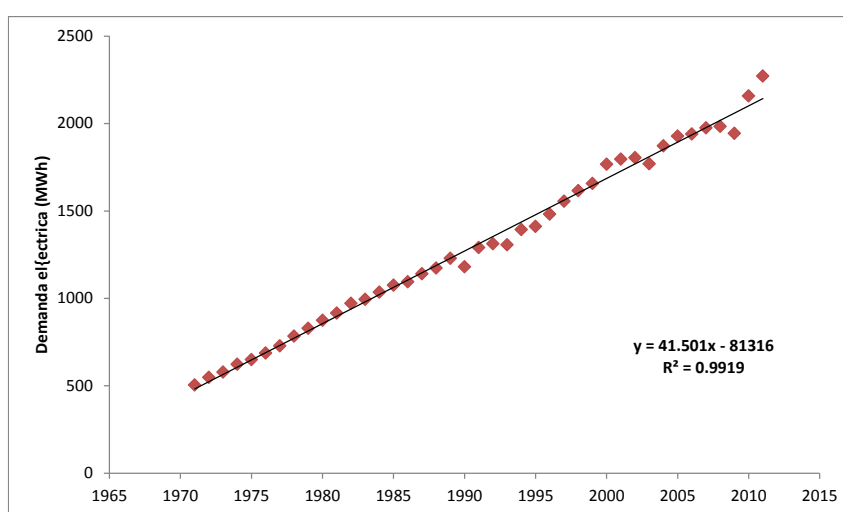
Integrar un portafolio óptimo de generación de energía eléctrica, no solo debe depender del costo más bajo que es sólo un referente temporal, sino de criterios sostenibles, de las ventanas de oportunidad energética ponderando entre fuentes fósiles y renovables y de las tecnologías disponibles y del costo nivelado de cada una de estas. En posteriores secciones se describen cada una de las variables de la ecuación no. 2 y los supuestos que sustentan su variación en el tiempo, analizando cada uno de los componentes de la identidad propuesta, con lo que se determina el valor futuro de la demanda eléctrica para 2050.

Por otro lado, también se debe considerar que, desde hace varias décadas, la planeación de la demanda eléctrica ha estado en correlación directa con una frágil estimación del crecimiento económico esperado del país, provocando sobreinversiones en capacidad instalada y grandes pérdidas eléctricas por transmisión y distribución. Ante la necesidad de crear una metodología que permita estimar la demanda eléctrica a futuro independientemente de valores prospectivos de crecimiento económico, se plantea un simple acercamiento mediante un análisis gráfico, al evaluar el comportamiento histórico de la demanda eléctrica. Tabulando los datos de demanda desde 1971 a 2011 y aplicando un análisis estadístico, se obtiene un comportamiento lineal (con una correlación de $r^2=0.9919$), respecto al tiempo.

Dada la alta correlación resultante entre demanda eléctrica y tiempo, resulta práctico proyectar cual sería la demanda eléctrica a largo plazo, utilizando la ecuación resultante que define a la recta ($y=41.501x - 81316$). Los datos así obtenidos reflejan un comportamiento real/histórico de lo que se podría esperar a largo plazo en el país y que si los comparamos con los valores que resultan de proyectar la demanda

eléctrica de 2011 a una tasa estimada por CFE de 4.2% de crecimiento anual a mediano plazo (564,055,420.1 MWh a 2030 y 1,284,328,606.8 MWh a 2050), resultaría esta última estimación en una sobredemanda del 42.1% a 2030 y de 2.37 veces a 2050, lo que podría significar nuevamente en capacidad instalada sobrada e innecesaria, a menos de que realmente existan rutas de crecimiento económico sostenido de más del 4% anual a largo plazo en el país.

Gráfico 16 Correlación de la demanda eléctrica nacional respecto al tiempo, 1971-2011.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Mundial, disponible en <http://databank.worldbank.org/data/home.aspx>

Tabla 5 Proyección de demanda eléctrica, método gráfico.

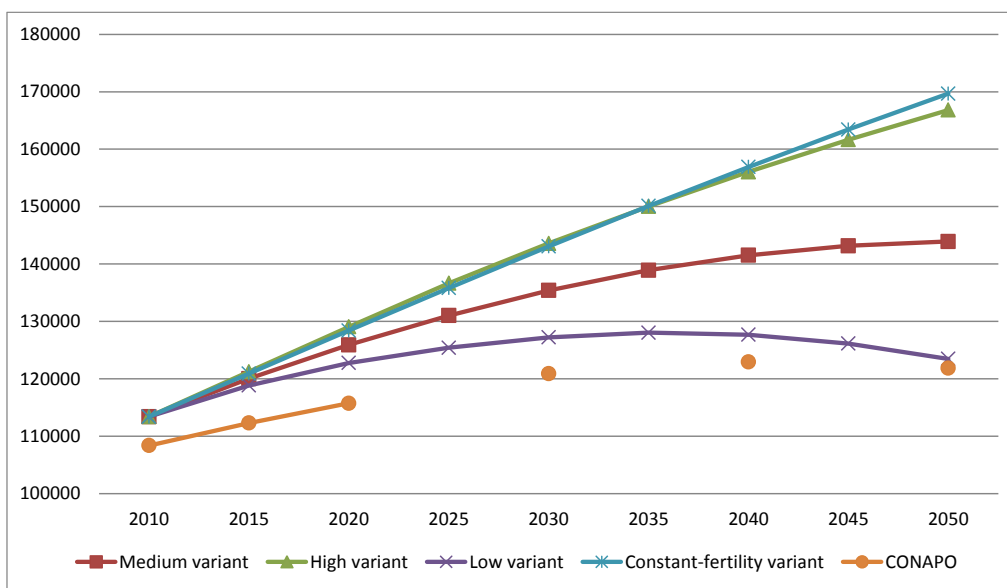
Año	Demanda eléctrica (MWh)
1971	27,423,379.7
2011	258,128,000.0
2030	396,855,599.9
2050	541,309,121.3

Fuente: Elaboración propia en base a cálculos realizados.

2.1.1 Población.

Acorde a datos basados en tendencias de mortalidad y fertilidad obtenidos por el Consejo Nacional de Población (CONAPO, 2006), México tendrá una tendencia de crecimiento hasta la década entre 2040-2050, para posteriormente empezar a decrecer. Tal comportamiento se corrobora con las tendencias presentadas por la Organización de las Naciones Unidas (ONU), que predicen al 2050 en una de sus variantes (Low-Variant) un comportamiento similar al obtenido por el CONAPO. Así mismo en dicho estudio (ONU, 2010), se plantean otros escenarios, obteniendo curvas de comportamiento población, denominadas Medium-Variant, High-Variant y Constant-fertility-Variant (ver gráfico siguiente).

Gráfico 17 Crecimiento de la población en México, 2010-2100.



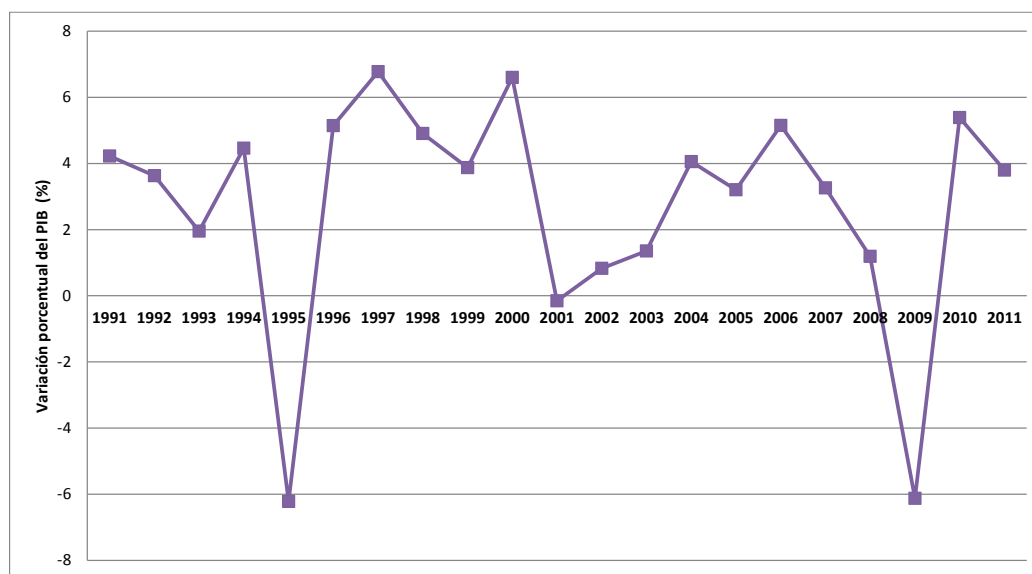
Fuente: Elaboración propia con datos de ONU y CONAPO.

2.1.2 PIB per cápita.

Si bien esta variable no nos da una versión de la realidad del país en donde vivimos, dada la tremenda desigualdad de distribución de la riqueza que rige nuestra sociedad, si nos permite un nivel de comparación con otras economías en términos de pobreza, calidad de vida, capacidad de compra, entre otros. Si bien México ha mantenido un crecimiento constante durante los últimos 60 años, este no ha estado acorde a las

necesidades que la sociedad ha requerido. De hecho en las últimas dos décadas, el comportamiento de la variación del PIB nacional sólo ha presentado una etapa tendencial de crecimiento sostenido (entre 2001 a 2006, pasando de -0.15% a 5.15%) con un posterior desplome alcanzando los -6.12 puntos porcentuales en 2009. Tal comportamiento representa la falta de visión de país de crecimiento sostenido a largo plazo, con pobres soluciones y predicciones de crecimiento económico.

Gráfico 18 Variación del PIB en México (1991-2011).



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial.

Ante tal comportamiento, y la incertidumbre de un crecimiento real para el país, en el presente estudio se ha considerado plantear diferentes escenarios de desempeño, que nos permitirían visualizar al país ante diferentes situaciones socio-económicas²⁷.

2.1.3 Intensidad eléctrica (generación eléctrica/PIB).

La demanda eléctrica nacional ha crecido a una tasa acumulada del 5.8% anual desde 1971 al 2011 (en base a estimaciones propias con datos del Banco Mundial²⁸), y en

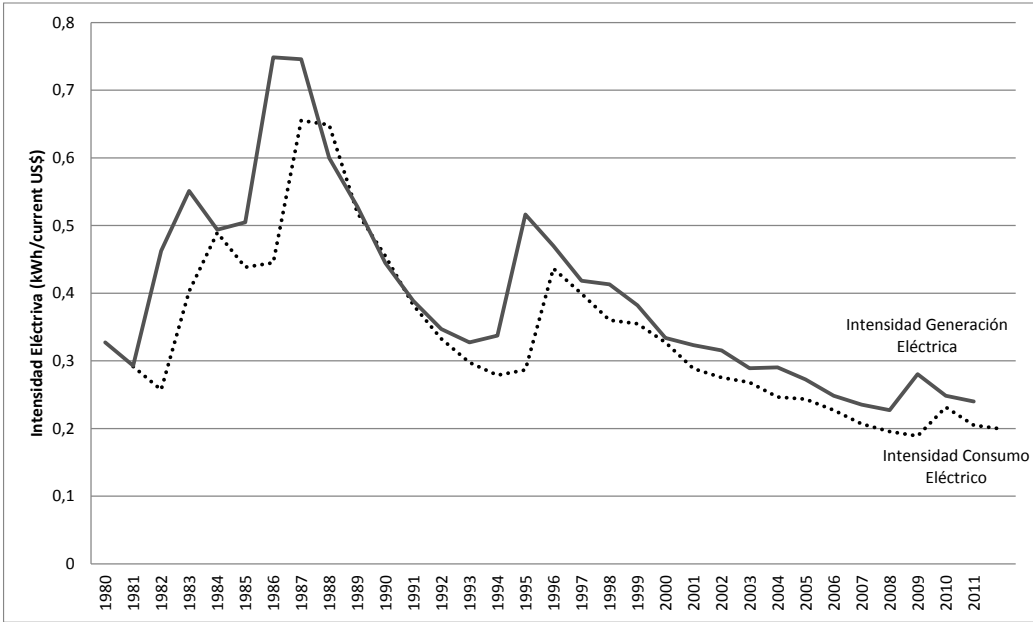
²⁷ Para la proyección a largo plazo se ha considerado como punto de inicio el PIB de 2011 de \$1,074,127.1 millones de dólares (current US\$, WorldStatistics Bank) y un PIB per cápita calculado de \$9,442.12 dólares en el mismo año.

²⁸ Página web de World Bank Statistics.

este nuevo siglo la tasa de crecimiento ha sido de 3.57% durante el período 2001-2011. En cuanto al comportamiento de lo que en este estudio se considera como Intensidad Eléctrica (Generación eléctrica/PIB), es decir cuántos kWh generados son necesarios para producir un dólar más en el PIB, ésta ha presentado un comportamiento de decrecimiento en los períodos 1986-1994 (-9.5%) y 1995-2008 (-6.1%).

Durante en el período de 1995 a 2008, la intensidad eléctrica disminuyó de 0.516 a 0.227 (kWh generados/dólares corrientes), situación que pudiera explicarse por diferentes motivos, uno de ellos podría ser el avance tecnológico, que ha permitido la transición a tecnologías más eficientes en el uso de la energía eléctrica en el país, acciones gubernamentales para optimizar la generación y consumo de energía, pero otra posible explicación sería la base económica del país, la cual en la actualidad está basada en el sector servicios y cada vez más en la economía informal.

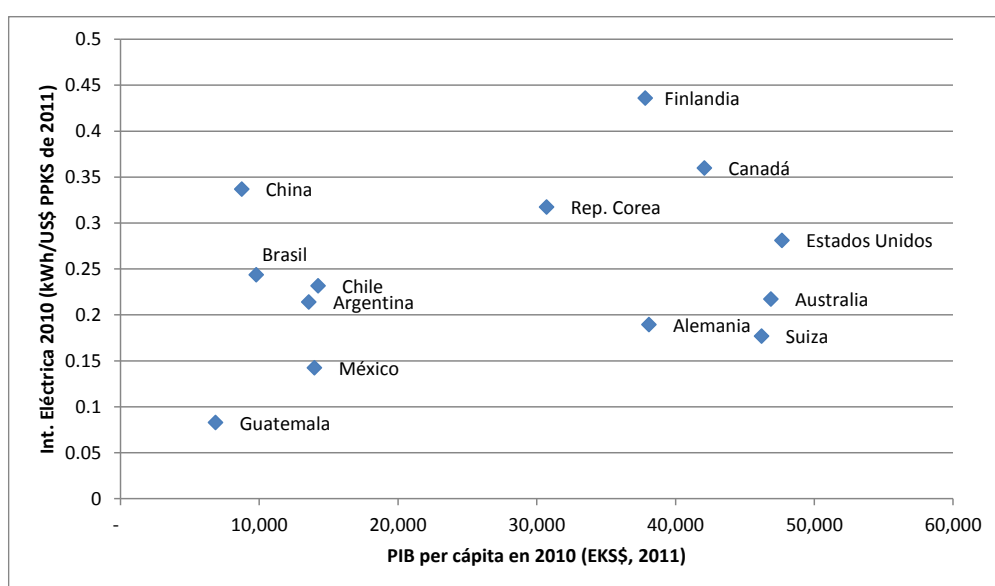
Gráfico 19 Intensidad Eléctrica período 1980-2011 (kWh-año/ PIB, miles de dólares corrientes).



Fuente: Elaboración propia con datos de la EIA (U.S. Energy Information Administratio) disponible en <http://www.eia.gov/countries/data.cfm>.

Proyectar la evolución de la disminución de la intensidad eléctrica para México a 2050 se vuelve complejo dada la gran diferencia entre los dos períodos previos, y la eminente reducción en la tasa de decrecimiento, acorde al comportamiento de los datos tabulados. Además de que la intensidad eléctrica de cada nación depende de la eficiencia con la cual se consume y genera la energía eléctrica, el avance tecnológico y la diversificación económica para la generación de PIB (ver el comportamiento de intensidad eléctrica de diversas economías en el gráfico siguiente).

Gráfico 20 Comparación intensidad eléctrica de 2010, diversas economías.



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial y TEDb.

2.1.4 Intensidad de carbono (CO_{2eq} /Generación eléctrica).

Aunque no se utiliza para el cálculo de la demanda eléctrica a largo plazo, es preciso mencionar a la intensidad de carbono o el valor de carbono emitido al generar la electricidad demandada, dada la importancia de las metas que el país tiene para mitigar los efectos del Cambio Climático. Acorde a datos del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC, 2010) y cálculos propios, las emisiones totales en México de CO_{2eq} han presentado una tasa de crecimiento del 1.45% entre 1990 y 2010, por lo que de acuerdo a esta tasa de crecimiento, se puede proyectar el valor de emisiones a 2011 obteniéndose un valor de 759,103.3 kTon. Así mismo y

considerando la misma fuente, en 2010 el 15.44% del total de las emisiones de carbono fueron generadas por el Sector Eléctrico Nacional (SEN), sector que ha mantenido una tasa de crecimiento en las emisiones de carbono del 2.77% anual durante el mismo período evaluado. Por lo que se estima que en 2011 las emisiones de carbono por el SEN fueron 118,741.22 kTon.

Utilizando la información antes mencionada, es posible calcular la Intensidad de carbono (IC) en 2011 de la siguiente forma:

- Intensidad de carbono equivalente (2011) = $118,741.22 \text{ kTon carbono} / 259,155^{29} \text{ GWh} = 0.46 \text{ kTon carbono/GWh}$

Por otro lado, a finales del 2012 entro en vigor la Ley General de Cambio Climático³⁰, la cual plantea que al año 2050 se tendrán que abatir en un 50% las emisiones de carbón respecto a niveles del año 2000. Por lo tanto, acorde a las estimaciones de crecimiento de emisiones antes mencionadas, en el año 2000 las emisiones totales de CO_{2e} fueron 647,916.5 kTon, y las generadas por el SEN del orden de 87,888.8 kTon, consiguientemente se tiene el compromiso al 2050 de abatir las emisiones a niveles de 43,944.4 kTon de CO_{2e} procedentes sólo de la generación de energía eléctrica.

En fecha reciente (7/04/2015), México ha reafirmado su compromiso de mitigación de gases y compuestos de efecto invernadero³¹, comprometiéndose a reducir de manera no condicionada el 22% de GEI al 2030 respecto de 2013, reduciendo de 134,000 kTon a 104,520 kTon de CO_{2eq}.

2.1.5 Procedimiento.

Dado que este trabajo de investigación ha generado diferentes publicaciones que se han presentado en espacios de discusión de carácter internacional y nacional, se

²⁹ Dependiendo del origen de los datos de demanda eléctrico, se pueden presentar algunas variaciones respecto al valor publicado, para el procedimiento de optimización propuesto en este estudio se utiliza el valor reportado por CFE a 2011 de 259,155 GWh.

³⁰ Cámara de Diputados (2012), “Ley General de Cambio Climático”. [En línea]. Disponible <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGCC.pdf>

³¹ SEMARNAT (2015). Contribución prevista y determinada a Nivel Nacional de México. Disponible en http://www.semarnat.gob.mx/sites/default/files/documentos/mexico_indc_spanish.pdf

utilizaran los datos estimados por (Morales-Acevedo, 2014) para definir un escenario de baja demanda eléctrica basados en:

- Tasa de crecimiento de PIB per cápita supuesta: 500 dólares (PPP)/año
- Tasa de decrecimiento de intensidad eléctrica en el período 1995-2009: 2.66%
- Intensidad eléctrica al 2050= 0.048 dólares (PPP)/kWh
- 151 millones de personas a 2050
- Demanda eléctrica estimada a 2030= 304.45 TWh
- Demanda eléctrica estimada a 2050= 394.36 TWh

Por otro lado, es importante mencionar que la proyección oficial publicada por Comisión Federal de Electricidad³², para el incremento en la demanda eléctrica que requerirá el país para afrontar el crecimiento económico a largo plazo, es del orden del 4.2% anual. En base a este valor de variación anual, la demanda eléctrica al 2050 alcanzaría los 1, 289.7 TWh, tomando como punto inicial la demanda eléctrica de 2011 (259.2 TWh).

Con el propósito de plantear una proyección razonable de la demanda eléctrica para el 2050, a partir de los cálculos y resultados obtenidos, se plantean dos escenarios posibles hacia donde México podría transitar (ver gráfico siguiente). En cada uno de ellos existen oportunidades de incorporar rutas hacia un progreso sustentable. La velocidad y determinación de seguir alguna de ellas dependerá de una visión a largo plazo como nación, liderazgo institucional y compromiso social.

³² Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico 2012 (POISE).

Gráfico 21 Escenarios de futuros posibles.

Deseable	Institucional
<ul style="list-style-type: none">• PIB per cápita (dólares PPP) = 28,722.8 al 2030 y 55,000 al 2050.• Decrecimiento del 2.66% anual en la intensidad eléctrica.<ul style="list-style-type: none">• 304.45 TWh a 2050, 17.48% de incremento en demanda eléctrica, respecto de 2011.• 394.36 TWh a 2050, 52.17% de incremento en demanda eléctrica, respecto de 2011.	<ul style="list-style-type: none">• Crecimiento de la demanda eléctrica a una tasa anual del 4.2%, acorde a LIE 2014• 467.0 TWh a 2030, 80.2% de incremento en demanda eléctrica respecto a 2011.<ul style="list-style-type: none">• 1,289.7 TWh a 2050, 5 veces el crecimiento de la generación eléctrica respecto a 2011.

Si bien todo país debe tener como meta principal el bienestar de sus habitantes a largo plazo, generando riqueza distribuida equitativamente, con bajo impacto ambiental y el uso consciente de sus recursos, es vital en principio tener una idea clara de cómo lo va a lograr, es decir definir el modelo económico que más le convenga como nación y posteriormente definir cuál sería la cantidad de energía suficiente para satisfacer el requerimiento. Y no hacerlo como hasta ahora, instalando capacidad extra de generación, esperando que el modelo económico funcione.

3 PORTAFOLIO ÓPTIMO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AL AÑO 2050.

Definir el portafolio tecnológico para la generación de electricidad no puede seguir dependiendo del costo más bajo, como único criterio de planeación. Si bien la Comisión Federal de Electricidad (CFE) lo tenía como mandato hasta antes de la Reforma Energética de 2013, el costo más bajo no significaba que fuera el más económico, ni el que más le convenía al país. Ante tal situación y debido a las condiciones de incertidumbre derivadas del factor global de Cambio Climático, el portafolio de generación eléctrica debería ser definido en base a criterios sostenibles, esto es, de manera que los recursos con los que se cuentan hoy en día se utilicen de una manera óptima, que permita el progreso de las generaciones actuales y futuras.

En esta sección se proponen y discuten algunas de las variables a ser consideradas para una acertada evaluación del portafolio energético en el país a largo plazo, así como los datos cualitativos y cuantitativos a ser utilizados en el modelado y simulación del portafolio que permita satisfacer la demanda eléctrica bajo diferentes escenarios de desempeño económico en México a largo plazo.

Primero se revisa el potencial de capacidad a instalar por tipo de fuente generadora, esto es convencional o renovable, en base a criterios de disponibilidad de recursos y acceso tecnológico discutidos en el Capítulo 1. Segundo, se considera una de las variables de más impacto hoy en día, las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en términos de CO₂-equivalente, emitidas por tipo de tecnología y por cada unidad de generación de energía que produzcan. Tercero, se evalúa la sustentabilidad de las tecnologías mediante el criterio de consumo y contaminación de uno de los recursos vitales para el progreso de cualquier sociedad, el agua, componente indispensable para la continuidad de la vida.

Así mismo se considera la posibilidad de evaluar a las tecnologías de generación desde el punto de vista del retorno energético, estos es, durante la vida útil de una tecnología - considerando su ciclo completo desde la obtención del combustible hasta su desmantelamiento- cuanta energía generó respecto a la cantidad de energía que se requirió para su puesta en operación. Para esto se utilizará el concepto de Tasa de

Retorno Energético (EPR, por sus siglas en ingles), el cual es un procedimiento utilizado en otros estudios como indicador de sustentabilidad.

Finalmente se incluye un análisis sobre los costos nivelados de generación, y sus expectativas a futuro de las tecnologías evaluadas en este estudio.

3.1 Metodología.

Dados los compromisos internacionales que México tiene por Ley de reducir sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en un 50% respecto a niveles del año 2000 y de proponer nuevas rutas de crecimiento sustentable, el país requiere de diferentes propuestas para evaluar y medir los efectos presentes y futuros del uso de diferentes tecnologías para la generación de energía en el medio ambiente y la salud humana. Tales estudios deben involucrar las externalidades de cada tecnología durante su ciclo de vida.

Para optimizar el portafolio energético que cubriría la demanda eléctrica al año 2050 se aplicó el método Symplex desarrollado por George Dantzig en el año 1947, clasificado como uno de los principales algoritmos para programación lineal en el siglo XX, mediante el uso de la herramienta “Solver” de Excel. Así, se propuso un proceso de optimización que involucraba diversas funciones objetivo como el uso y contaminación de agua, emisiones de carbono equivalente, costo nivelado de generación de energía y el retorno energético por tipo de tecnología, además de considerar restricciones como el potencial máximo permisible de generación delimitado por ley o por la propia naturaleza del recurso (Sandoval-García & Morales-Acevedo, 2014).

Las ecuaciones propuestas que delimitaron el sistema a optimizar fueron:

- Emisiones de carbono equivalente (valor determinado por ley al 2050)

$$a_g x_1 + b_g x_2 + c_g x_3 + d_g x_4 + e_g x_5 + f_g x_6 + g_g x_7 + h_g x_8 + i_g x_9 + j_g x_{10} = k_g \quad (3)$$

- Valor mínimo de consumo de agua

$$a_w x_1 + b_w x_2 + c_w x_3 + d_w x_4 + e_w x_5 + f_w x_6 + g_w x_7 + h_w x_8 + i_w x_9 + j_w x_{10} = k_w \quad (4)$$

- Valor mínimo de contaminación de agua

$$a_px_1 + b_px_2 + c_px_3 + d_px_4 + e_px_5 + f_px_6 + g_px_7 + h_px_8 + i_px_9 + j_px_{10} = k_p \quad (5)$$

- Máximo valor de la Tasa de retorno energético (Energy Payback Rate, EPR³³).

$$a_ex_1 + b_ex_2 + c_ex_3 + d_ex_4 + e_ex_5 + f_ex_6 + g_ex_7 + h_ex_8 + i_ex_9 + j_ex_{10} = 1/k_e \quad (6)$$

- Valor mínimo del Costo Nivelado de Generación (LCOE)

$$a_cx_1 + b_cx_2 + c_cx_3 + d_cx_4 + e_cx_5 + f_cx_6 + g_cx_7 + h_cx_8 + i_cx_9 + j_cx_{10} = k_c \quad (7)$$

en donde las x_i corresponden a la fracción de participación por tipo de tecnología, y cada una de estas variables debe ser positiva (o cero):

:

$$x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6, x_7, x_8, x_9, x_{10} \geq 0$$

Y en donde la participación por tipo de tecnología se definió de la siguiente manera:

Tecnología	CCG*	Carbón	Nuclear	Eólica	SFV	S	Biomasa	Mini- Hidro	Geotermia	GH
(MWh)	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	T x_6	Res. x_7	x_8	x_9	x_{10}

*CCG: Ciclo Combinado de Gas, SFV: Solar Fotovoltaico, ST: Solar térmica, GH: Grandes Hidroeléctricas.

Donde,

a_g, b_g, \dots, j_g : Factor de emisiones de carbono equivalente por tipo de tecnología (ton CO_{2eq}/MWh)

a_w, b_w, \dots, j_w : Factor de consumo de agua por tipo de tecnología (L_{H2O}/MWh)

a_p, b_p, \dots, j_p : Factor de contaminación de agua por tipo de tecnología (ton contaminantes/MWh)

a_e, b_e, \dots, j_e : Factor EPR por tipo de tecnología (MWh_{set up} / MWh_{life cycle})

a_c, b_c, \dots, j_c : Factor LCOE por tipo de tecnología (\$USD / MWh).

La optimización se llevó a cabo al minimizar la variable objetivo (k respectiva en las ecuaciones 3 a 7) a la vez sujeta a diversas restricciones. Las restricciones primarias que delimitaron el modelado fueron:

³³ EPR; relación entre la energía eléctrica que puede producir una tecnología durante su vida útil (life-cycle) y la energía eléctrica que se ocupó para producir dicha tecnología (set-up).

- Potencial máximo de generación por tipo de tecnología. Por ejemplo por Ley³⁴, al año 2050, los combustibles fósiles solo podrán alcanzar una participación máxima del 50% en el portafolio de generación. También bajo la actualización de la Ley de la Industria Eléctrica en 2014, se establece una participación máxima del 65% de energías convencionales a 2024.
- Reducción de emisiones de carbono de acuerdo a la Ley General de Cambio Climático, el cual estipula una reducción de emisiones del 50% al año 2050 en relación a valores del 2000³⁵. En este estudio se consideran los mismos porcentajes pero con valores de CO₂ equivalentes (ton/MWh) al año 2050.
- Energía eléctrica a generar, acorde a los dos escenarios proyectados en la sección anterior; definición de escenarios (Deseable e Institucional) para el requerimiento energético al año 2030 y 2050.

Con lo anterior como premisa, la optimización del portafolio energético se evaluó en una primera etapa al calcular el valor mínimo de las funciones objetivo: consumo y contaminación de agua, emisiones de carbono equivalente y el costo LCOE del portafolio de generación, así como el valor máximo de la condicionante EPR, obteniéndose así cinco portafolios óptimos independientes que cumplieran con las restricciones marco del sistema. En una segunda etapa, se obtuvo un portafolio balanceado que toma en cuenta todas estas variables mediante el valor promedio de participación por tipo de tecnología en los diferentes portafolios estimados previamente.

En las siguientes secciones se explica a detalle las condicionantes de cada restricción y variable utilizada.

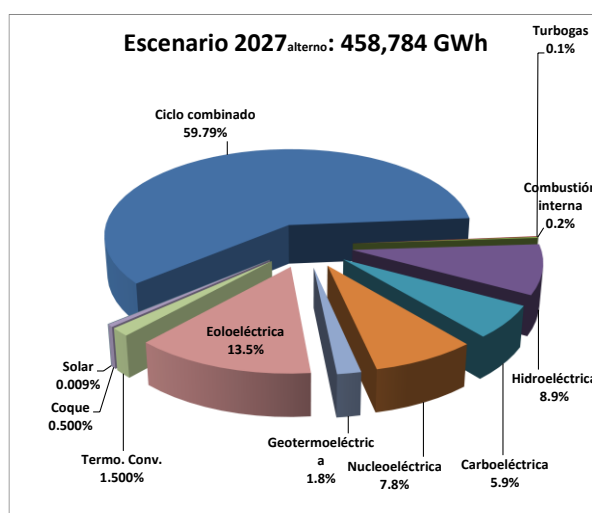
³⁴ Cámara de Diputados (2008). “Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética (LAERFTE)”. Disponible en <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LAERFTE.pdf>

³⁵ Cámara de Diputados (2012), “Ley General de Cambio Climático”. [En línea]. Disponible en <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGCC.pdf>

3.2 Participación de generación máxima de Fuentes Convencionales de Energía.

Los escenarios oficiales de participación tecnológica en la generación de electricidad a mediano plazo indican la continuidad de dependencia en las fuentes convencionales de energía (ver gráfico siguiente). A largo plazo se deberán ampliar los parámetros de decisión para definir la mezcla energética, al cumplir con restricciones medioambientales, topes de participación por ley, avance tecnológico, efectos del cambio climático, entre otros. A continuación se muestran los parámetros que conforman la participación máxima de las fuentes convencionales de energía evaluadas en esta sección (ciclo combinado a gas, turbo-gas, nuclear, carbón y grandes hidroeléctricas).

Gráfico 22 Escenario alternativo de generación al 2027, participación por tipo de tecnología en México.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía, www.sener.gob.mx (2013).

3.2.1 Gas Natural

En base a la información presentada en el Capítulo 1 y acorde al escenario “*Alternativo*” presentado en el documento oficial Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027 (SENER, 2013), en esta propuesta de modelado, se consideró al 2050 una

participación máxima en la generación de electricidad para el gas natural del 44% en la tecnología de Ciclo combinado y del 0.1% para la tecnología Turbogas. Cabe aclarar que para definir las restricciones de máxima participación de generación de energía para las tecnologías basadas en carbón y nuclear, también se toma en cuenta el porcentaje determinado en el estudio prospectivo de la SENER que define como máximo permitido al 2050, 5.9% y 7.8% para carbón y nuclear respectivamente, de esta manera se cumple con la restricción de que al año objetivo, los combustibles fósiles no rebasarán el tope de 50% de capacidad de generación en el sector eléctrico.

3.2.2 Carbón

A 2026 se estima, que el carbón participe con el 6.4% de la capacidad total instalada, representando 5.5 GW, consiguiendo generar alrededor de 40.16 TWh/año, o 9% del total de la generación eléctrica proyectada al 2026 en un escenario inercial de generación bruta en el Servicio Público. En el sistema propuesto de modelado se considera una participación máxima del 5.9% para tecnologías basadas en la combustión del carbón acorde a la Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027.

3.2.3 Nuclear

Aunado a la información discutida en el capítulo 1, en informes recientes se ha proyectado, bajo un escenario de alta inclusión, la factibilidad de que la Energía Nuclear genere un máximo de 35.8 TWh³⁶ al año 2027. Dicho valor máximo de generación se estimará en este estudio continúe hasta el año 2050.

3.2.4 Grandes Hidroeléctricas

A futuro y derivado de los efectos irreversibles del cambio climático que ha provocado condiciones de sequía e inundaciones en zonas no preparadas para afrontar la situación, además del crecimiento poblacional que demandará un mayor

³⁶ SENER 2013. “Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027”. Disponible en http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospectiva_del_Sector_Electrico_2013-2027.pdf

consumo, así como los requerimientos agrícolas, que es en la actualidad el principal sector consumidor de agua, se estima que el potencial hídrico disponible para la generación de electricidad al 2050 sea similar al propuesto oficialmente para el 2027, esto es 40.8 TWh.

3.3 Análisis de Fuentes Renovables de Energía.

En 2012 a nivel mundial, la industria de las Fuentes Renovables de Energía (FRE), fue sinónimo de industrias en bancarrota y salida de capitales de riesgo debido a la baja tasa de retorno que mostraban los proyectos de inversión, sin embargo el mercado global de los proyectos de generación basados en FRE (solar, eólico y biocombustibles) continuó creciendo, si bien no al ritmo de los últimos años, si permitió una fuente de ingresos cercanos a los \$248.7 mil millones de dólares, 1.05% más que en 2011 (Pernick & etal., 2013). También en 2012 el total las FRE representaron aproximadamente el 70% de la nueva capacidad instalada por segundo año consecutivo. Si bien la instalación de nueva capacidad, no es lo mismo a capacidad de generación, las renovables día a día demuestran que han dejado de ser una utopía en los planes de participación en el requerimiento energético de diversas economías.

Parte del éxito logrado se debe a que en los países desarrollados se perfecciono nuevo conocimiento y capital humano, y que, mediante un proceso de innovación, evoluciono a nuevas tecnologías limpias. En donde inicialmente cubre un competitivo mercado local desarrollado de forma paralela y posteriormente al perfeccionarse, crean nueva demanda fuera de sus fronteras, exportando así productos de alto valor agregado, generando grandes utilidades para las empresas y gobiernos que corrieron el riesgo de invertir de acuerdo a un plan de desarrollo científico, tecnológico e industrial a largo plazo.

A la par, otros componentes clave para un desarrollo exitoso de las FRE son necesarios, tal como un adecuado marco jurídico flexible que promueva los beneficios con los que actualmente cuentan las energías renovables, facilitar

esquemas de autoabastecimiento a empresas medianas y tener siempre en cuenta que los bajos precios del gas afectan la viabilidad económica de algunos proyectos.

Tabla 6 Valor del mercado global de fuentes de energía renovable 2000-2012 (Mil millones de US\$).

Año	Solar Fotovoltaico	Energía Eólica	Biocombustibles
2000	\$2.5	\$4.0	N.D.
2001	\$3.0	\$4.6	N.D.
2002	\$3.5	\$5.5	N.D.
2003	\$4.7	\$7.5	N.D.
2004	\$7.2	\$8.0	N.D.
2005	\$11.2	\$11.8	\$15.7
2006	\$15.6	\$17.9	\$20.5
2007	\$20.3	\$30.1	\$25.4
2008	\$29.6	\$51.4	\$34.8
2009	\$36.1	\$63.5	\$44.9
2010	\$71.2	\$60.5	\$56.4
2011	\$91.6	\$71.5	\$83.0
2012	\$79.7	\$73.8	\$95.2

Fuente: Clean Energy Trends 2013, Clean Edge.

Respecto al potencial de generación de las FRE en México a mediano y largo plazo, en base a información descrita en capítulos y secciones previas, en la siguiente tabla se muestran los valores estimados de potencial máximo de generación.

Tabla 7 Potencial de generación de energía de las FRE en México.

<i>Tecnología basada en FRE</i>	<i>Potencial de generación anual (TWh)</i>
Geotérmica	52
Eólica	169.3
Solar Fotovoltaica	78,663.8
Concentración Solar de Potencia (CSP)	58,997.9
Biomasa Residual	632.08
Pequeñas Hidroeléctricas (<30MW)	9.79

3.4 Generación de emisiones de carbono equivalente por tipo de tecnología.

Actualmente existen diversas negociaciones a nivel internacional y metas a nivel nacional que buscan la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero con la finalidad de reducir los riesgos del cambio climático. En 2012 México por ley debe de reducir sus emisiones de carbono en un 50% al 2050 respecto del 2000 acorde a los compromisos internacionales acordados (para una completa definición de la huella de carbono, es importante considerar las emisiones totales durante todas las etapas del ciclo de vida de cada tecnología generadora).

El Sector Eléctrico juega un papel clave para alcanzar tales compromisos. La quema de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica es la principal fuente de emisiones proveniente del sector hacia el medio ambiente. Los principales combustibles utilizados en el SEN, así como las emisiones de CO₂eq por tipo de fuente generadora (considerando las emisiones de CO₂, CH₄, SO₂, NO_x, N₂O y NMVOC³⁷), obtenidas en base a la metodología de la ISO 14040 (Santoyo-Castelazo, Gujba, & Azapagic, 2011) se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 8 Emisiones de CO₂eq de las principales fuentes generadoras de energía en 2011.

Combustible/Fuente generadora		CO ₂ eq (g/kWh)
Carbón (doméstico)	Directo	992
	Ciclo de vida	1059.9
Carbón (importación)	Directo	990.2
	Ciclo de vida	1057.08
Combustóleo	Directo	819.8
	Ciclo de vida	923.2
Gas	Directo	413.7
	Ciclo de Vida	448.6
Diésel	Directo	720
	Ciclo de vida	823.9
Grandes Hidroeléctricas	Ciclo de vida	4.03
Nuclear	Ciclo de vida	11.1

³⁷ Non-methane volatile organic compounds.

Geotérmica	Ciclo de vida	132.8
Viento	Ciclo de vida	17.2

Fuente: Elaboración propia con datos de (Santoyo-Castelazo, Gujba, & Azapagic, 2011)

Con la finalidad de tener datos comparativos y ampliar los datos a las FRE, se obtuvieron datos de la Oficina de Ciencia y Tecnología del Reino Unido de 2011 basados en más de 30 estudios arbitrados (POST, 2011). De estos datos para el caso de las FRE se consideró el promedio de emisiones emitidas de acuerdo al rango mostrado en la tabla siguiente. Para las tecnologías convencionales se consideró el valor de emisiones durante el ciclo de vida de la tecnología mostrada en la tabla anterior.

Tabla 9 Emisiones de CO_{2eq}, diversas tecnologías de generación, 2011.

Combustible/Fuente generadora	CO _{2eq} (g/kWh)
Carbón	786 - 990
Gas	365 - 488
Captura y Secuestro de Carbono (CSC) con Carbón	160 - 280
Captura y Secuestro de Carbono (CSC) con Gas	140 - 200
Solar FV	75 - 116
Geotérmica	15 - 53
Nuclear	5.5 - 7
Olas	12 - 39
Mareas	10 - 20
Viento (6 m/s, tierra adentro)	20
Grandes Hidroeléctricas	2 - 13
Biomasa residual	60 - 550

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Oficina de Ciencia y Tecnología del Reino Unido de 2011.

3.5 Contaminación de agua por tipo de tecnología.

Entre el año 2006 y 2008, diversas instituciones y universidades de la Unión Europea desarrollaron el proyecto *Cost Assessment for Sustainable Energy Systems* (IST World, 2008) con la finalidad de compilar y hacer pública información detallada

sobre externalidades de las fuentes generadoras de energía y poder así determinar costos reales de generación al 2030 e impulsar políticas públicas sobre la eficiencia energética.

Los datos se determinaron como una sumatoria considerando diferentes etapas en el ciclo de vida de cada tecnología; construcción, operación, desmantelamiento y suministro de combustible, realizándose proyecciones al año 2020 y 2030. Así por ejemplo, en la siguiente tabla se muestran los contaminantes principales que son vertidos al agua por cada kWh que produce la tecnología nuclear.

Tabla 10 Principales contaminantes vertidos al agua / kWh, energía nuclear.

2030 Unit	Nuclear power plant	
	Unit	total kWh _{el}
Ammonium, ion, water, total	kg	1.94 X10 ⁻⁰⁶
Arsenic, ion, water, total	kg	1.87 X10 ⁻⁰⁸
Cadmium, ion, water, total	kg	4.55 X10 ⁻⁰⁹
Caesium-137, water, total	kg	1.02 X10 ⁻⁰⁵
Chromium, ion, water, total	kg	6.09 X10 ⁻⁰⁸
Chromium VI, water, total	kg	4.57 X10 ⁻⁰⁸
COD, water, total	kg	1.44 X10 ⁻⁰⁵
Copper, ion, water, total	kg	5.54 X10 ⁻⁰⁸
Hydrogen-3, Tritium, water, total	kg	1.29
Lead, water, total	kg	3.27 X10 ⁻⁰⁷
Mercury, water, total	kg	2.40 X10 ⁻¹⁰
Nickel ion, water, total	kg	3.26 X10 ⁻⁰⁷
Nitrate water, total	kg	6.49 X10 ⁻⁰⁷
Oils, unspecified, water, total	kg	2.50 X10 ⁻⁰⁶
PAH, water, total	kg	1.93 X10 ⁻⁰⁹
Phospate, water, total	kg	2.24 X10 ⁻⁰⁷
Urainium-238, water, total	kg	4.85 X10 ⁻⁰³
Water pollution total, (kg)		1.29

Fuente: Elaboración propia con datos de Cost Assessment for Sustainable Energy Systems, 2008.

En base a la referencia anterior, se sintetizó la información y los datos por tipo de tecnología de generación en 2030 se muestran en las tablas siguientes:

Tabla 11 Contaminantes por tipo de tecnología convencional (ton/MWh).

Tecnología	CCG	CCG + CSC ^a	Térmica ^b	Carbón ^c	Carbón + CSC ^d	Nuclear	Hidroeléctricas ^e
Contaminantes (ton/MWh)	0.025	0.027	0.0306	0.162	0.174	1.294	0.0208

- a) Gas-Ciclo combinado con captura de CO₂.
- b) Turbina a gas natural.
- c) Planta de condensación de hulla.
- d) Tecnología IGCC-Hulla con captura de CO₂.
- e) Grandes Hidroeléctricas (represa).

Tabla 12 Contaminantes por tipo de energía renovable (ton/MWh).

FRE	Eólica ^a	Solar FV ^b	Solar Térmica ^c	Biomasa ^d	Pequeñas Hidroeléctricas ^e
Contaminantes (ton/MWh)	0.0441	0.3736	0.0197	0.4096	0.0108

- (a) Instalación tierra adentro.
- (b) Instalación en casas y edificios.
- (c) Plato parabólico.
- (d) Biomasa residual CHP.
- (e) Hidroeléctricas de paso <= 1 MW.

Mismos valores que fueron utilizados al año 2050 para el proceso de modelado del portafolio óptimo de generación.

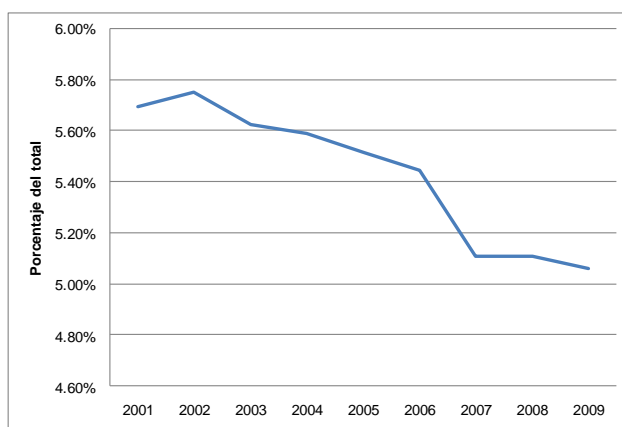
3.6 Consumo de agua por tipo de tecnología.

El consumo de agua en México a 2010 fue de 78.4 mil millones de metros cúbicos, de los cuales aproximadamente 15% provino de fuentes no sustentables, origen que de continuar al ritmo de consumo actual, en 20 años, podría alcanzar el 30% del suministro total de agua. Así mismo, en 2010, el 89.9% del agua residual se recolectó

y sólo el 43.4% recibió algún tratamiento. Al año 2030 se estima que sólo el 38% del agua residual se trate de acuerdo a los niveles requeridos por norma (CONAGUA, 2011). Aunado a lo anterior, y derivado de los efectos del cambio climático, se espera una gran variación en la estacionalidad de las lluvias, tanto en la zona geográfica afectada como en los volúmenes de precipitación, con la posibilidad de ocasionar severas inundaciones o sequías, generando altas condiciones de vulnerabilidad para todas las formas de vida.

Respecto a los usos consuntivos³⁸ de agua por sector económico, el sector agroindustrial es el mayor consumidor de agua proveniente de fuentes subterráneas y superficiales en México, con un promedio del 76.6% entre 2001 y 2009. El consumo del sector eléctrico reportado en documentos oficiales sólo está considerado por el uso de agua de proceso en las Termoeléctricas, con una participación del 5.06% en 2009. En el caso de uso de agua para generación eléctrica por medio de hidroeléctricas, se considera como de uso no consuntivo, y en 2009 represento un consumo de 136.1 mil millones de m³ (CONAGUA, 2010).

Gráfico 23 Consumo de agua por el sector eléctrico nacional, 2001-2009.



Fuente: Elaboración propia con datos de CONAGUA.

Por otro lado, existen estudios que indican que en promedio se utilizan 95 litros de agua para producir 1 kilowatt-hora de electricidad, esto debido a la diversificación de

³⁸ El uso consuntivo es aquella fracción de la demanda de agua que no se devuelve al medio hídrico después de su uso, siendo consumida por las actividades, descargada al mar o evaporada. El uso no consuntivo es aquella fracción de la demanda de agua que se devuelve al medio hídrico sin alteración significativa de su calidad.

usos que tiene el agua en los procesos energéticos, por ejemplo la extracción de crudo, como apoyo a la remoción de contaminantes de los gases generados en la combustión, en forma de vapor para impulsar turbinas, como agua de enfriamiento, entre otros. Respecto a la relación entre energía generada y consumo de agua, el gas natural es el combustible más eficiente, ya que se requieren sólo 38 litros para extraer gas suficiente para generar 1000 kWh de electricidad, mientras que por ejemplo, para generar la misma cantidad de energía con carbón, se requieren 530 L de agua (Jones, 2008). En base a la referencia citada anteriormente a continuación se muestra la eficiencia en el consumo de agua de diferentes combustibles para producir 1 MWh.

Tabla 13 Eficiencia en el consumo de agua para la generación de electricidad.

Combustible	Eficiencia (L/1000 kWh)
Gas natural	38
Syngas: gasificación de carbono	144 - 340
Arenas bituminosas	190 - 490
Aceite de lutita	260 - 460
Syngas: Fisher-Tropsch	530 - 775
Carbón	530 - 2,100
Hidrógeno	1,850 - 3,100
Gas natural líquido	1,875
Derivados del petróleo	15,500 - 31,200
Etanol	32,400 - 375,900
Biodiesel	180,900 - 969,000

Así mismo en la siguiente tabla se muestra el consumo de agua por tipo de fuente generadora de energía.

Tabla 14 Eficiencia en consumo de agua, diversas tecnologías (2011).

Tecnología de generación	Eficiencia (L/1000 kWh)
Hidroeléctricas	260
Geotérmica	1,680
Solar Térmica	2,970 - 3,500
Termoeléctricas (combustible fósil)	14,200 - 28,400
Nuclear	31,000 - 74,900

Otras fuentes han publicado datos que permiten tener una visión más completa respecto a la estrecha relación del agua en la producción de energía, así con datos de (Webberenergyblog, 2010) se muestra a continuación el consumo de agua de diferentes fuentes convencionales, alternas y renovables.

Tabla 15 Valores medios de extracción y consumo de agua por tipo de tecnología (2010).

Tecnología de generación	Extracción de agua (L/MWh)	Consumo de agua (L/MWh)
Nuclear (vapor, enfriamiento de un paso)	94,635.3 – 227,124.7	1,514.2
Nuclear (vapor, torres de enfriamiento)	75,708 – 189,271	1,514.2 – 2,725.5
Combustible fósil/biomasa/residuos a vapor (enfriamiento de un paso)	1,135.6 – 2,271.3	1135.6 – 1,817
Ciclo combinado a gas (enfriamiento de un paso)	28,390.6 – 75,708	378.5
Ciclo combinado a gas (torres de enfriamiento)	870.6	681.4
Ciclo combinado a gas (enfriamiento en seco)	0	0
Hidroeléctricas	17,034.4	17,034.4
Solar térmica	3,936.8	3,936.8
Geotérmica	6,813.7 – 15,141.6	6,813.7 – 15,141.6
Solar Fotovoltaica	113.6	113.6
Eólica	3.8	3.8

Los datos utilizados en el proceso de modelado de consumo de agua por tipo de tecnología se obtuvieron del promedio del consumo de agua mostrado en las tablas anteriores en unidades de Litros de agua/MWh generados.

3.7 Tasa de retorno energético (EPR, Energy Payback Rate).

Dada la problemática global de cambio climático y la preocupación del impacto ambiental de un producto o servicio dado, es importante tener en cuenta al momento de comparar y elegir tecnologías de generación eléctrica la evaluación del ciclo de vida (LCA, Life Cycle Assessment), que toma en cuenta desde la extracción de

materia prima y su proceso, hasta la construcción, la manufactura y venta, distribución y uso, reparación y mantenimiento, disposición/desmantelamiento y reuso/reciclaje.

En 2011 el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) llevó a cabo una revisión y selección de publicaciones respecto al ciclo de vida de las tecnologías de generación, con la finalidad de determinar una metodología para evaluar financieramente las tecnologías tanto convencionales como renovables durante la vida del proyecto, tomando en cuenta las fuentes de energía primaria, el LCA y análisis de riesgo (IPCC, 2011).

Dentro de los estudios que recomienda el IPCC para identificar el impacto ambiental de las tecnologías de generación eléctrica además de las emisiones de GEI se encuentran:

- a) Huella de carbón, que contabiliza el total de emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de un producto o proceso.
- b) Contaminación del aire, evalúa contaminantes seleccionados del aire con gran impacto sobre la salud humana (acorde a la Organización Mundial de la Salud).
- c) Impactos a la salud, referente a legislación sobre reducción de emisiones, nivel de ruido, impacto directo o indirecto de ciertas prácticas agrícolas relacionadas a la biomasa, entre otros.
- d) Uso del agua, dada la intensa relación entre el agua y la generación de energía, su disponibilidad en un ambiente de cambio climático, dependerá del lugar de localización, diseño y operación.
- e) Uso de suelo, relacionado al impacto por la minería, extracción, transporte y disposición de residuos. Se estima que un incremento en la participación de las FRE impactaría al uso de suelo por transmisión distribución de electricidad.
- f) Biodiversidad, como tal no son parte de los LCA, pero cada vez más se exige un estudio sobre el impacto que tendría un nuevo proyecto sobre los ecosistemas y la biodiversidad.
- g) Materias primas, se debe tomar en cuenta las reservas de los combustibles convencionales, así mismo la volatilidad en los precios y la disponibilidad de

nuevos materiales de ingeniería, tales como las tierras raras y aleaciones especiales.

- h) Retorno energético, muestra la relación de la energía total producida durante la vida útil de la tecnología dividida por la energía necesaria para construirla, aprovisionarla, mantenerla y desmantelarla. (EURELECTRIC, 2011)

De los anteriores, la tasa de retorno energética (EPR, energy payback rate), es un buen indicador global del desempeño ambiental de una tecnología, ya que entre mayor sea su valor mejor el desempeño tecnológico. Un EPR entre 1 y 1.5 implica que la energía consumida es similar a la energía producida. Por otro lado, el tiempo de retorno energético (EPT, energy payback time), es el tiempo requerido por una tecnología para generar la cantidad de energía que fue requerida para construirla, aprovisionarla, mantenerla y desmantelarla. Existe una relación directa entre el EPT y el EPR, el cual depende del tiempo asumido de vida de cada tecnología. En el caso de la combustión, la energía contenida por el combustible mismo no es tomada en consideración.

Las principales razones de la variación en los valores mostrados en la tabla no. 16 son debido a las características del combustible; sistema de enfriamiento; agua de enfriamiento y ambiental; fluctuaciones de carga y temperaturas (carbón y gas); grado del mineral de uranio y tecnología de enriquecimiento; silicio cristalino o amorfo; economías de escala en términos de potencia (eólica); y capacidad de almacenamiento y diseño (concentración solar). Las economías de escala y el progreso tecnológico pueden reducir el EPT en algunas fuentes renovables, pero la mayor influencia la tiene el factor de capacidad obtenido para el sitio geográfico de instalación en particular para las tecnologías intermitentes.

Tabla 16 EPR y EPT de diversas tecnologías de generación.

Tecnología	Energy Payback Time (años)		Tiempo de vida (años)	Energy Payback Rate	
	Low Value	High Value		Low Value	High Value
Lignito, nuevo subcrítico	1.9	3.7	30	2	5.4
Carbón, nuevo subcrítico	0.5	3.6	30	2.5	20
Carbón, supercrítico	1	2.6	30	2.9	10.1
Gas natural, ciclo abierto	1.9	3.9	30	1.9	5.6
Gas natural, ciclo combinado	1.2	3.6	30	2.5	8.6
Reactor, agua-pesada	2.4	2.6	40	2.9	5.6
Reactor, agua-ligera	0.8	3	40	2.5	16
Fotovoltaica	0.2	8	25	0.8	47.4
Concentración solar	0.7	7.5	25	1	10.3
Geotérmica	0.6	3.6	30	2.5	14
Turbinas eólicas	0.1	1.5	25	5	40
Hidroelectricidad	0.1	3.5	70	6	280

Fuente: LCA of Electricity Generation, Eurelectric (2011).

Otros estudios (HydroQuebec, 2005) también se han basado en hacer una recopilación de datos de diferentes publicaciones basadas en evaluaciones del ciclo de vida para diferentes tecnologías, los cuales de forma general concluyen:

- Hidroeléctricas, presentan el mejor desempeño, con valores de EPR por encima de 170, comparados con valores entre 1.6 y 7 para los combustibles fósiles.
- Eólica, el desempeño de las turbinas de viento es aceptable, con valores aproximados a 34 para sitios con condiciones favorables. Sin embargo, el valor es sobreestimado ya que no se considera la capacidad de respaldo para compensar las fluctuaciones ambientales.
- Biomasa, si el origen de la energía producida proviene de residuos agrícolas y forestales, el valor de EPR= 27. En cambio si se tienen plantaciones forestales para combustión, el valor disminuye entre 3-5, debido a la gran demanda de energía que requiere el proceso. Además un factor de gran impacto a considerar es el lugar de origen de la biomasa y la planta generadora de energía, ya que a mayor distancia el EPR disminuye drásticamente.
- En el caso de turbinas de ciclo-combinado alimentadas con gas natural, el EPR es relativamente bajo: entre 2.5 y 5. Esto debido a la cantidad de energía consumida para procesarlo y distribuirlo a miles de kilómetros de su lugar de

origen. Si la planta de generación se ubica cerca del sitio de extracción, el $EPR= 5$.

- Captura y Secuestro de Carbono, esta tecnología en desarrollo evaluada en plantas generadoras en base a carbón parece no tener un desempeño sustentable a largo plazo. Su EPR varía entre 1.6 y 3.3 (dependiendo de la distancia desde el lugar de origen del carbón). La tecnología CSC reduce la eficiencia de las plantas generadoras aproximadamente en un 25%, además que utiliza una gran cantidad de energía en gestionar el destino final del CO_2 . (HydroQuebec, 2005)

Si bien los combustibles fósiles ya muestran un bajo nivel de EPR , se estima que durante las siguientes décadas su valor continúe reduciéndose, debido a diversos factores, tales como:

- A medida que se terminan los pozos de fácil extracción, aquellas reservas de difícil acceso y explotación requerirán mayor consumo energético. Un ejemplo claro de tal situación, es la explotación de las arenas bituminosas, en la cual, el uso de gas natural para la extracción del aceite es cinco veces mayor que en el caso de la extracción del aceite convencional, actividad que es justificada por la gran demanda de combustibles en el sector transporte.
- El retorno energético del gas natural a futuro no parece nada prometedor, en principio por las grandes distancias que debe recorrer hasta las zonas de consumo, y más aún, debido a un previsible incremento en los envíos en la forma de metano líquido (presión atmosférica y $-162^{\circ}C$), lo cual incrementa el consumo de energía.
- Debido a más estrictas regulaciones ambientales, se vuelve prioridad el disminuir la cantidad de emisiones de SO_2 a través de métodos de captura y/o uso de carbón de bajo contenido de azufre. Los mecanismos de captura de SO_2 puede disminuir la eficiencia de planta entre un 10% y 15%.
- A medida que la tecnología de Captura y Secuestro de CO_2 se encuentre disponible en el mercado, esto implicará un mayor consumo energético. Sólo la captura de CO_2 representa una reducción del 25% en la eficiencia de planta, además que se tendría que agregar el transporte y secuestro del mismo CO_2 .

Tabla 17 EPR, diversas tecnologías (2005).

Fuente de energía / Tecnología		Estimación baja	Estimación alta
R e n o v a b l e s	Hidroeléctrica con embalse	205	280
	Hidroeléctrica de paso	170	267
	Eólica, 35% factor capacidad	18 (mar adentro)	34 (tierra adentro)
	Biomasa residual		27
	Biomasa - plantación	3 (entrega 100 km)	5 (entrega 20 km)
	Solar fotovoltaica	3	6
Nuclear	PWR convencional	14	16
Gas natural	Ciclo combinado, 55% eficiencia.	2.5 (transportación 4,000 km)	5 (uso cercano a pozo)
	Pila de combustible	1.5	3
Petróleo	Caldera convencional, 35% eficiencia	0.7 (arenas bituminosas)	2.9 (aceite convencional)
	Caldera convencional, 35% eficiencia, depuración moderna de SO ₂ .	2.5 (transportación 2,000 km)	5.1 (transportación 500 km)
Carbón	Gasificación ciclo combinado, 43% eficiencia, depuración de SO ₂ .	3.5 (transportación 2,000 km)	7 (transportación 500 km)
	Caldera convencional con captura y secuestro de CO ₂ .	1.6 (transportación 2,000 km)	3.3 (transportación 500 km)

Fuente: Elaboración propia en base a datos de HydroQuebec.com

En general ninguna tecnología ofrece las condiciones óptimas que todo planeador y/o tomador de decisión desearían para seleccionar el mejor escenario respecto a que tecnologías utilizar en la generación de energía, lo que sí existe, son los fundamentos necesarios para elegir de una forma sostenible y con el menor riesgo asociado posible, el portafolio energético óptimo. Existen diversos estudios que demuestran que será más cara elegir la ruta tendencial, modal, y reaccionar hasta que no quede otro camino, que el de empezar a tomar decisiones en el presente, que podrían tener repercusiones en algunos sectores económicos del país, pero que planeándose de forma paulatina, a largo plazo significarían realmente un progreso sustentable y condiciones accesibles para las futuras generaciones y el medio ambiente en el cual coexistirán.

3.8 Análisis del Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) en el período 2012-2050.

Al menos desde la última década del siglo XX, en México el gas natural se ha posicionado como el principal combustible para la generación de electricidad mediante las tecnologías de ciclo combinado y turbo-gas. En 1997 del total de electricidad generada, el 49.9% era en base de combustóleo, mientras que 12.5% era a base de gas natural. Para 2010 tales porcentajes se revirtieron, el gas participó con 47.8% de la generación y el combustóleo con 16.7%. El cambio tecnológico que ha venido sucediendo en el país, se puede explicar por la conjunción de diferentes factores tales como: a) menores costos por capacidad instalada, menor tiempo de instalación y mayor eficiencia técnica, b) expectativas optimistas sobre costos de abastecimiento y c) impulso a la participación privada para la generación de electricidad a través del esquema de productores independientes de energía (Martínez, 2009). Entre 1998 y el 2007, en base a estimaciones de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de los costos relativos de combustibles y de inversión de capital para diferentes tipos de plantas térmicas de generación, se visualizaba un amplio panorama de elección tecnológica para la generación de electricidad (ver tabla siguiente).

Tabla 18 Análisis de costos de generación, período 1998-2012.

Costos (US\$/MWh)	Costo de inversión			Costo de combustible			Costo de operación y mantenimiento			Costo total		
	1998	2007	2012	1998	2007	2012	1998	2007	2012	1998	2007	2012
Térmica convencional	13,1	21,9	25,4	28,0	46,1	108,9	2,0	6,3	6,5	43,1	74,3	140,8
Ciclo combinado a gas	6,6	11,0	14,7	17,6	44,3	38,1	2,7	5,0	5,0	26,7	60,2	57,7
Carboeléctrica c/desulf.	21,1	32,0	33,9	12,3	20,7	27,9	4,3	7,6	8,9	37,9	60,9	70,5
Nuclear	37,9	42,5	72,1	5,6	6,5	5,3	7,6	9,4	14,1	51,3	58,7	91,6
Geotérmica	16,0	29,1	33,8	15,4	22,1	38,4	4,0	8,0	13,6	35,3	59,4	85,9
Hidroeléctrica	43,2	71,6	153,2	0,6	0,5	0,8	1,2	2,0	23,8	44,8	74,3	177,4

Fuente: Elaboración en base a datos de; Martínez Chombo E. (2010). *Fuentes de sobrecostos y distorsiones en las empresas eléctricas públicas de México*; y COPAR-CFE 2013. La capacidad bruta considerada por tipo de tecnología fue: Hidroeléctricas (375 MW), Termoeléctrica convencional (350 MW), Ciclo combinado a gas (849.6 MW), Carboeléctrica (350 MW), Nuclear (1400 MW), Geotérmica (27 MW).

Por ejemplo, en 1998 la tecnología de ciclo combinado a gas (CCG) presentaba el menor costo total (US\$/MWh) para la generación de energía eléctrica, ya en 2007, debido al incremento de los costos de combustible, la tecnología CCG ya no representaba la única opción de generación de bajo costo, la tecnología geotérmica y nuclear parecían dos muy buenas opciones para ser clave en el desarrollo de la mezcla energética a mediano plazo.

Sin embargo y debido a la gran oferta de gas lutita (shale gas) proveniente de los Estados Unidos de América (EUA), el avance tecnológico para su explotación y a la crisis económica global del 2008, México obtuvo nuevos beneficios para adquirir combustible importado a bajo precio, obteniendo una reducción hasta del 4% en 2012 respecto al 2007 en el costo total de generación. Situación altamente riesgosa de suministro a mediano plazo, debido a la gran demanda interna de los EUA (país exportador) que se está creando (principalmente en la generación de electricidad al cambiar el carbón por el gas natural como principal combustible), y a la gran demanda internacional del gas natural como combustible “limpio”.

De hecho, las proyecciones oficiales a mediano plazo indican que la dependencia del gas natural de importación como combustible y el ciclo combinado (CCG) como tecnología de generación, serán los responsables del crecimiento económico del país. Situación un tanto contradictoria respecto a las consignas internacionales de crecimiento sustentable, en donde se impulsa la diversificación y la autonomía energética, para permitir un futuro sustentable a las próximas generaciones.

Ante esto, se debe considerar que la generación y uso de energía eléctrica serán una pieza clave en el progreso de cualquier nación a largo plazo, debido a una mayor participación de esta forma de energía y su facilidad de adaptación a diversas actividades antropogénicas, por lo que resulta de alta importancia estimar la evolución del costo de generación derivado de las diferentes tecnologías – convencionales y renovables - lo que permitiría diseñar con anticipación políticas públicas que integren factores de riesgo a largo plazo en la definición de la mezcla energética que sostendrá el desarrollo económico del país.

3.8.1 Proyección LCOE, tecnologías convencionales.

En base a la información publicada por CFE-COPAR (Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión) de los años 2004, 2007, 2009, 2011, 2012 y 2013 se obtuvieron los costos nivelados de generación (LCOE)³⁹ para diversas tecnologías y capacidades de generación definidas, obteniéndose así la variación de LCOE durante la primera década del siglo XXI (ver tabla siguiente) para las tecnologías que conforman la mezcla de generación del sector eléctrico.

Tabla 19 Variación del LCOE en México, diversas tecnologías, período 2003-2012.

Costos nivelados (\$USD/MWh)	Capacidad bruta (MW)	2003	2006	2008	2010	2011	2012
		Termoeléctrica convencional	350	\$57,62	\$77,07	\$116,01	\$118,59
Carboeléctrica c/desulf.	350	\$53,96	\$64,43	\$79,88	\$73,29	\$71,20	\$70,60
Carb. Supercrítica c/desulf.	700	\$55,04	\$63,79	\$93,15	\$80,70	\$66,36	\$84,89
Turbogas industrial	273,9	\$84,92	\$125,25	\$151,35	\$112,90	\$117,97	\$120,09
Ciclo combinado a gas	851,6	\$42,34	\$65,36	\$78,52	\$56,40	\$57,33	\$57,80
Nuclear	1400	\$43,22	\$59,20	\$128,95	\$95,09	\$91,27	\$91,55
Geotérmica	27	\$45,81	\$58,70	\$87,74	\$94,88	\$118,99	\$85,92
Hidro, convencional	375	\$102,07	\$136,13	\$166,68	\$106,13	\$123,42	\$177,82
Eólica, clase 6	1,5	ND	ND	ND	ND	\$86,57	\$73,58
Eólica, clase 7	1,5	ND	ND	ND	ND	\$75,75	\$64,38
Solar fotovoltaica	60	ND	ND	ND	ND	\$189,74	\$169,69

Fuente: Elaboración propia en base a publicación CFE-COPAR 2004, 2007, 2011, 2012 y 2013. Se incluye la variación de LCOE para la tecnología basada en geotermia, aunque un análisis más a detalle se incluye en la sección de variación de LCOE para tecnologías basadas en fuentes renovables de energía.

En base a los valores mostrados anteriormente se estimaron los costos nivelados de generación al año 2050 mediante el cálculo de la Tasa de Crecimiento Anual Compuesta (CAGR, por sus siglas en inglés) entre el 2003-2012, la cual resulta útil para describir el comportamiento de los costos sobre un período de tiempo, mediante la siguiente fórmula:

$$CAGR(t_0, t_n) = \left(\frac{V(t_n)}{V(t_0)} \right)^{\frac{1}{t_n - t_0}} - 1 \quad \text{----- (8)}$$

³⁹ El cálculo del costo nivelado de generación (LCOE, por sus siglas en inglés), toma en cuenta por tipo de tecnología; los costos directos e indirectos; el costo nivelado de combustible; tasa de descuento; inversión inicial tomando en cuenta el tiempo de instalación; vida útil; así como la cantidad de energía que puede producir dicha tecnología durante un período dado de tiempo.

Dónde:

- $V(t_n)$ = Valor en el tiempo final
- $V(t_0)$ = Valor en el tiempo inicial
- t_n-t_0 : número de años

Considerando que las fuentes convencionales de energía consumen recursos finitos y por ende su aumento irreversible de precio respecto al tiempo, se afectó el LCOE de cada tecnología de 2012 por el CAGR estimado hasta el 2050 para cada tecnología, con la intención de proyectar así el valor futuro del costo de generación de energía eléctrica:

Tabla 20 Proyección de costos nivelados de generación para tecnologías convencionales al 2030 y 2050 en México (USD/MWh).

Costos nivelados (USD/MWh)	Cap. bruta					
	(MW)	2003	2012	CAGR	2030	2050
Termoeléctrica						
convencional	350	\$57.6	\$142.5	10.5%	\$853.7	\$6,242.0
Carboeléctrica c/desulf.	350	\$54.0	\$70.6	2.9%	\$118.4	\$210.4
Carb. Supercrítica c/desulf.	700	\$55.0	\$84.9	4.8%	\$198.0	\$507.0
Turbogas industrial	273.9	\$84.9	\$120.1	3.8%	\$235.4	\$497.4
Ciclo combinado a gas	851.6	\$42.3	\$57.8	3.4%	\$105.7	\$206.6
Nuclear	1400	\$43.2	\$91.6	8.6%	\$403.2	\$2,090.8
Hidroeléctrica						
convencional	375	\$102.1	\$177.8	6.2%	\$529.7	\$1,778.8

Fuente: Elaboración propia en base a CFE-COPAR 2004, 2007, 2011, 2012 y 2013.

En el caso de la tecnología de Ciclo Combinado y el Gas Natural como combustible, dada su importancia como elemento de transición a tecnologías de generación más limpias, resulta conveniente realizar un análisis de mayor profundidad, respecto a la proyección de su LCOE a largo plazo.

En principio es importante reconocer que en México, a diferencia de diversas economías desarrolladas, el precio de inversión de la tecnología CCG ha presentado una tendencia creciente posterior a 1991, con una tasa acumulada de crecimiento

anual del 6.7% entre 2003 y 2012 (incrementándose el precio de 7.83 USD/MW a 14.08 USD/MW). Siendo que en EUA y Europa se obtuvo una reducción del 25% en el precio entre 1991 y 1997, y una reducción estimada del 10% en el precio final entre 1997 y 2005 (Claeson & Cornland, 2002).

Respecto al costo de combustible, en el período 2003-2012, éste incremento de 31.17 USD/MWh a 36.85 USD/MWh, con una tasa acumulada de crecimiento del 1.8%. Si se aplica la tasa calculada anterior para proyectar el costo de combustible a 2050, este sería de 74.7 USD/MWh, lo que aunado a los altos precios esperados de la tecnología, explicaría el alto LCOE estimado a 2050 (durante el ejercicio anterior de proyección de LCOE) de \$206.6 / MWh.

Si en lugar de sólo proyectar los costos del combustible, tomamos en cuenta los datos de costos medios y bajos del gas natural a largo plazo publicados en CFE-COPAR de 2013, y considerando un ciclo combinado con eficiencia neta de 49.76%, consumiendo gas natural con un poder calorífico de 1.04 MJ/ft³, se puede estimar el costo de combustible a 2030 y 2050 con un mejor margen de precisión, los cuales serían del orden de:

Tabla 21 Estimación del costo de combustible acorde a escenarios COPAR-2013 bajo y medio.

Costo de combustible (\$/MWh)	2030	2050
Escenario medio	48.7	69.68
Escenario bajo	41.6	56.5

En cuanto a los costos de O&M, entre 2003 y 2012, estos crecieron a una tasa acumulada anual del 2.87%, incrementándose de 3.76 \$/MWh a 4.85 \$/MWh. De continuar este incremento tendencial, dichos costos llegarían a ser del orden de 8.1 \$/MWh a 2030 y de 14.2 \$/MWh al 2050.

También se debe considerar que diversos proyectos de ciclo combinado presentan sobrecostos debido a que su potencia y eficiencia son sensibles a la disponibilidad de agua y a la altitud en el sitio donde se instalan. Cuando no existe agua de

enfriamiento se instalan aerocondensadores, los cuales requieren un 10% de capacidad adicional.

Así, considerando que posterior a 2012, el precio de la tecnología CCG permanezca al menos constante en México, tomando el escenario bajo de costos de combustible y, considerando la trayectoria de evolución de costos de operación y mantenimiento, el LCOE para la tecnología CCG a largo plazo en México estimado sería:

Tabla 22 LCOE calculado para tecnología CCG a 2030 y 2050.

Estimación a	2030	2050
LCOE (\$/MWh)	63.7	84.8

De las proyecciones obtenidas de LCOE para diferentes tecnologías convencionales, podemos inferir un claro incremento esperado en los costos de generación a largo plazo, considerando sólo el comportamiento tendencial que las ha caracterizado. Habría que considerar además, en un estudio más amplio, el riesgo por la creciente dificultad para obtener los recursos, además del incremento en la velocidad de consumo de los combustibles fósiles y su efecto en el costo final de generación. En el caso de las grandes hidroeléctricas, se tendría que tomar el riesgo que implica el cambio climático y las posibles condiciones de sequía e inundaciones en las zonas donde actualmente está en funcionamiento dicha tecnología.

Respecto al tema del avance tecnológico y su afectación en la reducción de costos de generación, en general las tecnologías convencionales son ya tecnologías maduras y sus curvas de aprendizaje, presentan tasas mínimas de reducción respecto al avance tecnológico y presencia en el mercado.

3.8.2 Proyección LCOE, Fuentes Renovables de Energía.

Durante las últimas décadas los costos LCOE de las tecnologías basadas en fuentes renovables de energía han disminuido de manera constante, mostrando una tendencia de que en poco tiempo éstos estarán a la par de los costos de generación en base a tecnologías convencionales, aún con la competitividad artificial de los combustibles

fósiles. Tal reducción en los costos de generación se debe a la continua innovación tecnológica, tal como el uso de materiales más económicos y de mejor desempeño, menor consumo de materiales, procesos más eficientes de producción, e incremento en la automatización de la producción en masa de componentes (ISE Fraunhofer, 2013).

Tabla 23 Crecimiento anual promedio de FRE (2008-2013).

Geotérmica	3.2%
Solar FV	55%
Solar CSP	48%
Eólica	21%
Hidroeléctricas	3.7%
Fuente: REN21 (2014)	

El cálculo del LCOE involucra diferentes factores que reflejan el estado de desarrollo de un país, ya que involucra el costo asociado a la tecnología, por lo que un país que dentro de sus políticas de desarrollo incluyan a la ciencia y la tecnología como pieza fundamental, podrá tener acceso a mejores costos tecnológicos y si no, dependerá totalmente de lo que marque el mercado internacional. Si bien diferentes países en desarrollo presumen de bajos costos de mano de obra en el rubro de operación y mantenimiento, por lo general también son países con altos valores de tasa inflacionaria al ser económicamente dependientes. Así mismo países de alto riesgo tienen que definir para sus proyectos de inversión, altas tasas de descuento para poder hacer frente a cualquier variación negativa en el tiempo, creando barreras económicas al flujo de inversión.

En base a lo anterior, el cálculo de los costos nivelados de generación de energía que se estimaron en este estudio al 2030 y 2050 para México se realizaron utilizando la siguiente fórmula⁴⁰:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n I_t + M_t + \frac{F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad \text{----- (9)}$$

⁴⁰ Fórmula utilizada por la International Energy Agency en la elaboración de los Technology Roadmaps para diferentes tecnologías, disponible en <http://www.iea.org/roadmaps/>.

Dónde:

- $LCOE$ = Costo nivelado promedio de generación de electricidad;
- I_t = Gastos de inversión en el año t ;
- M_t = Gastos de operación y mantenimiento en el año t ;
- F_t = Gastos de combustible en el año t ;
- E_t = Generación de electricidad en el año t ;
- r = tasa de descuento;
- n = Vida económica del sistema.

Respecto al costo de inversión inicial y dado que en la actualidad México es totalmente dependiente de las diferentes tecnologías de generación que se diseñan y ensamblan en otros países, y ya que no hay planes sólidos para que a mediano plazo exista una mayor vinculación entre los requerimientos del país y el sistema de innovación y desarrollo local, se utilizarán los precios internacionales de cada tecnología. Y para su proyección a largo plazo se utilizaron los factores de curvas de aprendizaje⁴¹ (LC-1F) y/o de aprendizaje + avance tecnológico (LC-2F), los cuales permiten inferir los costos de la tecnología a largo plazo en base a la demanda del mercado y, el avance en ciencia y desarrollo que favorezca el uso de la misma. La fórmula utilizada se describe a continuación:

$$c_x = c_0 \cdot \left(\frac{P_x}{P_0} \right)^{\frac{\log PR}{\log 2}} \text{----- (10)}$$

Dónde:

- PR = Relación de progreso⁴²;
- P_x = Capacidad instalada en el año x ;
- P_0 = Capacidad instalada en el año inicial;

⁴¹ Una curva de aprendizaje, es una representación gráfica del incremento en el aprendizaje (eje vertical) respecto a la experiencia (eje horizontal).

⁴² PR, progress ratio, nos indica la relación que existe entre la reducción en los costos de una tecnología cada vez que se comercializa el doble de las unidades fabricadas, $PR=1-LR$.

- $C_x, C_0 =$ Inversión en el año dado.

Los datos de relación de progreso (PR, progress ratio) utilizados en este estudio se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 24 Valores de PR y LR en base a curvas de aprendizaje, varias tecnologías.

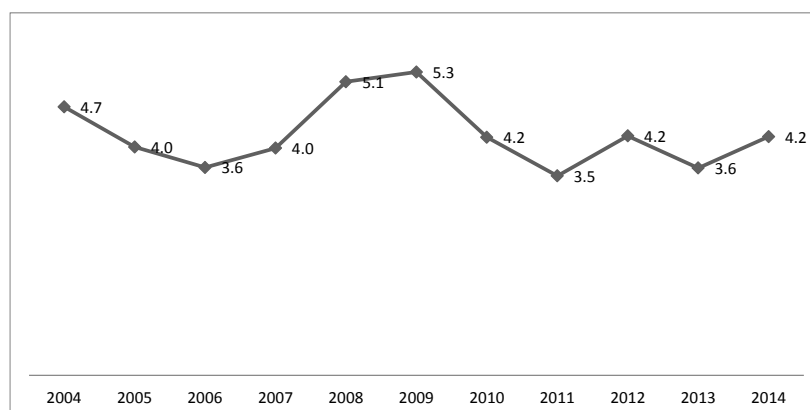
Tecnología	LC-2F	PR (2F)	LC-1F	PR (1F)
Carbón supercrítico pulverizado	3.8%	96.3%	4.8%	95.2%
Carbón convencional	13.4%	86.6%	15.1%	84.9%
Lignito convencional	5.7%	94.3%	7.8%	92.2%
Ciclo Combinado de Gas (1990-98)	0.7%	99.4%	3.3%	96.7%
Hidroeléctricas convencionales	2.0%	98.0%	2.9%	97.1%
Mini-hidroeléctricas	0.5%	99.5%	2.8%	97.2%
Nuclear (agua ligera)	37.6%	62.4%	53.2%	46.8%
Eólica (tierra adentro)	13.1%	86.9%	15.7%	84.3%
Solar Térmico	2.2%	97.8%	22.5%	77.5%
Eólico (mar adentro)	1.0%	99.0%	8.3%	91.7%
Solar FV (casa habitación)			10.0%	90.0%
Solar FV (granja)			15.0%	85.0%

Fuente: Jamasb, T. (2007) "Technical change Theory and Learning Curves: Patterns of progress in Electricity Generation Technologies" The Energy Journal, Instituto Fraunhofer (2013).

En cuanto a los gastos de operación y mantenimiento (O&M) tanto fijos (combustibles) como variables (mano de obra), en la mayoría de los casos se tomaron los costos de 2013 por tipo de tecnología que se reportan en el documento editado por (CFE, 2013) conocido como COPAR 2013⁴³, ajustados por la tasa inflacionaria promedio (4.2%) que ha registrado el país en los últimos diez años.

⁴³ El estudio publicado de forma anual por la Comisión Federal de Electricidad "Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico" tiene la finalidad de presentar la actualización de los principales parámetros técnico-económicos que intervienen en el cálculo del costo nivelado de generación y está basado en: compras de equipo por parte de CFE, contratos de precio alzado otorgados por CFE para la construcción de las centrales generadoras, información especializada sobre estudios realizados en el extranjero para nuevas tecnologías, e información especializada de fabricantes de equipos.

Gráfico 24 Inflación en México 2004-2014 (%).



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial y Global Rates.

Cabe aclarar que para la obtención de los costos de capital a nivel internacional de 2013 y la proyección de la capacidad a instalar a nivel global al año 2030 y 2050, se utilizaron datos reportados por diversas organizaciones como la International Energy Agency (IEA) y su serie de Mapas de Ruta Tecnológicos para diversas Fuentes Renovables de Energía (IEA Technology Roadmaps)⁴⁴, la International Renewable Energy Agency (IRENA)⁴⁵, el Renewable for the 21st Century (REN21)⁴⁶ y la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Así mismo en los casos en el que la proyección no se visualiza hasta el año objetivo (2050), se extrapolo el valor de acuerdo a la tasa anual acumulada (CAGR) de años previos

3.8.2.1 Solar Fotovoltaica, LCOE 2030 y 2050.

De manera global la expansión de la tecnología fotovoltaica ha crecido exponencialmente, pasando de 3.4 GW de capacidad instalada en 2004, a 139 GW a

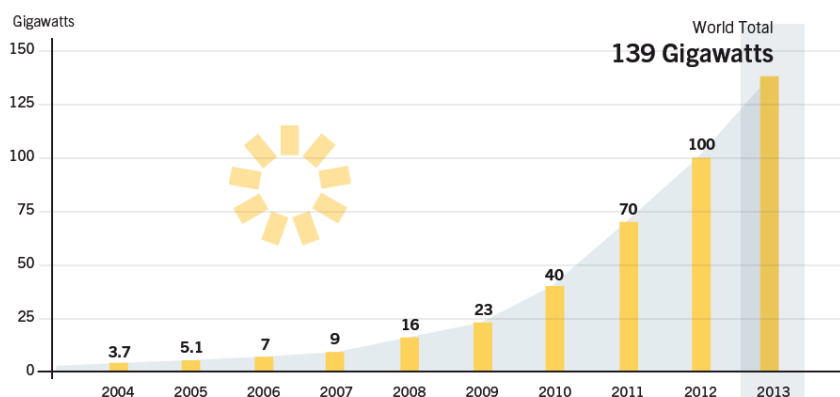
⁴⁴ Mapas de ruta desarrollados para diferentes tecnologías basadas en FRE: El modelo de proyección utilizado por la IEA se basa en el cálculo de la mezcla de generación de más bajo costo que permitiría limitar el cambio climático a 2°C. Además considera a futuro una baja participación de las tecnologías Nuclear y Captura y Secuestro de Carbono, anticipando una mayor participación de fuentes de energía renovable, especialmente la Solar y Eólica.

⁴⁵ Se basa en el compendio de datos proporcionados por fuentes confiables de los diferentes países asociados, con la finalidad de uniformizar y hacer pública la información.

⁴⁶ Red Global en Política Energética Renovable, que comparte y genera información sobre las diferentes tecnologías de generación basadas en fuentes renovables de energía, información que es compartida y avalada por sectores como; gubernamentales, organizaciones internacionales, asociaciones industriales, ciencia y academia, y sociedad civil, con la intención de promover una transición global al uso de las FRE.

2013. Y en forma contraria, los costos han reducido en una relación del 20% por cada doble incremento en la capacidad instalada⁴⁷.

Gráfico 25 Evolución de la capacidad instalada de tecnología solar fotovoltaica, 2004-2013.



Fuente: Renewables Global Report 2014, REN21.

De hecho, estudios de mercado han proyectado que entre 2020 y 2030, a nivel internacional, el costo total de los paneles fotovoltaicos (incluyendo módulo, componentes del sistema e instalación) se reducirá a una tasa del 7% anual (ver Tabla no. 25), tendencia contraria a la capacidad de generación instalada que crecerá a tasas de doble dígito, logrando los 715.8 GW de capacidad con un valor de mercado aproximado de \$158.4 mil millones de dólares (los costos en 2013 fueron del orden de US\$2.3 por watt instalado). (CleanEdge, 2014)

Por otro lado, análisis hechos por la (IEA, 2014), para evaluar el potencial de reducción de costos, estiman que para módulos de Silicio cristalino (c-Si) y de Película delgada (TF) sus costos se reducirán en base a la masificación de su uso y el avance tecnológico, alcanzando valores entre 0.3 USD/W a 0.4 USD/W al 2035 respectivamente.

⁴⁷ En el caso de la tecnología solar fotovoltaica, se estima que en China, actual país líder fabricante de módulos de silicio cristalino, a 2017, sus costos nivelados de generación para granjas solares fotovoltaicas de gran escala estarán a la par que la tecnología de generación basada en carbón (GreentechSolar, 2014).

Tabla 25 Precios de Sistemas FV completos e instalados y Costos de electricidad (Promedio global de 2012).

Año	Precio del Sistema (US\$/W)	Rango LCOE (¢US\$/kWh)
2007	7.2	24 – 42
2008	7.0	23 – 41
2009	5.12	17 – 31
2010	4.55	15 – 28
2011	3.47	12 – 23
2012	2.58	9 – 18
2013*	2.33	8 – 17
2014*	2.1	7 – 15
2015*	1.89	6 – 14
2016*	1.75	6 – 14
2017*	1.61	6 – 13
2018*	1.49	5 – 12
2019*	1.38	5 – 12
2020*	1.27	4 – 11
2021*	1.17	4 – 11
2022*	1.07	4 - 10

Fuente: Clean Edge Inc., 2013. www.cleandge.com. *Supuestos: Celdas de silicio; Tasa de descuento del 4%; Factor de capacidad de 16-26%, Costos de Op. Mtto de \$6-\$60/kW.

Además y dado que se espera una constante reducción en los costos de capital y una mejor relación de desempeño, los costos nivelados de generación se estima se reduzcan en promedio a 100 USD/MWh al 2025, y gradualmente alcancen los 60 USD/MWh al 2050.

Tabla 26 Proyecciones de LCOE para granjas solares nuevas al 2050 (USD/MWh) bajo un escenario de gran participación de renovables, WACC= 8%.

USD/MWh	2013	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mínimo	119	96	71	56	48	45	42	40
Promedio	177	133	96	81	72	68	59	56
Máximo	318	250	180	139	119	109	104	97

Fuente: International Energy Agency, Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy (2014)

Tabla 27 Proyecciones de LCOE para nuevas instalaciones en casa-habitación al 2050 (USD/MWh) bajo un escenario de gran participación de renovables (considerando un costo de capital promedio ponderado del 8%).

USD/MWh	2013	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mínimo	135	108	80	63	55	51	48	45
Promedio	201	157	121	102	96	91	82	78
Máximo	539	422	301	231	197	180	171	159

Fuente: International Energy Agency, Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy (2014)

Las proyecciones de LCOE mostradas se basan en un costo de capital promedio ponderado (WACC) del 8%. Bajo escenarios más optimistas de menor costo de capital; WACC= 2.8% en Alemania o 4.7% para países con alta irradiación solar, el LCOE de las plantas solares podría reducirse hasta 74 – 127 USD/MWh al 2020, lo que permitiría ser una tecnología más competitiva respecto a la tecnología eólica en tierra y el esperado incremento del LCOE para tecnologías basadas en carbón y gas. Para regiones con alta irradiación solar ($2000 \text{ kWh/m}^2/\text{m}^2\cdot\text{año}^{-1}$), inclusive podría ser posible alcanzar valores de LCOE entre 58 – 87 USD/MWh, para granjas solares al 2030.

Para el caso de México, acorde a la información planteada, se parte de que a nivel internacional la capacidad instalada se incrementará de 139 GW a 715.8 GW (CleanEdge, 2014), entre 2013 y 2025, obteniéndose un CAGR= 14.6%. De acuerdo a la tasa acumulada de crecimiento calculada, se estima que a 2030 la capacidad instalada a nivel mundial podría ser del orden de 1378.2 GW y a 2050 18,941.4 GW.

Con este valor de capacidad estimada a 2030 y 2050, un costo de tecnología de 2300 USD/W y 139 GW instalados en 2013, y un PR (1F) de 85%, se calculó el costo de la tecnología al año objetivo, obteniéndose un valor de 1,361 USD/W a 2030 y de 736.1 USD/W a 2050. Así en base a la información obtenida se puede proyectar los costos nivelados de generación en México para la tecnología solar fotovoltaica utilizando la misma capacidad de planta, vida útil y factor de planta que utiliza la Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2013) para sus cálculos de proyectos de

inversión a largo plazo (60 MW, 25 años y 25%, respectivamente). La tasa de inversión utilizada es del 10%, acorde a la nueva LIE-2014.

Respecto a los costos de operación y mantenimiento (O&M), se ajustó el valor de 21 USD/kW-año, que utilizó CFE en 2013, mediante la tasa de inflación anual del 4.2% que ha imperado en el país en los últimos años, alcanzando un valor de O&M de 42.3 \$/kW/año a 2030 y 96.2 \$/kW/año al 2050. Así, en la siguiente tabla se muestra el valor de LCOE calculado.

Tabla 28 LCOE calculados para la tecnología solar fotovoltaica en México.

<i>Capacidad</i>	<i>Factor de Planta</i>	LCOE, 2030 (r=10%)	LCOE, 2050 (r=10%)
60 MW	25%	62.2 \$/MWh	33.7 \$/MWh

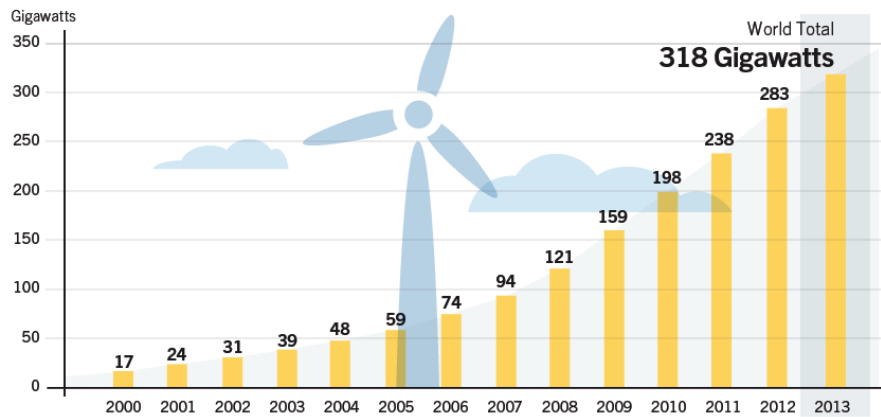
3.8.2.2 Energía eólica, LCOE 2030 y 2050.

Respecto a la tecnología eólica, los costos se han reducido principalmente por la competencia del mercado, además del avance tecnológico (incluyendo torres más altas, rotores de mayor tamaño o palas más largas, y pequeños generadores para velocidades bajas de viento) los cuales han permitido incrementar la capacidad instalada a nivel mundial. Tales avances han permitido costos más competitivos e inclusive a la par, en una base de Kilowatts-hora, respecto a nuevas plantas de generación basadas en carbón o gas. Diversos estudios han estimado que los costos nivelados globales por MWh para sistemas eólicos tierra adentro se han visto reducidos en un 15% entre 2009 e inicios de 2014 (REN21, 2014).

En cuanto a la capacidad instalada de la tecnología eólica de generación, se estima que de manera global, a 2020, sea del doble respecto del 2013, incrementándose de 319.6 GW a 678.5 GW⁴⁸.

⁴⁸ REneweconomy(2014). "World wind energy capacity to double by 2020". Disponible en <http://reneweconomy.com.au/2014/world-wind-energy-capacity-double-2020>.

Gráfico 26 Capacidad eólica instalada a nivel mundial, 2000-2013 (GW).



Fuente: Renewables global report 2014, REN21.

Al año 2050 se espera, acorde a análisis de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2013), un decrecimiento en los costos de generación eléctrica del 26% en tecnologías tierra adentro y del 52% para tecnologías mar adentro, asumiendo un incremento en el factor de capacidad entre 26%-31% en tierra y de 36%-42% en mar. El análisis también asume una reducción en los costos de operación y mantenimiento del 23% en tecnologías tierra adentro al 2050. Y para tecnologías mar adentro la reducción sería más amplia, alcanzando un 43% de reducción en costos de operación y mantenimiento al 2050, así como una caída del 45% en los costos de inversión.

En el cálculo del LCOE para la tecnología eólica en México al 2030 y 2050 se parte de la siguiente información:

- a. Capacidad instalada a nivel mundial (2013)= 319.6 GW (REN21, 2014)
- b. Capacidad a instalar a nivel mundial (2020)= 678.5 GW (REN21, 2014)
- c. Tamaño de turbina (internacional): 1.5 MW – 3.5 MW
- d. Factor de planta: 25% - 40%
- e. Costos de capital (2013, internacional): 1500 – 1950 USD/kW (REN21, 2014)
- f. PR (1F)= 84.3%

Con esta información se estima, con un CAGR= 11.35%, una capacidad a instalar de 1,989 GW a 2030 y 17,071 GW al 2050 a nivel mundial. Además considerando un costo de capital promedio internacional de 1,725 \$/kW en 2013 se obtiene un costo al 2050 de 1,099.5 \$/kW en 2030 y 647.3 \$/kW, a nivel internacional.

De manera local y debido al avance tecnológico se considera que en México, al 2030 y 2050, se instalaran equipos de 2.5 MW de capacidad con un factor de planta de 35%, y vida útil de 20 años. Además considerando que el costo de O&M se incrementará acorde al valor de la inflación que rige en el país (4.2%, anual), éste se incrementará de 29.84 \$/kW en 2012 (CFE, 2013) a 62.58 \$/kW a 2030 y 142.5 \$/kW al 2050. Así los valores de LCOE obtenidos son:

Tabla 29 LCOE estimado para tecnología eólica en México al 2030 y 2050.

<i>Capacidad</i>	<i>Factor de Planta</i>	LCOE, 2030 (r=10%)	LCOE, 2050 (r=10%)
2.5 MW	35%	38.3 \$/MWh	22.6 \$/MWh

3.8.2.3 Biomasa residual, LCOE 2030 y 2050.

A 2010 el costo nivelado de generación de plantas basadas en la quema de biomasa residual a nivel internacional, estuvo dentro del rango de \$60 – 290 USD/MWh (calculado con una tasa de descuento del 10%), dependiendo del tipo de residuo (local o pellets importados), del tipo de tecnología, costo de la materia prima y no incluyendo el costo por externalidades. La experiencia internacional ha mostrado que proyectos donde el costo de los residuos (agrícolas, forestales, municipales) es bajo y los costos de capital son moderados, la tecnología basada en biomasa ha representado una opción competitiva de generación, respecto a las tecnologías convencionales. E inclusive si el costo de biomasa residual es alto, el rango de LCOE ha sido menor que para la tecnología basada en diésel, lo que representa una oportunidad para aplicaciones de generación fuera de red y pequeños proyectos de autoabastecimiento (IRENA, 2012).

Tabla 30 Costos de inversión para diferentes tecnologías basadas en biomasa residual (2012).

Tecnología	Costos de inversión (USD/kW)	LCOE (USD/MWh)
Caldera	1880 - 4260	60 - 210
Caldera de flujo circulante	2170 - 4500	70 - 210
Gasificadores de lecho fijo y fluidizado	2140 - 5700	70 - 240
Stoker CHP	3550 - 6820	70 - 290
Gasificador CHP	5570 - 6545	110 - 280
Gas de relleno sanitario	1917 - 2436	90 - 120
Digestores	2574 - 6104	60 - 150
Co-Combustión	140 - 850	40 - 130

A pesar de lo anterior, el incremento de la capacidad instalada a nivel global no ha sido la esperada de acuerdo al potencial de uso que tiene la biomasa residual. En 2010 se estimó una capacidad instalada entre 54 GW y 62 GW, y se espera que con nuevas políticas que impulsen las FRE, principalmente en Europa y Norteamérica, la capacidad instalada aumente a 270 GW al 2030.

Respecto a los costos de generación de la tecnología basada en biomasa residual, estos dependen en gran medida del tamaño de capacidad instalada y de los costos de combustible. A nivel internacional los costos actuales de generación eléctrica basados en biomasa son altamente competitivos respecto a los combustibles fósiles sólo si, el precio del carbono es elevado, lo que representa un gran soporte financiero para que este tipo de proyectos puedan llevarse a cabo. A 2030 los proyectos basados en biomasa se estima serán altamente competitivos respecto a proyectos de generación basados en carbón y gas considerando costos de carbono de 90 \$/ton CO₂ (IEA, 2012).

En base a información previa, a continuación se muestran las variables consideradas para el cálculo del LCOE de biomasa residual para México al 2030 y 2050:

- a. 1258.5 GW de capacidad a instalar de forma global al 2050 (GAGR= 8%).

- b. Costo de capital promedio= 3920 \$/kW, considerando sólo la tecnología de Gasificadores de Lecho Fijo y Fluidizado en 2012.
- c. Dadas las similitudes con la tecnología de carbón convencional y la falta de datos propios de la tecnología, se utilizó el mismo PR-1F de 84.9%.
- d. 25% eficiencia; 20 GJ/ton (CFE, 2013)
- e. Costo de combustible (2012)= 25 \$/ ton_{seca} – 60 \$/ton_{seca} (CFE, 2013)
- f. Costo de O&M-fijo de una carboeléctrica convencional= 41.21 \$/kW (CFE, 2013)
- g. Vida útil: 30 años
- h. Instalación de plantas con capacidad de: 50 – 100 MW.

Inicialmente se estimó que al 2030 y 2050, con un PR-1F= 84.9%, se alcanzaría un costo de capital a nivel global de 2726.1 \$/kWe y 1895.3 \$/kWe respectivamente, y un costo fijo local de O&M de 86.4 USD/kW_e a 2030 y 196.8 USD/kW_e a 2050. El costo variable promedio de O&M se obtuvo al ajustar el costo de combustible por la tasa inflacionaria (4.2%/año, valor típico de la inflación en México en los últimos años) incrementándose de 42.5 USD/ton_{seca} a 89.1 USD/ton_{seca} en 2030 y a 202.9 USD/ton_{seca} a 2050, obteniéndose un valor de costo variable de \$0.016/kWh a 2030 y de \$0.037/kWh a 2050. Además, considerando una planta de capacidad de 75 MW, el LCOE calculado al es de:

Tabla 31 LCOE calculado para tecnología de generación basada en biomasa residual en México al 2050.

<i>Capacidad</i>	<i>Factor de Planta</i>	LCOE, 2030 (r=10%)	LCOE, 2050 (r=10%)
75 MW	80%	53.6 \$/MWh	62.6 \$/MWh

3.8.2.4 Energía Geotérmica, LCOE 2050.

En cuanto a la tecnología geotérmica, si bien el costo de instalación inicial es alto respecto a la tecnología líder de ciclo combinado de gas, a largo plazo, las dos muestran costos de generación similares. Esto debido a que el costo de construcción del ciclo combinado representa solo un tercio del precio total de la operación de la planta, mientras que el costo de combustible representa los dos tercios restantes. En

contraste, los costos iniciales de construcción de una planta geotérmica representan dos tercios o más del costo total, pero con costos variables reducidos durante su operación. Por lo tanto ambas tecnologías son comparables en costo a largo plazo⁴⁹.

Tabla 32 Costos promedio para la puesta en marcha de una planta de generación geotérmica en 2014.

Fase	Millones de US\$
Superficial	1-2
Perforación Pozos	23 – 34
Construcción	3.7 – 4.5 / MW
Operación	0.1 – 0.15 / MW

Fuente: Bruni, S. (2014). “Los retos para el desarrollo de la Geotermia”. Webinar de *The energy Innovation Center-Energy Division, Washington D.C.*

Desde hace varias décadas, los proyectos de generación en base a geotermia han sido considerados como de alto riesgo debido a la alta inversión inicial en las fases de prospectiva superficial y perforación de pozos. Más sin embargo hay que considerar que; PEMEX en la actualidad tiene un porcentaje de éxito del 50% en perforación de pozos petroleros. Por otro lado, la vida promedio de un pozo geotérmico es de 10 años (dependiendo de la composición química, localización geográfica, y productividad térmica) en cambio la vida promedio de un pozo de gas de lutita es de aproximadamente 1 año. Además la geotermia es una tecnología con mínimas emisiones de GEI, es considerada como una tecnología base de generación, y considerada, si existe un diseño y planeación adecuada la tecnología, como altamente sustentable.

Es importante mencionar que como en otras tecnologías alternas, el limitar y minimizar el riesgo de inversión depende del grado de inversión en desarrollo de nuevas tecnologías, que en este caso permitan un mayor nivel de seguridad en la prospección y perforación de pozos, mejoras en materiales anticorrosivos, etc. Lograr que esto ocurra dependerá de la definición de políticas públicas bien diseñadas que

⁴⁹ Acorde a conclusiones propuestas por la Geothermal Energy Association. “Geothermal Basics”. En línea, disponible en http://www.geo-energy.org/geo_basics_plant_cost.aspx#gas_coal

fomenten el desarrollo tecnológico y limiten el riesgo⁵⁰. Así el éxito en el impulso público/privado de la geotermia aumentaría gracias a la conjunción de:

- ✓ Operadores con capacidad técnica,
- ✓ Normativa adecuada y seguridad jurídica, y
- ✓ Combinación de mecanismos de mitigación de riesgos.

Al año 2050 en base a escenarios de alta penetración de renovables en la generación de energía eléctrica (> 75%), se estima que a nivel mundial la geotermia participe con el 3.5% del total de electricidad requerida mundialmente (1,400 TWh), en donde los sistemas convencionales de alta temperatura (hidrotérmica-flash) y baja temperatura (hidrotérmica-binario) serán piezas clave en el desarrollo de la tecnología (IEA, 2011). Así mismo se estima que los costos nivelados de generación continuaran disminuyendo con tasas moderadas al 2050.

Tabla 33 Costos nivelados de tecnología geotérmica a nivel internacional (2013).

Tecnología flash-condensado	50 – 130 \$USD/MWh
Binario	70 – 140 \$USD/MWh

Fuente: Bruni, S. (2014). “Los retos para el desarrollo de la Geotermia”. Webinar de *The energy Innovation Center-Energy Division, Washington D.C.*

En el caso de la tecnología flash en recursos de alta temperatura, tecnología ampliamente probada a nivel mundial, se estima continúe reduciendo su LCOE de acuerdo a una tasa de aprendizaje promedio del 5%⁵¹.

Considerando lo anterior, el cálculo del LCOE para México a 2030 y 2050 tomó en cuenta la siguiente información:

- a. Capacidad global instalada (2013)= 12 GWe (REN21, 2014)
- b. Capacidad a instalar global (2050)= 100 GWe (IEA, 2011)
- c. Costo de capital (2013)= 1900 USD/kW – 3800 USD/kW (REN21, 2014)
- d. PR (1F), Tecnología flash-condensado= 95%
- e. Operación y Mantenimiento= 2.5% de la inversión inicial.

⁵⁰ Bruni, S. (2014). “Los retos para el desarrollo de la Geotermia”. Webinar desde The Energy Innovation Center-Energy Division, Washington D.C. [En línea] www.iadb.org/eic, tomado el 06/06/2014.

⁵¹ Una tasa de aprendizaje del 5% significa un 5% de reducción en el costo de inversión por kW cuando la capacidad instalada crece al doble.

Así el costo de capital promedio al 2030 y 2050 se estima sea del orden de \$2651.8/kW y \$2436.1 /kW, respectivamente a nivel internacional, por lo que considerando para México una planta de 25 MW de capacidad, 30 años de vida útil y 85% de factor de capacidad (CFE, 2013), se obtiene el siguiente valor de LCOE:

Tabla 34 LCOE calculado para tecnología geotérmica en México.

<i>Capacidad</i>	<i>Factor de Planta</i>	LCOE, 2030 (r=10%)	LCOE, 2050 (r=10%)
25 MW	85%	43.2 \$/MWh	39.7 \$/MWh

3.8.2.5 Energía Solar Térmica, LCOE 2030 y 2050.

La tecnología solar térmica de concentración alcanzó los 3.6 GW de capacidad instalada en 2013, frente a 150 GW de capacidad solar fotovoltaica, con una gran expectativa de reducción de costos derivada de una creciente maduración comercial, incremento en la eficiencia del sistema, y la ventaja de ofrecer capacidad térmica de almacenamiento para hacer frente a las cargas pico. Inclusive la tecnología CSP ofrece la posibilidad de incrementar su participación hasta en un 11% del total de generación eléctrica al 2050 (IEA, 2014). Además un mayor acceso a recursos solares de calidad, disminución en los costos de capital, mejor desempeño tecnológico y economías de escala, serán los principales factores que definirán la reducción de los costos de generación de la tecnología CSP, estimándose una reducción de hasta el 55% entre el 2015 y el 2050, acorde a la fuente citada anteriormente.

Tabla 35 Proyección del LCOE para nuevas plantas CSP con almacenamiento, en un escenario de alta inclusión de renovables.

USD/MWh	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Mínimo	146	116	96	86	72	69	66	64
Promedio	168	130	109	98	80	77	72	71
Máximo	213	169	124	112	105	101	96	94

Fuente: IEA (2014) Technology Roadmap, Solar Thermal Electricity.

Para el caso de proyección de la tecnología CSP para México al año 2050, éste se basó en la siguiente información:

- a. Capacidad instalada a nivel mundial (2013)= 3.6 GW (IEA, 2014)
- b. Capacidad a instalar a nivel mundial (2050)= 1089 GW (IEA, 2014), CAGR= 16.7%
- c. Capacidad típica de planta: 50 MW – 250 MW (REN21, 2014), valor promedio= 150 MW.
- d. Costo de capital para la tecnología de espejos parabólicos con 6 horas de almacenamiento, que es la tecnología más utilizada a nivel global: 7100 – 9800 USD/kW, valor promedio= \$8450/kW.
- e. PR-1F: 90%
- f. Costo de operación y mantenimiento= 50 USD/MWh (IEA, 2014). Incluye costo de combustible para respaldo, consumo de agua para limpieza de espejos, y agua de proceso. Para plantas de mayor capacidad y con mejores recursos solares, el costo de O&M puede reducirse a la mitad (\$25/MWh).
- g. 30 años de vida útil
- h. Factor de capacidad con almacenamiento de 6hrs: 35% - 75%, valor promedio= 55%.

En base a la información anterior se estima una capacidad instalada en 2030 de 49.67 GW, y un costo de inversión a nivel internacional de \$5670.3/kW a 2030 y de \$3546.3 /kW al 2050. Se considera un costo de O&M constante de \$50/MWh hasta 2050. Así considerando una planta de 150 MW, un factor de capacidad de 55%, y una tasa de inversión del 10% acorde a la LIE-2014, se obtienen los siguientes valores de LCOE para la tecnología CSP en México:

Tabla 36 LCOE para tecnología CSP en México.

<i>Capacidad</i>	<i>Factor de Planta</i>	LCOE, 2030 (r=10%)	LCOE, 2050 (r=10%)
150 MW	55%	127.8 \$/MWh	98.7 \$/MWh

3.8.2.6 Pequeñas Hidroeléctricas, LCOE 2030 y 2050.

La generación de energía eléctrica proveniente de pequeñas hidroeléctricas ha resultado una excelente opción de bajo costo, siempre y cuando se instale en el lugar apropiado. Es recomendable además que su instalación se sitúe cerca del usuario final o de las líneas de transmisión para explotar la tecnología de la manera más económica posible.

Las consideraciones tomadas para el cálculo del LCOE en México al 2030 y 2050 son las siguientes:

- a. A nivel internacional, capacidades instaladas menores a 20MW son consideradas como pequeñas hidroeléctricas, en México por ley esta definición aplica para capacidades de hasta 30 MW. Para la realización de este ejercicio se considerará una planta de 8 MW de capacidad (REN21, 2014).
- b. A nivel mundial el factor de capacidad fluctúa entre el 35% - 60%, para este estudio se considerará el valor promedio de 45% (REN21, 2014).
- c. El costo de capital internacional de 2013 se mantuvo en el rango de 750 USD/kW – 4000 USD/kW. Se evaluó el costo promedio de capital internacional de \$2375/kW (REN21, 2014).
- d. La capacidad instalada a nivel global al 2010 fue de 61 GW (IRENA, 2012).
- e. Se estima una capacidad instalada a nivel global entre 150GW – 200GW al 2050, el valor promedio utilizado para el cálculo de la variación de costo tecnológico por medio de las curvas de aprendizaje fue de 175 GW (IRENA, 2012).
- f. PR-1F: 97.2%
- g. Vida útil de 50 años (CFE, 2013)
- h. Se considera en este estudio el mismo costo de O&M local que el de hidroeléctricas convencionales de 2012: 33.4 USD/kW-año (CFE, 2013)

En base a la información anterior, se estima una capacidad a instalar a 2030 de 103.32 GW (CAGR= 2.7%), considerando una central de 8 MW de capacidad⁵², se

⁵² Se consideró el promedio de la capacidad efectiva instalada de centrales hidroeléctricas para el servicio público, acorde a datos de la Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026.

calculó la proyección del costo promedio internacional de la tecnología alcanzando un valor de 2324.3 USD/kW a 2030 y de 2274.6 USD/kW al 2050. El costo de O&M ajustado por la tasa inflacionaria del 4.2% alcanzaría un valor de \$70.04 a 2030 y \$159.5/kW a 2050. En la tabla siguiente se muestra el LCOE calculado a 2030 y 2050.

Tabla 37 LCOE para pequeñas hidroeléctricas al 2050.

<i>Capacidad</i>	<i>Factor de Planta</i>	LCOE, 2030 (r=10%)	LCOE, 2050 (r=10%)
8 MW	45%	67.6 \$/MWh	66.1 \$/MWh

A largo plazo, uno de los factores que permitirán la reducción de los costos nivelados de generación de energía eléctrica de las FRE, será la rápida masificación de dichas tecnologías, y por ende su alto factor de curva de aprendizaje, en específico para las tecnologías solar y eólica. Se debe reconocer además, que si bien los costos globales de las tecnologías renovables son específicos de acuerdo al área geográfica de instalación - y por lo tanto su amplia variación actual y a futuro - los proyectos de generación basados en renovables permitirán proveer de nueva capacidad instalada sin la necesidad de infraestructura adicional de transmisión y distribución (por ej. Instalaciones fuera de red de módulos solares y mini-aerogeneradores), infraestructura la cual incrementa los costos finales de generación, condiciones que las grandes plantas de generación convencionales no podrán evitar (IRENA, 2012)

El futuro de la participación de las FRE en la generación eléctrica es inevitable, hoy en día son la primera opción para la electrificación de proyectos fuera de red, además de que los primeros resultados de sistemas híbridos de generación convencional-renovable han demostrado una clara reducción en los costos totales, además que permite cumplir con los requerimientos sociales y ambientales globales⁵³.

⁵³ Existen estudios que indican que de tomarse en cuenta los costos ambientales se estima que los costos de generación de electricidad deberían incrementar en 17% para tecnologías basadas en gas natural y en un 25% para tecnologías basadas en carbón. Tales costos incluyen degradación de suelos, emisión de químicos tóxicos, emisión de gases GEI, extinción forzada y pérdida de la biodiversidad e impacto a la salud humana.

3.9 El tema clave del costo de capital.

Hay que tomar en cuenta, que el costo de deuda, el nivel requerido de retorno de inversión, así como la relación deuda/utilidad, varía dependiendo del proyecto y el riesgo-país. Es por esto que tales factores tienen un alto impacto en el costo promedio de capital y por lo tanto en los costos nivelados de generación de electricidad. Por otro lado también se debe considerar que el punto clave que determina el costo de capital es el riesgo. A mayor riesgo (ej. Tipo de cambio, inflación, nullos contratos de compra-venta, etc.), se requieren mayores tasas de retorno de utilidad.

Por lo general la experiencia internacional⁵⁴ demuestra que los proyectos financiados por el Estado son más caros que aquellos desarrollados por empresas privadas. Lo anterior debido a características propias de cada nación, tal como el riesgo político, el riesgo país, la trayectoria y comportamiento económico, y el desempeño institucional. Tales características son responsables de la atracción de capitales de inversión y de préstamos comerciales justos. Es por esto que algunos países se ven en la necesidad de permitir el manejo de sectores económicos prioritarios (banca, energía, etc.) a libre criterio del mercado, y no siguiendo una visión-país de largo plazo.

En específico para proyectos de inversión en Fuentes Renovables de Energía, el costo promedio de capital en países miembros de la OCDE fluctúa entre 6% y 12%. En México, hasta antes de la Reforma Energética de 2013, CFE tomaba un costo de capital del 12% para la evaluación de proyectos, condición justificada ante las condiciones de bajo desempeño económico del país, competitividad estancada y la baja credibilidad del sector político e institucional.

Un ejemplo del costo de capital ponderado (WACC, Weighted average cost of capital) en un país desarrollado como Alemania (proyección local de LCOE al 2030), se muestran en la tabla siguiente, mostrando el costo de capital nominal y el real

⁵⁴ Ver, IRENA(2013), "Renewable Power Generation Costs in 2012" Disponible en http://costing.irena.org/media/2769/Overview_Renewable-Power-Generation-Costs-in-2012.pdf

(afectado por la inflación esperada del 2%). Se puede observar que el WACC utilizado para las FRE varía entre el 6.4% y el 9.7% (para tecnologías fotovoltaicas y CSP respectivamente, en lugares de alto nivel de radiación), y del 9% para tecnologías basadas en combustibles fósiles como gas y carbón⁵⁵.

Tabla 38 Parámetros para el cálculo de la eficiencia económica, Alemania (2013).

Tecnología	FV* pequeño	FV* granja	CSP*	Eólica (on- shore)	Eólica (Off- shore)	Lignito	Hulla	CCG	Biomasa
Tiempo de vida (años)	25	25	25	20	20	40	40	30	20
Acciones	20%	20%	30%	30%	40%	40%	40%	40%	30%
Deuda	80%	80%	70%	70%	60%	60%	60%	60%	70%
ROA	8.0%	10.0%	13.5%	9.0%	14.0%	13.5%	13.5%	13.5%	9.0%
ROI	6.0%	6.0%	8.0%	4.5%	7.0%	6.0%	6.0%	6.0%	4.5%
WACC _{nom}	6.4%	6.8%	9.7%	5.9%	9.8%	9.0%	9.0%	9.0%	6.2%
WACC _{real}	4.7%	4.7%	7.5%	3.8%	7.7%	6.9%	6.9%	6.9%	4.1%

Fuente: Fraunhofer-ISE, www.ise.fraunhofer.de. *Sitios con alta irradiación solar. WACC (Costo de capital)

La experiencia de los países en donde se ha creado un mercado exitoso de diferentes tecnologías de generación basadas en fuentes renovables de energía, ha demostrado que la clave del éxito en el uso de las FRE y el tener altos niveles de inversión en plantas de generación de tecnología limpia, ha sido gracias a un gran impulso local en Ciencia, Tecnología e Innovación (I+D+i), lo cual ha dado como resultados soluciones tecnológicas de alta eficiencia, bajos costos de producción, así como bajos costos de operación. Lo anterior en combinación con el incremento de fabricación en masa de componentes, ha permitido reducir los costos de capital y con ello los costos LCOE. Creando así un círculo virtuoso, ya que a medida que los costos LCOE se ven reducidos, los niveles de utilidad incrementan, permitiendo un mayor impulso a nuevas tecnologías lo que ha contribuido a continuar con el dinamismo del mercado local de las FRE.

⁵⁵ Ver, Fraunhofer-ISE (2013). "Levelized Cost of Electricity, Renewable Energy Technologies Study".

Disponible en <http://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf>

3.10 Resultados obtenidos.

Retomando la metodología propuesta para la obtención del portafolio balanceado al año objetivo, en una primera etapa se determinan los portafolios óptimos que minimicen: el consumo de agua, la contaminación de agua, las emisiones de carbono equivalente, el costo nivelado de generación y maximice la tasa de retorno energético (EPR). En una segunda etapa, considerando el mismo peso de importancia para las variables analizadas, se estima el promedio de participación de cada tecnología acorde a los diferentes portafolios óptimos obtenidos y se calcula, para este nuevo portafolio balanceado, los valores de costo nivelado de generación, consumo y contaminación de agua, emisiones de carbono y EPR. Así para el año 2013, el portafolio balanceado que satisface el Escenario Deseable está compuesto en más del 92% por FRE, en donde la energía eólica sería el actor principal con 44.5% de participación. Respecto a las fuentes convencionales de generación, participarían la energía nuclear y las grandes hidroeléctricas, con un valor conjugado del 7.8%. El valor obtenido de emisiones de carbono equivalente sería de 28.2 Mton, representando sólo el 27% del valor meta propuesto de manera oficial a alcanzar de 104.5 Mton y un EPR de doble dígito.

Tabla 39 Portafolio balanceado a 2030, Escenario Deseable.

Escenario Deseable, demanda eléctrica (2030, TWh)= 304.4						
Portafolio 2030	Mín. Cont. H2O	Mín. CO2eq	Max. EPR	Mín. Cons. H2O	Mín. LCOE	Balanceado
Costo total (Millones Dólares)	\$ 38,318.7	\$ 46,230.4	\$ 33,302.3	\$ 14,889.0	\$ 13,186.3	\$ 29,178.1
Generación CO2eq (Mton)	39.3	8.5	35.2	16.7	41.4	28.2
Contaminación agua (Mton)	5.9	72.9	43.0	57.9	42.5	44.5
Ciclo Combinado a Gas (CCG)						0.0%
Turbogas						0.0%
Carbón						0.0%
Nuclear		11.8%				2.4%
Eólica		55.6%	55.6%	55.6%	55.6%	44.5%
Solar FV		16.0%		44.4%		12.1%
Termosolar	96.8%					19.4%
Biomasa Residual			27.7%		27.3%	11.0%
Pequeñas Hidroeléctricas	3.2%	3.2%	3.2%			1.9%
Geotermia					17.1%	3.4%
Grandes Hidroeléctricas		13.4%	13.4%			5.4%
Consumo agua (MLt)	945.4	1,808.6	1,813.1	16.1	1,857.7	1,288.3
Epr=	10.6	19.5	36.4	11.1	25.9	16.6

Fuente: Elaboración propia en base a escenarios propuestos en capítulo dos y cálculos realizados.

Respecto al portafolio balanceado obtenido bajo los parámetros del Escenario Institucional a 2013, este tendría una participación de FRE del 95%, en donde habría una participación tecnológica más diversificada, siendo las principales protagonistas la energía eólica, solar fotovoltaica, biomasa residual y solar térmica. Las tecnologías convencionales tendrían una participación del 5% (nuclear y grandes hidroeléctricas). Las emisiones de carbono equivalente serían de 63.9 Mton o 61.1% del valor objetivo a alcanzar por ley. El portafolio tendría un valor de EPR de doble dígito, lo que lo identifica como un sistema de generación con un buen retorno energético.

Tabla 40 Portafolio balanceado a 2030, Escenario Institucional.

Escenario Institucional, demanda eléctrica (2030, TWh)= 467.0						
Portafolio 2030	Mín. Cont. H20	Mín. CO2eq	Max. EPR	Mín. Cons. H20	Mín. LCOE	Balanceado
Costo total (Millones Dólares)	\$ 59,093.2	\$ 56,341.3	\$42,015.2	\$ 24,999.9	\$ 21,899.2	\$ 40,871.1
Generación CO2eq (Mton)	60.9	25.1	97.0	33.3	103.2	63.9
Contaminación agua (Mton)	9.1	133.6	109.6	118.7	109.1	96.0
Ciclo Combinado a Gas (CCG)						0.0%
Turbogas						0.0%
Carbón						0.0%
Nuclear		7.7%				1.5%
Eólica		36.3%	36.3%	36.3%	36.3%	29.0%
Solar FV		45.2%		63.7%		21.8%
Termosolar	97.9%					19.6%
Biomasa Residual			52.9%		52.6%	21.1%
Pequeñas Hidroeléctricas	2.1%	2.1%	2.1%			1.3%
Geotermia					11.1%	2.2%
Grandes Hidroeléctricas		8.7%	8.7%			3.5%
Consumo agua (MLt)	1,465.6	1,827.2	5,275.5	34.6	5,320.1	2,784.1
Epr=	10.5	10.9	32.5	8.6	26.2	13.4

Fuente: Elaboración propia en base a escenarios propuestos en capítulo dos y cálculos realizados.

A largo plazo y ante un escenario “Deseable” de desempeño-país, se obtiene también un portafolio balanceado basado en FRE, con una participación aproximada del 94%. Con un portafolio de generación diversificado, las tecnologías predominantes serían: eólica (34.4%), solar fotovoltaica (29.9%) y solar térmica (19.5%). En este caso el objetivo de reducción de emisiones de carbono a 2050 (43.9 Mton) se cumple al

obtener un valor 13.4% por debajo de la meta, y se obtiene un portafolio con una relación aceptable de retorno energético de doble dígito.

Ante escenarios de alta demanda eléctrica, y a largo plazo, las FRE podrían tener una presencia en el portafolio de generación cercano al 98%. Siendo los grandes actores las tecnologías basadas en la energía solar: solar fotovoltaica >50% y solar térmica > 25% de participación, y una diversificación tecnológica que incluye a la biomasa residual, geotermia y pequeñas hidroeléctricas. A pesar del nivel de participación de las FRE, se dificulta lograr las metas de reducción de emisiones de carbono que México se ha planteado a largo plazo, siendo más de 3.6 veces el valor objetivo por Ley a 2050, debido principalmente al alto valor proyectado de consumo energético.

Tabla 41 Portafolio balanceado a 2050, Escenario Deseable.

Escenario Deseable, demanda eléctrica (2050, TWh)=		394.4				
Portafolio 2050	Mín. Cont. H2O	CO2eq, mín.	Max. EPR	Mín. Cons. H2O	Mín. LCOE	Balanceado
Costo total (Millones Dólares)	\$ 38,604.0	\$ 156,593.4	\$ 88,025.1	\$ 11,402.0	\$ 11,402.0	\$ 61,151.2
Generación CO2eq (Mton)	51.2	17.7	69.4	25.9	25.9	38.0
Contaminación agua (Mton)	7.7	106.5	79.9	91.5	91.5	75.4
Ciclo Combinado a Gas (CCG)						0.0%
Turbogas						0.0%
Carbón						0.0%
Nuclear		9.1%				1.8%
Eólica		42.9%	42.9%	42.9%	42.9%	34.4%
Solar FV		35.1%		57.1%	57.1%	29.9%
Termosolar	97.5%					19.5%
Biomasa Residual			44.2%			8.8%
Pequeñas Hidroeléctricas	2.5%	2.5%	2.5%			1.5%
Geotermia						0.0%
Grandes Hidroeléctricas		10.4%	10.4%			4.1%
Consumo agua (MLt)	1,233.2	1,818.9	3,728.3	26.3	26.3	1,365.3
Epr=	10.5	12.9	33.7	9.3	9.3	12.0

Fuente: Elaboración propia en base a escenarios propuestos en capítulo dos y cálculos realizados.

Tabla 42 Portafolio balanceado a 2050, Escenario Institucional.

Escenario Institucional, demanda eléctrica (2050, TWh)= 1,289.7

Portafolio 2050	Mín. Cont. H2O	CO2eq, mín.	Max. EPR	Mín. Cons. H2O	Mín. LCOE	Balanceado
Costo total (Millones Dólares)	\$ 126,970.5	\$ 186,732.9	\$ 228,094.8	\$ 41,541.5	\$ 41,541.5	\$ 125,061.4
Generación CO2eq (Mton)	170.3	109.0	297.2	117.2	117.2	162.2
Contaminación agua (Mton)	25.3	441.0	321.5	426.0	426.0	327.9
Ciclo Combinado a Gas (CCG)						0.0%
Turbogas						0.0%
Carbón						0.0%
Nuclear		2.8%	2.8%			1.1%
Eólica		13.1%	13.1%	13.1%	13.1%	10.5%
Solar FV		80.2%		86.9%	86.9%	50.8%
Termosolar	99.2%		27.1%			25.3%
Biomasa Residual			49.0%			9.8%
Pequeñas Hidroeléctricas	0.8%	0.8%	0.8%			0.5%
Geotermia			4.0%			0.8%
Grandes Hidroeléctricas		3.2%	3.2%			1.3%
Consumo agua (MLt)	4,098.1	1,921.0	16,473.2	128.4	128.4	4,549.2
Epr=	10.4	7.2	18.8	6.7	6.7	8.5

Fuente: Elaboración propia en base a escenarios propuestos en capítulo dos y cálculos realizados.

A mediano y a largo plazo los portafolios balanceados de generación muestran la posibilidad de diversificar el portafolio tecnológico en las que se basa el SEN, permitiendo un equilibrio entre la generación de energía requerida y, en la mayoría de los casos, el cumplimiento de las metas que México tiene para la reducción de emisiones de carbono y a la par reducir otras externalidades como uso y contaminación de agua.

Ante los diferentes escenarios analizados se espera, como ya es una realidad en otros países, una gran demanda de tecnologías como eólica, solar fotovoltaica, solar térmica geotermia y pequeñas hidroeléctricas, haciendo mención especial de la gran posibilidad que ofrece la biomasa residual para la generación de energía que aparece como un actor importante en la mayoría de los escenarios planteados.

Se puede observar que a largo plazo ante el escenario de alta demanda eléctrica sería imposible el cumplir con los compromisos de reducción de emisiones de carbono, sin considerar las externalidades de uso y contaminación al agua, aun con una participación de más del 90% de participación de FRE, por lo tanto, de continuar por dicha ruta, sería imperativo empezar a aplicar en el presente programas de;

eficiencia, suficiencia, y gestión energética; co-generación; y de incremento de la productividad, en los diferentes sectores económicos del país para que de forma paralela se disminuya la demanda, consumiendo sólo lo que realmente se requiere, y se diseñen e instauren políticas públicas adecuadas para conseguir la alta participación de las FRE.

Uno de los factores de impacto que no se consideró en este estudio, es la intermitencia de las FRE y su efecto en la economía del sistema, al requerir sistemas de soporte y almacenamiento de energía, lo que tendría un impacto directo en los costos nivelados de generación. Esto requeriría de estudios posteriores para entender la importancia de este tipo de tecnologías en el diseño final del portafolio óptimo de generación, así como la integración a una red inteligente de transmisión⁵⁶ y distribución. Sin embargo hay que tener en cuenta que las tecnologías convencionales instaladas hoy en día, como turbogás y CCG, que se dejarían de ocupar de manera continua representarían un buen esquema inicial de tecnologías de soporte a las FRE.

Otro de los puntos a mejorar en esta propuesta de simulación y modelado, es el incrementar las variables y restricciones que definen la optimización del portafolio de generación de una forma integrada. Por ejemplo, de las variables que podrían ser parte de un procedimiento de optimización de mayor alcance sería la densidad de uso de suelo (km² requeridos para generar 1MWh), el riesgo propio de la tecnología, costos indirectos de transmisión y distribución, costo por agotamiento de hidrocarburos⁵⁷, costo de degradación atmosférica y del agua, entre otras.

Una de las aportaciones de este estudio ha sido el demostrar la factibilidad de una alta participación de las FRE en la mezcla tecnológica de generación a futuro, además de su gran impacto a la disminución de emisiones no sólo de carbono, sino también en el aspecto del cuidado del agua e incremento en la tasa de retorno energético, todo esto a costos futuros altamente competitivos, lo que comprueba que

⁵⁶ El costo actual en México para desarrollar nuevas líneas de transmisión es del orden de 6.48 millones de pesos/km, acorde al documento “La CFE invertirá en red eléctrica 2 mil 116.7 millones, para tres estados” publicado en EnergíaHoy, Enero 2015.

⁵⁷ En 2012 el costo por agotamiento de hidrocarburos fue de 217, 968 millones de pesos ó 1.4% del PIB, de acuerdo a la SEMARNAT, http://app1.semarnat.gob.mx/dgeia/informe_resumen14/01_poblacion/1_7.html.

las FRE representan grandes oportunidades de inversión y de control/atenuación de emisiones para la formulación y trazado de rutas de crecimiento verde. Llevar a cabo dicha transición tecnológica requiere de actuar en el presente, ya que la planeación de cambio tecnológico podría requerir de tiempo, tiempo que en la actualidad está acotado debido a los efectos del cambio climático.

Sería recomendable además iniciar a producir/documentar una base de datos nacional de las variables utilizadas en esta propuesta de optimización, ya que la mayoría de la información es generada por otros países con condicionantes diferentes a la situación del país, con las posibles diferencias que esto conlleva. Además si se quiere medir y controlar un sistema, la gestión de la información resulta clave para la toma de decisión.

4 ANÁLISIS DE POLÍTICAS PÚBLICAS PARA EL IMPULSO DE LAS FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA EN MÉXICO.

La competitividad de las tecnologías basadas en fuentes renovables para generar electricidad depende⁵⁸ directamente de la calidad de los recursos (velocidad de viento, irradiación solar, yacimientos geotérmicos, etc.) que imperen en una zona geográfica específica y del costo nivelado de generación estimado en un tiempo dado acorde a las condiciones socio-económicas de cada país y de forma congruente a indicadores riesgo-país, tales como tasa de inflación, tasa de descuento, salario mínimo, etc. Es necesario también tomar en cuenta la existencia de un marco legal y regulatorio que determine las condiciones de equidad en las cuales los principales actores y tecnologías involucradas participen en el desarrollo del sector eléctrico nacional.

México, como se ha definido en el capítulo uno, cuenta con un amplio portafolio de recursos naturales de gran calidad (velocidad de viento, radiación solar, recursos geotérmicos, etc.) que son susceptibles de transformarse a energía eléctrica. Respecto a los costos nivelados de generación (LCOE), como se ha analizado en el capítulo tres, estos dependen de los costos de la tecnología a utilizar (que como se ha estimado, a nivel internacional dichos costos siguen una tendencia de reducción, gracias al avance tecnológico e incremento de la demanda de maquinaria y equipo), los costos de operación, los costos de combustible, los costos de financiamiento, la tasa de interés de evaluación de proyectos y la cantidad de electricidad generada durante la vida útil de la tecnología.

Por lo tanto, dado que el área de actuación de las políticas públicas para influir sobre la calidad de los recursos naturales es limitado o inclusive nulo, el diseño de políticas públicas dirigidas para el impulso de las FRE tendrían que: a) basarse en resolver el abatimiento de los LCOE para poder incrementar la competitividad de este tipo de tecnologías a corto plazo dado que acorde a los resultados obtenidos en capítulos anteriores los costos LCOE de las FRE serían altamente competitivos en el mediano

⁵⁸ Inferido en base a reportes como el de CitiGPS(2013). “Energy Darwinism. The evolution of the energy industry”. Disponible en <https://www.citivelocity.com/citigps/ReportSeries.action?recordId=21>.

y largo plazo, b) generar las condiciones adecuadas de despliegue, c) establecer las bases para la aceptación de los proyectos por parte de las comunidades, entre otras.

Así al desglosar el alcance de las posibles políticas públicas, estas tendrían que estar diseñadas principalmente a reducir los costos de capital (que en su mayoría son transacciones de importación) o los costos de financiamiento (mejorar condiciones crediticias, reducir la tasa de interés, depreciación acelerada, etc.), dado el gran impacto de estos componentes sobre el costo nivelado de generación. Además las políticas públicas planteadas, deberán tomar en cuenta el factor socio-ambiental, dado que algunas FRE, tal como granjas eólicas y fotovoltaicas, requieren de una gran área superficial para explotar el recurso (m^2/KWh) y son altamente específicos del sitio geográfico óptimo de instalación, situación que requiere de involucrar, durante todas las fases del proyecto, a las comunidades originarias para lograr un proyecto sostenible a largo plazo.

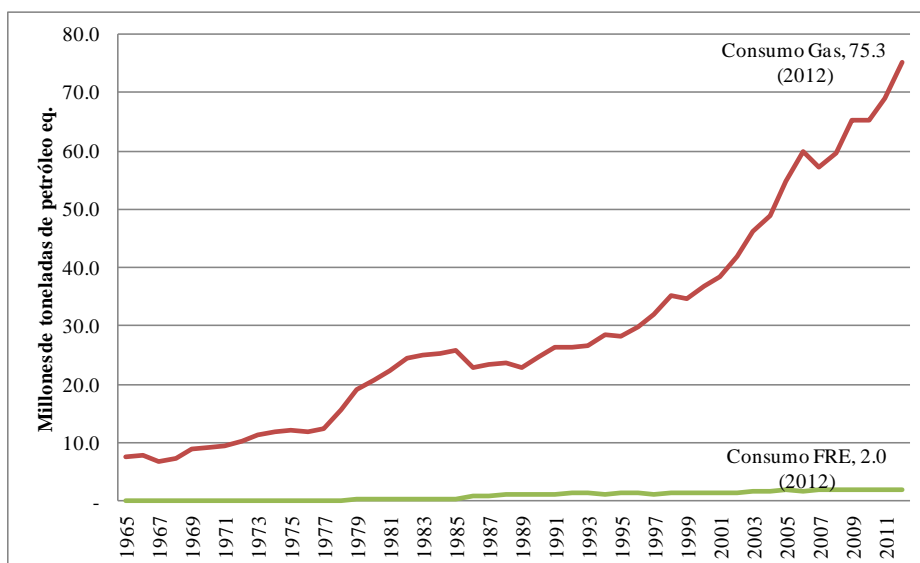
De esta forma, con el propósito de examinar las circunstancias que ocasionaron el bajo nivel de despliegue de las FRE⁵⁹ en el Sector Eléctrico Nacional hasta antes de la Reforma Energética de 2013 (RE2013) y analizar las nuevas condicionantes pro FRE que marca la apertura del mercado eléctrico en México posterior a la RE2013, en este capítulo se propone evaluar el modelo regulatorio anterior a la RE2013 y definir la causalidad del bajo impacto de las políticas públicas vigentes hasta entonces. Enseguida se presenta de manera sucinta el nuevo modelo regulatorio posterior a la RE2013 y se analizan los posibles impactos que esta tendrá hacia una diversificación y transición energética basada en FRE. Posteriormente, y con la finalidad de comparar las políticas públicas que en materia energética pretenden incentivar el uso de las FRE en el país, se revisa la experiencia internacional al respecto y se discute si el actual portafolio nacional tendrá el impacto esperado a mediano y largo plazo.

⁵⁹ Recordando que este estudio se consideran como FRE a las tecnologías eólica terrestre, solar fotovoltaica y térmica, geotérmica, pequeñas hidroeléctricas y biomasa residual.

4.1 Modelo regulatorio para las FRE antes de la Reforma Energética de 2013.

Hasta antes de la RE2013, el uso de fuentes renovables de energía (geotérmica, eólica, solar fotovoltaico y solar térmica, biomasa residual, pequeñas hidroeléctricas) para la generación de electricidad mostró una pobre e inclusive estancada participación en el portafolio tecnológico del Sector Eléctrico Nacional, alcanzando sólo el 3% del total de la generación de energía eléctrica, dándole prioridad al gas natural como combustible y al ciclo combinado como la tecnología líder instalada. Esto debido, desde un punto de vista tecnológico, a que a partir de la década de los 90's el sistema ciclo combinado de gas natural sufrió un gran avance tecnológico convirtiéndose en un sistema altamente eficiente de generación eléctrica, además de que los costos de las FRE no eran competitivos.

Gráfico 27. Evolución del consumo energético procedente de Gas Natural y FRE, 1965-2012 (millones de toneladas de petróleo equivalente).



Fuente: Elaboración propia con datos de BP Statistics Data 2013.

Ante esta baja inclusión de FRE en el sector eléctrico nacional, dado el gran potencial con el que cuenta el país para su explotación, esta sección busca dar una respuesta al porqué de los pobre resultados en el uso de tecnologías basadas en FRE para la generación de electricidad en el país. Para esto, resulta importante comprender el papel de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como actor único

en la planeación del SEN, manteniendo en un mínimo a la participación de fuentes alternas de energía, a pesar de que la cabeza del sector, la Secretaría de Energía (SENER) tenía entre sus principales objetivos el de promover una mayor participación de las FRE en el balance energético nacional.

Para responder el cuestionamiento anterior resulta útil mencionar, en principio y a manera de marco histórico, que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha sido un componente esencial de la economía nacional, teniendo como fecha aproximada de origen el año 1879 al instalarse en León, Guanajuato la primera planta termoeléctrica del país, y en 1889 al instalarse la primera planta hidroeléctrica (22.38 kW) en Batopilas, Chihuahua. Posteriormente el SEN atravesó por diversas etapas que comprendieron la nacionalización del sector⁶⁰ y un plan de expansión nacional, creándose por Ley en 1934 la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con la principal responsabilidad de realizar la electrificación para los sectores sociales que en su momento estaban completamente desatendidos por las compañías extranjeras que proporcionaban el servicio eléctrico y una responsabilidad posterior de ser pieza clave para el desarrollo ante el objetivo de llevar la electricidad a todo el país.

Desde entonces, CFE, como organismo público descentralizado y con el mandato de producir electricidad al más bajo costo, fue el único generador de electricidad para servicio público nacional (hasta la década de 1990) y, fue la institución responsable⁶¹ de transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica a más del 98% de la población (hasta Diciembre de 2013). Cabe aclarar que desde 1994 la facultad de conducir la política energética del país recaía en la Secretaría de Energía (SENER) debido a las reformas a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y la definición de las tarifas eléctricas era responsabilidad de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

Así durante su proceso de consolidación, la CFE se erigió como ente principal del Sector Eléctrico Nacional, siendo el responsable de: ofrecer el suministro eléctrico,

⁶⁰ A través de la reforma del artículo 27 Constitucional se establecía la exclusividad de la Nación de generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, así como el principio de que en esa materia, no se otorgarían concesiones a los particulares.

⁶¹ Si bien por varias décadas la hoy extinta compañía paraestatal Luz y Fuerza del Centro tenía la responsabilidad de distribuir la energía eléctrica que requería la zona centro del país, la responsabilidad de la generación y transmisión correspondía en su totalidad a CFE.

programar el desarrollo de nuevas centrales eléctricas y la ampliación de las líneas de transmisión, en suma de planear a corto y mediano plazo la expansión y gestión del SEN.

Respecto a la forma de operación, CFE integraba sus actividades de forma vertical, situación que la hacía susceptible a no aprovechar de la manera más adecuada la eficiencia máxima de cada etapa a lo largo de la cadena de producción eléctrica, representando mayores costos para la provisión de este servicio. Derivado de lo anterior, uno de los grandes problemas del SEN que continúa persistiendo en la actualidad son las pérdidas eléctricas en la distribución de carácter técnico (subinversión en la distribución) y no-técnico (robo de energía), del doble de las reportadas por los países miembros de la OCDE, con tendencia de solución a largo plazo.

Aunado a lo anterior, CFE continuó utilizando la metodología integrada para pronosticar la demanda eléctrica futura, la cual resultó útil para el período de crecimiento acelerado en México (década de 1980's) pero que en las etapas de demanda con baja dinámica o períodos recesivos provocaron sobreinversiones en generación y por lo tanto márgenes de reserva varias veces superiores a lo técnicamente deseable.

Ante el nivel de actuación otorgado a CFE como ente único en la cadena de planeación-ejecución-control del Sector Eléctrico Nacional y debido a un sistema de operación ya establecido basado en generar al más bajo costo, y a los retos tecnológicos y sobrecostos que representaba el incluir a fuentes de energía alterna, CFE evitaba la participación de actores que alteraran el estilo de gestión probado por décadas, basado en la instalación de grandes proyectos de generación y tecnologías convencionales, evitando proyectos que sumaran complejidad al sistema.

Así, bajo el modelo institucional antes comentado se creó un sistema de electrificación del país siguiendo la consigna de construir una red eléctrica que fuera confiable y segura, privilegiándose la eficacia para proporcionar el servicio independientemente de índices de eficiencia competitivos, al utilizar recursos adicionales para el logro de resultados.

Aparte del marco institucional antes descrito, teóricamente el impulso a la diversificación tecnológica de generación eléctrica basada en FRE contaba con un marco regulatorio, que fue adaptándose a las condiciones y requerimientos del país desde inicios de la década de los noventa hasta 2012, que si bien alcanzó a definir estrategias para tratar de cumplir con los compromisos internacionales de reducción de emisiones-país a largo plazo derivado de la problemática global de Cambio Climático, no generó las condiciones necesarias para invertir en proyectos masivos de generación basados en FRE por parte de CFE y de la industria privada (IP).

Cabe mencionar que desde la década de 1970 hasta finales del 2011 el sector eléctrico nacional creció a una tasa anual acumulada del 5.8% en capacidad de generación, situación que para un país en desarrollo represento una serie de retos para el financiamiento de proyectos de gran envergadura con recursos limitados.

De hecho uno de los principales cambios al marco regulatorio, derivado de la falta de recursos necesarios por parte del Estado para continuar con el desarrollo del sector eléctrico y evitar el riesgo en el suministro de electricidad al corto plazo, se dio a partir de 1989 cuando el gobierno diseñó y operó una política pública de apertura del proceso de generación de electricidad a la participación del sector privado. Así la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, (LSPEE), instaurada durante la década de los setentas fue modificada en 1992 para permitir la participación de la Industria Privada (IP) en las actividades de generación, tratando de solucionar las principales causas⁶² de la problemática identificada.

Resulta importante mencionar que para promover la inversión privada durante 1995 se aprobaron diversas reformas a la Ley General de Deuda Pública, que establecieron los financiamientos denominados “Proyectos de Infraestructura Productiva de Impacto Diferido en el Registro del Gasto” (PIDIREGAS), originándose así un nuevo esquema de financiamiento para el sector eléctrico a través de dos modalidades que se contratarían por medio de licitación pública (González, 2010):

- a) Productores Independientes de Energía (PIE): en donde el constructor privado lleva a cabo todas las inversiones que requiere el proyecto y al término de la

⁶² De acuerdo a información publicada por la Auditoría Superior de la Federación en documento del 2011, “Evaluación de la política de energía eléctrica”. Disponible en http://www.asf.gob.mx/trans/informes/ir2011i/Grupos/Desarrollo_Economico/2011_0250_a.pdf.

obra le vende la energía a la CFE, previo contrato de compra-venta a largo plazo.

- b) Obra Pública Financiada (OPF): en donde el constructor privado lleva a cabo todas las inversiones contratadas, para lo cual obtiene directamente el financiamiento de largo plazo que le permita pagar las obras realizadas. AL financiar la obra, CFE paga el total del precio contratado al aceptar las instalaciones, cuya operación y mantenimiento corren a cargo de la entidad. En esta modalidad, es donde se ha tenido la mayor participación de empresas extranjeras en el mercado eléctrico mexicano.

Respecto al marco legal que atribuía una nueva participación de actores en el sector eléctrico, en específico el Artículo 3 de la LSPEE enumeraba cinco actividades que no estaban consideradas como servicio público y que se encontraban abiertas a la participación privada: autoabastecimiento, cogeneración, productor independiente de energía con venta exclusiva a CFE, pequeña producción (con venta exclusiva a CFE, hasta 30 MW) e importación y exportación.

De esta forma la industria privada logro una creciente y eficaz participación en el sector de generación utilizando, por requerimiento de CFE, la tecnología de ciclo combinado y al gas natural como combustible de transición y de bajo costo, alcanzando en 2013 el 16.17% del total de la capacidad efectiva instalada a nivel nacional (64,456.3 MW), generando 85,844.4 GWh⁶³ ó 28.89% del total de la producción bruta de energía eléctrica de 2013⁶⁴.

Ante tal inserción legal de nuevos actores en el sector, fue necesario la creación de un órgano regulatorio que diseñara y definiera, entre otras atribuciones, el contexto de participación de los inversionistas privados que pretendían involucrarse en el sector eléctrico nacional, iniciando así operaciones la Comisión Reguladora de Energía (CRE)⁶⁵ desde 1994.

En relación al tema específico de soporte a las FRE, a través de la CRE se promovió el convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica (Conducción de

⁶³ Acorde a datos publicados por SENER, Balance Nacional de Energía 2013. Disponible en línea http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Balance_2013.pdf

⁶⁴ Acorde a los datos publicados por SENER, Prospectiva del Sector Eléctrico 2014-2028. Disponible en línea http://www.energia.gob.mx/res/prospectiva_de_electricidad_2014.pdf

⁶⁵ La CRE se crea en 1993 como un órgano consultivo de la SENER en materia de electricidad como parte de una reforma estructural en la industria del gas natural.

Temporadas Abiertas de Transmisión), con la intención de coordinar a CFE y a potenciales permisionarios de generación con FRE en el desarrollo de líneas de transmisión cuando ésta fuera insuficiente⁶⁶ y el cual permitiría transportar la energía eléctrica generada desde la fuente de energía renovable hasta donde se localizaran los centros de consumo. A su vez creaba la figura de contratos de interconexión para FRE promoviendo el net-metering⁶⁷ (diferencia entre energía consumida y entregada a la red a valor de tarifa) y el banqueo⁶⁸, el cual permitía realizar compensaciones de energía faltante con energía sobrante de mes a mes con un corte anual y reconocía la potencia autoabastecida. Además de definir los cargos por servicios de transmisión para energía renovable y cogeneración eficiente, promoviendo costos fijos competitivos por nivel de tensión.

Aunado a lo anterior y bajo un contexto internacional, desde 1994, México se integró a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), y entre las condiciones negociadas para esta integración figuraba la aceptación por parte de la OCDE de la no-inclusión de México en el Anexo I de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), con lo cual México como nación en desarrollo no adquiriría compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Posteriormente durante el periodo en el que se negoció el Protocolo de Kioto (1995-1997) México se vio sometido a presiones por parte de países desarrollados para incorporarse al Anexo I de la CMNUCC, con base en su adscripción a la OCDE. En los meses siguientes a la adopción del mencionado Protocolo, las presiones apuntaron sobre todo hacia la posibilidad de que México asumiera compromisos “voluntarios” de índole cuantitativa, en relación con las emisiones de gases de efecto invernadero regulados por ese instrumento (Tudela, 2004).

⁶⁶ Durante el proceso se determina la capacidad requerida, la forma en que se pagaría y como se asignaría.

⁶⁷ Facturación neta de energía. En pequeña escala, para usuarios residenciales hasta 10 kW. En mediana escala, usuarios con servicio de hasta 500 kW. Colectivos, para edificios multifamiliares con fuente comunitaria de generación, para cada usuario residencial hasta 10 kW y usuario con uso general de baja tensión hasta 30 kW.

⁶⁸ La energía generada se entrega a la red de transmisión cuando está disponible. La energía generada en cualquier período horario y no consumida por los usuarios podía ser acumulada por CFE y entregada en otros períodos horarios análogos, en períodos distintos o en días o meses diferentes. El intercambio de energía se llevaría a cabo al precio de tarifa en el punto de interconexión al SEN. Al final del año, el permisionario podía vender a CFE la energía sobrante acumulada al 85% del Costo Total de Corto Plazo (bajo un período de 12 meses para su almacenamiento en el banco).

Es importante destacar que la estructura jurídica del Protocolo no permite que un país en desarrollo tenga acceso a la totalidad de los mecanismos económicos si se incorpora al Anexo I.

Derivado de lo anterior, México adopta, desde 2007, una estrategia hacia la construcción de acuerdos para reducir la emisión de GEI, reconociendo a las FRE como principal medida de mitigación al cambio climático, logrando así que tanto CFE como la industria privada explorara mecanismos para explotar los recursos renovables del país para la generación de electricidad. Tal estrategia obtuvo un mayor soporte al modificarse en 2008 la LSPEE, al aprobarse en agosto de 2009 (por parte del presidente Felipe Calderón) el Programa Especial de Cambio Climático (PECC) 2008-2012 (en el que México se comprometía a reducir emisiones de GEI en 20% en 2020 y en 50% en 2050), y al surgir en 2009 la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE).

Cabe aclarar que México, como país en desarrollo, sus compromisos de reducción de emisiones estaban condicionados a recibir apoyo tecnológico y financiero procedente de los países desarrollados para llevar a cabo la reducción de emisiones pactada. No obstante, a nivel mundial el Protocolo ha provocado a múltiples gobiernos a establecer leyes y políticas para cumplir sus compromisos, a las empresas a tener el medio ambiente en cuenta a la hora de tomar decisiones sobre sus inversiones, y además ha propiciado la creación del mercado de carbono⁶⁹.

Desde el punto de vista del desarrollo sostenible - en donde una de sus principales metas es la preservación del medio ambiente- desde 2008 entra en vigor la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) con la finalidad de eliminar un vacío legislativo, establece la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética, considerando como fuentes renovables de energía al: viento, radiación solar, movimiento del agua, energía oceánica, calor de los yacimientos geotérmicos y bioenergéticos. Ley que además de reconocer el gran potencial de las FRE en México, regula y fomenta el aprovechamiento de las FRE de manera compatible con el entorno social y ambiental.

⁶⁹ Protocolo Kyoto, información básica, disponible en http://unfccc.int/portal_espanol/informacion_basica/protocolo_de_kyoto/items/6215.php.

La LAERFTE estableció para SENER la obligación de diseñar y expedir la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, la cual se constituía en el mecanismo mediante el cual el Estado Mexicano impulsaba las políticas, programas, acciones y proyectos encaminados a: conseguir una mayor utilización y aprovechamiento de las FRE y las tecnologías limpias, promover la eficiencia y la sustentabilidad energética, así como la reducción de la dependencia del país de los hidrocarburos como fuente primaria de energía. Asimismo otorgaba a la CRE un mandato específico de promoción de las FRE mediante las siguientes facultades: expedición de metodologías específicas para el pago de energía y capacidad (contraprestaciones) proveniente de fuentes renovables, metodologías para determinar la aportación de capacidad y, revisión de reglas de despacho.

Bajo el objetivo de lograr la transición energética incorporando las energías renovables, a través de la LAERFTE se impulsó el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables (PEAER), mediante el cual el país se hacía acreedor a diferentes apoyos de organismos como el Banco Mundial destinados a proyectos de electrificación rural en los estados de Oaxaca, Veracruz, Guerrero y Chiapas. Además establecía que para el año 2024 la participación de las fuentes limpias⁷⁰ en la generación de electricidad sería del 35%, para lo cual requerirá de incrementar la participación de las FRE (sin una definición específica de contribución) como un factor clave para la seguridad energética y la sustentabilidad ambiental.

⁷⁰ Aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan. Entre las Energías Limpias se consideran las siguientes: viento; la radiación solar, en todas sus formas; la energía oceánica en sus distintas formas; el calor de los yacimientos geotérmicos; los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos; la energía generada por el aprovechamiento del poder calorífico del metano y otros gases asociados en los sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias y en las plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otros; la energía generada por el aprovechamiento del hidrógeno mediante su combustión o su uso en celdas de combustible; la energía proveniente de centrales hidroeléctricas; la energía nucleoelectrica; la energía generada con los productos del procesamiento de esquilmos agrícolas o residuos sólidos urbanos (como gasificación o plasma molecular); la energía generada por centrales de cogeneración eficiente en términos de los criterios de eficiencia emitidos por la CRE y de emisiones establecidos por la SEMARNAT; la energía generada por ingenios azucareros que cumplan con los criterios de eficiencia que establezca la CRE y de emisiones establecidos por la SEMARNAT; la energía generada por centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de bióxido de carbono que tengan una eficiencia igual o superior en términos de kWh-generado por tonelada de bióxido de carbono equivalente emitida a la atmósfera a la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la SEMARNAT; tecnologías consideradas de bajas emisiones de carbono conforme a estándares internacionales, y otras tecnologías que determinen la SEMARNAT, con base en parámetros y normas de eficiencia energética e hídrica, emisiones a la atmósfera y generación de residuos, de manera directa, indirecta o en ciclo de vida.

Un ejemplo del apoyo internacional que recibió México con el objetivo de incrementar su aprendizaje sobre las ventajas que ofrecen las FRE de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero además de eliminar las barreras para el desarrollo tecnológico y la interconexión a la red eléctrica nacional, fue el Proyecto de Energías Renovables a Gran Escala (PERGE) que permitiría crear experiencia sobre el diversificar el abastecimiento eléctrico y lograr precios estables en el largo plazo. Dicho proyecto contó con un monto inicial de 25 millones de dólares (MDD)⁷¹, proveniente del Fondo Mundial para el Medio Ambiente (GEF, por sus siglas en inglés), que fue utilizado de la siguiente forma:

- Mecanismo financiero (ejecutado por CFE), 20.4 MDD. Puesta en marcha de una granja de viento denominada “La Venta III” (101 MW), la cual se integró a la red eléctrica nacional, con la intención de desarrollar la experiencia necesaria en la planeación y construcción de este tipo de proyectos. Proyecto que se llevó a cabo mediante una licitación bajo la modalidad de Producción Independiente de Energía (PIE).
- Asistencia técnica (ejecutado por SENER), 3.9 MDD. Actividades de asistencia técnica para resolver las barreras analíticas y normativas, y para proporcionar ayuda en el desarrollo de negocios para estimular y facilitar la inversión en proyectos de energías renovables en las modalidades PIE y autoabastecimiento.
- Gerencia del proyecto. (ejecutado por SENER), 0.7 MDD. Se requirió incrementar las capacidades de administración de la SENER mediante la contratación de consultores especializados y de prestadores de servicios para la ejecución del proyecto.

Así el PERGE permitió a CFE y SENER tomar en cuenta los retos que representaría una mayor inclusión de las FRE en el sistema eléctrico nacional.

Por otro lado, con un patrimonio de \$5, 615.6 millones de pesos⁷² al 31 de Enero de 2012, se crea en 2009, en base a lo dispuesto por la LAERFTE, la Estrategia Nacional de Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de Energía, el

⁷¹ Portal de la Secretaría de Energía, disponible en <http://sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=2933>

⁷² Acorde a información publicada por SENER, disponible en http://www.sener.gob.mx/res/0/Portal_Enero2012.pdf.

Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía⁷³ (FOTEASE). Administrado por la SENER tiene como objetivo primordial el promover la utilización, el desarrollo y la inversión en las energías renovables y la eficiencia energética⁷⁴. Así a través de recursos económicos autorizados por el Comité Técnico, hasta el 2013, el 85% de los recursos ejercidos del FOTEASE fueron asignados a proyectos de eficiencia energética y el resto a proyectos de FRE, lo cual puede implicar una falta de interés o desconocimiento de la aplicación de las FRE por los usuarios solicitantes o a su vez un privilegio sesgado de otorgamiento del fondo por parte del comité de selección. Para el 2014 el Presupuesto de Egresos de la Federación, otorgó al fondo un monto por mil millones de pesos.

Aparte del marco regulatorio e institucional de carácter nacional que intentaba dar impulso a la exploración de fuentes alternas de generación de electricidad, identificando los retos y riesgos involucrados, se instauro un marco legal de carácter internacional derivado de los efectos globales del Cambio Climático, la necesidad de medidas de mitigación y adaptación en el país, garantizar la accesibilidad y seguridad a fuentes de electricidad para la población y, promover la inversión y la transferencia de tecnología.

Es así que entra en vigor, durante 2012, la Ley General de Cambio Climático (LGCC), en donde se estipula el cumplimiento de alcanzar una meta, voluntaria y aspiracional de reducción de emisiones de GEI (50% al 2050 respecto a valores del 2000), suscrita por el presidente Felipe Calderón ante la Convención Marco de Naciones Unidas frente al Cambio Climático (CMNUCC), posicionando a México como el primer país en desarrollo en contar con una ley en la materia.

En el tema de mitigación, la LGCC establece la obligación de privilegiar las acciones de mayor potencial de mitigación al menor costo y que, al mismo tiempo, propicien co-beneficios de salud y bienestar para la población mexicana. Además derivado de los avances de la investigación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre

⁷³ El FOTEASE cuenta con un comité técnico integrado por representantes de la SENER quién lo presidía, la SHCP, así como de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, de Medio Ambiente y Recursos Naturales, de la CFE, del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT). Este comité emite las reglas para la administración, asignación, y distribución de los recursos del Fondo.

⁷⁴ Reglas de Operación del Fideicomiso Público de Administración y Pago denominado Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. Disponible en http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5331192&fecha=30/01/2014

el Cambio Climático⁷⁵ (IPCC, por sus siglas en inglés) en la definición de estrategias de carácter internacional para mitigar las emisiones de GEI, tanto la Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC) publicada en junio de 2013, como el nuevo Programa Especial de Cambio Climático (PECC 2014-2018) contemplan la inclusión de Compuestos de Efecto Invernadero, también conocidos como Contaminantes Climáticos de Vida Corta⁷⁶ (CCVC).

Además la LGCC fortalece el planteamiento de metas de generación de electricidad limpia definiendo un límite de generación fósil de 65% en 2024, 60% en 2035, y 50% en 2050⁷⁷. Tales metas convergentes de reducción de emisiones de GEI y de aumento en la participación de fuentes limpias de energía fomentan la búsqueda de nuevas vías de crecimiento sostenible ya que obligan al país, ante un escenario un tanto contradictorio, a proponer rutas alternas de desarrollo económico donde la seguridad energética sea primordial, manteniendo precios competitivos de la energía y a la vez cumpla con los compromisos de mitigación (Melgar, 2013). Situación que es posible al retomar el uso de la ciencia, tecnología e innovación. Hay que recordar que México tuvo liderazgo internacional en el desarrollo tecnológico de la geotermia en décadas pasadas.

Finalmente, y no por eso menos importante, desde 2004 entra en vigor el primer y único incentivo financiero para la promoción de las FRE en el país, la modificación a la Ley del Impuesto Sobre la Renta (ISR), en donde se establece que los contribuyentes que invirtieran en maquinaria y equipo (y que lo mantengan en operación durante un período mínimo de cinco años) para la generación de energía proveniente de fuentes renovables, podían deducir 100% de la inversión en un solo ejercicio, permitiendo de esta manera un menor tiempo de recuperación en el flujo de

⁷⁵ El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) se creó en 1988 con la finalidad de proporcionar evaluaciones integrales del estado de los conocimientos científicos, técnicos y socioeconómicos sobre el cambio climático, sus causas, posibles repercusiones y estrategias de respuesta.

⁷⁶ Los CCVC tienen un importante Potencial de Calentamiento Global y un tiempo de vida en la atmósfera más corto que el CO₂. Las acciones orientadas a su abatimiento contribuyen simultáneamente a la mitigación del cambio climático en el corto plazo y a la mejora inmediata de la calidad del aire, generando efectos positivos en la salud pública y la conservación de los ecosistemas, acorde a reporte de SEMARNAT, disponible en http://www.semarnat.gob.mx/sites/default/files/documentos/mexico_indc_espanolv2.pdf

⁷⁷ Acorde a nota publicada en el DOF el 28/04/2014 del Programa Especial para el Aprovechamiento de las FRE, disponible en http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5342501&fecha=28/04/2014.

capital, haciendo de cierta forma, atractivos los proyectos basados en FRE para los diferentes tipos de inversionistas.

Ante lo descrito anteriormente se podría inferir que a pesar de que en México se había instaurado un amplio marco regulatorio para el impulso de las Fuentes Renovables de Energía (donde se definía y exaltaba el potencial de las mismas para generar electricidad mediante una participación abierta y pública, permitiendo en teoría, el consumo propio por parte del generador y la incorporación de la energía eléctrica renovable a la red nacional, bajo principios de eficiencia, sostenibilidad y de independencia de hidrocarburos), el resultado indica una transición lenta y de baja visibilidad a un portafolio diversificado de tecnologías de generación basadas en FRE.

No obstante resulta prudente aclarar el desfase de una clara política energética por parte del Estado para impulsar a las FRE, a partir del 2008, de sucesos clave a nivel local y global tales como: el cambio tecnológico global a Ciclos Combinados a Gas durante la década de los noventa (lo que hizo crecer la demanda del gas natural y dada la escases del combustible provoco un alza en sus precios de venta), el incremento de la explotación de lutitas en EUA a partir de 2005 (logrando una disminución considerable en el precio del gas natural para el país), y en el mismo año México se adhiere a la CMNUCC, además de que los costos de las FRE no eran necesariamente competitivos como lo son en fechas recientes⁷⁸.

Es importante también recordar que desde su creación la CFE fue diseñada para responder a la necesidad urgente de electrificar al país e integrar al sistema adoptando un modelo basado en grandes plantas de generación termoeléctrica, sin embargo, dicho modelo industrial no tenía la flexibilidad necesaria para integrar de manera eficiente las energías renovables a gran escala ni la generación distribuida⁷⁹. Además, ya en la época reciente, el exceso de burocracia y regulación de CFE al momento de gestionar los procedimientos de acceso por parte de los

⁷⁸ Desde 2008 los costos de granjas solares fotovoltaicas ha decaído en 60% y 40% para el caso de instalaciones eólicas (<http://news.nationalgeographic.com/energy/2016/01/160122-why-solar-and-wind-thrive-despite-cheap-oil-and-ga/?sf19432036=1>). Y al menos desde hace 30 años los costos de los módulos solares se han reducido 10% de forma anual y 5% para el caso de las turbinas eólicas, además de que los niveles de producción en ambos casos se ha incrementado 30% de forma anual en promedio (<http://www.nature.com/news/renewable-energy-back-the-renewables-boom-1.14873>)

⁷⁹ Iniciativa de decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Disponible en http://archivo.eluniversal.com.mx/graficos/pdf13/Reforma_Energetica.pdf.

autoabastecedores a las redes de transmisión y distribución, también provocó deficiencias en los contratos de interconexión, procesos con falta de transparencia, e incrementos en los costos indirectos de interconexión.

Por lo que en resumen se podrían definir que las principales barreras del modelo regulatorio/institucional antes de la RE2013 para la promoción de las FRE fueron las siguientes:

- Modelo institucional, al crearse y mantener por varias décadas un sistema de electrificación monopolizado, bajo la consigna inamovible de construir una red eléctrica que fuera confiable y segura, privilegiándose la eficacia para proporcionar el servicio independientemente de índices de eficiencia competitivos y gestión de los recursos.
- Al ser definido de manera constitucional como actor principal del sistema, CFE actuaba como un actor primordial del Sector Energético Nacional (SEN), siendo el único que podía ofrecer el suministro eléctrico, programar el desarrollo de nuevas centrales eléctricas, autorizar proyectos de pre factibilidad e interconexión y, planear a corto y mediano plazo al SEN.
- Debido a la complejidad de operación del sistema, CFE evitaba la participación de actores que alteraran el estilo de gestión probado por décadas, basado en la instalación de grandes proyectos de generación y tecnologías convencionales, evitando proyectos que sumaran complejidad, además de costos extra a su sistema de transmisión y distribución.
- Las virtudes de la tecnología de Ciclo Combinado a Gas, que ofrecen una conversión eficiente a bajo costo, además de la definición del gas natural como un combustible de transición, dadas las características de menor cantidad de emisiones de carbono/MWh respecto al combustóleo o el carbón.

Vale la pena mencionar que la capacidad instalada de FRE hasta antes de 2013 estuvo basada por varias décadas en geotermia, en donde México fue pionero en el desarrollo de tecnologías y procesos.

Posteriormente, desde principios del siglo XXI, fueron las granjas eólicas situadas en una de las zonas privilegiadas a nivel mundial para este tipo de proyectos, dada la velocidad del viento (> 20 m/s) y un factor de potencia promedio de

aproximadamente 40%, el Istmo de Tehuantepec en Oaxaca. Dicha experiencia comenzó en el año de 1994 al instalar CFE el proyecto piloto de La Venta de 1.5 MW. Posteriormente en Enero del 2007, inicio operaciones la central eólica La Venta II de 83.3 MW, con la cual México ingresa a la lista de países que producen electricidad con el viento a escala comercial. Donde en gran medida la razón del éxito de estos proyectos es el beneficio que los ejidatarios de La Venta reciben por permitir el usufructo de sus terrenos para el proyecto. Estos beneficios consisten en un pago anual durante la vida útil del proyecto (> 20 años). Esta modalidad de pago se deriva del tipo de acuerdos que se llevan a cabo en otros países, lo cual es del conocimiento de los ejidatarios y de las autoridades agrarias (Cárdenas & Saldivar, 2007).

Tales proyectos de instalación de granjas eólicas iniciadas por CFE permitieron a la iniciativa privada reconocer el sitio geográfico como óptimo para instalar parques de generación eólica, situación inmejorable que no aplico de igual manera respecto a la forma de negociar con las comunidades, lo cual provoco el surgimiento de barreras a la instalación de nuevos parques eólicos. Ante esto y dada la importancia de la relación entre la afectación a las comunidades originarias y futuros proyectos de generación en base a FRE, en secciones siguientes se abunda sobre los cambios a la legislación que fueron necesarios para crear mejor condiciones de negociación entre la IP y las comunidades locales.

4.2 Modelo para el impulso de las FRE posterior a la Reforma Energética de 2013 y Ley de la Industria Eléctrica de 2014.

Antes de la Reforma Energética de 2013 (RE2013) el SEN estuvo parcialmente abierto a la participación privada y durante décadas había operado como monopolio estatal. El despacho eléctrico se planeaba sobre criterios de mérito, donde teóricamente existía una planificación detallada que definía prioridades, pero en donde no todos los participantes eran parte de este tipo de despacho. Es por esto que la RE2013, tratando de resolver las barreras a la transición energética, como uno de sus principales objetivos, crea un mercado eléctrico mayorista con competencia entre

los participantes para ofrecer electricidad a precios más competitivos y un ambiente de equidad de participación entre los diferentes actores.

Así bajo la consigna de desarrollo sostenible y hacer frente al Cambio Climático global, se estima que la RE2013:

1. Pueda revertir, acorde a visión gubernamental, la trayectoria inercial de la economía mexicana al ser pieza clave del crecimiento anual del PIB. Lo anterior al intentar eliminar la barrera de los altos precios de la electricidad como uno de los principales frenos al despegue de la productividad en México.
2. Rompa las barreras creadas por un sector eléctrico monopolizado al crear una nueva organización institucional entre los diversos actores del sistema (SENER, CRE, CFE, CENACE, etc.)
3. Introduzca competencia por los mercados de energía limpia mediante: a) la venta directa a través de contratos bilaterales con usuarios calificados, lo que la convierte en el instrumento que dará competitividad al país y b) la entrada de Certificados de Energías Limpias, instrumento previsto desde los transitorios de la RE2013 a nivel Constitucional, para impulsar la diversificación de tecnologías de generación.

Para comprender como la Reforma Energética de 2013 impulsará la diversificación, descentralización y la energía distribuida en el sector eléctrico nacional, en las siguientes secciones se exponen los principales elementos que se han modificado en términos de regulación, institucionalidad, planeación y mercado, haciendo especial mención del impacto social como principal barrera a la promoción de las FRE. Además se actualizan los compromisos que México tiene ante la CMNUCC para efectos de mitigación y adaptación al Cambio Climático.

4.2.1 Regulación.

Con la entrada en vigor de la nueva Ley de la Industria Eléctrica del 2014 (LIE, con reglamentos vigentes a partir de Octubre 2014), la cual abroga a la LSPEE, se cuenta con nuevos instrumentos de regulación para llevar a cabo la planeación y el control

del sistema eléctrico nacional, promover el desarrollo sostenible de la industria eléctrica y garantizar la operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios⁸⁰. Además bajo los objetivos de reducir los precios del servicio, garantizar la transparencia, promover la inversión, e impulsar las energías limpias, la LIE2014 pretende lograr una mayor diversificación tecnológica en la generación de energía eléctrica a nivel nacional. Para esto se ha creado un mercado abierto⁸¹ en el que inclusive la Comisión Federal de Electricidad (CFE), será un competidor más en la generación de energía.

El nuevo modelo del sistema pretende ofrecer más oportunidades e incentivos para el aprovechamiento de los recursos renovables, ya que los desarrolladores de proyectos podrán participar directamente en el mercado eléctrico.

También se ha dispuesto de un nuevo instrumento que será fundamental para el impulso de las fuentes de energía limpia, los Certificados de Energías Limpias (CELs). Bajo este esquema de certificados se pretende que a partir del 2018 se cumpla el objetivo de participación del 5% de energía limpia respecto al total de energía consumida. Para esto un participante obligado – Suministradores, Usuarios Calificados, Usuarios Finales, Contratos de Interconexión Legados - deberá acreditar un número determinado de CEL para cubrir el requisito de CEL que corresponde al consumo de energía eléctrica que representa⁸² (las plantas de energía limpia nuevas recibirán un CEL por cada MWh generado hasta por 20 años y las plantas existentes podrían recibir certificados si se cambian al nuevo modelo, por la nueva capacidad instalada).

Los CELs proyectan ser el mecanismo necesario para incrementar la competitividad de la energía limpia. Uno de los componentes esenciales de éxito de los CELs se pretenden sean los contratos a largo plazo, ya que en específico para las FRE, al no

⁸⁰ COFEMER (2015). Proceso de Mejora Regulatoria. Disponible en <http://207.248.177.30/mir/formatos/DefaultViewAIC.aspx?SubmitID=444236>

⁸¹ Mercado que en un entorno de competencia y bajo reglas de juego claras y con transparencia los generadores pueden vender libremente su energía y, los consumidores, los representantes de los usuarios finales, pueden también comprar a precios más competitivos.

⁸² Acorde al Director General de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica/SENER, Oliver Flores, en conferencia dictada en ITAM, Marzo 2015. <http://centrodeenergia.itam.mx/es/73/eventos/2015/03/24/certificados-de-energias-limpias-cels-dialogo-sobre-objetivos-y-requisitos>

ser competitivas en costos de generación a corto plazo, los CELs permitirán absorber las diferencias en costos respecto a las convencionales. Así los CELs en conjunto con subastas de generación eléctrica a largo plazo -en donde de manera óptima sólo se deben considerar los costos marginales de generación - serán un instrumento fundamental para poder desarrollar los proyectos de energías limpias, otorgando certidumbre, volumen, y estabilidad en precios.

La regulación permitirá que estos certificados sean negociables, y podrá permitir el traslado de certificados excedentes o faltantes entre períodos a fin de promover la estabilidad de precios. De esta manera el mercado de CELs busca nivelar los costos entre tecnologías limpias y convencionales, al fomentar la inversión productiva e innovación, promoviendo portafolios diversificados de generación.

A diferencia de lo que se tenía antes de la RE2013, ahora las obligaciones de energías limpias recaen en la demanda, que es donde se van a contabilizar los requisitos de CELs los cuales se tendrán que cumplir.

Por otra parte, con el propósito de regular el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la industria eléctrica, se expide la Ley de Transición Energética (ley secundaria de la Reforma Energética aprobada a finales de 2015), la cual aboga la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE), la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), y las demás disposiciones que se opongán a este ordenamiento, además de ser un componente clave del Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018.

Acotada al sector eléctrico, la Estrategia de Transición complementa a la Ley de la industria Eléctrica (LIE) al fortalecer el marco de política para el desarrollo e implementación de las FRE y para la mejora de la eficiencia energética. Dentro de sus puntos más importantes se puede mencionar⁸³:

⁸³ Acorde a Boletín No. 4833 de la Cámara de Diputados, disponible en <http://www5.diputados.gob.mx/index.php/esl/Comunicacion/Boletines/2014/Diciembre/15/4833-Aprueban-diputados-dictamen-que-expide-Ley-de-Transicion-Energetica>.

- ✓ SENER fijará como meta una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica: 25% en el 2018; 30% al 2021; del 35% para el 2024; del 40% al 2035, y del 50% en el 2050.
- ✓ Crea el Sistema de Información de Transición Energética que tendrá por objetivo registrar, organizar, actualizar y difundir la información en materia de aprovechamiento sustentable de la energía.
- ✓ Faculta a la Comisión Reguladora de Energía y la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) a realizar actos de inspección y vigilancia a los integrantes de la industria eléctrica.
- ✓ Establece que la SENER, a través de las Metas de Energías Limpias y las Metas de Eficiencia Energética, promoverá que la generación eléctrica proveniente de fuentes de energías limpias alcance los niveles establecidos en la Ley General de Cambio Climático para la Industria Eléctrica.

Aunado a lo anterior, se impulsa la Ley de la Industria Geotérmica de manera constitucional, que tiene por objeto regular el reconocimiento, la exploración, y la explotación de recursos geotérmicos para el aprovechamiento sustentable de la energía térmica del subsuelo dentro de los límites del territorio nacional con el fin de generar energía eléctrica o destinarla a usos diversos.

Esto permitirá reactivar una industria de la cual México fue pionero a nivel mundial, tanto por su explotación como por el desarrollo de la tecnología necesaria, para después ser desatendida por varias décadas, y en donde existe hoy en día una carencia de profesionales jóvenes en el área y de tecnología nacional actualizada, generando así un nicho de oportunidades laborales y de emprendimiento tecnológico.

También durante 2013 y el primer trimestre de 2014, con la finalidad ofrecer un mayor soporte al uso de las FRE para la generación eléctrica se instrumentaron o ratificaron mecanismos de fomento que favorecen la inversión en tecnologías limpias, destacando: a) la deducción fiscal para inversión en capital (mecanismo que estuvo a punto de ser eliminado y ratificado por la insistencia de la IP como única política financiera al impulso de las FRE), b) los impuestos al carbono como una de las medidas más eficientes a nivel internacional para desincentivar las emisiones de GEI, aplicándose localmente para algunos de los combustibles fósiles sin considerar

al gas natural (además de ser una tasa impositiva reducida si se compara a nivel internacional⁸⁴), y c) la modificación de la tasa de descuento social del 12% al 10%⁸⁵, lo que permite una mayor viabilidad a los proyectos de inversión considerados por el sector eléctrico.

4.2.2 Institucionalidad.

Ante la necesidad de crear un sistema eléctrico competitivo, acorde a las necesidades actuales y futuras del país, se instaura un mercado eléctrico con la finalidad de construir un sistema más eficiente y reducir los costos de la energía eléctrica, y a su vez se promueve la herramienta de CELs como principal impulsor de energías limpias, situación supeditada por un nuevo organigrama institucional que se estima permitirá una mayor apertura a la inversión privada, mayor claridad en la regulación y certidumbre jurídica para la realización de proyectos de inversión.

Ante esta nueva perspectiva institucional, el líder del sector, Secretaría de Energía, tiene la preponderancia de coordinar al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE, como operador del mercado eléctrico mayorista) y trabajar de manera conjunta con la CRE, la cual está encargada de la emisión de las nuevas bases del mercado eléctrico mayorista y monitoreo de la operación.

En materia de energía eléctrica, las nuevas facultades de SENER son: establecer, conducir y coordinar la política energética del país, formular los programas sectoriales para el desarrollo de la industria eléctrica conforme al Plan Nacional de Desarrollo y dirigir el proceso de planeación y la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), que substituye al documento Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico (POISE) que era editado por CFE.

⁸⁴ Para calcular el precio del carbono, el Centro Mario Molina creó un índice, ponderando el precio de varios mercados internacionales; obteniendo un precio promedio de \$5.70 dólares americanos por tonelada de carbono (<http://www.pwc.com/mx/es/reforma-hacendaria-2014/archivo/juridico/2013-09-juridico-corporativo.pdf>)

⁸⁵ Acorde a nota publicada en el DOF el 28/04/2014 del Programa Especial para el Aprovechamiento de las FRE, disponible en http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5342501&fecha=28/04/2014.

Además, con la RE2013, CFE se convierte en una Empresa Productiva del Estado con el objetivo de generar valor económico, por lo que se estima que ahora sus ingresos deban ser mayores que sus costos. Por su parte CFE continuará con su estrategia económica de desarrollo basada en el gas natural, esto debido a su bajo costo internacional estimado en el corto y mediano plazo y su consideración como combustible fósil de transición.

Como nuevo operador del sistema, deslindado de CFE, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), mantendrá la operación y seguridad del sistema eléctrico, al hacer el despacho de la generación bajo las reglas del mercado, además de ser el encargado de la planeación de la expansión de las redes de transmisión y distribución.

También deberá emitir y publicar los resultados del mercado, como los costos marginales de nodo a nodo en el sistema eléctrico, cumpliendo con los principios de transparencia y máxima visibilidad para que llegue al sector privado y a las Empresas Productivas del Estado y puedan conocer de dónde viene la información, se pueda reproducir en su caso y no exista ninguna desconfianza en lo que se está estimando, descartando toda sospecha de discrecionalidad. Al ser creado por decreto como Organismo Público Descentralizado del sector energético, será el encargado de definir el punto de interconexión para las FRE. Así el CENACE será un actor clave para corregir las limitaciones del modelo anterior para agregar capacidad de energías renovables a gran escala mediante la creación de un mercado competitivo, al mantener la mayoría de capacidad de generación y el control total del sistema de transmisión y distribución.

Cabe mencionar que ante una de las principales atribuciones del CENACE, de mantener un portafolio tecnológico de generación que pueda despachar en cualquier momento, se debe prever un portafolio tecnológico que actúe como sistema de respaldo para minimizar la variabilidad causada por la intermitencia de algunas FRE. Dichas tecnologías podrían ser sistemas de almacenamiento, turbinas de gas o hidroeléctricas⁸⁶.

⁸⁶ Comentario propuesto por el Ing. Pablo Mulas, investigador del IIE en la Red de Transición Energética

Así mismo el CENACE se encargará de aprobar la interconexión y la planeación de los nuevos centros de carga. Será responsable de la planeación de la expansión de la red de transmisión y el acceso abierto para todos los generadores de una manera proactiva y no reactiva, la cual pondrá a consideración de la CRE y a la SENER.

El CENACE como órgano independiente del sistema podrá cumplir con el mandato constitucional y legal de que la energía eléctrica de menor costo marginal se despache primero. Lo cual es fundamental para que el mercado se establezca y persistan incentivos claros de participación privada, pública-privada y pública con reglas transparentes. Además se prevé permitirá superar las barreras que hoy supone la limitada capacidad de interconexión al sistema para las fuentes renovables y las nuevas modalidades de inversión en transmisión permitirán acelerar la tasa de crecimiento de la red específicamente dedicada a evaluar la electricidad con fuentes renovables de energía.

Respecto a la regulación tarifaria a la que se sujetarán la transmisión, distribución y suministro, la CRE será la responsable de expedirla y aplicarla. Podrá emitir criterios para eximir a las Centrales Eléctricas y a la Demanda Controlable que no tengan un impacto relevante en el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de las obligaciones relacionadas con sus ofertas. También puede establecer procedimientos o criterios distintos a los establecidos la sección de vigilancia del mercado, a fin de facilitar la actualización o modificación de los parámetros registrados para unidades de generación que por su tamaño no tengan un impacto significativo en el sistema.

Además de otorgar y validar los CELs y expedir otro tipo de instrumentos para energías limpias, la CRE autorizará subastas para potencia o de CELs que irán a concursar a través del CENACE. En esto podrán sumarse de manera voluntaria los privados.

En conjunto el CENACE y la CRE, serán los entes encargados de verificar y vigilar que se cumpla lo estipulado por la LIE2014, su Reglamento, las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado. Dando así mayor

visualización por parte de los inversionistas a un portafolio tecnológico de generación más amplio, bajo condiciones claras y justas de participación.

Bajo el anterior esquema institucional descrito es previsible que las FRE tengan una mayor participación en el sector eléctrico nacional ya que éstas ofrecen el menor costo marginal de generación, al considerar sólo los gastos variables (combustible, operación y mantenimiento) en su estimación, además de que el nuevo arreglo institucional prevé la implicación de un mayor número de fuentes renovables intermitentes integrándose al sistema eléctrico. Lo cual también implica afrontar nuevos retos tal como incrementar la capacidad del operador de la red para manejar las solicitudes de conexión a la red y asignar un punto de conexión a la red; la autorización para conectar eficazmente nuevos proyectos renovables a la red; y, durante la operación del proyecto, la capacidad de inyectar la generación de energía en el sistema (IRENA, 2012).

4.2.3 Planeación.

La planeación a mediano plazo del Sistema Eléctrico Nacional (15 años), compuesta por los programas indicativos para la instalación y retiro de centrales eléctricas, así como los programas de modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD), está definida en la primera edición del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), documento generado en conjunto por SENER y CENACE recientemente publicado (Junio 2015). En esta primera versión del documento, se realiza un primer ejercicio de planeación tomando en cuenta el potencial de diversas FRE (eólica, solar, geotérmica y biomasa) con el objetivo de identificar oportunidades de inversión para el desarrollo de proyectos de generación limpia que contribuyan a satisfacer la demanda futura de energía eléctrica.

Cabe aclarar que los costos LCOE que toma en cuenta el PRODESEN 2015-2029 para las FRE no son acorde a la realidad mundial, ya que estos presentan una tendencia de reducción debido al avance tecnológico y crecimiento del mercado, y más aún los mantiene constantes a mediano plazo. Lo cual podría originar señales

poco claras para los inversionistas y desarrolladores de proyectos interesados en el sector eléctrico nacional, además que induciría información errónea al momento de realizar los estudios de viabilidad financiera.

Respecto al porcentaje de energía limpia que los usuarios calificados deben generar y que los suministradores deben adquirir a partir del 2018, la SENER determinó un 5% como participación inicial. Tal ejercicio de planeación estipula el nivel de energía limpia que se puede combinar para toda la gama de proyectos y lograr un nivel razonable. Posteriormente, de forma anual, SENER aumentará el porcentaje de participación de una manera flexible para ajustarse a como se esté desarrollando la industria al tiempo que se tenga un ritmo de incorporación de energía limpia mayor a lo observado al año anterior.

Cabe aclarar que, la planeación de generación será indicativa, por lo que no puede obligar a ninguna empresa –CFE incluida– a la instalación de centrales eléctricas de una tecnología en particular, o en sitios específicos, sino que cada empresa tomará decisiones de inversión con base en sus propios intereses. Ya que los generadores hayan seleccionado el sitio para sus instalaciones podrán interconectarse bajo condiciones de acceso abierto y no indebidamente discriminatorias a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución. Para ello, los interesados deberán presentar la solicitud respectiva al CENACE, organismo que llevará a cabo los estudios de interconexión correspondientes –con cargo a la parte interesada. Una vez que el CENACE dictamine los requisitos para la interconexión, y el solicitante realice las inversiones necesarias para ello, el solicitante deberá proceder a solicitar el contrato de interconexión con el transportista o distribuidor.

4.2.4 Mercado Eléctrico.

Derivado de la RE2013 se prevé desarrollar un mercado eléctrico que ofrezca a los generadores (públicos y privados) certidumbre en el recibo de un precio justo por la energía que generaran. Para esto se cuenta con bases de mercado que prevén subastas de largo plazo con el objetivo de llegar a la meta de energías limpias del suministrador básico (CFE), ya que los generadores limpios pueden estimar precios

de generación a largo plazo al no sufrir la volatilidad de los combustibles. De hecho la primera subasta eléctrica fue realizada a finales del 2015 con fecha tentativa de entrega de resultados durante el primer trimestre del 2016.

Así los cimientos del nuevo Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) quedaron representados por las Bases del Mercado, al establecer los principios de diseño y operación y, definir las reglas y procedimientos que sus participantes realizarán para comercializar⁸⁷ energía, servicios conexos, certificados de energías limpias o certificados de emisiones contaminantes, potencia, derechos financieros de transmisión, entre otros en las diferentes modalidades, todo esto fundamentando en principios de eficiencia, competitividad y seguridad.

En el mercado podrán participar: Generadores, Comercializadores, Suministradores, Comercializadores no Suministradores y Usuarios calificados participantes del mercado. En él podrán participar tanto empresas públicas como privadas. Así, aquellos generadores que entreguen energía a la red al mejor precio posible, son los que estarán abasteciendo los requerimientos de la demanda.

Los participantes del mercado representarán Centrales Eléctricas y/o Centros de Carga, según su contrato con el CENACE. Donde cada contrato deberá especificar una sola modalidad de participación en el mercado. Las Centrales Eléctricas se deberán registrar con un estatus según su grado de capacidad (firme o intermitente) y su despachabilidad⁸⁸ según la tecnología de generación, aplicándose condiciones diferentes a los Contratos de Interconexión Legada⁸⁹ (CIL) cuando se desee incluir parte de la capacidad de estas centrales en el Mercado.

⁸⁷ Conferencia de Prensa con motivo de la Presentación de las Reglas del Mercado Eléctrico. México, D.F., 24 de febrero de 2015.

⁸⁸ Fuente de energía que tiene la capacidad de seguir instrucciones de transmisión en tiempo real hasta su capacidad instalada. La clasificación comprende a tecnologías del tipo: Firme no-despachable, Firme despachable, Intermitente no-despachable e Intermitente despachable.

⁸⁹ Autoabasto, cogeneración, pequeña producción, importación, exportación y usos propios continuos.

Gráfico 28. Estructura de las Reglas del Mercado con prelación jerárquica.



Fuente: PWC (2015). “Resumen del anteproyecto de bases del Mercado Eléctrico”.

Disponible en www.pwc.com

El mercado principal de electricidad será un mercado basado en costos, donde las ofertas de menor costo son las que se despacharan, ligando las ofertas y el despacho físico. Hay otro mercado de potencia, cuyo objetivo básicamente es generar los incentivos para que siempre haya una capacidad disponible para atender las necesidades del sistema en sus momentos de mayor demanda. Éste opera con un sistema que también está basado en mejores prácticas donde hay un precio máximo y hay ofertas a la baja que compiten por ser adjudicadas en este mercado. Un tercer mercado es el de derechos financieros de transmisión, que lo que busca es generar los incentivos correctos para que no haya congestión en el sistema y que donde haya congestión haya incentivos para construir nuevas capacidades. También es un mercado basado en ofertas libres.

Además de estos mercados que se operaran a través del CENACE, como parte del mercado eléctrico mayorista, está la posibilidad de celebrar contratos bilaterales, contratos de cobertura eléctrica, donde probablemente la mayor parte de las transacciones van a tener lugar en los primeros años de desarrollo del mercado. Ante esta diversificación de tipos de mercados la CRE establecerá los requisitos para que todos los suministradores contraten por adelantado la energía y los productos asociados que van a utilizar. Los suministradores básicos que inicialmente serán el

suministro, por ejemplo, de CFE van a tratar a largo plazo a través de subastas operadas por el CENACE.

En el mercado lo que se va a determinar es lo que se pagará por la energía, por los servicios conexos, y por la capacidad. Habrá un complemento proveniente de lo que los usuarios tendrán que pagar por tener acceso a las redes de transmisión y distribución, que se determinará por tarifas que establecerá la Comisión Reguladora de Energía. Tarifas pendientes de regularse y publicarse.

Por otra parte, los actuales participantes del mercado tienen la opción de mantenerse bajo alguno de los esquemas previstos en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (autoabastecimiento, cogeneración, pequeños productores, productores independientes de energía o usos propios continuos), o entrar en el Mercado Eléctrico Mayorista regido bajo la Ley de la Industria Eléctrica y las disposiciones que de ella emanen. Todos los nuevos participantes del mercado, deberán entrar bajo los esquemas previstos en la Ley de la Industria Eléctrica.

Los nuevos procedimientos de registro, certificación, administración del crédito, e interconexión, serán implementados por el CENACE y se aplicarán a todos aquellos interesados en convertirse en participante del mercado bajo los esquemas previstos en la Ley de la Industria Eléctrica.

Respecto a la nueva capacidad a contratarse, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica establece que sea con base al costo mínimo de largo plazo (inversión + operación). Por su parte la Ley de Obra Pública y Servicios Relacionados con la Misma estipula que la contratación sea con quién ofrezca las mejores condiciones para el Estado. Lo cual beneficiara a las FRE dada la declinación en los costos de inversión a nivel internacional y sus bajos costos de operación durante su vida útil.

Desde el punto de vista del consumo la implementación del mercado eléctrico permitirá a los consumidores, según su perfil de consumo y demanda, mantener sus contratos bilaterales con generadores calificados o instalar/mantener centrales para autoabastecimiento o una combinación de ellos. Respecto a los consumidores residenciales, estos seguirán siendo abastecidos por la CFE y existirá un techo que

definirá quién es el usuario calificado⁹⁰, que irá bajando cada año. Un aspecto a favor de los consumidores calificados será la consulta a un sistema de información en tiempo real sobre los precios del kWh que ofrece el sistema eléctrico al momento y para las siguientes horas, sistema que estará a cargo del CENACE.

4.2.5 Impacto socio-ambiental de las FRE

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, en diferentes regiones del país, existen zonas geográficas donde el potencial renovable de generación eléctrica presenta condiciones óptimas para la instalación de diferentes tecnologías (aerogeneradores, granjas solares, geotermia, pequeñas hidroeléctricas, etc.). Aunque también hay que reconocer que el uso masivo de las FRE implica ocupar áreas geográficas determinadas, dado que el recurso renovable es específico de una región, y en algunas ocasiones el área geográfica ha estado ocupada a lo largo del tiempo por comunidades originarias o pertenecen a reservas naturales, con el impacto social y medioambiental que esto implica.

Si bien por décadas, México ha explotado los recursos naturales del subsuelo mediante la tecnología geotérmica, las leyes que regulaban las condiciones de expropiación de terrenos ejidales, estaban supeditadas por el bienestar del país y una vinculación de compromiso de pago de indemnización, tal como le expresaba el artículo 343 de la Ley Federal de Reforma Agraria⁹¹, que permitía fundamentar peticiones de expropiación en la causa de utilidad pública prevista en el artículo 112 fracciones I, IV y IX del mismo Ordenamiento, así como en el artículo 3o. de la Ley de la Industria Eléctrica⁹². Y en donde se estipulaba⁹³ que: “*La Secretaría de la*

⁹⁰ Los usuarios calificados son una nueva figura que introduce la LIE, usuario que participe de forma libre en el Mercado Eléctrico Mayorista y pueda recibir el suministro de energía eléctrica por cualquier generador que tenga permiso de la CRE para suministro calificado. Los privados que cumplan con los requisitos para ser considerados Usuarios Calificados deberán estar registrados como tal ante la CRE.

⁹¹ Publicada en el Diario Oficial de la Federación de 1971, con reformas realizadas en los años 1972, 1974, 1975, 1981 y 1984. Disponible en <http://www.pa.gob.mx/publica/MARCO%20LEGAL%20PDF/LEY%20FED%20REF%20AGR.pdf>

⁹² Diario Oficial de la Federación (1990). DECRETO por el que se expropio por causa de utilidad pública, una superficie de terrenos de riego de uso colectivo, del ejido Allende, antes Santa Juana Sección Segunda, Municipio de Almoloya de Juárez, Méx. (Reg.- 743). Disponible en http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4655534&fecha=17/05/1990.

⁹³ Ley de la Reforma Agraria derogada por la nueva Ley Agraria de 1992. Disponible en <http://www.ran.gob.mx/ran/dgaj/Normateca/Documentos/Leyes/Abrogadas/ley%20federal%20de%20reforma%20agraria.pdf>.

Reforma Agraria notificará al comisariado ejidal del núcleo afectado, por oficio y mediante publicación en el "Diario Oficial" de la Federación y en el periódico oficial de la entidad, y pedirá las opiniones del gobernador, de la Comisión Agraria Mixta de la entidad donde los bienes se encuentren ubicados y del banco oficial que opere con el ejido, las que deberán rendirse en un plazo de treinta días, transcurrido el cual, si no hay respuesta, se considerará; que no hay oposición y se proseguirá con los trámites. Al mismo tiempo, mandará practicar los trabajos técnicos informativos y la verificación de los datos consignados en la solicitud y pedirá a la Secretaría del Patrimonio Nacional que realice el avalúo correspondiente”.

Posteriormente la Ley de la Reforma Agraria se derogo por la nueva Ley Agraria de 1992, estipulando⁹⁴, respecto a la expropiación de bienes ejidales y comunales, que dichos bienes podrían ser expropiados por el establecimiento, explotación o conservación de un servicio o función públicos (Artículo 93, sección I). Así mismo se indicaba en el Artículo 94, que la expropiación debería hacerse por decreto presidencial, siendo el monto de indemnización determinado por la Comisión de Avalúos de Bienes Nacionales.

Bajo la nueva Ley Agraria de 1992, el gobierno federal, a través de CFE, realiza un primer acierto al promover un proyecto piloto de generación eólica, La Venta (1994), ofreciendo condiciones superiores a los que marcaba la ley al otorgar un pago anual garantizado a los ejidatarios durante la vida útil del proyecto con mínima afectación a las actividades económicas de la comunidad.

Probablemente la experiencia antes mencionada y la instalación posterior de la planta de generación La Venta II (2007) bajo condiciones similares de beneficio a la comunidad, permitieron abrir las puertas a proyectos de inversión privada, en donde compañías como CEMEX, FEMSA y BIMBO instalaron parques eólicos utilizando los servicios de terceros, y en donde el acceso a información privilegiada, corrupción e impunidad, estuvieron por encima de los beneficios esperados por las comunidades.

⁹⁴ Diario Oficial (1992). Ley Agraria. Disponible en http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lagra/LAgra_orig_26feb92_ima.pdf.

Situación que provocó la dinámica de abusos hacia los pueblos originarios por diferentes empresas que, desde el punto de vista de las comunidades afectadas, trataban de adueñarse de territorios sin el consentimiento de los pueblos o pagándoles un precio muy bajo por sus tierras, despertado así un nivel de conciencia donde el común es la defensa de las tierras y del equilibrio ambiental que se ve fuertemente amenazado por distintos tipos de contaminación: auditiva y visual. Lo que originó que, hasta finales del 2015, diversas comunidades enfrentaran una dura batalla contra la visión oficial de progreso y las diferentes asociaciones privadas y público-privadas que pretendían construir parques eólicos, principalmente, en sus tierras.

Cabe mencionar que este tipo de barreras al despliegue de generadores eólicos no es exclusivo del país ya que inclusive países desarrollados con una integración de más del 40% de fuentes renovables a en su sistema eléctrico, como Dinamarca, se han encontrado con protestas de comunidades locales que rechazan la instalación de granjas eólicas cercanas a su localidad.

Sin embargo recientes investigaciones (Martner, 2011) refuerzan la idea de que sociedades injustas y desiguales que enfrentan crisis económicas y ecológicas en curso, destruyen factores de cohesión social e incrementan los males públicos; existiendo una fuerte correlación entre desigualdad y problemas sociales y de salud, así como entre desigualdad y confianza mutua, participación comunitaria y niveles de violencia.

Es así que derivado de diferentes protestas sociales a la instalación de parques eólicos principalmente en el área del Istmo de Tehuantepec, Oaxaca, el requerimiento de la IP de tener seguridad jurídica en sus inversiones y previendo la replicación de abusos por el control de zonas geográficas donde las FRE presentan condiciones favorables para su explotación, la nueva Ley de la Industria Eléctrica⁹⁵, en el Capítulo II del Título Cuarto, Artículos 117 al 120, establece *que los proyectos de infraestructura de los sectores público y privado en la industria eléctrica deberán atender los principios de sostenibilidad y respeto de los derechos humanos*

⁹⁵ Acorde al Decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación del 11/08/2014, disponible en http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014

de las comunidades y pueblos de las regiones en los que se pretendan desarrollar, así como la obligación de llevar a cabo estudios de impacto social y la consulta previa, libre e informada a las comunidades indígenas.

Pero a su vez en el Capítulo VIII, Artículo 71, la LIE2014 considera a la Industria Eléctrica de interés social y de orden público, por lo que se podrá proceder a la ocupación o afectación superficial o la constitución de servidumbres necesarias para prestar el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, y para la construcción de plantas de generación de energía eléctrica en aquellos casos en que, por las características del proyecto, se requiera de una ubicación específica, conforme a las disposiciones aplicables.

Por lo que más allá del marco jurídico existente, que ya marca un gran cambio al considerar los derechos humanos de los pueblos originarios y las consultas previas, debe agotarse toda posibilidad de que las actores involucrados participen en la elaboración de políticas públicas para realmente poder hacer un dialogo en términos de equidad. Tal participación no sólo podría mejorar la equidad percibida de una política sino también podría reducir los costos de implementación, al permitir que las posibles dificultades puedan ser identificadas y mitigadas previamente (IRENA, 2014). Para los efectos de evaluar la implementación de las energías renovables a nivel nacional, las evaluaciones deberán reflejar el concepto de equidad como es entendido por la gobernanza de los interesados y los tomadores de decisión locales para permitir el despliegue de las energías renovables. Para México, como en muchos países en desarrollo, esto debería significar centrarse en programas de desarrollo socio-económico para el beneficio de las comunidades.

También sería adecuado revisar las prácticas e instrumentos que ya existen en otros países y que han permitido una mejor aceptación de instalación de proyectos, generando beneficios a la economía local, tales como: financiamiento para desarrollar estudios preliminares para grupos y asociaciones de inversionistas locales, subasta obligatoria de un mínimo del 20 por ciento de las acciones de cada turbina eólica a los vecinos que viven dentro de un límite de 4.5 kilómetros del proyecto de parque eólico, un derecho de los propietarios a recibir una compensación por la pérdida de valor de los bienes inmuebles debido a la ubicación de las turbinas

eólicas en sus proximidades y, un fondo para mejorar los valores paisajísticos y recreativos locales, como proyectos de restauración de la naturaleza o la instalación de fuentes de energía renovables en los edificios públicos⁹⁶.

Así mismo es importante tomar en cuenta los beneficios que aporta el hecho que las comunidades locales sean partícipes mayoritarios de los proyectos de inversión, ya que a nivel mundial (IRENA, 2012) el papel de las cooperativas han jugado un papel de suma importancia para crear la aceptación pública de parques eólicos, al incentivar la discusión local en términos de planeación e implementación, creando así un sentido de responsabilidad incluyente.

4.2.6 Actualización de la Contribución de México ante la CMNUCC.

Posterior a la propuesta de Ley General de Cambio Climático de 2012 (LGCC), México, como una economía emergente y dadas sus responsabilidades de carácter internacional, ha continuado con la ratificación de su compromiso de combate al cambio climático. Es así que durante 2015, previo a la COP21⁹⁷, el país propuso medidas más ambiciosas al contemplar convertir compromisos de carácter aspiracional en metas obligatorias, lo cual resulta en medidas considerables para un país emergente cuyas emisiones son marginales ante las emisiones de los países consolidados. Es importante mencionar que México es un país altamente vulnerable a los efectos del Cambio Climático, por lo que tiene particular interés en que se lleguen a acuerdos internacionales y que se cumplan.

La nueva propuesta de “Contribución” de México ante la CMNUCC contiene dos componentes, uno de mitigación y otro de adaptación⁹⁸. El componente de mitigación contempla dos tipos de medidas: no condicionadas y condicionadas. Las medidas no condicionadas son las que el país solventará con recursos propios y las condicionadas las que podría llevar a cabo si se establece un nuevo régimen internacional de cambio climático y si el país obtiene recursos adicionales y transferencia de tecnología disponibles mediante cooperación internacional.

Esta contribución es consistente con la ruta planteada en la LGCC de reducir en el 2050 el 50% de emisiones con respecto a las emisiones del 2000.

⁹⁶ Consúltense el documento Public Acceptance of Renewable Energy Projects: Tilting at Windmills - the Danish Case, disponible en http://pure.au.dk/portal/files/56976888/Birgitte_Egelund_Olsen_Public_Acceptance_DRAFT.pdf

⁹⁷ La Conferencia de las Partes (COP) es el órgano supremo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). De la misma manera, la COP en calidad de reunión de las Partes del Protocolo de Kioto (CMP) es el órgano supremo de dicho instrumento. La COP se reúne anualmente con la función de supervisar y examinar la aplicación de la Convención y del Protocolo y desarrollar el proceso de negociación entre las partes de la Convención ante nuevos compromisos.

⁹⁸ Acorde al documento oficial “Contribución prevista y determinada a nivel nacional de México”, disponible en http://www.semarnat.gob.mx/sites/default/files/documentos/mexico_indc_espanolv2.pdf

Referente a las medidas no condicionadas, México se compromete a reducir el 25% de sus emisiones de GEI y de Contaminantes Climáticos de Vida Corta al año 2030. Este compromiso implica una reducción del 22% de GEI y una reducción del 51% de Carbono Negro. Este compromiso implica un pico de emisiones al 2026, desacoplando las emisiones de GEI del crecimiento económica, lo cual requiere que la intensidad de emisiones por unidad de PIB se reduzca alrededor de 40% durante el periodo del 2013 al 2030.

En cuanto a las medidas condicionadas, el compromiso de reducción de 25% expresado anteriormente, se podría incrementar hasta en un 40% de manera condicionada, sujeta a la adopción de un acuerdo global que incluya temas importantes tales como un precio al carbono internacional, ajustes a aranceles por contenido de carbono, cooperación técnica, acceso recursos financieros de bajo costo y a transferencia de tecnología, todo ello a una escala equivalente con el reto del cambio climático global.

México incluye también el componente de adaptación con compromisos al 2030. La prioridad de estas acciones es proteger a la población de los diversos impactos del cambio climático, como son los fenómenos hidrometeorológicos extremos que se vinculan a los cambios de temperatura del planeta, al mismo tiempo que aumentar la resiliencia de la infraestructura estratégica del país y de los ecosistemas que albergan nuestra biodiversidad.

Es importante tomar en cuenta que el acceso al portafolio completo de apoyo económico, financiero y tecnológico por parte de la CMNUCC está limitado a aquellos países miembros del Anexo I, México puede acceder a diferentes opciones tales como: Fondo Verde, Mecanismos de Desarrollo Limpio, para el cumplimiento de las metas de reducción de emisiones de GEI.

Por otra parte aumentar la resiliencia (capacidad de un sistema para hacer frente a los cambios y seguir desarrollándose) del sector eléctrico nacional, requerirá de un fuerte impulso a la diversificación de fuentes de energía como principio básico para alcanzar un sistema resiliente⁹⁹. Si bien en la actualidad el portafolio tecnológico de generación esta diversificado, tecnológicamente hablando, existe una dependencia, en la generación de energía eléctrica, a los combustibles de origen fósil de más del 80%.

4.2.7 Discusión

En términos generales la Reforma Energética de 2013 y sus implicaciones para el sector eléctrico nacional se puede definir como un gran acierto en términos de crear las bases para un mercado abierto y competitivo, y hacer más clara la forma de operación y planeación del sector, lo cual representa señales claras de interés

⁹⁹ Acorde a los siete principios para aplicar un pensamiento resiliente del Stockholm Resilience Center. Disponible en <http://www.stockholmresilience.org/21/research/research-news/2-19-2015-applying-resilience-thinking.html>

gubernamental por desarrollar fuentes alternas de energía y, un marco político y regulatorio transparente que promueve condiciones de estabilidad, condicionantes clave para fomentar la participación de fabricantes de equipo, inversionistas, desarrolladores de proyectos, entre otros.

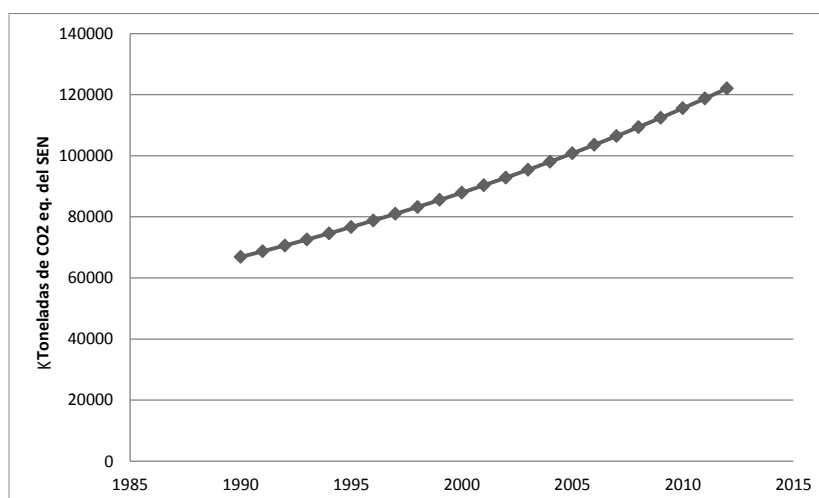
Bajo los objetivos estratégicos¹⁰⁰ del Sector Energético de encauzar las fuerzas de la oferta y la demanda de energía de modo que se brinde viabilidad al crecimiento económico de México y se extienda el acceso a servicios energéticos de calidad a toda la población, así como de los objetivos prioritarios de la nueva Ley de la Industria Eléctrica de 2014 de: reducir los precios de la electricidad para los usuarios finales al corto plazo, darle prioridad al despacho a la energía de bajo costo y la selección de uso tecnológico a libre albedrío del generador, se crea una situación de satisfacción de demanda energética que se prevé lograr a corto y mediano plazo utilizando en su mayoría al gas natural como combustible y a la tecnología de generación de ciclo combinado. Estrategia que continúa en línea con la disposición oficial de utilizar al gas natural como combustible de transición, dado su bajo precio de compra actual y futuro estimado.

Situación que, dado el esperado requerimiento eléctrico a futuro del país con una tasa de crecimiento estimado entre 3.5% y 4% anual¹⁰¹, requerirá de una mayor velocidad de transición a la diversificación de la matriz tecnológica de generación si se quieren lograr las metas de mitigación de emisiones de carbono y ofrecer medidas inmediatas para contrarrestar los efectos del Cambio Climático Global.

¹⁰⁰ Mencionados en la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027, disponible en http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/ENE_2013-2027.pdf.

¹⁰¹ De acuerdo a datos del Programa de Desarrollo del SEN 2015-2029, documento público de SENER.

Gráfico 29. Emisiones de CO_{2eq} procedentes del SEN, en el período 1990-2012 (KTon).



Fuente: Estimación propia con datos del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC).

Acciones que tendrían que ir acorde a lo estipulado a la Ley de Transición Energética y en la adopción y uso adecuado de los Certificados de Energía Limpia. Un punto a destacar de los CEL's es que reducirá la brecha que representan aún los costos medianamente competitivos de algunas FRE y la necesidad de tecnologías adecuadas de almacenamiento y respaldo (dada la natural condición de intermitencia de algunas FRE).

No obstante, aunque la nueva Ley de la Industria Eléctrica plantea nuevos mecanismos de fomento (certificados de energía limpia, subastas de largo plazo) al uso de las tecnologías limpias, estos dependerán, en principio, de la consolidación de un mercado eléctrico competitivo (como en los casos de los mercados regionales de EUA).

Habría que revisar la competitividad alcanzada del mercado y el nivel de precio de los CELs en el corto y mediano plazo, ya que de acuerdo a la experiencia internacional, estos factores fueron determinantes en el éxito o fracaso de la estrategia recientemente planteada en el país. De hecho, la experiencia de países como Reino Unido con este tipo de instrumentos muestra como la implementación de estas figuras va más allá de lo estipulado por la ley, además de que es necesario

contar con un mercado eléctrico transparente para que el mercado de CELs funcione de forma óptima. Ante esto es recomendable blindar al mercado de la corrupción y se debe de contar con prácticas de transparencia lo suficientemente sólidas para dar seguimiento a los contratos¹⁰².

Respecto a la competitividad esperada debido a la apertura del sector eléctrico, vale la pena aprender y tomar en cuenta de las buenas y malas prácticas que han ocurrido en otros países al momento transitar a un mercado competitivo y que acorde a (Lara, 2015) hasta el momento en diversos países no han permitido crear un marco regulatorio adecuado:

- a. Falta de transparencia para fijar el precio por parte de las grandes compañías eléctricas, ya que al ser éstas y sus subsidiarias generadores y comercializadores del porcentaje más alto del mercado pueden fijar el precio, quedando como espectadores el resto de generadores y distribuidores pequeños.
- b. Oferta concentrada, al crearse un duopolio, la energía se intercambia entre empresas del mismo grupo y se manipulan tiempos de demanda, amortizados contra contratos de suministro fijos anuales.
- c. Eliminación de la competencia, donde las compañías generadores evitan entrar en una guerra de precios que les obligue a reflejar al mercado su costo de producción. Así mientras menos competidores haya será más fácil establecer estrategias que maximicen sus utilidades en detrimento del precio final al consumidor.
- d. Barreras de entrada a nuevos competidores, regulación excesiva que se convierta en un impedimento práctico para el ingreso de nuevos competidores. La garantía de contratos bilaterales incentivan la competitividad.
- e. Un mercado competitivo requiere de competencia y alto nivel de fragmentación.
- f. Dado que el ciclo combinado de gas es la tecnología favorita de los inversionistas, se debe tener precaución de un exceso de apalancamiento.

¹⁰² Acorde a reporte de CIDAC “Los obstáculos de la transición energética”. Disponible en www.cidac.org.

Por otra lado ante la amplitud del concepto de energías limpias, en donde están incluidas diferentes tecnologías como la nuclear, fósiles con captura de carbono, co-generación eficiente, así como las diferentes FRE (sin un porcentaje definido de participación), continua ocasionando un serio problema de confusión respecto a las metas y los alcances de la Reforma Energética de 2013, situación que se puede constatar inclusive en el portal de internet de la SENER (www.sener.gob.mx, hasta antes de Diciembre 2015), artículos publicados en revistas arbitradas y posturas de organismos como Greenpeace que mencionan la participación al 2024 del 35% de sólo fuentes renovables de energía y no de fuentes de energía limpia, tal como está mencionado en la ley. Esto podría ocasionar una aplicación errónea de políticas públicas, destino de fondos, confusión en la regulación y desinformación a nivel local e internacional en general. Por ejemplo al anunciar que se ha alcanzado metas de participación de energía limpia sin incluir a las renovables.

Otro factor que incrementa la confusión es que en la propia definición de energías limpias están presentes tecnologías de generación en base a gas natural o carbón con captura y secuestro de carbono, tecnologías que siguen generando emisiones de carbono considerables (140-200 g/kWh y 160-280 g/kWh, respectivamente, acorde a datos planteados en el Capítulo 3), e inclusive el considerar como fuente renovable a la cogeneración eficiente.

En general la nueva LIE2014 se plantea como una nueva propuesta a la experiencia en regulación anterior a la Reforma Energética de 2013, con metas claras que en teoría garantizan el acceso a la inversión local y extranjera a proyectos de generación eléctrica en base a un portafolio tecnológico más diversificado. Sería recomendable fortalecer las políticas públicas actuales al tomar en cuenta los pros y contras del abanico tecnológico de generación mediante instrumentos como impuestos al carbono, valorización económica de los recursos naturales, entre otros.

En específico al tema de impulso de las FRE, el modelo energético posterior a la RE2013 permite visualizar nuevas rutas que permitirán el despliegue de un sector eléctrico más limpio y que de hecho se empieza a reflejar al anunciarse diferentes proyectos de instalación de granjas eólicas y solar fotovoltaicas en diferentes estados

de la república mediante diferentes esquemas de inversión. Por ejemplo datos de la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE), muestran que en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca se estima que para finales de 2016 existan un total de 27 parques eólicos nuevos, con más de mil 500 aerogeneradores, siendo que al cierre del 2015 ya estaban en operación 24 parques en 5 municipios del estado: Juchitán, Santo Domingo Ingenio, Ixtaltepec, Unión Hidalgo y Espinal¹⁰³.

Hasta este punto sería erróneo hacer conclusiones anticipadas sobre la funcionalidad del nuevo modelo eléctrico y su efecto en el impulso de las FRE, ya que es necesario, al menos, hacer una comparación de las políticas públicas específicas recién propuestas en el país con la experiencia internacional, situación que se discute en las siguientes secciones.

4.3 Políticas públicas diseñadas para el impulso de las Fuentes Renovables de Energía.

En esta sección se revisa de manera sucinta que es y cuál es la finalidad de una política pública, lo cual permitirá introducir la importancia de un diseño y planteamiento adecuado de políticas públicas para poder resolver las problemáticas más apremiantes del país, para posteriormente hacer un análisis de las políticas públicas que a nivel internacional han surgido para darle el impulso necesario al uso masivo de las FRE continuando con el análisis de la situación a nivel país. Finalmente se hace una propuesta de rutas alternas de política pública que permitirían instaurar una mayor participación de FRE en el sector eléctrico nacional.

4.3.1 La importancia de las políticas públicas en la realización de proyectos de carácter nacional.

En principio, al iniciar un nuevo mandato lo primero que un gobierno debe establecer acorde a (Merino, 2013), son objetivos económicos de corto, mediano y largo plazo, y posteriormente seleccionar los instrumentos que favorezcan su continuidad a lo

¹⁰³ Acorde a datos de la gaceta informativa “Generación Distribuida 03/2016” que emite y distribuye CONUEE.

largo del tiempo. Ya seleccionado el objetivo económico se delimitan la política fiscal, monetaria, comercial y de ingreso para conseguirlo. Es entonces que, el gobierno, como representante de la sociedad, debe elegir las medidas económicas que favorezcan a la mayoría de la población, de forma tal que se logre la consecución de los objetivos macroeconómicos propuestos a través de su interlocutora, la Administración Pública, por medio de la acción-gobierno llamada comúnmente políticas públicas, para tratar de afrontar los problemas públicos en un entorno determinado y en un horizonte específico de tiempo, de información disponible y de recursos escasos.

Ante las condiciones socio-económicas que prevalecen en el país, en la actualidad la administración pública nacional enfrenta dos principales desafíos: el de direccionar los recursos escasos de tal forma que produzcan los mejores resultados para el bienestar de la sociedad, así como la posibilidad de obtener los resultados deseables dentro de los límites de lo posible, lo que le obliga a generar las medidas necesarias para reorganizarse y actuar bajo los principios de economía, eficacia y eficiencia (Merino, 2013). De esta manera las políticas públicas podrían ofrecer rutas alternas para afrontar los problemas públicos, pero, no suplen la capacidad ni la voluntad de los gobernantes para seguirlos.

Por lo que resulta también importante en la definición de las políticas públicas tomar en cuenta a los actores principales de la administración pública: las instituciones y las burocracias, que desempeñan en las políticas públicas un doble papel que no debe pasarse por alto; ya que son al mismo tiempo actores indispensables para hacerlas viables, además de ser su principal restricción¹⁰⁴.

También y dado que el gobierno no puede afrontarlo todo, el gobernar requiere de seleccionar los problemas más apremiantes de las agendas públicas mediante un ejercicio de selección democrático y abierto (Merino, 2013). Así los recursos públicos se destinarían a problemas políticamente definidos y sustentados en base a argumentos y debates abiertos. Asimismo cada política pública debe responder a una definición precisa de los problemas por resolver y de los resultados que realmente puedan obtenerse. Al plantearse así las políticas públicas, éstas se convierten en

¹⁰⁴ Douglas North (1990), *Instituciones, cambio institucional y desempeño económico*, en Merino, M. (2013). "Políticas Públicas. Ensayo sobre la intervención del Estado en la solución de problemas públicos". CIDE, México, D.F.

decisiones de poder, tomadas por el Estado o bajo una serie de normas y de las estructuras de autoridad generadas por esa organización política. Decisiones que sólo pueden justificarse en la medida en que contribuyan al bien común y a la consolidación de ese espacio público.

Hay que tomar en cuenta que el éxito de una política pública depende tanto de su diseño como de su correcta implementación y ejecución, pero más aun de la capacidad del Estado para adaptar y corregir de manera inteligente tal implementación. Además resulta prudente también el considerar por qué puede fallar una política pública. De hecho, diversos estudiosos¹⁰⁵ del tema han propuesto diferentes razones al respecto:

- Debido a la complejidad colectiva, que supone siempre la reunión de intereses, tendencias, costumbres y opciones que pueden resultar ajenos a los propósitos de la política misma.
- El fracaso de una acción realizada entre varios depende de la combinación entre los intereses personales, y el sistema de incentivos que produce el ambiente en el que se realiza.
- Pasar por alto, no sólo los intereses que rodean toda política, sino las variaciones que esos intereses pueden sufrir a lo largo del tiempo.
- Multiplicidad de los puntos de decisión operativa que debe enfrentar su ejecución.

De ahí que se sugiere que dentro de los innumerables pasos en un programa de implementación, la sencillez en las políticas sea la cualidad más deseada. Mientras menos pasos conllevan llevar a cabo el programa, menores son las oportunidades de que sobrevenga el fracaso.

Otro de los temas fundamentales durante el análisis de las políticas públicas, es la definición explícita de los problemas, pues en esa tarea se juega buena parte del éxito. Existen diversos planteamientos (Merino, 2013) que comparan la formulación de políticas públicas con la metodología científica, donde en principio debe existir un núcleo duro o conjunto de evidencias que forman el corazón mismo de una disciplina

¹⁰⁵ Pressman, J.L. y A. Wildavsky, *Implementation: How great expectations in Washington are dashed in Oakland* (1973) en Merino, M. (2013). "Políticas Públicas. Ensayo sobre la intervención del Estado en la solución de problemas públicos". CIDE, México, D.F.

científica. En torno al núcleo planteado, hay a su vez un cinturón de protección; hipótesis y pruebas que se realizan de manera cotidiana, para demostrar o para falsear las tesis centrales del núcleo duro e ir añadiendo conocimientos nuevos y evidencias adicionales a la disciplina. Como en la investigación científica, en las políticas públicas, el cinturón de seguridad es un elemento dinámico, ya que entre más pruebas, más datos y más evidencias surgen de él, mayor certidumbre se tiene sobre los conocimientos reunidos por la disciplina.

En el caso de las políticas públicas, en el núcleo debe haber: una definición previa del problema que se quiere atender, el resultado específico que quiere producirse tras la intervención del Estado (situado en el tiempo y mediante el uso de los recursos disponibles y seguros) y, la argumentación exacta sobre el sentido y el propósito de la política que se está llevando a cabo. En el cinturón de protección están los procedimientos, las reglas operativas, las decisiones cotidianas, los recursos, los responsables y hasta las oficinas que se utilizan para que el núcleo duro de la política pueda llevarse a cabo.

Por lo tanto el definir un problema significa encontrar la causalidad y la factibilidad para modificar esa situación. En adición, la definición del problema debe incluir cómo debe ser la intervención del Estado, a donde quiere llegar y que efectos está buscando; debe servir para reconocer la relación entre las causas identificadas y la solución propuesta, así como mencionar por qué la situación que se está buscando será mejor a la actual.

El mayor desafío hoy en día en el análisis de políticas públicas, acorde con (Merino, 2013), es encontrar las herramientas adecuadas para identificar y vincular causas y soluciones en una argumentación técnica y políticamente viable. Si bien es casi imposible encontrar causas únicas para cada fenómeno social, si se debe contar con un método que identifique las causas que se quiere afrontar. Por lo que, acorde al autor citado anteriormente, una metodología simplificada para definir políticas públicas podría ser de la siguiente manera: *1. El seleccionar los temas prioritarios que se derivan de la agenda pública, mediante un proceso racional, informado, público y comprometido. 2.- Desarticular las causas más probables en base a la información disponible, y, 3. Estructurar la definición de soluciones viables y rutas de acción factibles, tomando en cuenta que desde el momento de la definición, han*

de plantearse también los resultados que se desea obtener y el proceso a través del cual serán conseguidos.

Lo que de ninguna manera deberá ser una política pública: a) *Una sola acumulación de datos aislados sobre algún tema* y b) *El enunciado de una voluntad política para resolver problemas públicos, sobre la base de un diagnóstico más o menos elaborado.*

4.3.2 Análisis de políticas energéticas pro FRE a nivel internacional.

A nivel internacional diversas políticas energéticas diseñadas para el impulso de las fuentes renovables de energía han tenido, en algunos casos, un gran éxito desde su propuesta inicial, otras han tenido que ser modificadas acorde al grado de madurez del mercado, y otras no han otorgado en su totalidad los beneficios para las cuales fueron planeadas. Tales políticas dirigidas al impulso de las FRE pueden ser clasificados en dos categorías generales; incentivos y regulaciones¹⁰⁶. Los incentivos son políticas que impulsan a las FRE al eliminar las barreras financieras y económicas, y pueden incluir pagos directos en efectivo, incentivos vía impuestos, y programas financieros.

La participación en un programa de políticas basadas en incentivos es por definición voluntaria. Las regulaciones son generalmente políticas que se enfocan a barreras no económicas en la política energética y pueden incluir permisos racionalizados, estándares de interconexión para FRE y, mandatos para mezclas de combustibles alternos. Las regulaciones no son voluntarias. Por lo que, estas pueden aplicar a la sociedad en general, o solo a aquellos involucrado en una industria en particular o que se dediquen a actividades específicas.

¹⁰⁶ Se puede ampliar la información al respecto en el sitio de RETscreen International, Natural Resources Canada. "Overview of Clean Energy Policy Analysis". Disponible en http://www.retscreen.net/ang/overview_of_clean_energy_policy_analysis.php#tphp

La realidad es que la línea que divide a los incentivos y a las regulaciones es muy delgada. De hecho, algunas de las políticas más populares, como las tarifas *feed-in*¹⁰⁷ (FIT), incorporan a ambos, regulaciones e incentivos (políticas híbridas).

Internacionalmente muchos de los casos de éxito de impulso a las FRE han sido provocados por decisiones económicas acertadas tomadas como subsidios de diferente índole que se aplican ya sea en la tarifa de compra de energía renovable generada o en la tecnología instalada. Tales subsidios han sido diseñados para tratar de evitar las barreras que evitan el despliegue de las FRE, tales como; alto costo de inversión inicial, regulación no favorable a los precios de transacción, limitado acceso de transmisión y el riesgo percibido.

Los programas de incentivos tienen la intención de generar un impacto positivo al flujo de capital en los proyectos de FRE con la intención de hacerlos financieramente viables. Algunos programas de incentivos incluyen:

- Bonos de capital dirigido: subvención y bonificación (grant & rebate). Normalmente son pagos en una sola exhibición de un gobierno o empresa de servicios públicos a un desarrollador de proyectos o dueño para cubrir parte del costo de capital de un proyecto de energía renovable. El monto del pago es típicamente basado sobre la capacidad instalada del sistema (e.g., Dólares/MW), y en ocasiones algún pago adelantado es basado en el gasto total (e.g. 50% del costo del proyecto).
- Pagos basados en el desempeño. Incentivos en efectivo que son otorgados por cada unidad de energía generada (o ahorrada).
- Una manera de apoyar las iniciativas de políticas para las fuentes renovables de energía es mediante la aplicación de incentivos fiscales (créditos fiscales,

¹⁰⁷ Tarifas Feed-in (FIT): Desde la década de 1990 y hasta finales del año 2011 más de cincuenta países han implementado este tipo de política energética, siendo Alemania y España los casos más emblemáticos de aplicación y adaptación a los requerimientos del mercado. Si bien existen ciertas variaciones en su aplicación local, todas siguen 3 puntos básicos; compra garantizada de energía generada acorde a la tarifa del sistema o con un sobreprecio; contratos de compra a largo plazo por la producción de electricidad (mayor a 20 años) y/o calor; e incentivos basados en el desempeño. Además este tipo de tarifas requieren de regulaciones que permitan la interconexión de los productores de energía limpia a la red de energía y alta prioridad en su transmisión y distribución. Tal mecanismo ha permitido miles de proyectos de micro-generación, principalmente con la tecnología solar fotovoltaica, dado su bajo riesgo, sus bajos costos de transacción y su alto nivel de transparencia (Schleicher-Tappeser R. 2012). La dificultad de este tipo de subsidios ha sido el ajustar las tarifas de compra garantizadas a la tendencia de reducción de precios de la tecnología.

exención de impuestos, y depreciación acelerada) los cuales se pueden aplicar de múltiples formas. Tales incentivos pueden ser bastante significativos, por ejemplo hay casos, en donde los incentivos fiscales constituyen entre un medio y hasta dos tercios del flujo total de recuperación del proyecto.

- Programas de préstamos respaldados por políticas públicas, éstos proveen a los desarrolladores de FRE de los fondos necesarios para ponerlos en marcha. Esto incluye a aquellos proyectos que de otra manera no podrían ser elegibles para financiamiento, creando un ambiente de seguridad y confianza para otras fuentes de financiamiento.

4.3.3 Políticas híbridas

En países como Alemania, Dinamarca, China y Japón, donde se ha implementado una adecuada política energética renovable, se han obtenido a la vez, beneficios ambientales y económicos para la sociedad en general. Tales políticas exitosas tomaron en cuenta la vinculación entre los mecanismos de política pública y el desarrollo de generación eléctrica. Además, un compromiso gubernamental consistente y a largo plazo, fue crucial para promover el desarrollo de FRE de manera exitosa. Así las políticas para el impulso de las FRE más utilizadas de manera global son la Feed-in-Tariff (FIT) y la Renewable Portfolio Standards¹⁰⁸ (RPS). En general, las primeras requieren de una mayor participación del Estado para el control de precios, mientras que las segundas se rigen más por las necesidades del mercado.

Al realizar un estudio comparativo entre las políticas FIT y RPS, considerando la flexibilidad para su diseño e implementación, adaptación a la tecnología y al

¹⁰⁸ Obligaciones de cuota a las grandes empresas públicas o privadas de generación, transmisión y distribución (RPS, Renewable Portfolio Standards). Este tipo de políticas, obliga un porcentaje específico de venta de energía generada en base a FRE. El precio de la energía lo fija el mercado. Este tipo de obligaciones incluyen estándares de portafolio tecnológico, estándares de energía limpia o certificados de energía limpia (CEL's), estándares de energía alterna, entre otros. También en este tipo de políticas, se encuentran la generación de energía en base a la eficiencia energética, e inclusive existen regulaciones que fijan como metas, tanto la eficiencia energética como la generación limpia de energía. Dado que, grandes compañías de generación son los principales actores para este tipo de mandatos, y dado que estas tienden a seguir su lógica de negocio, promueven grandes proyectos de instalación tecnológica basada en FRE. Por ejemplo en los EUA, la instauración de una obligación RPS ha promovido entre los estados una mayor participación de FRE en su parque de generación, logrando incrementar el consumo de energía proveniente de FRE de 19.6 a 65 millones de toneladas de petróleo equivalente entre 2004 y 2014).

mercado, fomento a los medianos y pequeños productores, reducción de costos de transacción, facilidad de financiamiento, y riesgo relacionado a precios, (Sawin, 2004) plantea que la política FIT sobrepasa a la RPS sobre todo en el desarrollo de un mercado de FRE y una industria de manufactura local. Además de que las FIT, acorde a (Dong, 2012), reducen en mayor proporción el riesgo en términos de precio, volumen y balance del sistema que las RPS.

Por otro lado, diversos estudios comparativos de políticas públicas para el impulso de FRE analizados por (Dong, 2012) demuestran que la política RPS: es de bajo costo de implementación, requiere de una mínima participación del Estado al promover mercados competitivos para el desarrollo de las FRE, en el corto plazo puede proveer de incentivos a los desarrolladores, ejerce fuertes sanciones al incumplimiento, y crea una favorable trasmisión de la regulación.

Recientemente en diversos países, derivado de un pobre desempeño del mercado y un alza en los precios de los Certificados de Energía Limpia (CELs), persiste una tendencia a reinstalar la política de FIT como el principal subsidio a las FRE. Tal fue el caso del Reino Unido que en 1990 tránsito hacia un Sistema de Obligación de Renovables (GCS, por sus siglas en inglés) y en 2010 migro al sistema FIT y, el caso de Japón que en 2003 introdujo un sistema RPS migrando en poco tiempo a un sistema FIT como su principal esquema de soporte a las FRE (Schaffer & Bernauer, 2014).

Así mismo derivado del objetivo de reducir las emisiones de dióxido de carbono y de promocionar la innovación y la difusión de las energías renovables, (Fisher & Newell, 2007) evaluaron, para el Sector Eléctrico de EUA, el desempeño relativo de diferentes políticas acorde a los incentivos provistos para la reducción de emisiones y la eficiencia energética principalmente. Aunque el costo relativo de las distintas políticas individuales depende de diferentes parámetros y las metas de reducción de emisiones, la clasificación resultante en orden de efectividad, derivado de un análisis cuantitativo, resulto de la siguiente manera: (1) precio a las emisiones¹⁰⁹, (2)

¹⁰⁹ Comercio de emisiones. El comercio de emisiones involucra la reducción indirecta de gases de efecto invernadero u otros contaminantes, a través de la venta de créditos o permisos para emitir una determinada cantidad de tales contaminantes. Tales créditos pueden ser comercializados entre diferentes entidades, bajo ciertas regulaciones para tratar de limitar la cantidad de emisiones. Dado que no existen regulaciones obligatorias que

estándar de emisiones, (3) impuesto a la energía fósil, (4) requerimiento de participación de FRE, (5) subsidios a energías renovables, y (6) subvención a la I+D. No obstante, acorde con el autor antes citado, una cartera diversificada de políticas resulta más efectiva para lograr reducir las emisiones a un costo significativamente menor que cualquier política de manera individual.

Globalmente, en todos los casos de éxito, la implementación de las FRE ha perseguido una serie de objetivos estratégicos: no sólo el de satisfacer la demanda eléctrica o reducir la dependencia de combustibles fósiles y reducir las emisiones de carbono, si no también crear una industria estratégica y empleos bien remunerados. Ante esto, resulta clave que cada país defina su portafolio óptimo de políticas públicas pro FRE, el cual dependerá del potencial de los recursos renovables (potencial eólico, solar, biomasa residual, etc.), del comportamiento de los grandes consumidores locales y de la disponibilidad de conexiones a la red (Schleicher-Tappeser R. , 2012).

Uno de los factores clave en el diseño del portafolio óptimo, es el nivel de riesgo que las diversas políticas implican para el inversionista. Por ejemplo ante dos de las políticas más comunes para la promoción de FRE, las FIT y el Sistema de Certificados Verdes (o CELs), se esperarían resultados muy similares de promoción en un modelo económico sin tomar en cuenta el riesgo a la inversión, pero los resultados son muy diferentes si el modelo toma en cuenta el riesgo intrínseco de cada una de ellas. Esto puede explicar, el porqué de los altos niveles de capacidad instalada de FRE cuando se utilizan las FIT respecto a los CELs (Wustenhagen & Menichetti, 2012). Hay que tomar en cuenta que el riesgo de cada política varía dependiendo del riesgo-país en donde se estén implementando.

Respecto al precio a las emisiones, sin una meta clara, los desarrolladores de Plantas Convencionales de Generación no internalizan los costos en que la sociedad incurre debido a la contaminación del aire y del agua. Los subsidios para las FRE son sólo una forma indirecta de abordar esta externalidad, ya que no varía la reducción de emisiones respecto a los diferentes lugares geográficos donde se instalen (Hitaj,

limiten las emisiones de GEI, diversas compañías han creado estrategias para reducir sus emisiones y generar créditos que puedan interesarles a cualquier comprador. Este tipo de regulaciones son de carácter voluntario.

2015). Una revisión hecha, por el autor antes citado, en base a diferentes referencias bibliográficas, concluye que los subsidios a las FRE son un instrumento mucho más caro que los precios a las emisiones para alcanzar niveles objetivo de reducción de emisiones, esto porque los subsidios no varían con la disminución alcanzada y porque los subsidios decrecen los precios de la electricidad y por lo tanto causan un incremento en lugar de una reducción en el consumo eléctrico. Por lo que los precios a las emisiones de carbono aseguran que las externalidades derivadas de la contaminación del aire sean internalizadas apropiadamente.

Tomando en cuenta los resultados y conclusiones de los casos de implementación de políticas públicas a nivel internacional (mencionados anteriormente), y considerando las condiciones económico-financieras de bajo presupuesto gubernamental por las que actualmente atraviesa el país, sería prudente preguntarnos que representa para la nación el transitar a una mayor participación de fuentes renovables de generación eléctrica. Esto significa definir si la prioridad para el país es reducir las emisiones de carbono y aumentar la competitividad con precios más bajos de energía a costa de una dependencia energética (como en la actualidad al depender del gas natural procedente de los EUA) y continuar con la dependencia tecnológica (al importar tecnología basada en FRE), o definir a la industria energética renovable como una industria estratégica para el desarrollo sostenible, que no sólo busque garantizar el abasto de energía limpia a largo plazo, sino además motivar la vinculación entre la obra pública y la industria nacional, o un escenario híbrido ante los dos escenarios planteados anteriormente.

Respecto al impulso de la micro-generación basada en FRE, hay que considerar que en México en general falta una adecuada cultura de protección al medioambiente, aunado a que el grueso de la población cuenta con bajos niveles de ingresos que no cubren las necesidades básicas y un alto nivel de subsidios a la tarifa eléctrica para el sector residencial, lo que resultaría en una inviabilidad por parte del consumidor el proponer proyectos de micro-redes mediante tecnologías basadas en FRE a menos que representen una verdadera fuente de ingresos.

Una posibilidad para promover la micro-generación, que empieza a cobrar importancia en otros países, y que ya empieza a ser una realidad en México sería la

promoción de tecnologías de generación por medio de arrendamiento de tecnología¹¹⁰ (leasing) o a través de arrendamiento de la superficie (azoteas) por medio de permisionarios autorizados.

También un punto de suma importancia en el país, es que no se tienen mandatos específicos de participación de FRE para la generación de electricidad, sólo se tiene una meta de participación del 35% de fuentes de energía limpia a mediano plazo, en donde los grandes proyectos hidroeléctricos y la energía nuclear tienen una amplia oportunidad de participación, e inclusive donde diferentes sectores del país luchan por que el gas natural y las tecnologías que lo utilizan sean considerados como energía limpia¹¹¹. Por lo que la extensa definición que abarca el concepto de “energía limpia” y los criterios de emisiones que definen a una tecnología como limpia, limitan la eficacia de la herramienta surgida en la recién Reforma Energética, los Certificados de Energía Limpia, como promotor de las FRE.

Por lo anterior resulta necesario crear mecanismos alternos para hacer sostenible la promoción de subsidios a las FRE. En algunos países el impuesto al carbono ha sido una opción, tal como en México derivado de la Reforma Fiscal de 2013, en donde se estableció una cuota aproximada de 5 dólares la tonelada de carbono (cuando el promedio mundial es de entre 20 y 30 dólares) aplicado a la venta de combustibles fósiles donde el gas natural quedó exento¹¹². Además de que los ingresos generados deben estar etiquetados desde su origen para poder destinarlos de una manera clara y exclusiva al fomento de las FRE. Situación que no ha ocurrido en el país, dada la forma de operación de la SHCP, al reunir los ingresos como un instrumento recaudatorio sin importar su procedencia ni su destino, y dada la prioridad que tiene la industria petrolera y la eficiencia energética para la asignación de fondos.

¹¹⁰ La compañía BRIGHT ofrece en México una suscripción solar para generar electricidad con tecnología bajo un concepto de arrendamiento (<https://www.thinkbright.mx/>).

¹¹¹ Si bien la aprobación de la LTE ha sido un acierto reciente (Dic/2015) por parte del Senado, el verdadero riesgo de esta ley (como el resto de la Reforma Energética) estará en su implementación. En primer lugar, la discrecionalidad de la definición de energías limpias, representa uno de los principales obstáculos de la LTE. Uno de los cambios más preocupantes que se hicieron a la minuta dentro del Senado – y que fue resultado de la presión de la industria acerera- es que se sustituyó el término “energías renovables” por “energías limpias”. Esto con el fin de que pudieran entrar empresas que utilizan el gas natural– a pesar de que éste es una fuente fósil. Acorde al análisis de CIDAC “Los obstáculos de la transición energética”, disponible en <http://cidac.org/>.

¹¹² A finales de 2013, la Cámara de Senadores aprobó la Reforma Fiscal de 2013, donde entre varios puntos reformados, se incluye el impuesto verde, que consiste en gravar a los combustibles fósiles con una tasa del 3% a la venta, quedando exento el gas natural. Información acorde a <http://economista.com.mx/finanzas-publicas/2013/10/31/claves-reforma-hacendaria-aprobada-senado>.

Es importante mencionar que dada la estrecha relación entre emisiones de carbono y el cambio climático a nivel global, deberían existir cuotas internacionales obligatorias de impuestos al carbón, para generar un ambiente de competitividad tarifaria en donde el que contamine más tendría que pagar más. De hecho al finalizar la edición 2015 de la Conferencia del Clima de la ONU (COP21), 195 países, entre ellos México, acordaron dejar de aumentar las emisiones de GEI lo antes posible y empezar a reducir las (aunque sin fijar porcentajes), para limitar el calentamiento del planeta por debajo de los 2°C con respecto a los niveles preindustriales, para lo cual una de las principales vías para lograrlo es reducir el consumo de combustibles fósiles. Lo cual brinda nuevas oportunidades de actuación para las tecnologías basadas en FRE y nuevos retos para llevar a cabo una adecuada integración al sistema eléctrico.

4.3.4 Portafolio de política energética pro FRE en México.

En México hasta antes de la Reforma Eléctrica de 2013, existían tres políticas del tipo regulatorio y dos del tipo de incentivos para la promoción de las FRE en la generación de electricidad (REN21, 2014): objetivos de energía limpia, licitaciones (temporadas abiertas), intercambio de energía para micro-generadores (net-metering) y depreciación acelerada además de bonos de capital.

Específicamente en el tema de licitaciones y dado que en muchos de los casos los centros de consumo que demandan electricidad no se encuentran en el lugar de generación eléctrica basada en FRE, este tipo de proyectos requería la construcción de infraestructura específica para la transmisión y distribución de la electricidad generada, así como los trámites correspondientes a la tenencia de la tierra donde se instalarían los emplazamientos para aprovechamiento del recurso renovable como los derechos de vías. Considerando también el requerimiento de grandes inversiones económicas y la participación de actores públicos y privados del sector energético.

Por tal motivo, y previniendo los retos que implicaría una mayor participación de las FRE en el sector eléctrico, en 2006 la SENER en conjunto con la CRE desarrollaron

una primera Temporada Abierta de reserva de capacidad de transmisión y transformación de energía eléctrica (TA) en la región del Istmo de Tehuantepec en el estado de Oaxaca donde se contempló la participación ordenada de empresas privadas y de la CFE para el financiamiento, diseño y construcción de la infraestructura necesaria para desalojar una cantidad superior a los 2000 MW de recurso eólico en dicha región (CRE, 2012).

Posteriormente a razón del marco regulatorio en materia de energías renovables y cogeneración eficiente, en el año 2011 la CRE emitió una convocatoria para llevar a cabo Temporadas Abiertas de reserva de capacidad de transmisión y transformación de energía eléctrica a desarrollarse en los estados de Oaxaca, Tamaulipas, Baja California para aprovechar el recurso eólico y Puebla mediante recurso hidráulico.

Esto ha permitido, por ejemplo, que en México se hayan alcanzado cifras record durante 2015 en inversiones de proyectos de generación eléctrica basados en fuentes limpias de energía y que la industria privada reconociera la competitividad de este tipo de fuentes de energía¹¹³.

Posterior a la RE2013 y LIE2014, el portafolio de políticas públicas dirigidas a las FRE se fundamenta en los mecanismos ya propuestos con anterioridad, pero incluye un sub-mecanismo clave, la herramienta de CEL's como parte del mecanismo de Metas de Energía Limpia (MEL). En este punto resulta importante no confundir el mecanismo RPS, que impone metas claras de participación de renovables a mediano y largo plazo en regiones de un país o a empresas generadoras de electricidad, con el mecanismo que aplica en México (MEL) que en varios documentos internacionales aparece como "RPS", ya que por definición las tecnologías limpias están constituidas, además de las diferentes tecnologías basadas en FRE, por la energía nuclear, grandes hidroeléctricas, cogeneración eficiente, captura y secuestro de carbono para plantas basadas en gas natural y carbón, entre otras.

¹¹³ Inversión de energía limpia en México rompió record en 2015: Bloomberg. Disponible en <http://www.notimex.com.mx/acciones/verNota.php?clv=400409>

Tabla 43. Políticas para el impulso de las FRE en México, antes y después de la Reforma Energética de 2013

México ante la RE2013	Políticas y metas regulatorias			Incentivos fiscales	Financiamiento público	
	Metas de energía limpia	Net Metering	Generación de calor, mandato	Inversión o créditos a los impuestos de producción	Inversión pública, préstamos, subvención	Licitación pública competitiva
Antes	X	X	X	X	X	X
Después	X	X		X	X	

Fuente: REN21, Renewables Global Status Report, 2013 y 2015.

Resulta de suma importancia tomar en cuenta que los CELs obligaran a los diferentes actores a cumplir¹¹⁴ con una cuota establecida de generación de energía limpia y en caso de no cumplirla será sujeto a una multa de un rango entre 6 a 50 salarios mínimos. Así, este mecanismo no impactará directamente en el componente de costo tecnológico del LCOE, pero si en el componente de costo de financiamiento.

Pese a lo anterior, comentarios iniciales de expertos¹¹⁵ del sector energético nacional, pronostican un alto nivel de incertidumbre respecto de la aplicación de estos certificados en México, ya que aunque estos certificados han sido presentados por el gobierno federal como el mecanismo principal mediante el cual se impulsarán las energías limpias en el país, la existencia de un mercado eléctrico medianamente competitivo es un prerrequisito para el funcionamiento de un mercado secundario de certificados de energía limpia. Por lo que en general sería un error tratar de anticipar los resultados de la nueva estrategia propuesta por SENER para el impulso de las FRE, sin embargo la nueva herramienta y sus efectos secundarios (multas) ya está empezando a dar resultados con diversos proyectos de instalación de granjas eólicas y solares por medio de inversión privada y público-privada, tratando de prever y cumplir con los nuevos requisitos del mercado, los cuales se espera se repliquen en las diferentes zonas identificadas con un buen potencial de recursos naturales.

¹¹⁴ La comercialización de tales certificados podrá realizarse a través de subastas las cuales estarán sujetas a las reglas del mercado que serán establecidas por la SENER. Donde a partir de 2018 se fijaran los criterios de dichos certificados durante el primer trimestre de cada año, y a su vez la CRE será la encargada de otorgarlos, verificar su cumplimiento, validar la titularidad y mantener un registro de los mismos.

¹¹⁵ Acorde a conclusiones del Seminario "Certificados de Energías Limpias: Experiencias internacionales y su aplicación en México". Disponible en <http://www.igs.org.mx/es/node/1412>, consultado el 13/02/2015.

Es importante mencionar en este punto que en la actualidad para la IP, los proyectos de generación basados en FRE ya son competitivos respecto a las tecnologías convencionales¹¹⁶, aún con un mínimo nivel de subsidios, pero para proyectos del Estado aún se tiene un gran diferencial en los costos de generación, esto debido a los costos de intermediarios, tasas de descuento, costo de capital, riesgo crediticio, entre otros.

Un punto clave que deja pasar nuevamente la reciente estrategia tomada por SENER, para realmente apoyar el despliegue de las FRE, es la de definir metas claras de participación, además de no acoplar el potencial estimado de FRE con la explotación de nichos de mercado que los grandes desarrolladores de tecnología y de proyectos de inversión no están interesados en atender por la complejidad que representan proyectos pequeños de instalación y que podría coadyuvar con el diseño, fabricación y uso de tecnología local, así como la falta de estímulos para el desarrollo de cadenas productivas en el sector e innovación tecnológica.

Aunque la nueva RE2013 impulsa la creación de centros estratégicos de investigación de diferentes FRE, no induce metas claras de contenido nacional en la nueva infraestructura a desarrollar. Por lo que no sería recomendable dejar que la participación de las FRE se base sólo por su rentabilidad económica al corto plazo desaprovechando las ventajas que están ofrecen en el mediano y largo plazo para la definición de posibles rutas hacia la sostenibilidad, tales como; su bajo impacto ambiental, su bajo nivel de riesgo asociado a los precios de los combustibles fósiles, garantizan la independencia energética y dado el requerimiento tecnológico para su explotación podrían ser un detonante de competitividad e innovación.

Ante esto, un incentivo alternativo a las nuevas políticas públicas para el impulso de las FRE es que los tomadores de decisión tomen en cuenta las políticas públicas de carácter nacional que ya existen para el planteamiento de una política energética integral y consideren el factor clave de reducción de los costos locales nivelados de

¹¹⁶ Como conclusión en la presentación del documento “Estudio sobre las inversiones necesarias para que México cumpla con sus metas de Energías Limpias” elaborado por PwC México a solicitud del Consejo Coordinador Empresarial-CESPEDES, el pasado Octubre 2015.

generación eléctrica de las FRE (en el mediano plazo), gracias al avance tecnológico internacional, que situara a las FRE a la par que las fuentes convencionales.

Por lo tanto, la selección del portafolio más adecuado de políticas energéticas que soporten el uso masivo de tecnologías basadas en FRE, tal como lo ha demostrado la experiencia internacional, dependerá de la importancia de esta industria como estratégica en los planes de desarrollo sostenible del país, es decir, dependerá si sólo se considera a las FRE como herramienta para cumplir con objetivos de reducción de emisiones de carbono; como herramienta de imagen verde al menor costo posible; como herramienta que provoque la inversión extranjera y la transferencia de tecnología; como herramienta que apoye al requerimiento eléctrico futuro; o como una herramienta que integre las anteriores involucrando de manera integral a la academia y a la sociedad para definir verdaderas rutas de progreso y equidad.

4.4 Recomendaciones y futuras líneas de investigación.

Como se ha discutido en secciones previas: México cuenta con un gran potencial de recursos naturales factibles de transformarse a energía eléctrica, se ha demostrado cuantitativamente que independientemente del desempeño económico del país a largo plazo, un portafolio tecnológico de generación diversificado basado principalmente en FRE sería necesario para alcanzar las metas de reducción de emisiones de carbono que el país ha comprometido a mediano y largo plazo, a un costo altamente competitivo. Sin embargo un factor que debe tomarse en cuenta al tratar de anticiparse al futuro del sector eléctrico, es enfrentar la realidad actual del país, el cual es una nación corta de recursos (tomando en cuenta la alta dependencia del presupuesto federal respecto a la venta del petróleo y los bajos precios de éste en la actualidad y a futuro), altamente endeudado, con vías poco claras de cambio a mediano y largo plazo, con una dependencia comercial de más del 80% con los Estados Unidos de América, lo que en definitiva dicta mucho de la planeación y el diseño de la infraestructura a largo plazo, y en donde México tiene una gran brecha para incrementar su competitividad (desde 2012 ha oscilado entre el lugar 53 y 61 de

140 acorde al índice de competitividad del Foro Económico Mundial¹¹⁷) además de existir una gran desconfianza institucional (lugar 109 de 140) y en donde la corrupción y la ineficiencia burocrática gubernamental son los factores más problemáticos para hacer negocios. Lo anterior aunado con una tardía inmersión en la diversificación a un portafolio verde de generación eléctrica, lo que nos deja nuevamente en una posición de dependencia tecnológica.

Ante esta realidad y la importancia del sector eléctrico para soportar las actividades antropogénicas actuales y futuras, el seguir impulsando al sistema de generación Ciclo Combinado a gas natural parecería ser la mejor estrategia para el país a mediano y largo plazo, si se considera al país como un ente aislado y libre de elegir la ruta menos compleja y de más bajo costo inicial para que el Estado pueda satisfacer las necesidades de la población. Sin embargo, ante las condiciones actuales del Cambio Climático Global, México, como el resto de los países, no puede ni debe ser considerado como un sistema ajeno a las consecuencias provocadas por la interacción propia de las necesidades humanas.

Con lo anterior como premisa, en esta sección se formulan algunas recomendaciones a considerar en la agenda de la política energética actual utilizando como marco dos escenarios de participación de FRE en el sector eléctrico nacional y, se establecen, de manera coyuntural, futuras líneas de investigación relacionadas a este proceso de exploración.

Un primer escenario de participación de FRE se basará en los resultados obtenidos en el Capítulo 3 (Escenario Deseable al 2050) donde se estima alcanzar hasta un 98% de participación de FRE en generación y al cual se le denominará en esta sección como “Escenario Cuasi Renovable”. Como segundo escenario (denominado “Escenario INERE”) se plantea una participación de FRE máxima de 11.6% a 2050 considerando 45.7 TWh¹¹⁸ de potencial probado oficialmente de energía renovable y una demanda de 394.4 TWh acorde al escenario deseable anteriormente mencionado.

¹¹⁷ Reporte de Competitividad Global 2015-2016, disponible en http://www3.weforum.org/docs/gcr/2015-2016/Global_Competitiveness_Report_2015-2016.pdf

¹¹⁸ Potencial probado de generación eléctrica por fuentes renovables de energía a Junio de 2015, acorde al Inventario Nacional de Energía Renovable, disponible en <http://inere.energia.gob.mx/publica/version4.4/>

Es así que ante el escenario de participación de 98 % de FRE en la capacidad de generación eléctrica al año 2050 (lo cual representa una tasa anual de crecimiento del 9.14% para poder pasar del 4.23% en 2014 al 98% en participación de capacidad de generación), sería necesario hacer una clara separación entre metas de energía limpia y metas de energía renovable, haciéndolo de forma explícita como un capítulo de la Ley de Transición Energética vigente y así hacer obligatorio a los integrantes de la industria eléctrica a contribuir al cumplimiento de las metas de energías renovables. Incluso se podría establecer un umbral de transición energética que comprendiera el cumplimiento de la tasa de crecimiento anual requerida de generación eléctrica del 9.14%.

Además, dada la importancia de la eficiencia energética para conseguir reducir el requerimiento eléctrico a largo plazo (tal como se plantea en el escenario deseable) sin tener que sacrificar el crecimiento y el desarrollo, se tendrían que imponer medidas más exigentes en términos de eficiencia y conservación energética para todos los sectores económicos del país, ya que de esta forma sería posible coadyuvar al cumplimiento de las metas de participación de FRE y de reducción de emisiones. Por lo que un tema insuficientemente tratado que podría derivar en un estudio complementario es el relativo a la disminución y o al menos sostenimiento de los niveles de consumo energético. Conjuntamente, en este Escenario Deseable, también está implícito revalorar la importancia que tiene la eficiencia energética para cumplimentar el requerimiento eléctrico a largo plazo, por lo que de manera paralela se tendrían que establecer: objetivos específicos de eficiencia energética a alcanzar y las estrategias que permitan concretar dichos objetivos.

Cabe destacar el trabajo que hoy en día ya está haciendo la CONUEE para incentivar la eficiencia energética principalmente en el área industrial, municipal y de edificación.

Aunando en el tema de la relación entre el impulso de las FRE y la eficiencia energética, diversos estudios han concluido que lograr un adecuado nivel de eficiencia energética a nivel país es ideal para lograr la inserción de las FRE al sector eléctrico tradicional, ya que al reducir la demanda eléctrica es permisible una mayor

diversificación tecnológica para la generación de energía, además de que la eficiencia energética está reconocida a nivel internacional como la forma más económica de producir electricidad, al evitar consumirla. Inclusive datos de la Agencia Internacional de Energía¹¹⁹ (IEA, por sus siglas en inglés) soportan el hecho de que en México, tanto la eficiencia energética como el uso de FRE presentan una contribución individual por encima del 30% a la mitigación de emisiones de carbono.

Por lo tanto se vuelve prioritario revisar las Metas de Eficiencia Energética que se tienen para el país - que hoy en día están definidas en el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018¹²⁰ (PRONASE) y promovidas y auditadas por la CONUEE - y suscitar medidas de evaluación que realmente indiquen el cumplimiento de la eficiencia energética. Actualmente la principal herramienta descrita en el PRONASE para medir el logro de metas de eficiencia es el indicador “Índice de Intensidad Energética”, que describe la cantidad de energía necesaria para producir un peso del PIB de la economía nacional, el cual tiene como meta “*el mantener una intensidad energética por lo menos igual al 2012*”, situación que no plantea medidas acorde al potencial que podría ofrecer la eficiencia energética en la reducción del consumo eléctrico.

Inclusive se podría explorar el uso de indicadores alternos para medir el logro de metas de eficiencia energética en términos de un consumo más racional, esto es, en términos de la eliminación de carencias y déficit en relación con lo posible.

Aunque la intensidad energética en los últimos años ya no se ha reducido a las tasas alcanzadas en los períodos 1986-1994 (-9.5%) y 1995-2008 (-6.1%) (Se sugiere revisar la sección 2.1.3 para observar gráficamente el comportamiento), aun sin una descripción oficial de metas de reducción, la tendencia mundial¹²¹ indica que la intensidad energética todavía puede mostrar una tasa de decrecimiento durante los próximos años. Ante esto sería recomendable realizar estudios para determinar con

¹¹⁹ IEA, *Energy Technology Perspectives Model 2014*. Información proporcionada durante el curso “Actualización en Sistemas Energéticos con base en Informes del Consejo Mundial de Energía (WEC)”. Junio- Noviembre 2015.

¹²⁰ Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018, disponible en http://www.dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5342503

¹²¹ Acorde al análisis sobre eficiencia energética a nivel global presentado en el documento World Energy Outlook 2015 de la IEA.

mayor precisión el potencial de eficiencia energética que existe por sector económico del país y estimar una meta de reducción de intensidad energética acorde a las necesidades y metas de crecimiento económico del país.

Ya definida la meta del 98% de participación de FRE por Ley, se tendría que instaurar una política energética que permitan explotar el potencial de recursos naturales por región del país¹²² y por tipo de recurso renovable para la generación de electricidad (tal como la política tipo RPS), y defina el mecanismo que incentive a conseguir dichas metas, tal como los CELs.

Además considerando que México tiene compromisos condicionados y no condicionados de reducción de emisiones de carbono equivalente ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, dichas metas de reducción de emisiones se podrían ligar a políticas públicas específicas y ponderadas por tipo de sector económico.

Por lo que una opción conjunta de política pública para el impulso de las FRE en el país sería un Estándar de Emisiones de Carbono¹²³ (EEC), es decir proponer rangos permitidos de emisiones de carbono a nivel regional, estatal y por tipo de plantas generadoras de electricidad instaladas. Así cada región tendría la oportunidad de proponer sistemas de generación híbrida y/o de almacenamiento/conversión de carbono acorde a las necesidades económicas regionales, condiciones medioambientales, localización geográfica y recursos renovables disponibles.

De manera conjunta sería prudente hacer extensivo el precio a las emisiones de carbono a todos los combustibles fósiles y evitar su denominación de “impuesto” como en la actualidad, ya que de esta forma los ingresos recaudados no se etiquetan adecuadamente durante el proceso fiscal y se aplican de forma general. Sería ideal etiquetar dichos ingresos como activos o bonos ambientales y dirigidos a programas de desarrollo tecnológico o de financiamiento de proyectos renovables

¹²² En este sentido se podrían explotar ampliamente herramientas ya existentes como el Inventario Nacional de Energías Renovables (INERE).

¹²³ En los EUA se acaba de aprobar el Clean Power Plan, que exige altos pero alcanzables estándares de reducción de emisiones pero deja en libertad a los estados para elegir la ruta que más les convenga para alcanzar las metas propuestas. Se puede ampliar la información en <http://www.epa.gov/cleanpowerplan/clean-power-plan-existing-power-plants>.

exclusivamente. Respecto al precio recomendado por el Centro Mario Molina para las emisiones de carbono, dadas las condiciones de baja competitividad del país, resulta ser de un nivel adecuado, si consideramos que algunos países europeos han fijado precios hasta diez veces más altos que de forma local.

Como un ejemplo del potencial de recaudación de ingresos vía bonos ambientales a las emisiones de carbono¹²⁴, en base al portafolio total de generación de 2012, cabe la posibilidad de obtener hasta \$14, 751.9 millones de dólares aplicando un bono ambiental de \$100 dólares/ton CO_{2eq} o hasta \$737.6 millones de dólares con un bono ambiental de \$5.0 dólares/ton CO_{2eq} (ver tabla siguiente). Cabe recordar que el portafolio óptimo de generación estimado para el Escenario Deseable a 2030 tendría un costo de \$29, 187.1 millones de dólares con una participación de FRE del 92%.

Tabla 44. Estimación del potencial de recaudación al aplicar un bono ambiental a las emisiones del sector eléctrico nacional (2012).

Generación, Servicio Público: 265,768.8 GWh	Térmica		Carbón	Nuclear	Eólica,			G-Hidro	Carbon Tax (US\$/ton CO _{2eq})	Potencial Recaudación (millones US\$)
	CCG	Conv. + Dual			Turbogas	clase 6	Geotermia			
Participación, 2012	51.68%	22.78%	1.55%	6.67%	3.30%	0.07%	2.19%	11.76%		
Ton CO _{2eq} /MWh	0.449	1.059	0.500	1.059	0.011	0.017	0.133	0.004		
Costo generación, TD=12% (US\$/MWh)	\$49.49	\$117.31	\$144.78	\$ 50.95	\$72.02	\$90.61	\$ 38.20	\$104.92		
Costo generación 2012 + externalidades	\$94.35	\$223.16	\$194.78	\$156.80	\$73.13	\$92.33	\$ 51.47	\$105.32	\$ 100.0	\$ 14,751.9
Costo generación 2012 + externalidades	\$51.73	\$122.61	\$147.28	\$ 56.24	\$72.07	\$90.70	\$ 38.86	\$104.94	\$ 5.0	\$ 737.6

Fuente: Elaboración propia.

Solo como efecto comparativo las reservas netas del país en 2013 - depositadas en el Banco de México y representadas por oro y dólares, lo cual provoca que el peso este protegido contra devaluaciones drásticas frente al dólar y genera mayor confianza entre los inversionistas (Mendez, 2011) – alcanzaron un monto de \$17, 778 millones de dólares¹²⁵.

Dados los resultados anteriormente estimados de ingresos posibles vía bonos ambientales, se abren nuevas vías internas de financiamiento a la transición

¹²⁴ Valores de emisiones de carbono equivalente durante el ciclo de vida de cada tecnología.

¹²⁵ Acorde a datos del Banco Mundial en la sección “Cambios en las reservas netas (balanza de pagos, US\$ a precios actuales)”, disponible en <http://datos.bancomundial.org/indicador/BN.RES.INCL.CD>

energética e inclusive valdría la pena explorar el uso, en la medida de lo posible, de las reservas netas del país para proyectos productivos en el país, evaluando todos los riesgos que esto representaría.

Por otro lado, ante el escenario de política basado en metas de reducción de emisiones, se requerirá un trabajo coordinado institucional liderado por SEMARNAT y el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) al definir metas regionales de reducción de emisiones en conjunción con la SENER y Secretaría de Economía. Esto podría detonar un mercado emergente de bonos de carbono al existir regiones con gran potencial renovable y baja contribución de emisiones, y regiones altamente contaminantes pero con escasos recursos alternos de generación de energía.

Inclusive ante este tipo de política, se podrían proponer estudios costo-beneficio alternos para la evaluación de propuestas como el de acercar parques industriales a las regiones óptimas para explotar la ventaja competitiva de cercanía de FRE en lugar de construir e instalar costosas líneas de transmisión y distribución. Esto podría detonar la innovación local y/o la transferencia de conocimiento al tratar de eficientar los costos derivados de la necesidad tecnológica y el cumplimiento de los objetivos de emisiones permisibles.

Es importante mencionar que los portafolios de generación obtenidos para 2030 (escenario deseable e institucional) y 2050 (escenario deseable) cumplen con los compromisos de reducción de emisiones que México ha adoptado de manera no-condicional (22% de reducción de GEI a 2030 respecto al 2013) y condicional (50% de reducción de GEI a 2050 respecto al 2000), como medida de mitigación al Cambio Climático.

A la par México tendría que innovar en la integración de un portafolio balanceado de incentivos de carácter financiero, económico, de desempeño, etc., tal como los bonos verdes impulsados por Nacional Financiera¹²⁶ (NAFIN) que promuevan la participación privada y público-privada en proyectos de producción y en incentivos

¹²⁶ Primer bono verde mexicano, disponible en http://www.nafin.com/portalfn/content/sobre-nafinsa/sala-de-prensa/boletin_043_015.html

para el desarrollo de infraestructura tanto de producción como de soporte al uso masivo de FRE, por ejemplo líneas de transmisión, servicio de almacenamiento, sistemas de gestión, etc.

Este modelo planteado de fortalecimiento de políticas públicas para el impulso a las FRE también representaría para el país acceder a fondos, principalmente de países desarrollados, que financiarían en cierta medida la transición energética y la transferencia de tecnología. Esto debido a que ante la CMNUCC, los países más ricos están comprometidos a promover y facilitar la transferencia de tecnologías limpias a países en desarrollo y a países con economías en transición. Así mismo, dichos países deben aportar recursos financieros para ayudar a los países en desarrollo a cumplir sus compromisos por conducto del Fondo para el Medio Ambiente Mundial, que actúa como mecanismo financiero de la Convención y por medio de mecanismos bilaterales y otros mecanismos multilaterales¹²⁷.

Aunque esta visión de una acelerada transición energética a un portafolio de generación renovable es un tanto idealista dadas las condiciones de una economía en desarrollo como las del país, lo cierto es que el mundo entero está por enfrentar nuevos escenarios que contemplan un gran incremento poblacional, mayor demanda de alimentos y bienes de consumo, vulnerabilidad ante los efectos del Cambio Climático, efectos a la salud derivado de la contaminación ambiental, entre otros. Ante esto existen nuevas tendencias de gestión al establecer límites teóricos o situaciones ideales como objetivos a alcanzar¹²⁸, que son imposibles de lograr en un mundo real (por ejemplo procesos con pérdidas mecánicas y/o químicas nulas o un uso perfecto de la energía), pero que crean condiciones óptimas para aumentar la productividad de los recursos y permite establecer metas más ambiciosas a cumplir.

Por otro lado ante los requerimientos del “Escenario INERE” de conseguir una participación del 11.6% de FRE en la generación eléctrica del país lo que significa producir 45.7 TWh, no habría necesidad de hacer modificaciones a la política pública ya existente, en cuanto a promoción de FRE se refiere, ya que acorde a los escenarios

¹²⁷ Portal de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, disponible en <http://www.un.org/es/climatechange/kyoto.shtml>

¹²⁸ Acorde a McKinsey&Company en su publicación de 2014 “Resource Productive Operations, Five core beliefs to increase profits through leaner and greener manufacturing operations”.

de planeación descritos en el PRODESEN, a 2029 la participación de FRE (considerando sólo a la energía eólica, solar y geotérmica) podría generar hasta 62.6 TWh de forma anual. Lo que sí tendría que existir es la definición de metas de mayor alcance respecto a la eficiencia energética y medidas para promover la productividad eléctrica, lo que permitiría reducir el requerimiento energético a largo plazo, aumentar la racionalidad del consumo y la innovación de redes de suministro y distribución.

Un tema de actualidad a ser considerado ante cualquier escenario de participación de FRE en el sector eléctrico nacional es el referente a la integración de tecnologías basadas en recursos renovables intermitentes al sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica, lo cual requiere de: a) un portafolio tecnológico alternativo que soporte la variabilidad de los recursos naturales mediante una rápida respuesta, tal como el CCG y grandes hidroeléctricas, tecnologías que dada su amplia capacidad instalada en el país podría no requerir de inversiones extras en el corto y mediano plazo, b) tecnologías de almacenamiento (baterías fijas y/o móviles, presas de agua, generación de hidrógeno, aire comprimido, etc.) que permitan gestionar picos de generación eléctrica y c) líneas inteligentes de transmisión y distribución que permitan la gestión en tiempo real entre la oferta y la demanda eléctrica. Tales tecnologías de respaldo inciden directamente en los costos nivelados de generación lo que podría reducir la competitividad de las FRE a largo plazo y por ende un decremento en su participación en los portafolios óptimos de generación, lo cual representa una condicionante clave a ser considerada en estudios futuros de simulación y modelado.

Sin lugar a dudas, un factor de suma importancia para el futuro sostenible del país es el requerimiento de promover políticas públicas que impulsen la vinculación entre las necesidades de infraestructura en el país, la academia nacional y las empresas locales, en donde un punto clave es la definición a nivel Constitucional del contenido nacional en la obra pública y evitar así el estar supeditado a los lineamientos de tratados comerciales.

Esto podría detonar diferentes nichos de oportunidad para desarrollar una industria local que sustente las FRE, tal como lo menciona el Dr. Jorge Huacuz¹²⁹ responsable de la Gerencia de Energías No-Convencionales del Instituto de Investigaciones Eléctricas, en donde se tiene identificado las siguientes aplicaciones tecnológicas, los cuales representan nichos que en la actualidad no son del interés de los grandes desarrolladores de proyectos de generación:

- Concentradores solares (calor de proceso industrial),
- Micro y mini centrales hidroeléctricas,
- Eólica, con potencia media (800 kW – 1MW) y baja potencia

También se podría tomar en cuenta la experiencia internacional en el diseño y uso de nuevos sistemas híbridos de generación que incorporan diferentes tecnologías basadas en recursos renovables, tales como: Sistema Biomasa-Geotermia, Sistema Geotérmico-Fotovoltaico¹³⁰, Sistemas de Concentración Solar Térmico-Fotovoltaico¹³¹ Solar térmico-Ciclo combinado de gas, etc. Tecnologías que podrían soportar ampliamente proyectos de micro-generación, en donde los consumidores de manera voluntaria se convierten en co-proveedores de servicios energéticos desde su hogar bajo diferentes esquemas de participación en la instalación y operación de tecnologías de generación. Lo cual requerirá de una mayor difusión de las diferentes tecnologías disponibles y acceso a mecanismos de financiamiento dirigidos a pequeñas empresas.

Un nicho tecnológico atractivo para el sistema eléctrico a ser desarrollado en el país, se basa en la nueva dinámica empresarial e industrial que se caracterizaría por el uso de nuevas tecnologías basada en redes lo que permitiría conectarse e interactuar en tiempo real a millones de usuarios/generadores. (Schleicher-Tappeser R. , 2012).

¹²⁹ Comentario hecho durante entrevista el día 13/08/ 2013.

¹³⁰ En base a los comentarios de Marietta Sander, International Geothermal Association Executive Director, REN Alliance /IRENA durante el Webinar: Sustainable technology integration towards 100% renewable energy, atendido el 01/07/2014.

¹³¹ Este tipo de sistemas híbridos son ya una realidad en EUA, SudÁfrica, y Chile, acorde a <http://es.csptoday.com/tecnolog%C3%ADa/%C2%BFes-la-integraci%C3%B3n-de-csp-y-fotovoltaica-el-futuro>

Otro abanico de nichos de oportunidad, acorde al Ing. Odón de Buen¹³² director actual de la CONUEE, que podrían representar diversas oportunidades de cooperación y promoción de las FRE en la generación eléctrica son: pequeños proyectos de co-generación propuestos por la industria y el enverdecimiento municipal (más por una estrategia política que ambiental), pero con una posible canasta de proyectos híbridos de generación. Ante esto sería necesario tener una reglamentación clara basada en Normas Oficiales para definir la calidad de los equipos y su instalación, así como la reglamentación de interconexión a la red de transmisión y distribución.

En conjunto con los escenarios de participación de FRE previamente descritos, se deberá tomar en cuenta que ante cualquier escenario de política pública que tenga como finalidad el uso masivo de las FRE se requerirán de elementos clave para anticiparse y construir el futuro con éxito (REN21, 2014). Elementos, algunos de los cuales, ya son en una realidad en México tales como:

- ✓ Expresión gubernamental de compromiso político
- ✓ Señales institucionales claras (certeza política, incentivos económicos y regulatorios)
- ✓ Estrategia dirigida por el gobierno y/o industria para lograr un compromiso de participación pública/comunitaria (e.g. encuestas públicas).

Y promover aquellos que hacen falta:

- ✓ Efectiva aplicación de la ley y transparencia
- ✓ Acceso a la red
- ✓ Vinculación dirigida; Obra pública-Academia-Industria¹³³
- ✓ Factores locales y territoriales (economía local, ecosistemas, actores locales)
- ✓ Desarrollo industrial y estrategia laboral

En donde diseñar y aplicar aquellos elementos faltantes deberá tomar en cuenta la necesidad de una nueva forma de planeación energética, además de que las metas de participación renovable deberán estar ligadas a opciones financieras y marcos

¹³² Opinión personal del Ing. Odón de Buen actual director de la CONUEE, obtenida durante entrevista el día 06/07/2015.

¹³³ Propuesta de este estudio de investigación.

políticos convenientes, así como una participación continua de programas de eficiencia energética.

Hoy en día las diferentes configuraciones de generación eléctrica que se basan en FRE son ya sistemas confiables y competitivos, además de ser una herramienta clave e indispensable si se quieren alcanzar los compromisos de mitigación de cambio climático. Pero también es cierto que para lograr que cualquier sistema de generación alterna pase de ser un proyecto a una solución real, se necesita del diseño de políticas adecuadas que permitan anticipar posibles barreras y creen los incentivos necesarios para llevar a buen término cualquier propuesta de solución, tomando en cuenta las diferentes condiciones que nos definen como país.

Si bien no hay un portafolio de política pública perfecta, dada la cantidad de actores involucrados con el uso, generación y regulación de la energía eléctrica, considerando además los beneficios y potenciales amenazas involucrados durante el proceso de transición energética, si es posible medir el desempeño de una política para dar solución al problema que trata de resolver a través de indicadores que nos permitan comparar, controlar y corregir posibles desviaciones a las metas propuestas, e inclusive pueden aportar información clave para determinar si la política pública no es la adecuada y por lo tanto promover un cambio inmediato. El seleccionar, formular, diseñar, los indicadores más adecuados, abren nuevas áreas de investigación que incidirían en un adecuado diseño de políticas públicas.

Cabría también la posibilidad de diseñar una metodología que ayude a evaluar si desde su propuesta, la política pública podrá satisfacer los principios básicos de desarrollo sostenible. Para esto se podría tomar la experiencia previa de metodologías con una finalidad similar, tales como: World Energy Trilemma-2013 Energy Sustainability Index del Consejo Mundial de Energía (WEC, por sus siglas en inglés), Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies de la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA, por sus siglas en inglés), entre otras.

Otro campo de estudio por explorar y que podría generar nuevas vías estratégicas de solución al futuro de la infraestructura eléctrica del país, es la basada en la Teoría de

Sistemas Complejos¹³⁴(TSC), al considerar como un sistema complejo al sector eléctrico nacional en donde muchos actores independientes, con diferentes intereses, interactúan unos con otros en múltiples maneras, y considerando que dichos actores/agentes se adaptan constantemente una a la otra, e inclusive en donde los mismos sistemas complejos siempre buscan adaptarse de una manera que los beneficie, situación la cual genera mucha incertidumbre. Así la TSC sugiere cambiar las reglas del juego al pasar de involucrar un solo tema por analizar a involucrar a la vez una variedad de temas. Al poner tantos temas sobre la mesa, se muestran los posibles beneficios y las potenciales amenazas para cada uno de los actores. Creándose un incentivo para: identificar a todos los actores involucrados, reunirse con los demás, para desbloquear, para incentivar la cooperación y para aprender. De esta forma, cuantos más problemas involucrados se atienden a la vez, más fácil es conseguir que los actores se alineen.

Así mismo es recomendable explorar metodologías de análisis de políticas públicas de una forma cuantitativa lo que permitiría demostrar y/o refutar supuestos previamente establecidos.

4.4.1 Subsidios a las tarifas eléctricas y su impacto en el despliegue de las FRE.

Una de las principales razones que impulsaron la Reforma Energética de 2013 (RE2013) surgió de la opinión de organizaciones industriales en el sentido a la falta de competitividad derivado de las altas tarifas eléctricas. Fundamento que se basaba en estudios como el que realiza de forma anual la Confederación de Cámaras Industriales (CONCAMIN) en donde compara el promedio de todas las tarifas de energía eléctrica entre México y los Estados Unidos de América¹³⁵ (EUA), concluyendo que en Marzo de 2013 las tarifas eléctricas para el sector industrial habían sido 47% más caras para las grandes compañías y en 97% más elevadas para el caso de las pequeñas, además de que su encarecimiento entre el año 1999 y 2006 habían sido cuatro veces mayor.

¹³⁴ Acorde a información obtenida durante el MOOC “The Next Generation of Infrastructure” de la universidad TU Delft en la plataforma www.edX.org, durante el mes de Diciembre 2015.

¹³⁵ En los EUA el bajo precio de la electricidad para la industria se puede explicar debido a su mercado altamente fragmentado y desregulado con una fuerte competencia, así como un componente de generación con carbón a precios muy bajos.

Otros estudios¹³⁶ demostraban que a finales del 2015 las tarifas promedio en CFE eran 25% superiores al promedio en los EUA y que sin subsidios la diferencia promedio era del 73%.

Cabe mencionar que hasta antes de la RE2013, bajo la intervención dominante de la SHCP, los mecanismos de fijación de los diversos tipos de tarifas eléctricas tomaban en cuenta diversos factores de ajuste definidos, entre ellos la canasta de combustibles que se utiliza para la generación de electricidad y los precios de los combustibles que utilizaba CFE referenciados a mercados internacionales¹³⁷, los cuales aplicaban para las tarifas de baja, media y alta tensión de usos generales.

Tales factores de ajuste no se aplicaban para las tarifas domésticas (excepto para los usuarios de alto consumo), ni para el alumbrado público, sistemas de agua potable y alcantarillado y riego agrícola, las cuales sólo registraban los ajustes derivados del índice inflacionario ordinario. Además de que las tarifas de uso general estaban sujetas a los ajustes por las variaciones de precio de los combustibles y la inflación nacional desde 1997¹³⁸.

Lo anterior, aunado a un fuerte subsidio¹³⁹, dio como resultado que el costo de la electricidad para el sector residencial sea el más bajo entre los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE). En el gráfico siguiente se muestran los precios de la electricidad en los países de la OCDE en 2012, donde las barras rojas muestran los precios en el sector residencial, las barras azules corresponden a los precios de la electricidad en el sector industrial, la barra vertical verde representa el promedio de los precios industriales (sin los cuatro valores más altos) más una desviación estándar para cada lado.

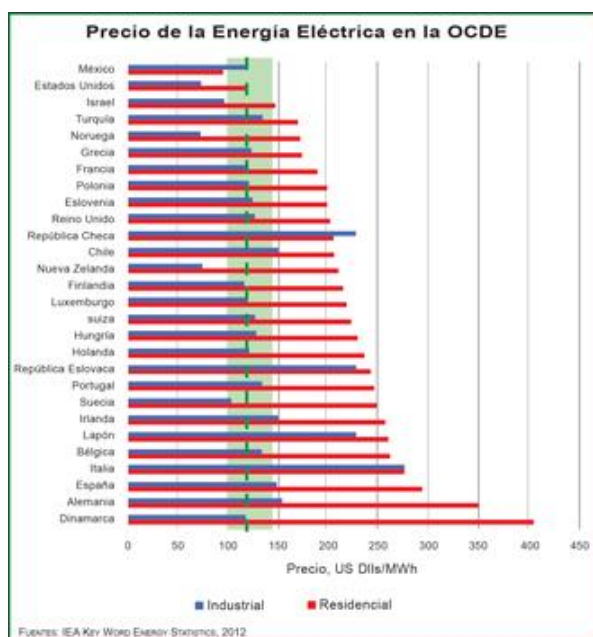
¹³⁶ Presentado el 18 de noviembre de 2015 en el Foro de Análisis de las Reformas del Sector Eléctrico, organizado por Energía a Debate y la Asociación Mexicana de Energía.

¹³⁷ Los detalles se pueden ver en los Acuerdos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público publicados en el Diario Oficial de la Federación del 26 de diciembre de 2007, 21 de enero de 2009, 28 de diciembre de 2011, 28 de febrero de 2014, entre otros”, mencionado por Bazán, G. et al (2015) en su publicación “La reducción de costos en CFE y sus efectos en algunas tarifas y subsidios”. Disponible en <http://energiaadebate.com/la-reduccion-de-costos-en-cfe-y-sus-efectos-en-algunas-tarifas-y-subsidios/>

¹³⁸ Notimex(2013), “Aclara CFE tarifas eléctricas”, disponible en <http://energiaadebate.com/aclara-cfe-tarifas-electricas/>

¹³⁹ Como comparativo el presupuesto de ciencia y tecnología se incrementó en 37% durante los últimos tres años alcanzando un porcentaje de 0.55% del PIB, y es de 85,000 millones de pesos, equivalente al subsidio eléctrico al sector doméstico.

Gráfico 30. Precio de la energía eléctrica en los países pertenecientes a la OCDE, 2012 (dólares/MWh)



Fuente: Chacón, D. (2015). Generación distribuida, solución al subsidio eléctrico. Disponible en <http://energiaadebate.com/generacion-distribuida-solucion-al-subsidio-electrico/>

Es clave mencionar que a diferencia de la gran mayoría de los países miembros de la OCDE, en México los precios residenciales son más altos que los industriales y que llevarlo a una situación comparable al de una economía desarrollada miembro implican rutas políticamente imposibles.

Así mismo, el sector residencial en México representa el 25% del consumo eléctrico nacional, en donde el 95% de los usuarios recibe subsidio¹⁴⁰, el restante 5% corresponde a los usuarios de alto consumo (DAC) que no reciben subsidio. El subsidio residencial ha tenido una tendencia creciente en los últimos años motivada por varios factores, entre los que se encuentran la alta dependencia en los combustibles fósiles, el crecimiento natural de la demanda y la constante presión de los gobernadores de muchos estados sobre las secretarías SHCP y SENER para que a sus entidades se les concedan tarifas eléctricas con mayor subsidios, aunado a la

¹⁴⁰ Dinero que no retorna como un beneficio productivo claro para el país, por el contrario se hace cada vez más cuantioso con todas las desventajas que ello tiene.

reciente suspensión de ajuste por la inflación, lo que constituye un subsidio en términos reales¹⁴¹.

Aunado a lo anterior, sabemos que CFE se regía bajo el mandato Constitucional de producir electricidad al menor costo, por lo que en conjunto al alto nivel de subsidios a las tarifas eléctricas poco incentivaban el uso de tecnología alternas de generación al tener altos costos de producción respecto a las tecnologías convencionales.

Posterior a la RE2013 y con fundamento en los artículos 139 de la Ley de la Industria Eléctrica y 31 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, se establece que la Comisión Reguladora de Energía será la encargada de aplicar las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas, las tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso y las tarifas finales del Suministro Básico; pero también se establece que el Ejecutivo Federal podrá determinar un mecanismo de fijación de tarifas distinto al de las tarifas finales determinadas por la Comisión Reguladora de Energía, para determinados grupos de Usuarios del Suministro Básico.

Las tarifas finales de energía eléctrica del Suministro Básico establecidas¹⁴² (ver tabla 45) son exclusivas para el uso doméstico y para cargas que no sean consideradas de alto consumo acorde a lo establecido en la Tarifa DAC (servicio de alto consumo cuando registra un consumo mensual promedio superior al límite de alto consumo definido para su localidad).

Así mismo acorde a lo definido en la RE2013, el Servicio Básico estará a cargo de la CFE bajo regulación de la CRE la cual determinará precios máximos de venta, con una alta probabilidad de persistencia de subsidios dadas las circunstancias financieras (costos crecientes de infraestructura, altas pérdidas de energía eléctrica, gran capacidad instalada en reserva y grandes pasivos) y de política pública en la CFE.

¹⁴¹ Acorde a Chacón, D. (2015) en su artículo en Energía a Debate, disponible en <http://energiaadebate.com/generacion-distribuida-solucion-al-subsidio-electrico/>

¹⁴² Información disponible en el sitio web de CFE, “Acuerdo que autorizan o modifican tarifas”, disponible en <http://www.cfe.gob.mx/casa/Conocetutarifa/Paginas/Acuerdos-que-autorizan-o-modifican-tarifas.aspx>

Tabla 45. Tarifas reguladas para el Suministro Básico

Tarifa	Temp. Media Mín. de Verano (°C)	Límite alto de consumo (kWh/mes)
1	< 25	250
1 A	25	300
1B	28	400
1C	30	850
1D	31	1000
1E	33	2000

Fuente: Sitio web de CFE, disponible en

<http://www.cfe.gob.mx/casa/Conocetutarifa/Paginas/Acuerdos-que-autorizan-o-modifican-tarifas.aspx>

Respecto a las tarifas de media y alta tensión, estas estuvieron basadas en fórmulas de escalación, que reconocen los efectos de la inflación y del cambio en los precios de los combustibles, referenciados a mercados internacionales. Situación que cambia a partir del 2016 al entrar en operación el Mercado Eléctrico Mayorista, donde el principal objetivo es el de reducir el precio del kilowatt-hora para los grandes consumidores en base a la competencia entre generadores independientes y la propia CFE, y en donde se tendrá nuevos esquemas de contratos, costos y tarifas.

Así mismo se estima que el inicio del mercado mexicano será bajo un ambiente de precios de electricidad elevados, ya que a pesar de que se tendrá que despachar de manera inicial la electricidad que provenga de tecnologías con los menores costos marginales, como aquellas basadas en fuentes renovables de energía, los precios serán fijados por los costos marginales más altos despachados¹⁴³ que en este caso serán los de CFE y PIEs, dados los compromisos a largo plazo adquiridos con antelación. Precios que van a depender en gran medida de cómo la oferta de electricidad sea cubierta, ya sea por la infraestructura existente, la que está en construcción y las proyecciones al futuro para satisfacer la demanda.

¹⁴³ Dada la teoría del despacho económico, en donde el precio marginal nodal se define por el costo variable de operación de la tecnología de mayor costo requerida para garantizar el abasto, teniendo en cuenta las restricciones del sistema. Este concepto es claramente equivalente al de costo total de corto plazo empleado anteriormente por la CFE para la valoración de las inyecciones de energía a la red de proyectos privados de generación. De forma oficial, el costo total de corto plazo (CTCP) Se define como: “costo unitario de la energía eléctrica proveniente de una planta, determinado durante el período de que se trate, incluyendo energéticos y todos los costos variables de operación y mantenimiento en los que dicha planta incurra como resultado de las actividades de generación y transmisión de la energía hasta el punto de interconexión”.

Uno de los principales factores a considerar es la política de subsidios, la cual se mantiene sin modificaciones después de la reforma. Por lo que se estima que la estrategia¹⁴⁴ que deberá seguir el gobierno federal para disminuir el menor impacto en las finanzas públicas es el empleo de la capacidad instalada con menor costo de generación disponible (ciclos combinados a gas y estacionalmente la capacidad hidroeléctrica).

Basta mencionar que aunque el anuncio oficial reciente de que las reformas estructurales han logrado reducir los precios de la electricidad del orden del 2% para los usuarios residenciales y del 30% para mediana y alta tensión, diferentes análisis¹⁴⁵ realizados por expertos en el tema concluyen que la reducción de precios de la electricidad se debió principalmente a causas no mencionadas explícitamente en las reformas estructurales, algunas de ellas externas, de naturaleza geopolítica y de mercado, y otras derivadas de la política social, aunado a la fuerte devaluación del peso frente al dólar.

Una situación favorecedora¹⁴⁶ que se está dando en el país basada en tres eventos separados y que podría crear condiciones para disminuir los montos asignado a subsidios al sector eléctrico son: (1) la Ley de Industria Eléctrica (LIE) abre oportunidades para la participación de los ciudadanos en la generación distribuida determinando que quienes generen electricidad en esta modalidad, denominados generadores exentos, pueden recibir un pago por la electricidad excedente que aporten a la red de distribución; (2) la disminución extraordinaria del costo de la tecnología solar fotovoltaica cuyo costo ha bajado en ocho veces a partir de 2008, y (3) la Ley de Transición Energética (LTE), que contiene un artículo transitorio que mandata al Ejecutivo Federal a hacer un análisis de sistemas de generación

¹⁴⁴ Acorde a comentarios de Basanta, N. y Noé, L. en su artículo “Descubriendo el precio de la electricidad en el mercado mayorista mexicano” publicado en *Energía a Debate*, disponible en <http://energiaadebate.com/descubriendo-el-precio-de-la-electricidad-en-el-mercado-mayorista-mexicano/>

¹⁴⁵ Bazán, G. et al (2015). “La reducción de costos en CFE y sus efectos en algunas tarifas y subsidios”. Disponible en <http://energiaadebate.com/la-reduccion-de-costos-en-cfe-y-sus-efectos-en-algunas-tarifas-y-subsidios/>

¹⁴⁶ Acorde a comentarios de Daniel Chacón Anaya, Director de Latin America Regional Climate Initiative-México (LARCI) en la revista *Energía a Debate*, disponible en <http://energiaadebate.com/generacion-distribuida-solucion-al-subsidio-electrico/>

distribuida a nivel domiciliario que representen beneficios para el Estado, los usuarios y el medio ambiente.

Situación que sin lugar a dudas crea condiciones para impulsar, en nichos específicos de la población, el uso de las FRE, impactando directamente en la reducción de subsidios, debido a usuarios que dejen de consumir electricidad de la red mediante el equipamiento de paneles solares, y en la mitigación de emisiones de GEI.

En este sentido esta propuesta de investigación demuestra que a pesar de considerar costos de capital a nivel internacional, los costos nivelados de generación locales de tecnologías como eólica y granjas solares fotovoltaicas seguirán reduciéndose en el mediano y largo plazo, lo que aporta un gran sustento para promover la generación distribuida. Sería necesario calcular el LCOE para instalaciones fotovoltaicas en casa habitación para soportar que este tipo de proyectos puede abarcar un abanico más amplio de sectores socio-económicos y estimar el potencial de reducción de subsidios, que podría ser aplicado de una forma más productiva para el país.

5 CONCLUSIONES.

La historia moderna de la humanidad marca una estrecha relación entre crecimiento económico y el consumo energético que lo impulsa, de hecho diversos investigadores han marcado esta condición como indispensable para crear condiciones de progreso. Sólo que este tipo de relación ha ocasionado diversos efectos medioambientales a nivel global que ha provocado que el desvincular la relación directa entre el desarrollo y el consumo energético se vuelva una prioridad, situación que es posible, al llevar a cabo acciones clave para lograrlo como eficiencia energética, desarrollo e innovación tecnológica, productividad eléctrica, y un compromiso social al cambio.

Asimismo, el mundo actual se enfrenta al paradigma de cambio de un modelo en donde la generación de electricidad se planeaba para adaptarse a la demanda a un modelo en el cual la gestión de la demanda se tendrá que adaptar a la nueva naturaleza intermitente de generación.

Acotando sólo al sector eléctrico, en este estudio se demuestra que es posible cumplir con los compromisos de reducción de emisiones de carbono que México ha establecido de manera voluntaria a 2030 y 2050 a través de la diversificación de la matriz energética y la aplicación de medidas de eficiencia y suficiencia energética. Además de que el simple uso de una mayor participación del gas natural como combustible “limpio” no representa ninguna solución, por lo que se vuelve una obligación el diversificar el portafolio tecnológico de generación, con un énfasis en las Fuentes Renovables de Energía, lo cual podría provocar una ruta hacia la Economía Verde al impulsar a la industria nacional con vinculación inmediata con la ciencia y la sociedad, si se saben reconocer las oportunidades que la ley estipula.

Una realidad que debe afrontar el país, es que se sigue considerando como tema relevante el estatus del gas natural como combustible limpio y de transición en conjunto con la falta de competitividad de las FRE, cuando en otros países la discusión hoy en día se centra en cómo hacer para incorporar más recursos renovables a su red de transmisión eléctrica y cuál es la tecnología que tendrá que empezar a desarrollarse hoy para poder soportar de una forma más eficiente a las fuentes renovables intermitentes, es decir se sigue con un discurso que tiene décadas

de atraso lo cual no nos permite avanzar y nos posiciona como una nación ausente de cambio y reactiva a las tendencias que marcan otras naciones.

En general, la transición energética a Fuentes Renovables de Energía debe ser visto como una gran oportunidad de crear rutas estratégicas de crecimiento, en donde se exalte la vinculación de la obra pública con la academia, favoreciendo la creación de una industria nacional basada en la tecnología, que podría crear productos y servicios de mayor valor agregado y, por lo tanto mejores condiciones de vida para la población.

Considerando como un punto de inflexión a la Reforma Energética de 2013 y dados los resultados previos de una baja participación de FRE en el sistema eléctrico, se estima que en un futuro cercano existan más oportunidades de actuación para las FRE al instituir un mercado competitivo eléctrico, que pretende eficientar el sistema y reducir los precio de la electricidad, aunado a la emisión de Certificados de Energía Limpia que proyectan reducir la brecha de costos de generación entre las tecnologías limpias y convencionales, sólo que la experiencia dicta, que este tipo de mecanismos son eficaces siempre y cuando exista un verdadero mercado competitivo y un marco regulatorio que por mandato exija un cierto porcentaje de electricidad generada por fuentes renovables, combinado con créditos federales al impuesto, mecanismos que en el país se vislumbran a largo plazo.

Además dado el poco tiempo de instauración de las nuevas Leyes que rigen el sector eléctrico nacional, no se podría definir el nivel de éxito a alcanzar en el corto y mediano plazo. Lo que sí se puede considerar como un acierto es la creación de un marco adecuado para la definición de políticas públicas al crear una nueva organización institucional que promueve el interés del Estado por diversificar la mezcla tecnológica de generación, que exalta las condiciones idóneas para promover la inversión privada, estimula centros de desarrollo tecnológico y considera la afectación medioambiental y social al desarrollar nuevos proyectos de generación.

Por otro lado si bien la creación de un mercado eléctrico competitivo permitirá despachar primero a las tecnologías de generación con el menor costo marginal, que en este caso se beneficia ampliamente a las FRE dados sus costos variables mínimos,

no genera vías de integración al sistema y uso óptimo de las FRE intermitentes dado que éstas sólo pueden generar electricidad durante un corto tiempo del día, convirtiéndose en capacidad instalada nula posteriormente, lo que podría ocasionar largos tiempos de retorno de recuperación de inversión.

Aunado a lo anterior, el gran potencial de explotación de las FRE que México tiene no ha representado ninguna ventaja competitiva para hacer un mayor uso de éstas en el portafolio de generación. En su mayoría los países con mayor uso de tecnologías basadas en FRE cuentan con mecanismos regulatorios y financieros que impulsan el uso masivo de estas, primero de forma local al provocar un mercado de energía renovable mediante vínculos académicos que son capaces de proveer la tecnología necesaria para lograrlo y posteriormente al ofrecer sus productos y servicios a nivel global, además de una fuerte asimilación cultural de protección al ambiente.

México necesitaría de manera inicial incrementar programas de concientización y compromiso de del cuidado de los ecosistemas en todos los niveles de la sociedad. Este tipo de cambio cultural sólo tendría una mejor aceptación si existen no sólo leyes y regulaciones que las promuevan, sino acciones continuas de respaldo por parte del aparato gubernamental.

Segundo, el país debe tener identificado con claridad y detalle, a nivel regional, los sitios con mayor potencial de uso de las FRE y explotar la ventaja competitiva de proximidad para abastecer comunidades, negocios y pequeña industria, e inclusive, promocionar esta ventaja competitiva para crear parques industriales próximos al origen de energía renovable.

Tercero, se deben crear las condiciones legales para la participación de nuevos actores tales como permisionarios y cooperativas, que permitirían una explotación local sin los altos costos de transmisión y distribución a larga distancia.

Cuarto, México debe definir nichos tecnológicos en los cuales ser competitivos, integrar la cadena de valor para crear proveedores de alto valor agregado, ofreciendo servicios completos de prospección, construcción de obra civil, operación y mantenimiento, puesta en marcha de tecnología de punta. Lo cual sólo se logrará

creando recursos humanos especializados y haciendo más uso de la tecnología desarrollada localmente, lo cual requerirá de una revisión a la ley que determina el contenido nacional en la obra pública.

Por otro lado, existe una fuerte necesidad de información y datos, bajo condiciones locales, de las variables analizadas en este estudio, tales como uso de agua, contaminación de agua y emisiones de carbono, ya que muchos de los datos utilizados en este estudio corresponden a otros países -usualmente desarrollados- y condiciones de vida lo que podría incidir en estimaciones erróneas.

Como en otras ocasiones, México tiene nuevamente una gran ventaja competitiva en base a sus recursos naturales, en este caso para generar energía eléctrica, que de no administrarse y explotarse adecuadamente, representarían verdaderas condiciones de progreso sólo para aquellos entes que utilicen a la ciencia y tecnología para su beneficio. De otra forma se continuará con un patrón de dependencia generalizada.

Así mismo, dada la complejidad de las diferentes problemáticas que enfrenta el país en la actualidad y aquellas que empiezan a formarse dadas las condiciones globales de cambio climático, se debe plantear una real visión a largo plazo, identificando los diferentes escenarios de actuación, pero teniendo una claridad de donde y como queremos estar a mediano y largo plazo. Tal visión a futuro se deberá proponer, justificar, y lo más importante, hacer lo imposible por llevarla a cabo, que tenga resultados medibles, comparables, que se conozca y que se entienda cuáles son las posibles causas de no hacerlo, para lo cual se requiere de una gran voluntad social y política.

Es necesario, por lo tanto, iniciar en breve la transición a una diversificación del portafolio energético, asumiendo los costos que esto representa en la actualidad, para crear condiciones reales de sostenibilidad a las próximas generaciones. Así se promoverá la eficiencia y suficiencia energética, provocando la innovación tecnológica, la productividad eléctrica, y por ende la competitividad del país. Ante esto, resulta evidente la necesidad de proponer políticas públicas adecuadas que fomenten apoyar la adopción de marcos normativos que contribuyan a ampliar las energías renovables como factor clave del desarrollo sostenible, en donde existan

oportunidades de progreso, equidad y protección al medio ambiente. Esto implica la creación de mercados, el acceso a la red, fijar tarifas a las emisiones de carbono y la movilización de capital.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- Alaimo, V., & et.al. (2009). Another study of economic performance needed? En T. W. Bank, *Does the investment climate matter?* (pág. 321). Washington, DC: The World Bank and Palgrave Macmillan.
- Alaimo, V., & et.al. (2009). Is another study of economic performance in Latin America and the Caribbean needed? En T. W. Bank, *Does the investment climate matter?* (págs. 1-48). Washignton: Palgrave Macmillan and The World Bank.
- Alatorre, C. (2009). *Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México*. Recuperado el 18 de Septiembre de 2011, de GIZ:
<http://www.giz.de/en/worldwide/306.html>
- Alatorre, M. (29 de Septiembre de 2012). *Con moderación, puede extraerse de los océanos energía, mediante oleaje, energía térmica y ósmosis*. Recuperado el 3 de Octubre de 2012, de Boletín UNAM DGCS:
http://www.dgcs.unam.mx/boletin/bdboletin/2012_602.html
- ANES. (2012). Recuperado el 18 de Mayo de 2012, de Asociación Nacional de Energía Solar: www.anes.org
- Benito Osorio, S. (2012). Transformar a Pemex y CFE en empresas públicas. *Energía a debate*, 53-54.
- BP. (2012). *Statistical Review of World Energy June 2012*. Recuperado el 25 de Mayo de 2012, de British Petroleum: www.bp.com
- Brugger, S., Dávila, E., & Llamas, M. (Septiembre-Diciembre de 2011). *Problemática institucional de las energías renovables en México*. Recuperado el 12 de Agosto de 2012, de Ola Financiera UNAM:
http://www.olafinanciera.unam.mx/new_web/10/pdfs/Brugger_Davila_Llamas-OlaFin-10.pdf
- Bulcourf, P., & Cardozo, N. (Octubre de 2008). *¿Por que comparar políticas públicas?* Recuperado el 22 de Mayo de 2015, de
http://www.flacsoandes.edu.ec/web/imagesFTP/1252898778.politica_comparada_A.pdf
- Cárdenas, R., & Saldivar, G. (10 de Diciembre de 2007). *Central Eoloeléctrica La Venta II*. Obtenido de Revista Digital Universitaria:
<http://www.revista.unam.mx/vol.8/num12/art90/int90.htm>
- CEPAL. (2006). *Política y políticas públicas en los procesos de reforma de América Latina*. Recuperado el 2 de Julio de 2015, de
http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/2810/S301441F825P_es.pdf?sequence=1
- CEPAL. (2011). *Eficacia institucional de los programas nacionales de eficiencia energética: los casos del Brasil, Chile, México y el Uruguay*. Recuperado el 23 de

Agosto de 2012, de Comisión Económica para América Latina y el Caribe:
www.eclac.org

CFE. (2011). *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011-2025*. Recuperado el 27 de Abril de 2012, de Comisión Federal de Electricidad:
<http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/publicaciones/Paginas/Planeaciondelsistemaelectriconacional.aspx>.

CFE. (2012). *COPAR 2012*. Recuperado el Octubre de 2013, de www.sener.gob.mx

CFE. (Julio de 2012). *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012 - 2026*. Recuperado el 29 de Julio de 2012, de Comisión Federal de Electricidad:
www.cfe.gob.mx

CFE. (2012). *Sitio WEB*. Recuperado el 29 de Julio de 2012, de Comisión Federal de Electricidad: www.cfe.gob.mx

CFE. (2013). *Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico*. Ciudad de México: CFE Subdirección de Programación, Edición 33. Recuperado el 2014

CIDAC. (Septiembre de 2013). *Centro de Investigación para el Desarrollo, A.C.* Recuperado el 13 de Septiembre de 2013, de Renovando el Futuro Energético de México: www.cidac.org

CIDAC. (Marzo de 2015). *Es posible reestructurar los subsidios energéticos*. Recuperado el 9 de Marzo de 2015, de www.cidac.org

Claeson, U., & Cornland, D. (2002). The economics of the combined gas turbine - an experience curve analysis. *Energy Policy*, 309-316.

CleanEdge. (2014). *Clean Energy Trends 2014*. Recuperado el 12 de Mayo de 2013, de <http://cleanedge.com/reports/Clean-Energy-Trends-2014>

COFEMER. (Septiembre de 2011). *Fortaleza Institucional de los Reguladores Económicos en México*. Recuperado el 12 de Julio de 2012, de Comisión Federal de Mejora Regulatoria: www.cofemer.gob.mx

CONAGUA. (2010). *Clasificación de los usos del agua*. Recuperado el Julio de 2013, de Comisión Nacional del Agua:
<http://www.cna.gob.mx/Contenido.aspx?n1=3&n2=60&n3=87&n4=34>

CONAGUA. (2011). *2030 Water Agenda*. Recuperado el Mayo de 2013, de National Water Commission of Mexico:
http://www.conagua.gob.mx/english07/publications/2030_water_agenda.pdf

CONAPO. (2006). *Proyecciones de la población de México 2005-2050*. Recuperado el 2012, de
http://www.conapo.gob.mx/work/models/CONAPO/proyecciones_estatales/Proy05-50.pdf

- Costa, M. (2015). Electricity Market Reform (EMR): un nuevo modelo para el Reino Unido. *Energía a Debate*, 85-88.
- CRE. (2012). Recuperado el 15 de Junio de 2012, de Comisión Reguladora de Energía: www.cre.gob.mx
- CRE. (Octubre de 2012). *TEMPORADAS ABIERTAS DE RESERVA DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN*. Obtenido de Comisión reguladora de Energía: <http://www.cre.gob.mx/documento/2317.pdf>
- De Buen, O. (1 de Marzo de 2012). *Los subsidios a la energía en México: una gran barrera al desarrollo sostenido y sustentable*. Recuperado el 29 de Julio de 2012, de FUNTENER: www.funtener.org.mx
- Decelis, R. (2000). *Creatividad para el desarrollo. México país líder al 2010*. México: Costa-Amic.
- Dong, C. (2012). Feed-in tariff vs. renewable portfolio standard: An empirical test of their relative effectiveness in promoting wind capacity development. *Energy Policy*, 476-485.
- EIA. (2013). *International Energy Statistics, Natural Gas*. Recuperado el 12 de Junio de 2013, de U.S. Energy Information Administration: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>
- Estrada, J. E. (Noviembre/Diciembre de 2011). *El papel del shale gas en México: consideraciones económicas y regulatorias*. Recuperado el 5 de Julio de 2012, de Energía a debate: www.energiaadebate.com
- EURELECTRIC. (Noviembre de 2011). *Life Cycle Assessment of Electricity Generation*. Recuperado el 8 de Junio de 2013, de EURELECTRIC REAP: www.eurelectric.org
- Fisher, C., & Newell, R. (2007). *Environmental and Technology Policies for Climate Mitigation*. Recuperado el 13 de Julio de 2015, de www.rtf.org
- García, F., & Michot, M. (Septiembre de 2006). *Guide to electric power in Mexico*. Recuperado el 28 de Julio de 2012, de Center for Energy Economics, Texas Univ. & ITESM: www.beg.utexas.edu/energyecon
- GIZ. (2011). *Nichos de Mercado para sistemas fotovoltaicos en conexión a la red eléctrica en México*. Recuperado el 2 de Marzo de 2011, de GIZ: www.giz.de/en/worldwide/306.html
- González, J. (Abril de 2010). *Sector Privado y generación de energía eléctrica*. Obtenido de Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública: http://www3.diputados.gob.mx/camara/content/download/238819/668412/file/Docto_88_Sector_privado_energia_electrica.pdf
- Guzmán, E. (10 de Septiembre de 2013). *Renewables B2B*. Recuperado el 24 de Septiembre de 2013, de Regulaciones del Sector Energías Renovables en México: http://www.renewablesb2b.com//data/ahk_mexico/downloads/files/PV-Mexico/3CRE.pdf

- Haney, A., & Pollit, M. (2009). Efficiency analysis of energy networks: An international survey of regulators. *Energy Policy*, 5814-5830.
- Hiriart, G. (2011). *Evaluación de la Energía Geotérmica en México*. Recuperado el 12 de Marzo de 2012, de IBD.
- Hitaj, C. (2015). Location Matters: The impact of renewable power on transmission congestion and emissions. *Energy Policy*, 1-16.
- HydroQuebec. (2005). *Energy Payback Ratio*. Recuperado el 19 de Junio de 2013, de HydroQuebec: <http://www.hydroquebec.com/sustainable-development/>
- IEA. (2011). *International Energy Agency*. Recuperado el 14 de Noviembre de 2014, de Technology Roadmap, Geothermal Heat and Power: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Geothermal_Roadmap.pdf
- IEA. (2012). Recuperado el 13 de Junio de 2012, de Agencia Internacional de Energía: www.iea.org
- IEA. (2012). *International Energy Agency*. Recuperado el 4 de Noviembre de 2014, de Technology Roadmap, Bioenergy for heat and power: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/2012_Bioenergy_Roadmap_2nd_Edition_WEB.pdf
- IEA. (2013). *International Energy Agency*. Recuperado el 5 de Noviembre de 2014, de Technology Roadmap, Wind Energy: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf
- IEA. (2014). *International Energy Agency*. Recuperado el 3 de Noviembre de 2014, de Technology Roadmap, Solar Photovoltaic Energy: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf
- IEA. (2014). *International Energy Agency*. Recuperado el 14 de Noviembre de 2014, de Technology Roadmap, Solar Thermal Electricity: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarThermalElectricity_2014edition.pdf
- IEA. (2015). *World Energy Outlook 2015, Resumen Ejecutivo*. Obtenido de International Energy Agency: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015ES_SPANISH.pdf
- IGS. (Mayo de 2014). *Energías renovables para la competitividad en México*. Recuperado el 13 de Junio de 2014, de Instituto Global para la Sustentabilidad/EGADE: http://www.igs.org.mx/sites/default/files/ENERGIASRENOVABLES_22MAYO_WEB.pdf

- INECC. (2010). *Inventario Nacional de Gases de efecto Invernadero*. Obtenido de <http://www.inecc.gob.mx/>:
<http://www2.inecc.gob.mx/publicaciones/libros/685/inventario.pdf>
- IPCC. (2011). *Renewable energy sources and Climate change mitigation*. Recuperado el Junio de 2013, de Intergovernmental Panel on Climate Change: <http://srren.ipcc-wg3.de/report>
- IRENA. (2012). *30 years of policies for wind energy: Lessons from 12 markets*. Obtenido de https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_GWEC_WindReport_Full.pdf
- IRENA. (Junio de 2012). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Hydropower*. Recuperado el 18 de Diciembre de 2014, de http://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-hydropower.pdf
- IRENA. (2012). *RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES. Biomass for power generation*. Recuperado el 8 de Septiembre de 2013, de International Renewable Energy Association: www.irena.org
- IRENA. (2012). *Renewable power generation costs in 2012: An overview*. Recuperado el 13 de Junio de 2014, de http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Overview_Renewable%20Power%20Generation%20Costs%20in%202012.pdf
- IRENA. (Enero de 2014). *Evaluating Renewable Energy Policy: A review of criteria and indicators for assessment*. Obtenido de http://www.irena.org/documentdownloads/publications/evaluating_re_policy.pdf
- IRENA. (12 de Julio de 2015). *Renewable Energy Technology Innovation Policy. A process development guide*. Obtenido de International Renewable Energy Agency: www.irena.org
- ISE Fraunhofer. (2013). *Levelized cost of electricity renewable energy technologies*. Recuperado el 7 de Junio de 2014, de <http://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf>
- Islas, J., Manzini, F., & Masera, O. (2007). A prospective study of bioenergy use in Mexico. *Energy, Elsevier*, 2306-2320.
- IST World. (2008). *Cost Assessment for Sustainable Energy Systems*. Recuperado el 22 de Mayo de 2013, de IST World: <http://www.ist-world.org>
- Jones, W. (1 de Abril de 2008). *How much water does it take to make electricity?* Recuperado el 18 de Mayo de 2013, de IEEE Spectrum: <http://spectrum.ieee.org/energy/environment/how-much-water-does-it-take-to-make-electricity>

- Ketels, & et.al. (2009). *Singapur Competitive Report*. Recuperado el 10 de Mayo de 2012, de National University of Singapur:
<http://www.spp.nus.edu.sg/aci/docs/Singapore%20Competitiveness%20Report%20009.pdf>
- Krause, M. (2009). *Índice de Calidad Institucional 2009*. Recuperado el 26 de Agosto de 2012, de International Policy Network: <http://www.policynetwork.net/>
- Labastida, F. (2012). Cogeneración eléctrica: oportunidades y riesgos. *Energía a debate*, 14-16.
- Lara, O. (2015). El dilema del nuevo mercado eléctrico. *Energía hoy*, 34.
- Maloney, & Rodríguez-Clare. (Julio de 2007). *Innovation Shortfalls*. Recuperado el 5 de Octubre de 2012, de Policy research Working Papers: http://www-wds.worldbank.org/servlet/WDSContentServer/WDSP/IB/2007/07/25/000158349_20070725133930/Rendered/PDF/WPS4283.pdf
- Martínez, E. (2009). *Fuentes de sobrecostos y distorsiones en las empresas eléctricas públicas de México*. Recuperado el Junio de 2013, de http://www.economiamexicana.cide.edu/num_anteriores/XIX-1/02.EM.Mtz.Chombo-EM%2831-89%29.pdf
- Martínez, I. (2009). Transición hacia fuentes renovables de energía en América del Norte: ¿Hacia una cooperación más equitativa en la región? *UNAM Economía Informa*, 359, julio-agosto.
- Martner, G. (Juio de 2011). *¿Es posible disminuir la desigualdad distributiva? hacia un concepción moderna de la Justicia Social*. Recuperado el 11 de Marzo de 2015, de www.fesmex.org
- Melgar, L. (2011). México ante la redefinición de la energía a nivel mundial. En G. González, & O. Pellicer, *Los retos internacionales de México. Urgencia de una mirada nueva* (págs. 228-254). México: Siglo veintiuno.
- Melgar, L. (2013). Transitando hacia la sostenibilidad: La transformación necesaria de la industria eléctrica en México. En A. Chanona, *Confrontando modelos de seguridad energética*. (págs. 375-408). México: UNAM-Sitesa.
- Mendez, J. (2011). *Proyecto estratégico nacional 2040*. México: Facultad de Ciencias Políticas y Sociales UNAM.
- Merino, M. (2013). *Políticas Públicas. Ensayo sobre la intervención del Estado en la solución de problemas públicos*. México, D.F.: CIDE.
- Morales-Acevedo, A. (2014). Forecasting future energy demand: Electrical energy in Mexico as an example case. *Energy Procedia*, 782-790.
- Mulas, P. (2014). El sector eléctrico, de monopolio a mercado competitivo. *Energía a debate*, 8-15.

- NREL. (Abril de 2012). *Integrating Variable Renewable Energy in Electric Power Markets*. Recuperado el 7 de Enero de 2015, de <http://www.osti.gov/bridge>
- NREL. (2014). *High-Penetration Variable Generation*. Recuperado el 7 de Julio de 2015, de National Renewable Energy Laboratory: http://www.nrel.gov/electricity/transmission/variable_generation.html
- NREL. (Septiembre de 2014). *Variability of Renewable Energy Sources*. Recuperado el 3 de Julio de 2015, de <http://www.nrel.gov/electricity/transmission/variability.html>
- Núñez-Luna, A. (2005). *Private Power Production in Mexico: A Country Study*. Recuperado el 24 de Abril de 2012, de Stanford University: http://iis-db.stanford.edu/pubs/20953/Mexico_IPPs.pdf
- ONU. (2010). *World Population Prospects: The 2010 Revision*. Recuperado el 2012, de Population Division of the Department of Economic and Social Affairs of the United Nations Secretariat: <http://esa.un.org/unpd/wpp/index.htm>
- PEMEX. (2012). *Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012*. Recuperado el 5 de Julio de 2012, de Petróleos Mexicanos: www.pemex.com
- Pernick, & et al. (2013). *Clean Energy Trends 2013*. Recuperado el Marzo de 2013, de Clean Edge: <http://www.cleandedge.com/>
- POST. (Junio de 2011). *Carbon Footprint of Electricity Generation*. Recuperado el 10 de Junio de 2013, de Parliamentary Office of Science & Technology, UK: http://www.parliament.uk/documents/post/postpn_383-carbon-footprint-electricity-generation.pdf
- Prescott, E. (Diciembre de 1997). *Needed: A theory of Total Factor Productivity*. Recuperado el 5 de Octubre de 2012, de Federal reserve Bank of Minneapolis: <http://minneapolisfed.org/research/sr/sr242.pdf>
- REMBIO. (Agosto de 2011). *La bioenergía en México: Situación actual y perspectivas*. Recuperado el 10 de Julio de 2012, de Red Mexicana de Bioenergía: www.rembio.org.mx
- REN21. (2012). *Renewables 2012 Global Status Report*. Recuperado el 28 de Junio de 2012, de REN21: www.ren21.net
- REN21. (2014). *REN21 Renewables Academy 2014: 100% Renewables*. Recuperado el 16 de Enero de 2015, de <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/academy/keynotes/AcademySummary.pdf>
- REN21. (2014). *Renewables 2014. Global Status Report*. Recuperado el 29 de Abril de 2015, de www.ren21.net
- REN21. (2014). *Renewables 2014. Global status report*. Recuperado el 14 de Junio de 2014, de <http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>

- RetScreen. (2013). *Overview of clean energy policy analysis*. Recuperado el 8 de Agosto de 2014, de http://www.retscreen.net/ang/overview_of_clean_energy_policy_analysis.php#tphp
- Ríos, A. (2014). Petróleo y cuidado ambiental. *Energía a debate*, 58.
- Romero-Hernández, S. (2011). *Energías Renovables: Impulso político y tecnológico para un México sustentable*. Recuperado el 22 de Abril de 2012, de ITAM/USAID: www.itam.mx
- Rosenberg, M. (2011). *Utility of the future. Engaging the customer: The power behind the meter*. U.S.A.: KEMA, Inc.
- Ruth, M., & Kroposki, B. (2014). Energy Systems Integration: An evolving Energy Paradigm. *The Electricity Journal*, 36-47.
- Sánchez, & et.al. (abril-junio de 2012). *Situación y perspectivas de la economía mexicana*. Recuperado el 21 de Septiembre de 2012, de Instituto de Investigaciones Económicas UNAM: <http://www.iiec.unam.mx/files/BoletinTrimestralSituacion-Num7-2012.pdf>
- Sandoval-García, E., & Morales-Acevedo, A. (2014). Optimizing the energy portfolio of the Mexican electricity sector by 2050 considering CO₂eq emissions and Life Cycle Assessment. *Energy Procedia*, 850-859.
- Santoyo-Castelazo, E., Gujba, H., & Azapagic, A. (2011). *Life Cycle assessment of electricity generation in Mexico*. Recuperado el 8 de Junio de 2013, de Journal of Energy: www.elsevier.com/locate/energy
- Sassé, D. (Mayo de 2008). *Marco constitucional para generar electricidad con renovables*. Recuperado el 12 de Octubre de 2012, de Energía a Debate: <http://www.energiaadebate.com/Articulos/Mayo2008/DianaSasseMayo2008.htm>
- Sauter, r., & Watson, J. (2007). Strategies for the deployment of micro-generation: Implications for social acceptance. *Energy Policy*, 2770-2779.
- Sawin, J. (2004). National policy instruments: policy lessons for the advancement and diffusion of renewable energy technologies around the world. *Proceedings of the International Conference for Renewables*. Bonn: Thematic Background Paper.
- Schaffer, L., & Bernauer, T. (2014). Explaining government choices for promoting renewable energy. *Energy Policy*, 15-27.
- Schleicher-Tappeser, R. (2012). How renewables will change electricity markets in the next five years. *Energy Policy*, 64-75.
- SENER. (2002). *Prospectiva del mercado de gas natural 2002-2011*. Recuperado el 22 de Julio de 2013, de Secretaría de Energía: http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/gasnatural2002.pdf
- SENER. (2010). *Prospectiva del mercado de gas natural 2010-2025*. Recuperado el 5 de Julio de 2012, de Secretaría de Energía: www.energia.gob.mx

- SENER. (2011). *Balance Nacional de Energía 2011*. Recuperado el 17 de Mayo de 2012, de www.sener.gob.mx
- SENER. (2011). *Estadísticas destacadas del sector energético 2011*. Recuperado el 18 de Octubre de 2011, de Secretaría de Energía: www.sener.gob.mx
- SENER. (2011). *Estrategia Nacional de Energía 2011*. Recuperado el 6 de Febrero de 2012, de Secretaría de Energía: www.sener.gob.mx
- SENER. (2011). *Prospectiva de energías renovables 2011-2025*. Recuperado el 10 de Enero de 2012, de Secretaría de Energía: www.sener.gob.mx
- SENER. (2012). *Estrategia Nacional de Energía 2012 - 2026*. Recuperado el 28 de Julio de 2012, de Secretaría de Energía: www.sener.gob.mx
- SENER. (2012). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026*. Recuperado el Abril de 2013, de Secretaría de Energía:
http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PSE_2012_2026.pdf
- SENER. (2013). *Balance Nacional de Energía 2013*. Recuperado el 24 de 07 de 2015, de Secretaría de Energía: www.sener.gob.mx
- SENER. (2013). *Secretaría de Energía*. Recuperado el 12 de Junio de 2014, de Prospektiva del Sector Eléctrico 2013-2027:
http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospektiva_del_Sector_Electrico_2013-2027.pdf
- SENER. (2014). *Prospektiva de Energías Renovables 2014-2028*. Recuperado el 26 de Julio de 2015, de <http://www.energia.gob.mx/res/Prospektiva%20PER%202014%20-%202028.pdf>
- SENER. (2014). *Prospektiva del Sector Eléctrico 2014-2028*. Recuperado el 2015, de Secretaría de Energía:
<http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/351/Prospektiva-Electricidad-2014.pdf>
- Tudela, F. (2004). *México y la participación de países en desarrollo en el régimen climático*. Obtenido de <http://www2.inecc.gob.mx/publicaciones/libros/437/tudela.html>
- U.S.DOE. (Marzo de 2015). *Wind Vision: A new era for wind power in the United States*. Recuperado el 10 de Marzo de 2015, de http://www.energy.gov/sites/prod/files/wv_chapter4_the_wind_vision_roadmap.pdf
- Wallace, R.-B. (Julio de 2009). *El carbón en México*. Recuperado el 29 de Julio de 2012, de Economía Informa, Publicaciones UNAM:
<http://www.economia.unam.mx/publicaciones/econinforma/pdfs/359/08bruce.pdf>
- Webberenergyblog. (21 de Febrero de 2010). *Measuring the water footprint of the energy we consume*. Recuperado el Mayo de 2013, de Webberenergyblog Wordpress:
<http://webberenergyblog.wordpress.com/2010/02/21/measuring-the-water-footprint-of-the-energy-we-consume/>

- Wood, D. (2012). *Electricity in Mexico: A Bright Future Ahead*. Recuperado el 24 de Abril de 2012, de CSIS: <http://csis.org/blog/electricity-mexico-bright-future-ahead>
- Wüstenhagen, R., & Menichetti, E. (2012). Strategic choices for renewable energy investment: Conceptual framework and opportunities for further research. *Energy Policy*, 1-10.
- Wüstenhagen, R., Wolsink, M., & Bürer, M. J. (2007). Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy Policy*, 2683-2691.