

**ANÁLISIS REGULATORIO PARA LA INSERCIÓN DE SISTEMAS DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA COLOMBIANO: PUNTO DE VISTA DEL INVERSIONISTA**

**SANDRA MILENA LÓPEZ ARENALES
NELSON FERNANDO VARGAS ACEVEDO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2009**

**ANÁLISIS REGULATORIO PARA LA INSERCIÓN DE SISTEMAS DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA COLOMBIANO: PUNTO DE VISTA DEL INVERSIONISTA**

SANDRA MILENA LÓPEZ ARENALES

NELSON FERNANDO VARGAS ACEVEDO

Trabajo de grado para optar al título de Ingenieros Electricistas

Director del Proyecto

Ph.D GERARDO LATORRE BAYONA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2009

DEDICATORIA

El tiempo lo es todo cuando se ha logrado un objetivo. Doy gracias a Dios, a mis padres, hermanos, profesores y amigos en la culminación de mi ideal. Hoy con orgullo entrego el fruto de aquella esperanza, confianza y sacrificio que sembraron en mí. A todos ellos les ofrezco mi triunfo.

SANDRA MILENA

A Dios mi señor, quien me ha dado la vida y la salud necesaria para realizar y culminar este trabajo.

A mis padres, Carmen y Nelson por la educación ofrecida.

A mi familia, en especial a mi abuela marina, por su gran apoyo incondicional.

A mis compañeros y profesores con los que me relacione de alguna u otra forma en el transcurso de la carrera.

NELSON FERNANDO

AGRADECIMIENTOS

De antemano agradecer a nuestro profesor guía Gerardo Latorre Bayona por las sugerencias y comentarios que hicieron posible finalizar el presente escrito.

A los profesores de la E³T en general, que con su capacitación y excelente formación brindada, hicieron de nosotros verdaderas personas íntegras y capaces de enfrentar situaciones adversas del diario vivir.

Finalmente a nuestros amigos que estuvieron con nosotros en momentos difíciles y amenos, aquellos con los que se estudió, traspasó, jugó y disfrutó de las infinitas actividades de la vida universitaria, que con su amistad y cooperación fue posible arribar a este instante.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	3
1.1 OBJETIVOS	3
1.1.1 Objetivo general.....	3
1.1.2 Objetivos específicos.....	3
1.2 PLANTEAMIENTO	4
1.3 JUSTIFICACIÓN	4
1.4 ALCANCE	6
2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA	8
2.1 DEFINICIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)	8
2.2 FUENTES PRIMARIAS RENOVABLES PARA LA GD	9
2.2.1 Energía Solar.....	9
2.2.2 Energía Eólica	10
2.2.3 Geotérmica	11
2.2.4 Biomasa.....	12
2.2.5 Pequeños aprovechamientos hidroenergéticos o PCH,s:.....	12
2.2.6 Cogeneración	13
2.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS PARA LA INSERCIÓN DE G.D	14
2.3.1 Ventajas.....	14
2.3.2 Desventajas	15
3 CARACTERÍSTICAS DEL MEM Y REGULACIÓN ACTUAL DE LOS PEQUEÑOS GENERADORES EN COLOMBIA.	17
3.1 MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO	17
3.1.1 Antecedentes históricos.....	17
3.1.2 Estructura institucional.....	18
3.1.3 Agentes	20
3.1.4 Operaciones en el mercado mayorista.	22

3.1.5	Cargo por confiabilidad.....	23
3.2	SITUACIÓN ACTUAL DE LA GD EN COLOMBIA	24
3.3	ESTÍMULOS LEGISLATIVOS PARA INTRODUCIR FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA (FNCE) EN EL MEM COLOMBIANO ..	25
3.3.1	Incentivos tributarios.....	26
3.3.2	Incentivos de mercadeo.....	26
3.3.3	Incentivos institucionales	28
3.3.4	Incentivos ambientales	28
3.3.5	Otros incentivos.....	29
4	EXPERIENCIA DE LA GD EN OTROS PAISES.....	30
4.1	GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN CHILE	30
4.1.1	Sector eléctrico Chileno.....	31
4.1.2	Generación de energía renovable en Chile	34
4.1.3	Ley 19.300 o Ley de bases generales del medio ambiente.....	35
4.1.4	Modificaciones de la Ley 19.940 o Ley corta I.....	38
4.1.5	Modificaciones de la Ley 20.018 o Ley corta II.....	39
4.1.6	Decreto supremo No. 244 (D.S 244)	39
4.1.7	Pago de peajes.....	41
4.1.8	Participación del inversionista de PMGD según regulación Chilena	44
4.1.9	Situación reciente	45
4.1.10	Ley 20.257	46
4.2	GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ESPAÑA	47
4.2.1	Mercado de energía eléctrica y marco regulatorio sobre GD en el sector eléctrico español.....	48
4.2.2	Participación de la GD en España	56
4.2.3	Financiación de proyectos	60
5	SUGERENCIAS	64
	CONCLUSIONES.....	70
	GLOSARIO.....	77

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Estructura institucional del MEM Colombiano	19
Tabla 2. Capacidad efectiva neta del SIN en el 2007.....	20
Tabla 3. Definiciones CREG, (Autogeneración, Cogeneración y Plantas Menores)	25
Tabla 4. $EPNC_i$ Vs FP_i para un incremento de 1 [MW].	43
Tabla 5. Participación de las ventas de energía del régimen especial y de las energías renovables sobre la demanda en España	58
Tabla 6. Potencia instalada (MW)	59
Tabla 7. Energía Vendida (GWh)	60
Tabla 8 Costos unitario variables de prestación de servicios	66

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estructura del Mercado Mayorista en Colombia.....	22
Figura 2. Características de los sistemas eléctricos que abarcan el territorio chileno.....	33
Figura 3. Participación de las ERNC en Chile del 2004.	34
Figura 4. Tasa de crecimiento anual del consumo de energía eléctrica.....	46
Figura 5. Evolución del Régimen Especial y la demanda bruta en España	57
Figura 6. Mercado mayorista típico.	83
Figura 7. Modelo tipo pool.....	85
Figura 8. Modelo tipo Contratos bilaterales	86
Figura 9. Flujo de energía entre la atmosfera y la tierra.....	88
Figura 10. Emisiones de CO2 fósil.	89

ANEXOS

ANEXO A. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO.....	79
ANEXO B. MODALIDADES DE OPERACIÓN DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS ACTUALMENTE	82
ANEXO C. PROTOCOLO DE KYOTO Y CAMBIO CLIMÁTICO.....	87

TITULO: ANÁLISIS REGULATORIO PARA LA INSERCIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA COLOMBIANO: PUNTO DE VISTA DEL INVERSIONISTA.¹

AUTORES: SANDRA MILENA LÓPEZ ARENALES

NELSON FERNANDO VARGAS ACEVEDO²

PALABRAS CLAVES: Generación distribuida, autogeneración, cogeneración, generación no convencional, remuneración.

CONTENIDO:

La experiencia internacional ha manifestado, que invertir en pequeños medios de generación no convencionales es rentable y ecológicamente racional, si la regulación pertinente recibe un trato especial de tal forma que se garantice la competencia con las economías a escala de los sistemas de generación imperantes (térmicos e hidráulicos). En Colombia, podría tener un significado importante el uso de éstos medios de abastecimiento de energía como generación distribuida (GD), por ejemplo diversificar la matriz energética para evitar la dependencia de los combustibles fósiles, reduciendo de esta manera las emisiones de CO₂ al medio ambiente. Sin embargo, la regulación Colombiana carece de resoluciones en donde se trate y defina de manera explícita estos medios de generación. Lo más cercano a la GD en las resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), es la llamada “Generación Embebida”, la cual sólo es mencionada en aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista (MEM) dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En consecuencia, si se quiere introducir sistemas de GD en el MEM Colombiano, es necesario proponer ajustes regulatorios que remuneren y faciliten la participación y desarrollo de estas nuevas fuentes de producción energética; por tal motivo el presente proyecto de grado propone una solución a este problema, mediante un análisis regulatorio (punto de vista inversionista) acogiendo legislaciones de países como: Chile y España, las cuales fueron modificadas de tal manera que se hiciera partícipe y se adoptaran los sistemas renovables a pequeña escala por medio de incentivos técnicos, económicos o ambientales para aquellos inversionistas (dueños de redes o terceros distintos a las empresas distribuidoras) interesados en estos medios de producción de energía eléctrica. En ese sentido, el proyecto concluye presentando sugerencias de ajustes regulatorios para la adopción de estos medios de generación en el MEM colombiano dentro del contexto de GD.

¹ Proyecto de Grado: Trabajo de Investigación

² Facultad de Ingenierías Físico - Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Ph.D. Gerardo Latorre Bayona.

TITLE: REGULATORY ANALYSIS SYSTEM FOR THE INSERTION OF DISTRIBUTED GENERATION IN THE WHOLESALE ELECTRICITY MARKET COLOMBIANO: POINT OF VIEW OF THE INVESTOR.¹

AUTHORS: SANDRA MILENA LÓPEZ ARENALES
NELSON FERNANDO VARGAS ACEVEDO²

KEYWORDS: Distributed generation, self-generation, co-generation, nonconventional generation, remuneration.

ABSTRACT:

The international experience has showed, that to invest in small nonconventional means of generation he is profitable and ecologically rational, if the pertinent regulation receives a special treatment of such form that is guaranteed the competition with the economies concerning the prevailing systems of generation (thermal and hydraulic). In Colombia the use of these means of supplying of energy like distributed generation (GD) could have an important meaning, for example to diversify the first energetics to avoid the dependency of fossil fuels, reducing this way the CO₂ emissions to the environment. Nevertheless, the Colombian regulation lacks resolutions where it is and it defines explicit way these means of generation. Nearest the GD in the resolutions of the Commission of Regulation of Energy and Gas (CREG), it is the call "Absorbed Generation", which is only mentioned in commercial aspects of Wholesale Energy Market (MEM) within the Interconnected System National (SIN).

Consequently, if it is wanted to introduce systems of GD in the Colombian MEM, is necessary to propose regulatory adjustments that they remunerate and they facilitate the participation and development of these new sources of production energetics; by such reason the present project for degree offers a solution to this problem, by means of a regulatory analysis (point of view investor) welcoming legislations of countries like: Chile and Spain, which were modified in such a way that it became contributor and the renewable systems on small scale by means of technical, economic or environmental incentives were adopted for those investors (owners of networks or third parties different from the distributing companies) interested in these means of production of electrical energy. In that sense, the project concludes presenting/displaying suggestions of regulatory adjustments for the adoption of these means of generation in the Colombian MEM within the GD context.

¹ Degree project: Research paper.

² Faculty of Physic-Mechanics engineering. Electric, Electronic, and Telecommunication engineering faculty. Director: Ph.D. Gerardo Latorre Bayona.

INTRODUCCIÓN

Sin duda alguna, la energía eléctrica actualmente se ha convertido en un bien muypreciado a nivel mundial, donde los países, mostrando preocupación por el deterioro del medio ambiente, han encontrado en el desarrollo de las fuentes de generación no convencionales de energía, la manera para reducir el desequilibrio ambiental desencadenado por el uso de los medios convencionales de generación y otras actividades industriales que emiten a la atmósfera gases que retienen calor (principalmente el dióxido de carbono); a lo anterior, se suman problemas como: dependencia energética, seguridad en el suministro y alto costo de los insumos energéticos (como el gas y la gasolina), entre otros. Entonces, es en este contexto donde los conceptos de generación distribuida (GD), entran a jugar un papel de suma importancia para su posible inserción en el sistema interconectado o red de distribución eléctrica propia de cada país. El Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE), define a la GD como: *“la generación de electricidad mediante instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico”*; y la California Energy Commission, como: *“la producción de energía inmersa o cerca al centro de carga y conectada al sistema de distribución”*.¹

Es claro entonces que toda nación busca mejorar la vida de sus habitantes, es decir, precios que reflejen costos eficientes con mayor cobertura en el servicio, con la preocupación de conservar los recursos naturales y detener el calentamiento global. Por tales razones, la tendencia mundial enmarca la imposición de estímulos para remunerar el uso de las fuentes energéticas renovables no convencionales como GD. Actualmente algunos países Europeos y Sudamericanos como: Alemania, España, Holanda, Chile y Brasil, suplen su demanda eléctrica mediante medios no convencionales de

¹ Ver complemento en el Capítulo 3

generación: solar, eólica, biomasa, geotérmica, mareomotriz o las pequeñas centrales hidráulicas, siendo hasta el momento una operación exitosa. Entonces, es evidente la iniciativa de la sociedad mundial para buscar la adopción de estos medios de generación, dando así, con el cumplimiento del protocolo de Kyoto, con la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles (diversificación de la matriz energética) y con una mayor cobertura del servicio mediante sistemas flexibles y confiables. Sin duda alguna, Colombia no puede ser indiferente a esta situación de avance tecnológico, por tal motivo y con la iniciativa del instituto colombiano para el desarrollo de la ciencia y tecnología “Francisco José de Caldas”-COLCIENCIAS, se está desarrollando un macro proyecto titulado: “**Distribución Eléctrica Inteligente-SILICE**”², bajo la cooperación de diferentes universidades, encontrándose entre las distinguidas la Universidad Industrial de Santander (UIS). Con el aporte investigativo de la UIS a dicho proyecto, se podrán alcanzar los objetivos relacionados a la simulación de una red de distribución de energía eléctrica y a la propuesta de “ajustes regulatorios”, considerando la normatividad técnica y regulación internacional, para la instalación de GD en el sistema interconectado nacional (SIN).³

Por consiguiente, la finalidad en esta investigación, consiste en cumplir parte de los objetivos mencionados anteriormente, mediante las sugerencias de ajustes regulatorios, de tal manera que se busque propiciar un ambiente competitivo, en el cual, los agentes interesados en invertir en medios de GD puedan participar en el MEM, con garantías y respaldo por parte del estado Colombiano. Para ello, se tendrán en cuenta las modificaciones introducidas en las Leyes Españolas y Chilenas, las cuales han permitido el desarrollo de estos medios de generación no convencional con gran éxito. Actualmente son ejemplos de naciones con gran desarrollo en tecnologías renovables, las cuales pueden ser fácilmente adaptables a la matriz energética Colombiana.

² Ver en anexo A una explicación general del “Macro Proyecto”.

³ La cabalidad del cumplimiento de los objetivos, hará parte de varios proyectos de grado.

1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo general

Llevar a cabo un análisis de la regulación Colombiana y de dos países más que hayan avanzado en la inserción de sistemas de generación distribuida, teniendo en cuenta únicamente el punto de vista del inversionista.

1.1.2 Objetivos específicos

- Presentar un breve análisis de cómo la Generación Distribuida ha impactado en países como Chile y España.
- Revisar las reglas de participación en el mercado de energía mayorista colombiano aplicables a los sistemas de generación a pequeña escala y presentar una síntesis de las mismas, teniendo en cuenta únicamente el punto de vista del inversionista.
- Revisar la legislación y regulación en Chile y España, aplicable a los sistemas de Generación Distribuida, y presentar un documento resumen considerando únicamente la metodología de remuneración a los inversionistas por incentivos técnicos, económicos o ambientales.
- Presentar sugerencias de ajustes regulatorios para la inserción de Sistemas de Generación Distribuida en el mercado de energía mayorista colombiano, desde el punto de vista del inversionista, basado en la revisión de la legislación y regulación en Chile y España.

1.2 PLANTEAMIENTO

Por varios motivos, Colombia ha iniciado un proceso de mejora en las condiciones de utilización de energías renovables y no convencionales. Uno de ellos es el desarrollo de las redes de distribución, como resultado de la creciente demanda, ha llevado a que estos los sistemas de distribución operen en límites máximos, trayendo como consecuencia la necesidad de su expansión, para garantizar los índices de confiabilidad y seguridad requeridos. Otro motivo es la preocupación por la conservación de los recursos naturales y la protección del medio ambiente, en especial por los efectos del consumo de los recursos no renovables de energía en todo el mundo, que cada vez tiende a aumentar por el desarrollo tecnológico que atraviesan todos los países.

Una opción que ha empezado a observarse con detenimiento, es la Generación Distribuida (GD), que puede tomar ventaja de los recursos renovables disponibles en cada región y que ha empezado a tener importantes desarrollos en otros países. En la actualidad Colombia no tiene un gran desarrollo de los sistemas de Generación Distribuida. Sin embargo, la comisión de regulación (CREG) ha emitido resoluciones que regulan la autogeneración y la cogeneración, las cuales han sido iniciativas por parte del sector industrial para auto proveerse la energía.

Basado en lo anterior, es indispensable la inserción de sistemas de GD en Colombia, siendo regulados de una manera que facilite la participación y el desarrollo de nuevas fuentes de producción de energía, considerando así, remuneraciones por incentivos de tipo: técnico, ambiental y económico que garanticen la confiabilidad del servicio.

1.3 JUSTIFICACIÓN

De acuerdo con la experiencia internacional, los sistemas de GD han demostrado, ser una alternativa económicamente competitiva frente a las

expansiones de redes de distribución, además han sido motivados por algunas razones como:

- La ventaja que ofrece en la reducción de la dependencia de combustibles convencionales, aprovechando los subproductos industriales o agrícolas generados localmente.
- La flexibilización y descongestión de los sistemas de potencia.
- Aprovechamiento de energías renovables, por ende manifestando un bajo impacto ambiental.
- Aumento de la confiabilidad del servicio de energía eléctrica cuando se presentan cortes en el alimentador principal que esta supliendo las cargas.
- Reducción de las pérdidas del sistema y mejora en el factor de utilización de las redes de distribución.
- Suministro de energía eléctrica en zonas con restricciones ambientales, abriendo la posibilidad de nuevas fuentes alternas de energía.
- Desarrollo de Inversiones en fuentes No convencionales, y modificación del mercado eléctrico.
- Estudios para viabilizar la compensación por Generación disponible al sistema (por ejemplo; en demandas pico), y de esta manera reflejar ahorros para el usuario final.

En Colombia, como ha sido demostrado en otros países, la utilización de energías renovables puede tener un importante desarrollo como generación distribuida al interior de los sistemas de distribución eléctrica. Sin embargo, en el caso Colombiano no existe normatividad que trate de manera explícita la GD y no se ha adoptado una definición para la misma. Lo más cercano a la GD en la Regulación Colombiana es la llamada Generación Embebida¹, la cual sólo se

¹Resolución CREG 024/95: “Cuando la frontera que relaciona a un generador con un comercializador está

discrimina en los aspectos comerciales del Mercado Mayorista de Energía. La regulación también hace referencia a los Autogeneradores, Cogeneradores y Plantas Menores”².

En consecuencia, si se quiere introducir sistemas de GD en el Mercado Mayorista de Energía Colombiano, es necesario proponer ajustes regulatorios que faciliten la participación y el desarrollo de nuevas fuentes de producción de energía. Por tal motivo, se pretende con este trabajo de grado, realizar un análisis regulatorio (punto de vista inversionista), acogiendo legislaciones de países como: Chile y España, las cuales han ayudado a la inserción de sistemas de pequeña escala con gran éxito.

1.4 ALCANCE

La necesidad de presentar un análisis regulatorio, surge ante la inexistencia de resoluciones regulatorias que le dé un trato explícito a la GD, e incentivos para el aprovechamiento de los recursos naturales que garanticen la competitividad en el Mercado de Energía Mayorista. Hasta el momento, la regulación Colombiana no ha puntualizado en resoluciones que permite un pleno desarrollo de los diferentes tipos de tecnología para su producción, por el contrario, existen desventajas con los sistemas tradicionales de generación. Este es el caso del parque eólico de Jepirachi y la hidroeléctrica de Amoyá, proyectos que aunque han demostrado ser tecnológicamente esenciales sin causar daño alguno al medio ambiente, no son viables financieramente debido a sus altos costos de operación e inversión respecto con los demás tipos de tecnologías contaminantes.³ En consecuencia, el presente proyecto de grado, abarca las leyes regulatorias de Chile y España desde un punto de vista inversionista, es decir, considerando solo aspectos remunerativos por

ubicada sobre una red diferente al STN, se dice que esa unidad de generación está embebida en el comercializador.”

²Autogeneración: Resolución CREG 084/96

Cogeneración: CREG 085/96, CREG 107/98 y CREG 039/01

Plantas menores: CREG 086/96 y 032/01

³ Unidad de Planeación Minero Energética – UPME República de Colombia

incentivos técnicos económicos o ambientales, de tal manera que se presenten sugerencias para la entrada de los medios de generación no convencionales como GD en el MEM Colombiano.

2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El auge internacional por el uso la GD ha sido motivado principalmente por razones como: preocupación por el cumplimiento establecido en el Protocolo de Kyoto, diversificación de la matriz energética con recursos no convencionales, estándares de calidad y niveles adecuados de cobertura en el servicio, avances tecnológicos e independencia de la industria en su consumo energético.

2.1 DEFINICIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)

No existe consenso a nivel mundial sobre qué es exactamente la Generación Distribuida (GD), puesto que son múltiples los factores que afectan a su definición: tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a la red, etc. Sin embargo, diversos autores u organismos del sector eléctrico internacionales emplean definiciones similares, las cuales difieren en pocos aspectos; Algunas de estas fueron señaladas en la introducción de este trabajo, complementando este contexto con las descritas a continuación:

- El DPCA (Distribution Power Coalition of América): *“cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución”*.
- La Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency) considera como GD, únicamente aquellos sistemas que se conectan a la red de distribución en baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores, mini- y microturbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica.
- Según Ackermann: “Generación distribuida es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en las instalaciones de los consumidores”

2.2 FUENTES PRIMARIAS RENOVABLES PARA LA GD

Vista no solo desde el punto tecnológico sino también ambiental, la GD presenta la oportunidad de utilizar como alternativas de generación, aquellos sistemas no convencionales, los cuales están disponibles a nivel mundial y son ambientalmente sostenibles⁴. En Colombia la Ley URE, hace distinción de estos medios de energía renovable aquellos cuya fuente de energía primaria sea: la solar, la eólica, la geotérmica, la biomasa o las pequeñas centrales hidráulicas (PCH,s). Entonces, se hace importante definir las principales ventajas y desventajas para una posible inserción en las redes colombianas.

2.2.1 Energía Solar

Es aquella energía transportada por las ondas electromagnéticas provenientes del sol. (Ley URE)

Ventajas

- ✓ Corresponden a sistemas modulares y de relativa facilidad de transporte.
- ✓ Los costos por terrenos son nulos, si son montados sobre techos.
- ✓ No contaminan en absoluto.
- ✓ No requieren: partes móviles, ciclos termodinámicos, ciclos químicos. Debido a esto el mantenimiento es poco.
- ✓ Tiene bajísimos, casi nulos, costos de operación y mantenimiento.
- ✓ Muy adecuado para sitios o aplicaciones en que no existen redes de energía eléctrica cercanos.

Desventajas

- ✓ Costo de inversión elevado en comparación con otros sistemas convencionales.

⁴ Se entiende por desarrollo sostenible aquel que conlleve al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de la vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el medio ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades.(LEY URE artículo 3)

- ✓ Para ser independiente de la red eléctrica y conservar energía, requiere de bancos de condensadores que lo hace un recurso intermitente.
- ✓ Falta de infraestructura para la venta y servicios relacionados con esta tecnología.
- ✓ Baja eficiencia de los paneles fotovoltaicos.

2.2.2 Energía Eólica

Es aquella energía que puede obtenerse de las corrientes de viento. (Ley URE)

Ventajas

- ✓ No contribuyen: a la contaminación del medio ambiente, al efecto invernadero y al calentamiento global.
- ✓ El viento es una fuente de energía abundante y prácticamente es inagotable.
- ✓ Mayor independencia de los combustibles fósiles e importaciones de insumos para la generación de energía eléctrica.
- ✓ Con un estudio adecuado de factibilidad, la construcción de centrales eólicas requiere poco tiempo.
- ✓ Es muy conveniente para alimentar localidades que se encuentran alejadas de los sistemas de transmisión, ya que son sistemas relativamente simples que requieren poco mantenimiento.

Desventajas

- ✓ La variabilidad del viento representa un costo adicional en bancos de baterías necesarios para almacenar energía en los instantes de ineficiencia energética.
- ✓ Elevado costo de inversión, el cual puede llegar a ser una de las grandes barreras, en especial para aquellas comunidades y/o pequeñas empresas interesadas en este recurso.

- ✓ Disponibilidad de la zona, es decir, la generación eólica solo es factible y rentable en zonas que posean velocidades de viento superiores a cierto nivel. (6 a 7m/s).
- ✓ Impacto visual por el tamaño de los aerogeneradores.

2.2.3 Geotérmica

Es aquella energía que puede obtenerse del calor del subsuelo terrestre. (Ley URE)

Ventajas

- ✓ Considerada energía limpia, ya que produce menores niveles de emisiones de gases de invernadero con respecto a los combustibles fósiles.
- ✓ Los factores de planta son competitivos respecto a las centrales térmicas., debido a que su fuente provee un flujo constante de energía a lo largo del año que no depende de las condiciones climáticas ni estacionales.
- ✓ Requieren menor área de terreno por MW que cualquier otro tipo de sistema térmico.

Desventajas

- ✓ Tecnología en fase incipiente, lo que involucra grandes costos de inversión e incertidumbres para su desarrollo.
- ✓ Necesidad de realizar estudios de prospección en las posibles zonas aptas para su instalación, aumentando de esta manera el costo de inversión.
- ✓ Poca disponibilidad de zonas aptas para instalar sistemas con este tipo de fuente primaria, las cuales se ubican regularmente en terrenos montañosos.
- ✓ Difusión de ciertos gases nocivos como ácido sulfhídrico, contaminando yacimientos de agua alrededor.

2.2.4 Biomasa

Es todo tipo de materia orgánica que ha tenido su origen inmediato como consecuencia de un proceso biológico y toda materia vegetal originada por el proceso de fotosíntesis, así como de los procesos metabólicos de los organismos heterótrofos. (Ley URE).

El uso energético de la biomasa se basa principalmente en los procesos de conversión de combustión directa para generación de electricidad, vapor y calor y la producción de biogás para generación de electricidad y calor

Ventajas

- ✓ No contribuye al calentamiento global, reduciendo las emisiones de dióxido de carbono y los residuos de los procesos de conversión involucrados en los hidrocarburos.
- ✓ La combustión de biomasa produce menos ceniza que la del carbón mineral y puede además, usarse como abono orgánico en los suelos.
- ✓ La biomasa es un recurso propio e independiente de los mercados internacionales de los combustibles.

Desventajas

- ✓ Se requieren grandes cantidades de biomasa para una generación significativa de energía eléctrica.
- ✓ El potencial calorífico de la biomasa depende mucho de las variaciones en el contenido de humedad, clima y densidad de la materia prima.

2.2.5 Pequeños aprovechamientos hidroenergéticos o PCH,s:

Es aquella energía potencial de un caudal hidráulico en un salto determinado que no supera el equivalente de los 10 [MW] de potencia eléctrica generada. (Ley URE)

Ventajas

- ✓ Es una fuente limpia de generación de energía eléctrica, es decir, no emite gases de invernadero, utilizando sólo la energía potencial del agua para su proceso.
- ✓ Bajos costos de operación, debido a que no se requieren de los combustibles fósiles y además en pocas situaciones se requiere de un mantenimiento.
- ✓ No requiere de sistemas de refrigeración o calderas.
- ✓ Sin duda alguna es una de las tecnologías más eficientes comparada con las tecnologías convencionales. Entre el 75% y el 90% de la energía potencial del agua es transformada en energía eléctrica.
- ✓ Presenta una larga vida útil. Los activos pueden mantenerse funcionando alrededor de los 50 años sin requerir de grandes inversiones.

Desventajas

- ✓ Dependencia geográfica para su implementación.
- ✓ No disponen gran capacidad de almacenamiento de agua.
- ✓ Vulnerables a fenómenos naturales (fenómeno del niño).
- ✓ Requieren de un estudio detallado, incrementando de esta manera el tiempo para su puesta en funcionamiento.

2.2.6 Cogeneración

Es un tipo de Generación en la cual se aprovecha el calor disipado por los equipos de Generación de energía eléctrica para lograr un ahorro significativo de energía. Además, la cogeneración contribuye a la protección del medio ambiente, disminuyendo las emisiones contaminantes producidas en las centrales de generación eléctrica sumadas a los procesos tradicionales de producción de calor.

2.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS PARA LA INSERCIÓN DE G.D

El incremento en la demanda energética, unido a las restricciones que los Estados imponen en materia medioambiental a la construcción de nuevas centrales de producción y la ampliación de la infraestructura del actual sistema de potencia, constituyen factores decisivos en la apertura del mercado a un nuevo escenario como lo es la GD, teniendo en cuenta que la implementación de nuevas tecnologías, van acompañadas de una serie de situaciones y medidas adoptadas, que actúan de forma conjunta como plataforma, para el desarrollo de un nuevo modelo de negocio.

A partir del impacto de la implementación de GD en diferentes países, diversos investigadores han realizado estudios respecto a las ventajas y desventajas que conllevan estos sistemas, en aspectos como la eficiencia, flexibilidad, interconexión con redes de distribución, niveles de emisión, e inversiones por instalación y costos de mantenimiento y funcionamiento.

2.3.1 Ventajas

- Cubre los picos de la demanda y evita las interrupciones en los suministros de energía, lo cual contribuye a una mayor seguridad global en el suministro de ésta y facilita la planificación del abastecimiento frente a previsiones inciertas de demanda.
- La GD, deja a un lado la necesidad del uso de las largas redes de transmisión, y la consecuente inversión.
- Reducción de pérdidas en la red y del costo asociado a las infraestructuras que la soportan.
- Avances tecnológicos en el desarrollo de las fuentes alternativas de generación y reducción de costos.
- Mejoran la calidad de la energía eléctrica (estabilidad de la tensión,

suministro de potencia reactiva, y corrección del factor de potencia).

- Mayor eficiencia mediante el aprovechamiento del calor producido por procesos industriales (cogeneración), para su utilización en calefacción o calentamiento de agua.
- Conservación de las fuentes de energía básicas: petróleo, carbón y gas natural.
- Reducción de las emisiones de gases de combustión derivada de los objetivos establecidos en el Protocolo de Kyoto. Potenciación de la utilización de fuentes de energía renovable.
- Favorece el suministro de energía eléctrica en regiones aisladas y la inversión privada.

2.3.2 Desventajas

Hasta el momento, se ha presentado un panorama muy esperanzador para el desarrollo de la GD, sin embargo, no todos los factores y agentes implicados contribuyen en la misma medida para el desarrollo de sistemas que promuevan iniciativas en el sector de la GD. Existe una serie de barreras que impiden la implantación masiva de este tipo de instalaciones, como lo son: las técnicas económicas y regulatorias.

Las barreras técnicas, abarcan el nivel de desarrollo de las tecnologías y la interconexión de los sistemas de generación a las redes de distribución, ya que la falta de madurez de algunos de estos sistemas traduce a menores eficiencias, fiabilidad, tiempo de vida, etc., creando una barrera a su implantación, la cual puede ser reducida al momento de incrementar la investigación y la ejecución de proyectos de demostración.

Asimismo, en el caso concreto de las tecnologías de GD renovables, su producción depende de la disponibilidad del recurso renovable, el cual generalmente tiene variaciones aleatorias, lo que lo hace bastante

"impredecible". En el caso de las tecnologías de GD no renovables (cogeneración), la producción de energía eléctrica también puede verse afectada por las necesidades de energía térmica. Todo ello puede constituir una barrera para que la generación descentralizada se incorpore a los mercados de energía.

Por otro lado, están las barreras económicas; la falta de madurez de algunas tecnologías y la poca difusión, hacen que los costos de la inversión inicial, así como el mantenimiento posterior, se disparen, resultando un obstáculo para su penetración. Todo esto, implica plazos de amortización muy altos que se traducen en un mayor riesgo para el inversionista.

Para finalizar, las barreras regulatorias, incluyen los problemas existentes al momento de obtener licencias de instalación, participar en el mercado de energía eléctrica, etc., ya que los sistemas regulatorios no consideran a la GD como un aspecto diferente a la Generación Convencional, por lo que explícitamente la penalizan.

3 CARACTERÍSTICAS DEL MEM Y REGULACIÓN ACTUAL DE LOS PEQUEÑOS GENERADORES EN COLOMBIA.

Los mercados de energía se han modificado mediante la incorporación de diferentes agentes y mecanismos normativos que garantizan la competencia en los segmentos de generación y comercialización, fijando cargos en las actividades de transmisión y distribución. Con estas reformas se ha buscado brindar mayor cobertura en el servicio a los clientes, reflejando costos eficientes, con estándares de calidad adecuados.

3.1 MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

El Mercado Mayorista en Colombia, hace referencia al conjunto de sistemas para el intercambio de información entre generadores y comercializadores con el propósito de realizar contratos de energía a largo o corto plazo, acotando cantidades y precios según conveniencia u obligatoriedad impuesta por el organismo regulador pertinente. Con el fin de dar a conocer generalidades, estructura y características del MEM colombiano y con base en la resolución CREG 024 de 1995, su página web⁵, y la página web de los Expertos en Mercados (XM)⁶, se presenta a continuación una síntesis del mismo.

3.1.1 Antecedentes históricos

El servicio de energía eléctrica en Colombia se brindó a mediados del siglo XIX en la ciudad de Bogotá, donde las actividades de generación, transmisión y distribución se realizaban bajo un mismo capital privado (sector centralizado) debido a la inexistencia del SIN. Sin embargo, las inversiones particulares no fueron suficientes para suplir el incremento de demanda de energía que se presentaba en el instante, además la necesidad de ampliar las redes para una

⁵ www.creg.gov.co

⁶ www.xm.com.co

mejor cobertura del servicio, hicieron que el Estado entrara a formar parte del sector.

Como era de esperarse, la situación precedente trajo consigo irregularidades con fines políticos, las cuales aventajaban en las tarifas y remuneraciones al capital público respecto al capital privado. Sumado a lo anterior situaciones como: recesión mundial de la economía en los 70's, aumento en el precio de los combustibles en los 80's y el fenómeno del niño comenzando los 90's, el cual desencadenó el mayor racionamiento de electricidad del país, generando la necesidad de reestructurar el sector.

Tomando medidas en el asunto con el nuevo marco legislativo de la constitución de 1991 y con el respaldo más adelante de la entrada en vigencia de las leyes: 142 (Ley general de servicio públicos de 1994) y 143 (Ley eléctrica de 1994), el MEM colombiano dio un paso trascendental. Este sector pasó ser de un ambiente hostil a uno armonizado y competitivo, permitiendo nuevamente la participación del capital privado en las actividades de generación y comercialización y declarando las empresas transportadoras y distribuidoras como monopolios naturales reguladas bajo el régimen de la CREG (descentralización del sector), volviendo a delimitar de esta manera la participación del Estado.

Años más tarde entra en vigencia un nuevo régimen de Mercado bajo el contexto regulatorio de las leyes 142 y 143, destacándose principalmente el modelo tipo bolsa.

3.1.2 Estructura institucional

El Estado colombiano bajo la reestructuración del Ministerio de Minas y Energía, creó entidades administrativas con fines de fiscalización, regulación, control y planeación del sector las cuales actualmente en vigencia son:

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): Encargada del reglamentar el comportamiento de usuarios y empresas que participan en el MEM, garantizando la competencia y regulando las tarifas de los monopolios.

La Unidad de Información Minero Energética (UIME): Entidad que junto con la UPME, opera organiza y mantiene la base única de información elaborando los balances anuales del sector minero energético.

La Comisión de Planeación Minero Energética (UPME): Unidad administrativa que establece las necesidades energéticas del país con el fin de elaborar la planeación energética nacional y de expansión del sector.

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD): Organización institucional que desempeña la labor de vigilancia y control de la prestación de los servicios públicos domiciliarios

Tabla 1. Estructura institucional del MEM Colombiano

ORGANISMO	FUNCIÓN	LOGO
Ministerio de Minas y Energía	Política	
Unidad de Planeación Minero Energética	Planeación	
Comisión de Regulación de Energía y Gas	Regulación	
Superintendencia de Servicios Públicos	Control y Vigilancia	
Operador de Sistema (CND)	Ver nota 3	
Administrador del Mercado (ASIC)	Ver nota 4	

Fuente: Autores del proyecto.

Otras entidades que dentro del MEM son las encargadas de la operación de sistema y la administración del mercado son: el Centro Nacional de Despacho

(CND)⁷ y el administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC)⁸, dependencias de la empresa XM Sociedad Anónima y Empresa de Servicios Públicos. En la tabla 1, se puede observar la manera como está integrado institucionalmente el MEM en Colombia.

3.1.3 Agentes

Según resolución CREG 024 de 1995 los agentes del mercado son aquellos que realizan actividades de: generación, comercialización o transporte de energía eléctrica⁹. Las principales características de cada uno de éstos se presentan a continuación.

Tabla 2. Capacidad efectiva neta del SIN en el 2007

TECNOLOGÍA UTILIZADA	[MW]	%
Hidráulica	8,525.0	63.4
Térmica	4,298.0	32.2
Gas	3,598.0	
Carbón	700.0	
Menores	558.2	4.2
Hidráulica y térmica	539.8	
Eólica	18.4	
Cogeneradores	24.5	0.2
Total SIN	13,405.7	100.0

Fuente: Autores del proyecto¹⁰

Generador: Actividad cuya finalidad es la producción de electricidad la cual mediante el previo registro ante el ASIC es inyectada al SIN. La producción de energía eléctrica alcanzó en diciembre de 2008 un valor 13.456 [MW]; de los cuales el 63.4% representó la capacidad hidráulica, 32.2% térmica y sólo el

⁷ Dependencia encargada de planear, supervisar y controlar la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN bajo el Reglamento de Operación expedido en la resolución CREG 025 de 1995.

⁸ El ASIC es la dependencia del CND encargada de registrar los contratos de energía a largo plazo; liquidando, facturando, y cobrando el valor de los actos o contratos de energía en la bolsa originado por generadores y comercializadores.

⁹ Entrando en vigencia las leyes 142 y 143; el sector organizado verticalmente se desintegra, permitiendo solo las actividades de generación-comercialización y distribución-comercialización como actividades complementarias siempre y cuando se lleven contabilidades diferentes.

¹⁰ La tabla se realizó con base en los datos encontrados en la página: www.xm.com.co

4.2% provenía de plantas menores y cogeneración¹¹. Estos agentes están obligados a participar en el MEM con todas sus unidades de generación conectadas al SIN con capacidad mayor o igual a 20 [MW].

Transportadores: Son considerados o declarados como monopolios naturales del mercado; no realizan compraventa de energía, sino sólo participan como entidad reconciliadora por las restricciones del sistema de transmisión nacional, del sistema de transmisión regional y del sistema de distribución local, y evaluación de pérdidas pertinentes a los mismos. Dentro de los transportadores se encuentran particularmente los agentes transmisores y distribuidores, los cuales se diferencian principalmente en los niveles de tensión para el transporte de energía.

Comercializador: Persona natural o jurídica registrada ante el ASIC cuya actividad principal es la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista; representa a los usuarios conectados al SIN, que de acuerdo con sus niveles de consumo son catalogados como regulados y no regulados.

Clientes No Regulados: Son aquellos cuya potencia demanda es superior o igual a 0,1 [MW] o equivalente a 55 [MWh/ mes] de consumo de energía. Se caracterizan por pactar precios libremente mediante contratos a corto plazo con el agente comercializador.

Clientes Regulados: Son aquellos cuya demanda de potencia es inferior a 0,1 [MW] o equivalente a 55 [MWh/ mes] de consumo de energía. A diferencia de los regulados, estos clientes manejan una tarifa única de pago impuesta por el agente regulador (CREG). En la figura.1, se puede observar la estructura del mercado mayorista Colombiano.

¹¹ La tabla. Muestra las estadísticas anteriores, siendo notoria la dependencia de las centrales hidráulicas para suplir la demanda de energía eléctrica en el país.

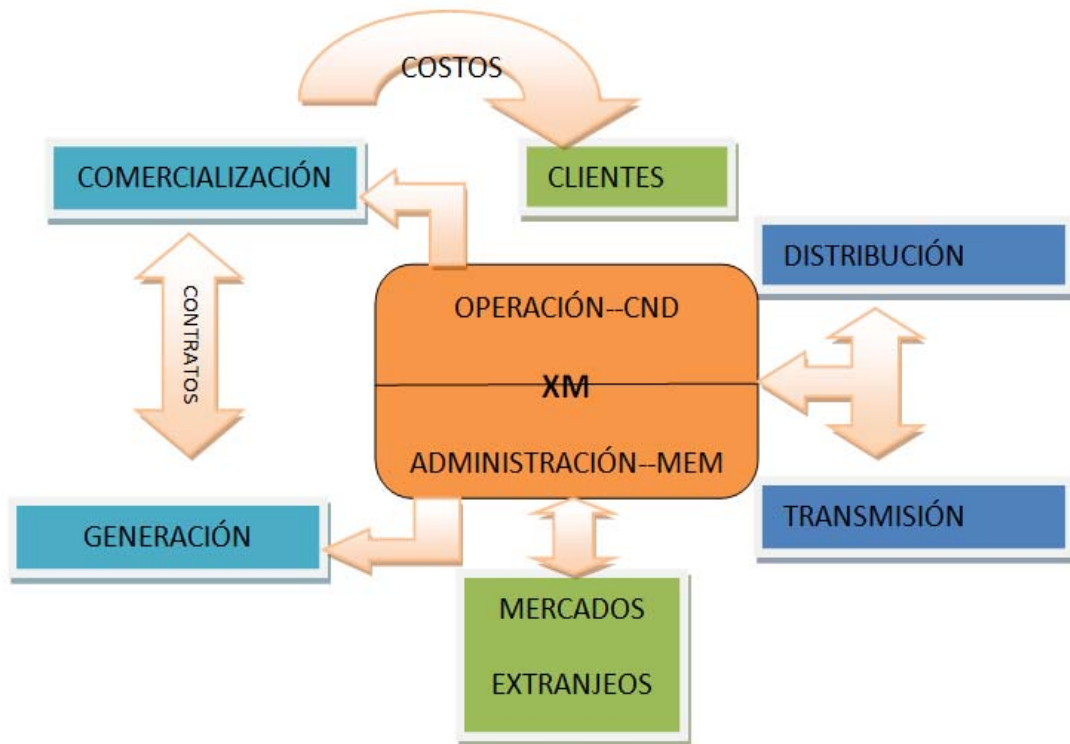


Figura 1. Estructura del Mercado Mayorista en Colombia.

Fuente: Autores del proyecto.

3.1.4 Operaciones en el mercado mayorista.

Dentro del mercado mayorista se realizan las siguientes operaciones:

- **Contratos de energía a largo plazo:** Son aquellos en donde los generadores y comercializadores pactan libremente las condiciones, cantidades y precios para la comercialización (compra y venta) de la energía eléctrica a largo plazo
- **Contratos de energía en la bolsa:** Son aquellos que se efectúan por medio del ASIC, para la enajenación hora a hora de energía. Los precios, cantidades, garantías, liquidación y recaudo se determinan según el anexo A de la resolución CREG 024 de 1995 y por el acuerdo de las partes en las reglas de SIC.

- Por último, existe la prestación de servicios asociados de generación de energía a la empresa de transmisión nacional con el objetivo de asegurar lo referente a calidad, confiabilidad y seguridad en el servicio de electricidad.

3.1.5 Cargo por confiabilidad

Debido a la dependencia de los recursos hídricos para la generación de electricidad en Colombia, se hace indispensable contar con plantas de generación con energía firme para ocasiones de sequía extrema como lo es el caso del fenómeno del niño, el cual en 1991-1992, hizo que se racionaran en gran parte los usuarios del SIN.

En consecuencia, con el fin de asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica a largo plazo en Colombia, la CREG mediante la resolución 076 de 2006, da origen a un nuevo esquema regulatorio para garantizar, no solo el cubrimiento de la demanda en situaciones de escasez sino también estabilizar los precios a largo plazo.

Un componente clave de este nuevo régimen es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), el cual compromete a los generadores con activos capaces de producir energía firme durante situaciones críticas o escasez de generación por parte de las centrales hidráulicas.

La unidad que se le asignó una OEF debe entrar a generar, según el despacho ideal, cuando al menos por una hora al día el precio de bolsa supera al precio de escasez.¹²

La asignación de las OEF y la remuneración que recibirá por cada kilovatio hora comprometido a través de la OEF, exclusivamente entre los agentes que planeen o tenga activos de generación a partir de una fecha específica, son determinadas en la subasta. La remuneración correspondiente al cargo por

¹² El precio de escasez es un umbral establecido por la CREG para la exigencia de la OEF, remunerando de esta manera aquellos generadores cuya energía sea entregada en el momento de la situación crítica de abastecimiento. Artículo 4 Creg 071 de 2006

confiabilidad es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del SIN mediante las tarifas que ajustan los comercializadores.

Del concepto de OEF se deriva entonces para la confiabilidad en el suministro de la electricidad el de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), el cual es la máxima energía eléctrica, capaz de entregar una unidad de generación durante el periodo de un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales.¹³

3.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LA GD EN COLOMBIA

En Colombia la GD, es un tópico relativamente reciente, y no se encuentra establecido explícitamente en la regulación Colombiana, sin embargo es un tema de estudio para la CREG, y además tiene actualmente regulado el tema de la Generación Marginal, tomando como base la autogeneración, la cogeneración y las plantas menores.¹⁴

En términos de Fuentes No Convencionales se han desarrollado algunos proyectos puntuales de energía eólica, biomasa y algunas pequeñas centrales hidroeléctricas, pero no existe tampoco una estrategia consistente que permita visualizar una participación importante de estas fuentes en la oferta energética del país.

La CREG define y regula tanto la Autogeneración, como la Cogeneración y las Plantas Menores en resoluciones que se encuentran referidas en la tabla 3.

¹³ Ver capítulo IV de la resolución Creg 071 de 2006.

¹⁴ Productor marginal: Es la persona natural o jurídica que desee utilizar sus propios recursos para producir los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicio público para sí misma o para una clientela compuesta principalmente por quienes tienen vinculación económica con ella o por sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal. Los autogeneradores y cogeneradores son casos particulares de esta categoría. (Definición CREG).

Tabla 3. Definiciones CREG, (Autogeneración, Cogeneración y Plantas Menores)

CLASIFICACIÓN	DEFINICIÓN-CREG	RESOLUCIÓN
AUTOGENERACIÓN	<i>“Es aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN, y puede o no, ser el propietario del sistema de generación”.</i>	CREG 084/1996
COGENERACIÓN	<i>“Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales.”.</i>	CREG 085/1996 CREG 107/1998 CREG 032/01 CREG 039/01
PLANTAS MENORES	<i>“Es la generación producida con plantas con capacidad efectiva menor a 20 MW, operadas por empresas generadoras, productores marginales o productores independientes de electricidad y que comercializan esta energía con terceros, o en el caso de las empresas integradas verticalmente, para abastecer total o parcialmente su mercado.”.</i>	CREG 086/1996 CREG 032/01 CREG 039/01

Fuente: Autores del proyecto

3.3 ESTÍMULOS LEGISLATIVOS PARA INTRODUCIR FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA (FNCE) EN EL MEM COLOMBIANO¹⁵

La regulación Colombiana contempló las fuentes no convencionales de energía (FNCE) junto con el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) a través de dos normas: La ley 697 de 2001 o comúnmente llamada ley URE y el decreto 3683 de 2003; la primera busca dar el régimen general y los principios esenciales que rigen este tema y el segundo, reglamenta la ley 697 de 2001, y crea una comisión intersectorial. Sin embargo, no significa que el régimen jurídico de las FNCE y URE se restrinjan a estas dos normas. Existe todo un contexto normativo que lo rige, que parte de las bases constitucionales referidas a la conservación de los recursos naturales y el deber del estado de asegurar los servicios públicos.

Los estímulos normativos que tiene la regulación actual Colombiana se pueden

¹⁵ Amin Baena Camilo Andrés, “Incentivos Regulatorios para introducir las Fuentes No Convencionales en el Mercado Colombiano”-Documento Informativo.

clasificar en: incentivos Tributarios, incentivos de Mercadeo, Institucionales y de tipo ambiental.

3.3.1 Incentivos tributarios

La Ley 633 de 2000, Artículos 81 al 83, y el Gobierno Nacional, por medio del Decreto Reglamentario 1124 de 2008, crea el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (FAZNI), cuyo objetivo es financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las zonas no interconectadas (ZNI), zonas donde satisfacen las necesidades energéticas a través de fuentes no convencionales de energía.

La reforma tributaria (ley 788 de 2002, artículo 18), exime del impuesto de renta a la venta de energía eléctrica generada con base en recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas, realizada únicamente por las empresas generadoras, por un término de quince (15) años, siempre que se cumplan los siguientes requisitos: Tramitar, obtener y vender certificados de emisión de bióxido de carbono, de acuerdo con los términos del Protocolo de Kyoto¹⁶, y que al menos el 50% del producto de esa venta se invierta en el beneficio social de la región de la empresa generadora.

3.3.2 Incentivos de mercadeo

Esta clase de incentivos constituyen para el inversionista una pieza clave para incluir las fuentes no convencionales como un negocio rentable, teniendo en cuenta que la implementación de ellas, aparte de ser una alternativa energética, necesita de impulsos remunerativos, ya sea de tipo técnico, económico o ambiental.

El mecanismo de Desarrollo Limpio contemplado en el protocolo de Kyoto, se

¹⁶ El Protocolo de Kyoto es un convenio sobre el cambio climático adoptado y fomentado por la ONU el 9 de mayo de 1992.

manifiesta a través de la venta de los certificados de reducción de Emisiones (CRE). En el ámbito Colombiano se presenta este incentivo con el parque Eólico “Jepirachi” de las empresas públicas de Medellín, que con una capacidad instalada de 19,5 MW obtendrá cerca de 3.5 millones de euros por la venta de los derechos de emisión de 800.000 toneladas de dióxido de carbono al Fondo Prototipo del Carbono del Banco Mundial. El proyecto de generación hidráulica del Río Amoyá en Tolima también es beneficiario de este incentivo.

Uno de los mayores obstáculos para colocar en marcha los proyectos de URE, es la dificultad para acceder a recursos de financiamiento, tanto por la carencia de esquemas financieros para proyectos de URE, como por la ausencia de estímulos específicos. La UPME¹⁷ conjuntamente con el IFI¹⁸ y BANCOLDEX¹⁹, diseñó e implementó un esquema de incentivo indirecto para apoyar la incorporación de tecnologías eficientes y la optimización del uso de la energía en los sectores productivos, a través de dos líneas de crédito. Actualmente, aunque las líneas se encuentran operativas, ha faltado una campaña de promoción y divulgación para los inversionistas que sea mucho más provocativa, ya que es indispensable un mayor despliegue y conocimiento sobre la línea de crédito, por otro lado carece de ventajas corporativas, lo cual resulta un bajo interés para los empresarios potenciales.

Los países de América Latina y el Caribe, acordaron impulsar una meta bastante loable plasmada en: “PLATAFORMA DE BRASILIA SOBRE ENERGÍAS RENOVABLES”, con el objetivo de lograr que en el año 2010, la región utilice por lo menos un 10% de energías renovables del consumo total energético, sobre la base de esfuerzos voluntarios y teniendo en cuenta un plan de normas que se adapten a los marcos regulatorios de cada país.

El Programa Sobre Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas sobre Energías no Convencionales (**PROURE**), estipulado en el Art.18 del

¹⁷ Unidad de Planeación Minero Energética

¹⁸ Instituto de Fomento Industrial

¹⁹ Banco de Comercio Exterior De Colombia

decreto 3683 de 2003, contempló:

*“El Ministerio de Minas y Energía, sus Unidades Administrativas Especiales **CREG** y **UPME**, en coordinación con las entidades públicas pertinentes, identificarán e implementarán los modelos y fuentes de financiación para la gestión y ejecución del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, **PROURE**, y los aplicables a los proyectos de Uso Racional y Eficiente de Energía, **URE**, y de promoción de energías no convencionales”.*

3.3.3 Incentivos institucionales

Una estructura institucional claramente predefinida motiva al inversionista, ya que garantiza seguridad, a partir de Normas y entidades competentes, que tienen la obligación de resolver conflictos al momento de presentarse. Igualmente dichas entidades tienen dentro de sus funciones, la de promover este tipo de fuentes y que su desarrollo logre un nivel satisfactorio de competitividad.

En el Decreto 3683 de 2003, TITULO I, denominado como: “Estructura Institucional” asigna la dirección general al Ministerio de Minas y Energía con la colaboración de sus entidades especiales UPME, CREG, IPSE y demás entes gubernamentales dentro del ámbito de su competencia. El decreto creó un ente especializado denominado Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía (CIURE), encargado del asesoramiento y apoyo al Ministerio en la coordinación de las políticas referidas a esta materia. Igualmente se describen sus funciones específicas y los miembros permanentes que la componen.

3.3.4 Incentivos ambientales

El protocolo de Kyoto y todos aquellos incentivos sobre fuentes no

convencionales y Uso Racional de la Energía, tienen como objetivo primordial la sostenibilidad: de tipo ambiental, como un problema de conciencia colectiva a nivel general.

3.3.5 Otros incentivos

Los incentivos planteados en ítems anteriores, son del punto de vista de la oferta en el Mercado, sin embargo, existen otros tipos de instrumentos regulatorios que incentivan la implementación de las Fuentes no Convencionales.

El artículo 22 del Decreto 3683 de 2003, define el derecho de información que tienen los consumidores en lo relacionado con los reglamentos técnicos de eficiencia y el porte de etiquetas URE en los equipos de uso final de energía, siendo esa una de las funciones que debe cumplir el Ministerio de Minas y Energía.

La Ley 697 en su artículo 7 presenta en forma general varias clases de lo que ella ha denominado estímulos y sanciones. En el campo de la investigación le impone al gobierno nacional la carga de incentivar programas que funcionen a través de la entidad COLCIENCIAS; de igual forma, el artículo 13 del decreto 3683 ordena que esta entidad promueva líneas de investigación y desarrollo tecnológico en el uso racional y eficiente de la energía y/o fuentes no convencionales de energía.

La Resolución 108 de 1997 de la CREG, por medio de la cual se señalan criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario. Se indicó también, que los prestadores del servicio público de energía eléctrica velarán porque los servicios se utilicen de manera racional. También se desarrollarán

programas educativos tendientes a crear una cultura del uso razonable del servicio.

4 EXPERIENCIA DE LA GD EN OTROS PAISES

Hoy en día, son diversas las “tecnologías limpias” que se utilizan para la generación de pequeñas y eficientes cantidades de energía eléctrica con inyecciones a la red. Gran número de sistemas de generación en Europa, Estados Unidos y Sudamérica, están funcionando con fuentes de energía no convencionales y hasta el momento han presentando condiciones de operación exitosas. Esta situación se debe principalmente a la existencia de un marco legal y regulatorio, adecuado para la operación y remuneración de estos medios, en su mercado nacional. Por Europa: España y por Sudamérica: Chile son algunos de los países más representativos en cuanto al uso de GD.

4.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN CHILE

Sin duda alguna, el desarrollo que ha tenido Chile en el sector eléctrico es sumamente considerable. Este país fue el pionero, no solo en Latinoamérica, sino también a nivel mundial en introducir una estructura abierta o de libre competencia en el segmento de generación, además uno de los primeros en eliminar la integración vertical de los tres segmentos del sector: generación, transmisión y distribución, sucesos que trajo consigo una privatización de los agentes estatales que regían dicho sector. Hoy en día, la presencia del estado en el mercado, se limita únicamente a la regulación y fijación de precios, a los cuales puede ser vendida la energía eléctrica a usuarios regulados por las empresas concesionarias del servicio.

Actualmente, este país como muchos otros a nivel mundial, ha mostrado gran interés de mejorar la calidad de vida de sus habitantes, es decir, precios que reflejen costos eficientes con mayor cobertura en el servicio, con la preocupación de por medio de conservar los recursos naturales y detener el

calentamiento global, reduciendo las emisiones de dióxido de carbono y otros gases que capturen calor, mediante la adopción de pequeños medios de generación no convencionales inmersos en puntos específicos particularmente en la red de distribución.

Finalmente, para alcanzar el anterior objetivo, se llevaron a cabo modificaciones en el mercado eléctrico chileno introducidas mediante las leyes 19.940 y 20.018²⁰, buscando incentivar el desarrollo y acogida de fuentes de generación no convencionales, mediante condiciones específicas de participación para aquellos inversionistas interesados en estos medios de producción energética.

4.1.1 Sector eléctrico Chileno

Últimamente el sector ha mostrado gran preocupación e interés de conservar los recursos naturales y el aprovechamiento de los mismos de una manera ecológica y racional, diversificando de esta manera la matriz energética y mejorando la calidad de vida de sus habitantes.

Características del sector

El mercado de energía chileno está conformado por tres segmentos independientes entre sí: generación, transmisión y distribución. Estas actividades son desarrolladas por empresas en su totalidad privadas repartidas de la siguiente manera: 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 34 empresas distribuidoras, que en conjunto suministran una demanda agregada nacional que en el 2007 alcanzó los 55.912 [GWh]. Los anteriores agentes a su vez se encuentran inmersos en cuatro sistemas eléctricos abarcando todo el territorio nacional, los cuales de arriba abajo según la figura son: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema de Aysén y por último, el Sistema de

²⁰ La Ley 19.940, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos; la ley 20.018, modifica el marco normativo del sector eléctrico.

Magallanes; siendo el SING y el SIC los más importantes ya que poseen alrededor del 99% de la potencia demandada del país.

El modelo que rige este mercado energético, pasó de ser estrictamente de tipo Pool a una combinación basada en contratos bilaterales físicos y una bolsa de energía²¹, donde la demanda se considera inelástica y además existen dos tipos de clientes: regulados y no regulados²². Los primeros, son aquellos usuarios de bajo consumo, cuya potencia instalada no supera los 2 [MW], además están afectados por la regulación de precios actualizados periódicamente por la autoridad o entidad reguladora²³. El precio que las empresas distribuidoras pagan por la energía necesaria para abastecer a los anteriores clientes se denomina Precio de Nudo, y el valor que éstas mismas facturan por efectuar el servicio de distribución de electricidad, se conoce como Valor Agregado de Distribución (VAD) y es calculado considerando el costo medio en que incurre una distribuidora modelo eficiente para proveer el servicio²⁴. Por otro lado, existe un mercado libre sólo para aquellos usuarios cuya potencia instalada es superior a los 2 [MW], donde la ley dispone la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la opción de abastecerse de energía eléctrica de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadores.

Conformados por las principales agentes generadores y transmisores de energía eléctrica, los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) son los encargados de coordinar las centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas al correspondiente sistema eléctrico²⁵.

Los organismos encargados de realizar diariamente el despacho económico de carga con base en costos marginales de generación son el OS y OM. El

²¹ Modelos organizados y coordinados por el Operador del Sistema (OS) y el Operador de Mercado (OM).

²² Además existe el usuario con derecho a requerir una tarifa regulada o no regulada, por permanencia mínima de cuatro años en cada régimen; cuya potencia instalada se encuentra en un rango de 0,5 [MW] a 2 [MW].

²³ El sector es regulado desde 1982 a través de la Ley General de Servicios Eléctricos.

²⁴ Precio a usuario final = Precio de nudo + VAD + cargo único por uso del sistema troncal.

²⁵ En Chile existen el CDEC del SING (www.cdec-sing.cl) y el SIC (www.cdec-sic.cl).

primero de ellos, es el encargado y responsable de obtener la información de oferta, demanda y costos de la energía a comercializar entre los agentes del mercado, mientras el segundo, realiza modificaciones de los datos obtenidos del OM para operar la red. Cabe aclarar que ninguno de los dos organismos comercia con la energía, sino solo intervienen en las transacciones económicas.

Finalmente dentro de los organismos encargados de regular el sector energético en Chile se encuentran los siguientes:

- Comisión Nacional de Energía (CNE)
- Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)
- Comisión Nacional del Medioambiente (CONAMA)
- Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).

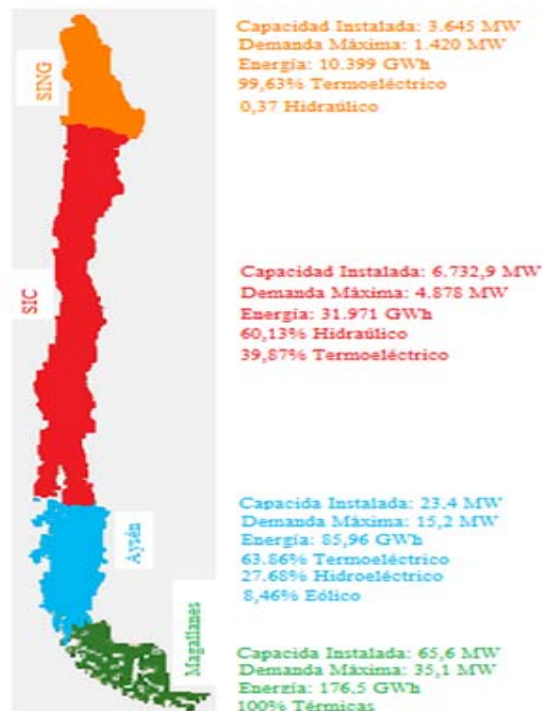


Figura 2. Características de los sistemas eléctricos que abarcan el territorio chileno²⁶.
Fuente: Autores del Proyecto²⁷

²⁶ La potencia total instalada está repartida porcentualmente de la siguiente manera: SING con un 30,17%; SIC con un 69,01%; Aysén con un 0,28%; y Magallanes con un 0,54%.

4.1.2 Generación de energía renovable en Chile²⁸

La situación preliminar en Chile relacionada con la producción de energía eléctrica era la siguiente: 60,5% centrales termoeléctricas, 39,4 hidroeléctricas y sólo el 0,017% provenía de las energías renovables no convencionales (ERNC)²⁹, participación claramente deficiente. Dentro de las ERNC más relevantes en cuanto al desarrollo se encuentran la microhidráulica con un 48,5% y la solar con un 46,3%, este detalle se puede observar en la figura 3.

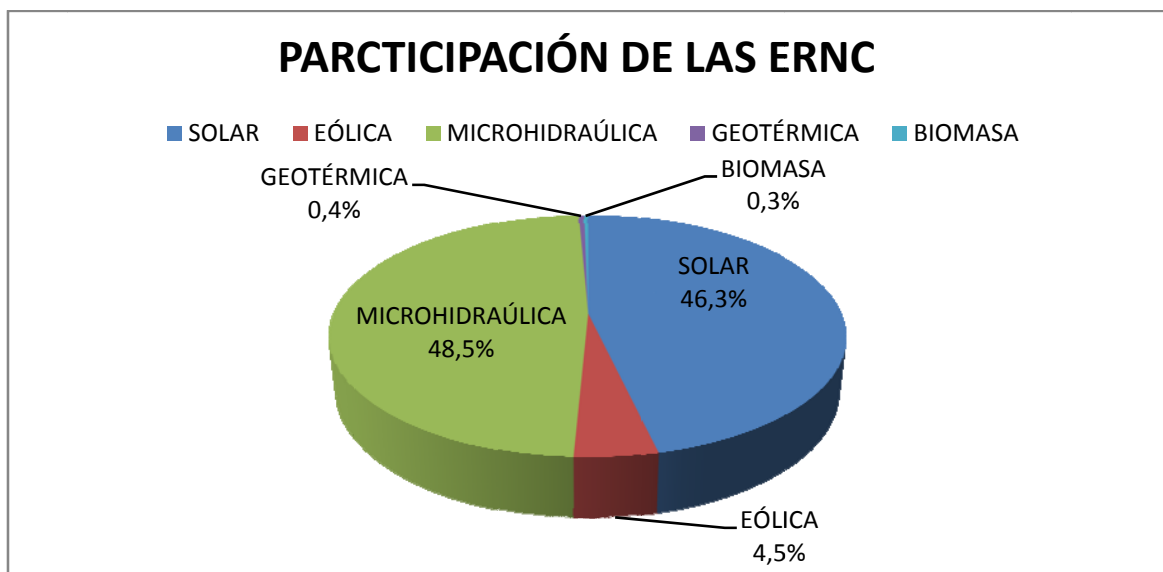


Figura 3. Participación de las ERNC en Chile del 2004.

Fuente: Autores del proyecto³⁰

La anterior situación se mantuvo hasta que se llevaron a cabo modificaciones en el mercado chileno, introducidas mediante las leyes 19.940 y 20.018, donde por primera vez se trató de una manera concisa los medios de generación no convencionales (MGNC), los pequeños medios de generación (PMG) y los pequeños medios de generación distribuida (PMGD).

Sin hacer omisión de las demás ventajas técnico-económicas que traen consigo el uso y desarrollo de las ERNC como PMGD ó PMG (sin descartarse

²⁷ Figura realizada con información extraída de la página: www.cne.cl

²⁸ En Chile existe el sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA), creado en la ley de bases del medio ambiente Ley 19.300 de 1994.

²⁹ Según ley, las siguientes energías son consideradas como fuentes no convencionales: hidráulica < 20 [MW], biomasa, geotérmica, solar, eólica y mareomotriz.

³⁰ Figura realizada con información extraída de la página: www.cne.cl

el desarrollo convencional), el interés consistió principalmente en dos razones:

- Reducir el impacto ambiental desfavorable respecto a las tecnologías convencionales, promoviendo así, el uso racional de la energía (URE) mediante fuentes de energías renovables.
- Aumentar la matriz energética del país mediante la utilización de un recurso energético no convencional y adicional, logrando de esta manera un mayor grado de autonomía³¹.

A continuación, se presenta una breve descripción de la Ley del medio ambiente y las guías de energía eólica y biomasa para inversionistas (nacionales o extranjeros) que fueron y son promovidas en Chile por la Comisión Nacional de Energía (CNE), las cuales ayudaron a persuadir y orientar a los financistas del sector energético.

4.1.3 Ley 19.300 o Ley de bases generales del medio ambiente

Publicada el 4 de Marzo de 1994, crea la institucionalidad del sistema de evaluación de impacto ambiental y obliga a introducir la variable ambiental en los proyectos de inversión. Cualquier proyecto de inversión en el sector eléctrico Chileno mayores a 3 [MW] de potencia instalada, debe someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), el cual es un instrumento de gestión ambiental con carácter preventivo que introduce la dimensión ambiental en el diseño, ejecución y abandono de proyectos que se lleven a cabo en el país.

³¹ La preocupación se debe a que Chile ha sufrido dos acontecimientos catastróficos de abastecimiento de insumos para la generación. La primera ocurrida en 1997 producto de una sequía extrema y duradera, disminuyendo de esta manera la generación hidroeléctrica. El segundo hecho se debe a que en el 2004 Argentina impuso restricciones para la exportación del gas natural, insumo principal para la generación de ciclo combinado.

PROYECTOS EÓLICOS³²

Chile, al ver el gran desarrollo de países Europeos como Alemania y España seguido de los Estados Unidos, ha optado recientemente por los generadores eólicos para el abastecimiento en puntos específicos de la red. El interés se centra principalmente, en que no genera emisiones contaminantes a la atmósfera siendo compatible con actividades agrícolas y ganaderas.

EVALUACIÓN DE IMPACTOS Y MEDIDAS

La experiencia nacional como internacional, ha mostrado que los impactos ambientales dependen del número de aerogenerador que conforman el parque eólico y la ubicación del mismo.

IMPACTOS EN LA FASE DE CONSTRUCCIÓN

Ninguna construcción está exenta de impactos ambientales caracterizados por ser de muy corto plazo. Sin embargo, se pueden llevar acciones correctivas o limitadoras en esta fase. Dentro de los impactos ambientales en la fase de construcción se encuentran los siguientes:

- Emisiones de polvo y de material particulado como el dióxido de azufre y monóxido de carbono.
- Alteración de la fauna y flora.
- Generación de residuos sólidos.
- Generación de ruido.
- Trafico ocasiona por el traslado del equipo y partes del aerogenerador.

IMPACTOS EN LA FASE DE OPERACIÓN

Dentro de estos aspectos se considera principalmente lo siguiente:

- Alteración del paisaje: Las metodologías para la evaluación del paisaje han sido ampliamente probadas en el SEIA.
- Emisión de ruido: Gracias a la optimización de los aerogeneradores hoy en día el nivel de ruido oscila alrededor de los 107 dB. En Chile por medio del

³²Para una mayor información detallada de los aspectos administrativos y tramitación ambiental pertinente, consultar en: http://www.cne.cl/archivos_bajar/guias/GUIA_EOLICA.pdf

Decreto Supremo # 146 de 1998 se establecen los niveles de presión sonora para aéreas rurales.

- Sombra: Se debe tener cuidado de no incomodar a vecinos con la sombra proyectada por las aspas. Impacto no relevante.

IMPACTOS EN LA FASE DE ABANDONO

Corresponde al desmonte de torres e instalaciones anexas y adecuación del suelo previo. Los impactos son similares a los encontrados en la etapa de construcción.

MEDIDAS

A groso modo basta cumplir con el D.S 146/98.

PROYECTOS DE BIOMASA³³

Para el Protocolo de Kyoto³⁴, la biomasa es catalogada como forma de generación eléctrica sin emisión de dióxido de carbono alguno.

IMPACTOS EN LA FASE DE CONSTRCCIÓN

Dentro de los impactos generados en esta etapa se consideran los siguientes:

- Pérdida de vegetación para dar funcionamiento a una obra.
- Emisión de de polvo y contaminantes ocasionados por maquinarias y automóviles.
- Generación de residuos sólidos.
- Emisión de ruido.
- Congestión de vías.

IMPACTOS EN LA FASE DE OPERACIÓN

Se considera principalmente lo siguiente:

- Emisiones a la atmósfera
- Residuos sólidos y líquidos

³³ Para una mayor información detallada de los aspectos administrativos y tramitación ambiental pertinente, consultar en: http://www.cne.cl/archivos_bajar/guias/GuiaBiomasaEIA.pdf

³⁴ El Protocolo de Kyoto es un convenio sobre el cambio climático adoptado y fomentado por la ONU el 9 de mayo de 1992.

- Ruido
- Olores

MEDIDAS

La medida más efectiva en cualquier proyecto de desarrollo es la prevención. Además tener presente lo dispuesto por el SEIA.

4.1.4 Modificaciones de la Ley 19.940 o Ley corta I

El 13 de Marzo de 2004 se hicieron públicas las modificaciones que introdujo la Ley Corta I en la Ley General de Servicios Eléctricos, la cual incorporó mejoras al marco regulatorio con el fin de promover el desarrollo técnico y económico de las pequeñas centrales de generación, contribuyendo de esta manera, con la participación de fuentes no convencionales y proyectos de cogeneración de fácil acceso para promotores e inversionistas no tradicionales en el mercado.

Los artículos que se incorporaron y se modificaron respectivamente fueron los 71-7 y 91, cuyas disposiciones relevantes son mencionadas a continuación:

- Asegurar el derecho de cualquier propietario de generación, independiente de su tamaño, a la venta de energía a costo marginal o Spot³⁵ y sus excedentes de potencia³⁶ a precio de nudo en el mercado mayorista.
- Se establecen condiciones para garantizar estabilidad y seguridad en la remuneración de pequeñas centrales de generación, especialmente aquellas que aporten una potencia al sistema eléctrico entre los 9 y 20 [MW].
- Se da respaldo jurídico para tener acceso a las redes de distribución para despachar energía generada menores a los 9 [MW].
- Establece privilegios totales o parciales en el pago de peajes troncales para generadores con excedentes de potencia menores a los 20 [MW] y utilicen una tecnología no convencional.

³⁵ El precio Spot o costo marginal es aquel que se genera repentinamente por incursión del sistema eléctrico para satisfacer una unidad adicional de consumo de un 1 [MWh].

³⁶ Cualquier potencia inyectada por un medio de generación a un sistema interconectado o a instalaciones de una empresa propietaria de líneas de distribución medida en su punto de conexión, sin considerar los consumos propios de la instalación, hace referencia al excedente de potencia.

4.1.5 Modificaciones de la Ley 20.018 o Ley corta II

Posteriormente a la Ley corta I, el 19 de Mayo de 2005 se hicieron públicas las modificaciones en la Ley General de Servicios Públicos introducidas mediante la Ley Corta II (artículo 96 ter), destacándose la siguiente señal:

- Un derecho a suministrar por parte de los propietarios de los MGNC, hasta el 5 % de la potencia demanda por los usuarios regulados, a la empresa concesionaria de distribución.³⁷

4.1.6 Decreto supremo No. 244 (D.S 244)

Con el fin de aclarar muchos aspectos específicos imprescindibles para la participación de los inversionistas en la incorporación de PMGD, PMG y MGNC, como por ejemplo: definición de plazos para efectuar solicitudes de información entre los MGNC y los PMG con las empresas distribuidoras, falta de detalles para participar en el CDEC y de mecanismos en la estabilización de precios (sin duda alguna lo más importante), que las anteriores Leyes mencionadas no puntualizaron, el 2 de Septiembre de 2005 fue presentado el Decreto Supremo No. 244 el cual: *“Aprueba El Reglamento Para Medios De Generación No Convencionales Y Pequeños Medios De Generación Establecidos En La Ley General De Servicios Públicos”*, daba claridad y presentaba nuevas definiciones para el ingreso y operación de estos medios de generación al mercado energético chileno. A continuación se presenta una síntesis que abarca esta legislación³⁸, definiendo previamente algunos conceptos para una mejor interpretación de la misma.

Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD): Son aquellos sistemas cuyos excedentes de potencia son menores o iguales a 9 [MW], conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución o a cualesquiera

³⁷ Cabe aclarar que el costo al que la empresa distribuidora compra la energía a los MGNC pasa a formar parte de los montos con el que se calcula el precio final del usuario regulado. Además el precio máximo estará limitado para licitaciones de empresas concesionarias en la fijación tarifaria de precios de nudo.

³⁸ Uno de los objetivos específicos es presentar un documento resumen aplicables a la GD considerando únicamente metodologías de remuneración, por tal razón no se enfatizan muchos aspectos del presente Decreto. Para una información detallada consultar en: http://www.cne.cl/normativas/f_normelec.html

que posea líneas de distribución y que utilicen bienes nacionales de uso público.

Pequeños Medios de Generación (PMG): Son aquellos sistemas cuyos excedentes de potencia son menores o iguales a 9 [MW], conectados al sistema troncal de subtransmisión o adicionales.

Medios de Generación no Convencionales (MGNC): Son aquellos sistemas de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia sean menores o iguales a 20 [MW]. En esta categoría no se excluyen los medios de generación anteriores.

Costos adicionales en las zonas adyacentes a un PMGD: Es aquel costo que se genera debido a obras adicionales en la red de distribución en las zonas adyacentes al punto de conexión de un PMGD necesarias para permitir los excedentes de potencia de un PMGD en dicha red.

Punto de conexión: Punto de las instalaciones de transporte o distribución de energía eléctrica en la que se conecta un medio de generación a un sistemas interconectado.

Costos de conexión: Es aquella diferencia entre los costos de las obras adicionales en la red de distribución y los ahorros por la operación de del PMGD asociados a los excedentes de potencia de un PMGD en la red de una empresa distribuidora.

Disposiciones generales del D.S 244

- Un marco normativo para la reglamentación de aspectos técnico-económicos para los PMG, PMGD y MGNC similares a las disposiciones regulatorias para la generación a gran escala o energía convencional.
- Derecho a participar en transferencias de energía como agente generador en el CDEC, además con la posibilidad de vender su energía en el

Mercado Spot³⁹ al costo marginal instantáneo o a un régimen de precios estabilizados (excedentes de potencia a precio de nudo⁴⁰), elección que deberá ser solicitada con anticipación.

- Se definen reglas para realizar el despacho y coordinación por el CDEC, para aquellas inyecciones de potencia debidas a los PMG ó PMGD.
- Se definen procedimientos para la determinación de costos debidos a la instalación de los PMGD ó MGNC.
- Se definen procedimientos y requisitos técnicos para la operación y conexión de los PMGD.
- Se define que las empresas distribuidoras tendrán la obligación de permitir la inserción de los PMGD en sus redes ya sea mediante líneas propias o de terceros.
- Se formaliza la entrega de información entre las empresas concesionarias de energía y los propietarios de PMGD, definiéndose formatos de solicitud y entrega de información.
- Se formaliza la metodología de determinación de costos definiéndose los informes necesarios de declaración de los mismos debidos a la instalación o inserción a la red.
- Se establece sin duda alguna el artículo de mayor relevancia para los inversionistas el cual extenúa total o parcialmente del pago de peajes troncales para los MGNC.⁴¹ (Artículos 65°- 69°)

4.1.7 Pago de peajes

El D.S 244 establece que los propietarios u operadores de medios de generación no convencionales tales como: eólica, biomasa, microhidráulica,

³⁹ Equivalente a la Bolsa de Energía en el MEM Colombiano.

⁴⁰ Equivalente a los Contratos Bilaterales en el MEM Colombiano.

⁴¹ “Los montos totales de peajes de transmisión troncal exceptuados de pago en virtud de la aplicación serán pagados por las demás empresas que efectúan inyecciones de energía al sistema, a prorrata de dichas inyecciones conforme a los procedimientos que para ello establezca el reglamento.” (Artículo 1° ley 19.940)

solar, mareomotriz, cogeneración y otras reglamentadas por la comisión y cuyos excedentes de potencia instalados al sistema sea inferior a 20 [MW], estarán exentos del pago total o parcial por el uso que las inyecciones hacen del respectivo sistema de transmisión troncal.

De esta forma el peaje a pagar de un $MGNC_i$ por el uso que las inyecciones hacen del sistema de transmisión troncal queda determinado de la siguiente manera:

$$PNC1_i = Pbase_i \bullet FP_i^{42} \quad (4.1)$$

Donde:

$Pbase_i$, es el peaje que le correspondería pagar al $MGNC_i$ conforme a las normas generales de peaje expresado en unidades monetarias.

FP_i , es el factor proporcional asociado al $MGNC_i$ para el cálculo de la exención el cual determina el porcentaje del peaje base que debe ser pagado por un $MGNC_i$.

Según los excedentes de potencia de un $MGNC_i$ el FP_i puede tomar diferentes valores tales como:

- Para centrales generadoras cuyos excedentes de potencia inyectados al sistema por un $MGNC_i$ son inferiores a los 9 [MW], entonces el FP_i es nulo, es decir queda exento del pago total del peaje correspondiente.
- Por otro lado para centrales generadoras cuyos excedentes de potencia inyectados al sistema por un $MGNC_i$ son mayores o iguales a los 9 [MW], se tiene:

$$FP_i = \frac{EPNC_i - 9}{11}^{43} \quad (4.2)$$

⁴² Expresado en unidades monetarias.

Usando la ecuación (4.2), para un aumento de un [MW] de $EPNC_i$, se tiene la siguiente tabla

Tabla 4. $EPNC_i$ Vs FP_i para un incremento de 1 [MW].

$EPNC_i$ [MW]	FP_i
9	0
10	0,09
11	0,18
12	0,27
13	0,36
14	0,45
15	0,55
16	0,64
17	0,73
18	0,82
19	0,91
20	1

Fuente: Autores del proyecto⁴⁴

De la tabla 4., se puede observar que por cada [MW] adicional que sea inyectado por un $MGNC_i$, se pagará alrededor de un 9 % del peaje base.

Con el objeto de limitar el número de peajes exceptuados de pago, es determinado un pago adicional de peaje para el $MGNC_i$ ($PNC2_i$), únicamente, cuando la capacidad conjunta de excedentes de potencia exceptuada de peajes (CEP) es mayor al 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico (CIT). La ecuación que determina este costo es la siguiente:

$$PNC2_i = (Pbase_i - PNC1_i) \cdot \frac{(CEP - 0,05 \cdot CIT)}{CEP} \quad (4.3)$$

Cabe aclarar entonces, que el anterior costo es igual para todas las fuentes de generación una vez se pase el límite. Es decir, aquellas plantas de generación con excedentes de potencia inyectados al sistema, menores a los 9 [MW]

⁴³ El excedente de potencia suministrada al sistema ($EPNC_i$) en [MW].

⁴⁴ Figura realizada con información extraída de la página: www.cne.cl

asumen cargos por uso del sistema troncal.

El parámetro CEP es calculado mediante la siguiente expresión:

$$CEP = \sum (EPNC_i \bullet (1 - FP_i)) \quad (4.4)$$

Finalmente, el pago total por el uso del sistema troncal debido a las inyecciones de potencia de un $MGNC_i$ corresponde a:

$$PNCTot_i = PNCl_i + PNC2_i \quad (4.5)$$

Entonces, es así como aquellos generadores inmersos en la red de distribución o aledaños a un sistema troncal (poco rentable)⁴⁵, serán quienes aprovechen al máximo de los incentivos estipulados en la Ley.

4.1.8 Participación del inversionista de PMGD según regulación Chilena

Complementando y resumiendo los ítems anteriores, el inversionista en Chile puede optar por distintos modelos de negocios, donde la elección se verá influenciada por el nivel y cambios de los precios como los riesgos asociados con el proyecto. Dentro de los diferentes organismos a los cuales puede ser negociada la energía se tiene lo siguiente:

Venta de EPNC al CDEC

Los propietarios de PMGD tienen derecho a participar en transferencias de energía entre empresas que se encuentren bajo el régimen del CDEC. El precio de la energía puede corresponder al costo marginal instantáneo o a un precio estabilizado (precio de nudo).

Venta de EPNC a una Empresa Concesionaria de Energía (ECDE) sin necesidad de participar en la licitación

Debido a que las ERNC pueden optar por vender su energía a las ECDE al

⁴⁵ Aquellos medios de generación tendrán que financiar generalmente largas líneas de inyección.

precio promedio de contrato, una vez esta inyección no supere el 5% de la demanda de clientes regulados de la distribuidora, tal como lo formaliza la Ley 20.018. La potencia o energía será remunerada al precio de nudo.

Venta de EPNC a una ECDE vía licitación de contratos

Según lo concretado en la Ley 20.018, al atribuir mediante licitación el suministro a una ECDE, en cuyo caso el precio de la energía es el estipulado en el contrato y el precio de la potencia corresponde al precio de nudo vigente al momento de la licitación.

Venta de EPNC a una empresa generadora en un contrato de largo plazo

El precio es de libre convenio entre los agente. Aplica tanto para la energía como para la potencia.

Venta de EPNC a un cliente libre en un contrato de largo plazo

El precio es de libre convenio entre el agente generador, dependiendo básicamente que exista un cliente en cercanías de instalación de un medio de ERNC y usuario no regulado. Aplica tanto para la energía como para la potencia.

4.1.9 Situación reciente

Pese a la desregulación del mercado descrita en las premisas anteriores, para incentivar el uso de las fuentes no convencionales como GD, queda demostrada la fuerte dependencia de este país con las grandes centrales hídricas y térmicas, debido a que en el periodo del 2004 a 2007 la participación de las ERNC aumentó en tan solo un 1,3%. En consecuencia, esta situación, junto con las frecuentes sequías y al alto costo del petróleo, provocó un aumento considerable en las tarifas de energía eléctrica.

Actualmente Chile presenta un crecimiento anual de demanda de energía con un valor que oscila entre el 6 y 7%, situación claramente alarmante para el futuro abastecimiento del país. En la figura 4., se puede observar la tasa de

crecimiento del consumo de energía eléctrica, comprendida entre el año 1994 y 2015.

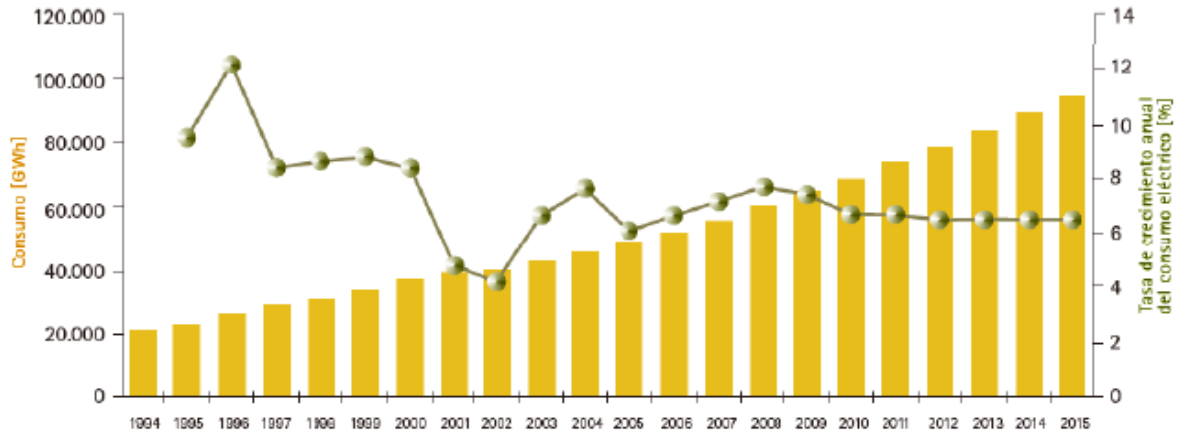


Figura 4. Tasa de crecimiento anual del consumo de energía eléctrica.

Fuente: "Evaluación comparativa de centrales de generación de energías renovables mediante la aplicación de la nueva ley de energías renovables recientemente aprobada en Chile", PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE

4.1.10 Ley 20.257

Con la situación precedente que afrontaba el país, fue necesario implementar mecanismos drásticos que mejoraran la implementación de energías renovables en el Mercado Energético Chileno. El 1 de Abril de 2008 fue expedida la Ley 20.257, la cual introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, dando complemento a lo estipulado en las leyes corta I y II anteriormente mencionadas. Dentro de los aspectos relevantes que se introdujeron se encuentra lo siguiente:

- A partir del año 2010, las empresas generadoras o comercializadoras mayores a los 200 [MW] de comercialización, estarán obligadas a acreditar que el 10 % de sus retiros anuales, haya sido inyectado por medios ERNC propios o contratados. Dicha obligación se cumplirá de una manera gradual, siendo de un 5% para los años 2010 a 2014 con un incremento anual de 0,5% en los próximos diez años para poder alcanzar el aumento

previsto del 10% en el 2014.⁴⁶

- Se permite el uso del traspaso de los excedentes de potencia entre agentes comercializadores del mercado.
- Las multas asociadas al no cumplimiento del régimen serán de 0,4 UTM por cada MW/h déficit respecto a la obligación y 0,6 UTM por reincidencia dentro de los próximos tres años.
- Solo para efectos de acreditación, aquellas generadoras hidroeléctricas menores a los 40 [MW] de potencia instalada se denominarán como ERNC. El nuevo valor del FP queda dado de la siguiente manera:

$$FP_i = 1 - \frac{PM - 20}{20} \quad (4.6)$$

Donde:

FP, es el factor proporcional señalado anteriormente.

PM, es la potencia máxima de la central Hidroeléctrica respectiva.

4.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ESPAÑA

En una sociedad moderna y avanzada como la española, el progreso científico y tecnológico va naturalmente acompañado de sensibilidad social hacia el medio ambiente, por ello la generación distribuida se ha venido implementando como alternativa de generación en España, motivada por la seguridad

⁴⁶ Cabe aclarar que el aumento del 0,5% no aplica para los retiros asociados al suministro de empresas concesionarias del servicio destinado al abastecimiento de clientes regulados, a quienes se les exigirá el 10% a partir del 2014.

⁴⁷ PM dada en [MW]

energética, el cumplimiento de acuerdos internacionales como el protocolo de Kyoto⁴⁸, estándares en materia ambiental, y diversas estrategias regulatorias que contemplan incentivos ya sean económicos, técnicos o ambientales, que conllevan a la organización y confiabilidad al momento de invertir en estas tecnologías.

4.2.1 Mercado de energía eléctrica y marco regulatorio sobre GD en el sector eléctrico español

La liberalización del sector eléctrico, fenómeno que se ha venido produciendo en numerosos países en las últimas décadas, ha llevado a que la energía eléctrica pueda ser intercambiada en un mercado propio sujeto a reglas competitivas, configurando un escenario en el que la necesidad de diversificar las fuentes de energía y optimizar el consumo está fuertemente ligada con el incremento en el uso de las energías renovables y con la mejora de la eficiencia energética de los procesos.

La situación del sector eléctrico previa a la liberalización, se caracterizaba por los siguientes aspectos:

- Propiedad pública y privada con un mercado dominado al 90% por Endesa⁴⁹.
- integración vertical generación-distribución de energía eléctrica
- red de transporte separada
- retribución basada en costos reconocidos (costos estándar)
- despacho coordinado centralmente (sujeto a restricciones de política energética)
- tarifa única para cada cliente final.

El proceso de liberalización contemplaba tres tipos de medidas: privatización, reestructuración y liberalización del sector.

⁴⁸ El protocolo de Kyoto, aprobado el 10 de diciembre de 1997, donde obliga a los países industrializados a limitar las emisiones de seis gases de efecto invernadero en el periodo 2008-2012. (ver Anexo)

⁴⁹ es la mayor empresa eléctrica de España y la primera compañía eléctrica privada de Iberoamérica. Es un operador eléctrico relevante en el arco europeo mediterráneo, especialmente en Italia, y realiza actividades en otros países europeos. Además, tiene una presencia creciente en el mercado español de gas natural, dispone de un importante nivel de desarrollo en el terreno de las energías renovables.

En primer lugar, mediante la privatización, se intentaba evitar reducir la participación del Estado en el sector; en segundo lugar, se intenta implementar la reestructuración del sector, fundamentalmente, a través de las siguientes medidas:

- creación de un regulador independiente.
- separación actividades reguladas y operación del sistema independiente.
- reducción de la concentración (moratoria de inversión).

En cuanto a las medidas de liberalización, la Ley 54/1997, junto con el Real Decreto 2019/1997 que la desarrolla, constituye el paso definitivo del legislador para liberalizar el sector eléctrico español. De esta Ley merece destacarse el establecimiento de los siguientes tramos de mercado:

- Mercado Mayorista: Pool centralizado o sistema de subasta, denominado Mercado Diario⁵⁰, donde la energía es ofertada y demandada diariamente por los generadores y los consumidores con entrega para el día siguiente.
- Mercado Minorista: con libertad de elección de suministrador.⁵¹
- Regulación y acceso garantizado de terceros a las redes de transporte y distribución⁵²

Desde el 1 de enero de 1998 se realiza la subasta diaria de energía gestionada por el Operador del Mercado, convirtiéndose en el primer mercado libre y organizado al contado de energía eléctrica de los países de la Unión Monetaria Europea.

Siguiendo la definición de la Comisión Nacional de Energía, se entiende por elegibilidad “el derecho de los consumidores a elegir el modo de contratar la electricidad y el gas natural, es decir, continuar a tarifa (precio fijado por el gobierno) o contratar la electricidad y el gas natural con la empresa

⁵⁰ (RD, art 6)

⁵¹ (RD, art 19,20)

⁵² (RD, art 33)

suministradora/comercializadora que desee a un precio libremente pactado". Por lo tanto, a partir del 1 de enero del 2003, todos los consumidores de energía eléctrica tienen la condición de Consumidores Cualificados, disponiendo de la posibilidad de acceder al mercado competitivo y obtener la energía eléctrica más barata, a través de un comercializador, acudiendo directamente como agente o realizando contratos directamente con un productor.

En el sector eléctrico español, la generación se encuadra en dos tipos de régimen, el régimen ordinario (RO); que aparece regulado en los artículos 21 al 26 de la Ley 54/1997 del sector eléctrico, que abarca las tecnologías convencionales utilizadas en centrales de carbón, fuel óleo, gas natural, ciclos combinados, nucleares, etc. Y el Régimen Especial (RE), que nace con la **LEY 82/1980** sobre conservación de la energía, la cual fue motivada para el desarrollo de las pequeñas instalaciones de energías renovables, y de alto rendimiento energético; el desarrollo de dicha ley dio lugar al fomento de la autogeneración eléctrica y de la producción hidroeléctrica de pequeñas centrales.

Posteriormente, el Plan Energético Nacional **1991-2000** estableció un programa de incentivación de la cogeneración y de la producción con energías renovables para intentar pasar del 4,5 % de la producción nacional de energía eléctrica en 1990 al 10% para el año 2000.

En diciembre de 1994, se publicó el **RD 2366/1994** sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. En él se estableció que estas instalaciones podían ceder su energía excedentaria a la empresa distribuidora más cercana, siendo su adquisición obligatoria por la misma, siempre que fuera técnicamente viable.

La **Ley 54/1997** del 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, hace compatible la liberalización del sistema eléctrico con el objetivo de garantizar el suministro, con una calidad adecuada, al menor precio posible, y minimizando el impacto ambiental. Por ello promueve la producción en régimen especial, basado en las tecnologías de generación que utilizan las energías renovables, los residuos y la cogeneración. En esta ley quedan diferenciados los productores de energía eléctrica en régimen ordinario, que desarrollan su actividad en el mercado de producción, de los productores acogidos al régimen especial. Para estos últimos, se establece la posibilidad de incorporar su energía excedentaria al sistema (tal y como se regulaba en el Real Decreto 2366/94), o participar directamente en el mercado de producción. En el primer caso, las instalaciones perciben el precio medio final que pagan los adquirentes en el mercado organizado más una prima⁵³. En el segundo caso, perciben aparte de la prima, el precio marginal horario más la remuneración por garantía de potencia y servicios complementarios que les pueda corresponder. Asimismo, se les imputa, en su caso, el costo de los desvíos entre su energía casada en el mercado y su producción real.

El **Decreto 2017/1997**, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costos de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costos permanentes del sistema y de los costos de diversificación y seguridad de abastecimiento, regula los procedimientos de liquidación de los diferentes costos, entre ellos el costo de la prima del régimen especial.

El sistema económico para el Régimen Especial fue desarrollado por el **RD 2818/1998**, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por

⁵³ Ante la cuestión planteada por una suministradora alemana sobre la legalidad de este sistema a la luz de las disposiciones del Tratado sobre ayuda estatal y mercado interior a medio plazo de la Unión Europea, el Tribunal de Justicia Alemán, mediante resolución de 13 de octubre de 1998, declaró que:

Una normativa de un Estado miembro que, por una parte, obliga a las empresas privadas suministradoras de electricidad a adquirir la electricidad generada en su zona de suministro por fuentes de energía renovables a precios mínimos superiores al valor económico real de este tipo de electricidad y, por otra, reparte la carga financiera derivada de esta obligación entre dichas empresas suministradoras de electricidad y los gestores privados de redes eléctricas situados en un nivel de distribución anterior no constituye una ayuda de Estado en el sentido del artículo 92, apartado 1, del Tratado CE (actualmente artículo 87 CE, apartado 1, tras su modificación).

instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

En diciembre de 1999, y en sintonía con la UE, el Gobierno aprobó un **Plan de Fomento de Energías Renovables (PFER)**, que recoge las estrategias relevantes necesarias para que el crecimiento de cada una de las áreas de energías renovables pueda cubrir, en su conjunto, cuando menos el 12% del consumo de energía primaria en el año 2010.

El **Real Decreto-Ley 6/2000**, de 23 junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, estableció la obligación para las instalaciones del Real Decreto 2366/94 con una potencia superior a **50 MW**, de participar en el mercado de producción. Al mismo tiempo, fijó el objetivo de incentivar la participación en el mercado del resto de instalaciones de régimen especial. También se estableció la posibilidad de que estas instalaciones pudieran realizar contratos de venta de energía con comercializadores.

En el **Real Decreto 841/2002**, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida, se establece la obligatoriedad de participación en el mercado para algunas instalaciones y se fija un procedimiento de acceso al mismo, tanto para aquellas obligadas a participar como para las que desean acceder de manera voluntaria. Se establece un incentivo transitorio para las instalaciones de cogeneración que participan en el mercado, en función de su potencia y valor de la tarifa general del gas natural. Se permite la opción de contratación entre generadores en régimen especial y comercializadores, percibiendo la prima correspondiente por la energía vendida. Por último, se establece una prima específica de 12 cent€/kWh para las instalaciones de generación que utilicen únicamente como

energía primaria energía solar térmica.

El 13 de septiembre de 2002 se aprobó por Acuerdo del Consejo de Ministros el “**Documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas: Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011**” en el que se integran los objetivos de producción del Plan de Fomento de Energías Renovables y se incorpora un nuevo objetivo para la cogeneración, apreciándose un incremento de la participación de algunas de las energías renovables en España en el período 2002-2011.

El **Real Decreto 1432/2002**, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costos de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costos permanentes del sistema y de los costos de diversificación y seguridad de abastecimiento, fijó los criterios para efectuar la actualización anual de la tarifa eléctrica media o de referencia.

Las primas del Real Decreto 2818/98 y los precios del Real Decreto 2366/94 que se aplicaron en los años 2003 y 2004 fueron fijados en los **Reales Decretos 1436/2002**, de 27 de diciembre, y **1802/2003**, de 26 de diciembre, por los que se establece la tarifa eléctrica para 2003 y 2004, respectivamente.

El **Real Decreto 436/2004**, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, define un sistema basado en la libre voluntad del titular de la instalación, que puede optar por vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor, percibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, que se define como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia regulada en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, o bien por vender dicha producción o

excedentes directamente en el mercado diario, o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado, más un incentivo por participar en él y una prima, si la instalación concreta tiene derecho a percibirla. Este incentivo y esta prima complementaria se definen también genéricamente como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia. La revisión de las tarifas, primas, e incentivos se realizará cada 4 años a partir de 2006, y sólo afectará a las nuevas instalaciones. Se deroga el Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, y el Real Decreto 2818/98, de 23 de diciembre. Por otra parte se obliga a ciertas instalaciones, a comunicar su programa de producción a la distribuidora correspondiente, pudiendo ser penalizadas cuando su desvío resulta mayor de un margen determinado, a partir del 1 de enero de 2005.

El 27 de agosto de 2004 se publica el **Real Decreto Ley 5/2004**, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con el que se transpone a la legislación interna la Directiva de Comercio de Derechos de Emisión.

La **Ley 24/2005**, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, modifica normativa de diversos sectores, entre ellos, el sector energético. En lo relativo al régimen especial, establece que el Gobierno podrá autorizar primas superiores a las previstas para las instalaciones que utilicen como energía primaria, energía solar o biomasa (no entendiendo como biomasa los residuos sólidos urbanos ni los peligrosos). Asimismo, se podrá determinar una prima que complemente el régimen retributivo de las instalaciones de producción de origen térmico del régimen ordinario cuando, además de utilizar el combustible para el que fueron autorizados, utilicen también biomasa como combustible secundario (co-combustión).

El **Real Decreto 1454/2005**, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico, modifica el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, con el objeto de racionalizar el incentivo de

las cogeneraciones de más de 50 MW y para detallar aspectos del Real Decreto que faciliten la elaboración de la facturación de la energía adquirida y su admisión en el sistema de liquidaciones de actividades y costos regulados. Modifica el artículo 28 del mismo Real Decreto, indicando que las instalaciones del régimen especial con potencia superior a 10 MW a las que se refiere el apartado 7 deberán estar asociadas a un centro de control, que actuará como interlocutor del operador del sistema. Se modifica la tarifa de aquellas instalaciones de cogeneración que utilizan como combustible derivados del petróleo acogidas a la DT1^a y DT2^a del Real Decreto 436/2004 (Real Decreto 2366/94 y al Real Decreto 2818/94). Además, modifica el Real Decreto 2019/1997, estableciendo que los distribuidores de energía eléctrica deberán presentar ofertas económicas de venta de energía específicas por la parte de energía que estén obligados a adquirir al régimen especial no cubierta mediante sistemas de contratación bilateral con entrega física. También, se modifica la Orden de 17 de diciembre de 1998, que permite el cobro de garantía de potencia a la producción vinculada a un contrato bilateral, siempre que se acredite la disponibilidad.

El documento de Planificación de los Sectores de Electricidad y gas 2002-2011. Revisión 2005-2011, aprobado por el Consejo de Ministros el 31 de marzo de 2006, ha establecido unos objetivos nacionales de potencia instalada para las instalaciones de cogeneración y para las que utilizan las energías renovables, basados en el **Plan de Energías Renovables 2005 – 2010 (PER)**. Cabe destacar el fuerte aumento del objetivo de la energía eólica y energía solar, así como una reducción en el objetivo de potencia instalada de biomasa. La **Resolución de 24 de mayo de 2006**, de la Secretaría General de Energía, aprobó el **Procedimiento de Operación 14.5**, relativo a derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia. En este Procedimiento se establece el criterio para calcular el cobro por garantía de potencia de centrales de energías renovables cuando hayan funcionado menos de 5 años, a partir del 1 de junio de 2006.

En el **Real Decreto-Ley 7/2006**, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, se elimina la necesidad de autoconsumo eléctrico de las plantas que utilizan la cogeneración, primando no sólo los excedentes eléctricos, sino toda la electricidad cogenerada, en sintonía con la Directiva 2004/8/CE, relativa al fomento de la cogeneración. Se establece la posibilidad de que todas estas plantas (no sólo las menores de 10MW) sean retribuidas con el complemento de una prima por encima del precio del mercado durante 10 años desde su puesta en marcha.

El 12 de mayo de 2007 fue publicado el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración. Mediante este Real Decreto se incorpora al derecho español el contenido de la Directiva 2004/8/CE (fomento de la cogeneración) y se desarrolla el artículo 6 de la Ley 24/2005 en lo relativo a la información al consumidor sobre el origen de la electricidad consumida y su impacto sobre el medio ambiente.

El 26 de mayo de 2007 ha sido aprobado el Real Decreto **661/2007**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Así, se sustituye el Real Decreto 436/2004 y se establece un régimen económico transitorio para las instalaciones pertenecientes a su ámbito de aplicación. Además, el Real Decreto 661/2007 determina una prima para las instalaciones de potencia superior a 50 MW que utilicen energías renovables (con excepción de la hidráulica), las cogeneraciones y las instalaciones de co-combustión de biomasa y/o biogás.

4.2.2 Participación de la GD en España

El régimen especial (RE)⁵⁴, plantea una serie de ventajas con respecto al régimen ordinario (RO)⁵⁵, por ello las instalaciones adscritas al RE, tienen

⁵⁴ Tratamiento que se otorga a la producción de energía eléctrica procedentes de instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50MW, que utilizan fuentes de energías renovables (solar, eólica, hidráulica y biomasa), residuos y cogeneración.

⁵⁵ Abarca las tecnologías convencionales utilizadas en centrales de carbón, fuel óleo, gas natural, ciclos

derecho a verter la electricidad generada a la distribuidora que les corresponda, recibiendo por ella un precio fijado reglamentariamente. Este precio dependerá de la opción de venta elegida.

- Ceder electricidad al sistema: TARIFA REGULADA
- Venta de producción al mercado: PRECIO DEL MERCADO + PRIMA

Independientemente de la opción escogida la empresa distribuidora se encarga de pagar estos conceptos (tarifa, prima).

En la siguiente figura se refleja la evolución de la potencia instalada de GD en España, según datos de la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA) y la Comisión Nacional de Energía (CNE).

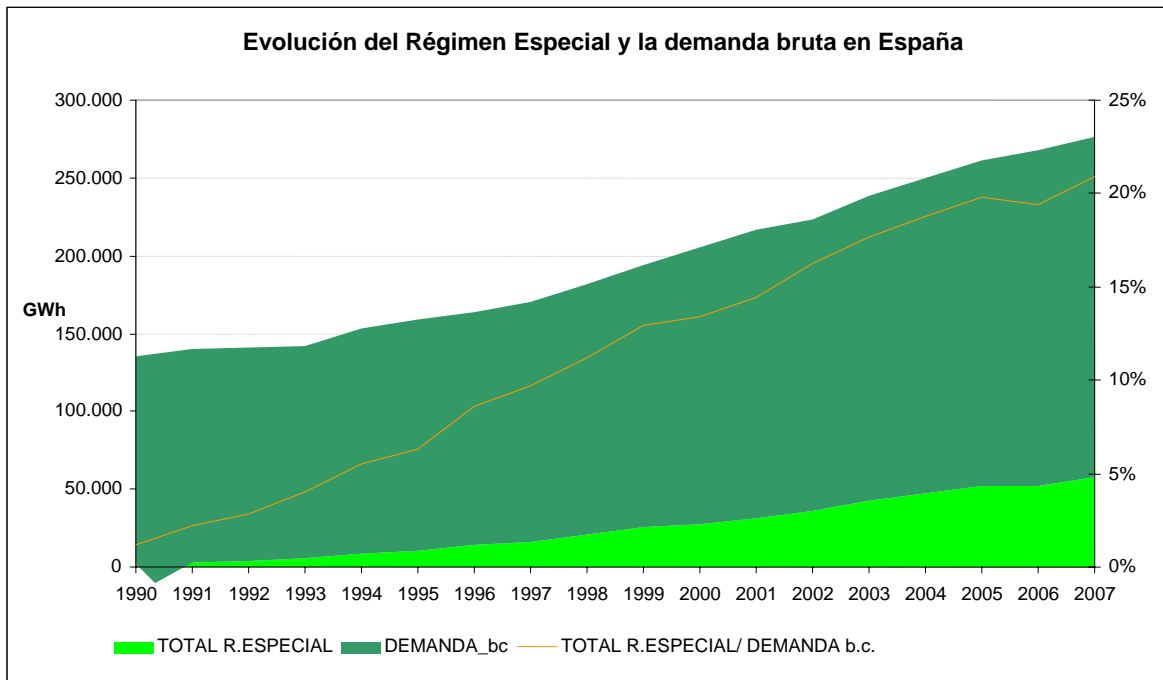


Figura 5. Evolución del Régimen Especial y la demanda bruta en España
Fuente: www.cne.es

Desde 1990, la potencia instalada en RE se ha incrementado anualmente,

combinados, nucleares, etc

alcanzando en el 2008 una potencia instalada de 27.253 [MW], y sufriendo un 21% de la demanda eléctrica bruta, existiendo el objetivo comunitario de conseguir en España una participación de las energías renovables del 29,4% en el consumo de electricidad para el año 2010. En los últimos años se ha contemplado un fuerte crecimiento en la energía vertida de origen eólico, mientras que se viene observando el estancamiento en el crecimiento de la energía vertida por las plantas de cogeneración, fundamentalmente debido al incremento de los precios de los derivados del petróleo.

Tabla 5. Participación de las ventas de energía del régimen especial y de las energías renovables sobre la demanda en España

AÑOS	BIOMASAS/ DEMANDA b.c.	COGENERACIÓN/ DEMANDA b.c.	EÓLICA/ DEMANDA b.c.	HIDRÁULICA R.E./ DEMANDA b.c.	HIDRÁULICA R.O./ DEMANDA b.c.	RESIDUOS/ DEMANDA b.c.	SOLAR/ DEMANDA b.c.	TOTAL R.ESPECIAL/ DEMANDA b.c.	TOTAL RENOVABLES/ DEMANDA b.c.	TRAT. RESIDUOS/ DEMANDA b.c.
1990	0%	0%	0%	1%	18%	0%	0,00%	1%	19%	0%
1991	0%	1%	0%	1%	19%	0%	0,00%	2%	20%	0%
1992	0%	1%	0%	1%	14%	0%	0,00%	3%	15%	0%
1993	0%	2%	0%	2%	17%	0%	0,00%	4%	18%	0%
1994	0%	4%	0%	2%	17%	0%	0,00%	6%	19%	0%
1995	0%	4%	0%	1%	14%	0%	0,00%	6%	15%	0%
1996	0%	6%	0%	2%	23%	1%	0,00%	9%	26%	0%
1997	0%	7%	0%	2%	19%	1%	0,00%	10%	22%	0%
1998	0%	8%	1%	2%	19%	1%	0,00%	11%	22%	0%
1999	0%	9%	1%	2%	12%	1%	0,00%	13%	16%	0%
2000	0%	8%	2%	2%	14%	1%	0,00%	13%	18%	0%
2001	0%	8%	3%	2%	17%	1%	0,00%	14%	22%	0%
2002	1%	8%	4%	2%	8%	1%	0,00%	16%	14%	0%
2003	1%	8%	5%	2%	15%	1%	0,00%	18%	23%	1%
2004	1%	8%	6%	2%	11%	1%	0,01%	19%	20%	1%
2005	1%	7%	8%	1%	6%	1%	0,02%	20%	16%	1%
2006	1%	6%	9%	2%	8%	1%	0,04%	19%	19%	1%
2007	1%	6%	10%	1%	8%	1%	0,18%	21%	21%	1%
2008	1%	8%	11%	2%	7%	1%	0,76%	24%	21%	1%

Fuente: <http://www.Cne.es/>

Con base en la tabla 5 Y 7 se observa, como la energía solar ha tenido un auge importante a partir de los incentivos económicos estipulados en el

RD841/2002⁵⁶, logrando una potencia instalada para el 2008 de 2.661[MW], y un aumento en la participación de ventas de energía en el RE, sobre la demanda bruta, cerrando con un 0,76% para el año 2008.

Tabla 6. Potencia instalada (MW)

AÑOS	COGENERACIÓN	SOLAR	EÓLICA	HIDRÁULICA RE	BIOMASA	RESIDUOS	TRAT.RESIDUOS	Total Potencia Instalada (MW)
1990	356		2	640		43		1.042
1991	597		3	754	1	52		1.407
1992	648		33	796	24	82		1.582
1993	1.150		34	856	24	87		2.151
1994	1.441	1	41	940	26	158		2.606
1995	1.759	1	98	998	40	201		3.098
1996	2.350	1	227	1.058	40	247		3.923
1997	2.728	1	420	1.107	41	247		4.544
1998	3.668	1	884	1.287	81	334		6.255
1999	4.201	2	1.684	1.426	88	351	29	7.782
2000	4.936	2	2.294	1.456	144	333	81	9.247
2001	5.357	4	3.506	1.549	216	443	157	11.232
2002	5.584	7	5.064	1.581	316	456	324	13.333
2003	5.659	12	6.323	1.653	416	462	420	14.946
2004	5.781	23	8.524	1.701	431	580	469	17.509
2005	5.794	47	10.089	1.757	475	580	538	19.279
2006	5.938	145	11.884	1.885	516	573	624	21.565
2007	6.078	691	14.227	1.909	530	573	527	24.535
2008	6.220	2.661	14.749	1.949	554	573	546	27.253

Fuente: [http://www. Cne.es/](http://www.Cne.es/)

⁵⁶ RD 841/2002, Donde especifica una prima de 12cent€/KWh, para las instalaciones de Generación que utilicen únicamente como energía primaria la energía solar térmica.

Tabla 7. Energía Vendida (GWh)

AÑOS	BIOMASA	COGENERACIÓN	EÓLICA	HIDRÁULICA R.E.	HIDRÁULICA R.O.	RESIDUOS	SOLAR	TOTAL R.ESPECIAL	TOTAL RENOVABLES	TRAT. RESIDUOS
1990		566	2	977	25.024	85		1.630	26.003	
1991	1	1.383	3	1.647	26.723	106		3.138	28.373	
1992	5	1.816	17	2.037	19.511	139		4.014	21.570	
1993	14	3.175	85	2.241	23.520	182		5.697	25.860	
1994	55	5.476	78	2.491	26.268	418	1	8.519	28.893	
1995	203	6.690	181	2.240	21.960	692	1	10.006	24.584	
1996	235	9.050	374	3.589	37.692	859	1	14.108	41.891	
1997	107	11.232	697	3.451	33.168	1.011	1	16.499	37.424	
1998	180	13.692	1.354	3.620	33.996	1.589	1	20.437	39.151	
1999	200	16.599	2.694	3.793	24.168	1.746	1	25.131	30.857	98
2000	275	16.778	4.689	3.930	27.840	1.640	1	27.507	36.735	194
2001	698	16.717	6.931	4.398	36.451	1.938	2	31.244	48.480	559
2002	1.155	18.321	9.603	3.895	17.592	2.180	5	36.200	32.251	1.041
2003	1.543	19.025	12.062	5.082	35.507	2.306	9	42.146	54.204	2.118
2004	1.761	19.297	16.087	4.743	26.462	2.291	18	46.909	49.071	2.712
2005	2.121	18.736	21.190	3.811	14.591	2.608	41	51.686	41.754	3.178
2006	2.144	16.661	23.168	4.138	21.543	2.442	106	52.052	51.100	3.392
2007	2.181	17.557	27.417	4.112	23.221	2.719	495	57.878	57.426	3.397
2008	2.031	17.495	24.987	3.698	15.502	2.266	1.756	54.793	47.974	2.560

Fuente: Fuente: <http://www.Cne.es/>

4.2.3 Financiación de proyectos

La financiación es una parte clave a considerar a la hora de plantear, estudiar o promover cualquier tipo de proyecto de Generación Distribuida.

Existe una amplia gama de herramientas y apoyos públicos para este tipo de proyectos, entre los que cabe destacar los siguientes:

Financiación Por Terceros

La financiación por terceros (TPF), es una herramienta muy extendida para proyectos de cogeneración, pero también es válida para proyectos de Generación Distribuida, y especialmente en aquellos donde el promotor/usuario requiera conocimientos en tecnología energética para su desarrollo, pero no los tenga disponibles, o no sea capaz de adquirirlos a un precio adecuado.

Ante esta situación, el promotor puede implicar a un experto externo que le proporcione el conocimiento necesario, es decir, lo que se conoce como Compañía de Servicios Energéticos (ESCO). La ESCO dirigirá el proyecto, conseguirá financiación y será la propietaria de esta instalación. Las ESCO pueden proporcionar un amplio rango de servicios, desde el diseño, financiación e instalación hasta su operación, mantenimiento y monitorización.

Lo más importante es que la ESCO garantiza al usuario las producciones térmicas y eléctricas a precios convenidos durante la duración del contrato. La TPF está vinculada al contrato de la instalación.

Los costos pagados por el cliente para la inversión así como los servicios y garantías de la ESCO están incluidos en el precio unitario convenido del calor y la electricidad generados por la unidad de cogeneración. Las principales ventajas de la TPF son:

- El promotor no realiza ninguna inversión, ya que sólo paga por los servicios acordados en el contrato con la ESCO (suministro de energía eléctrica, calefacción, vapor, etc.).
- El promotor no necesita tener conocimientos especializados en proyectos energéticos.

Financiación IDAE

La actividad inversora del IDAE tiene por objetivo impulsar proyectos que tengan un claro componente de innovación tecnológica.

Las participaciones del IDAE en proyectos de Generación Distribuida se desarrollan fundamentalmente en el ámbito de la cogeneración, y se materializan a través de Uniones Temporales de Empresas (UTE, para inversiones de entre 3 y 42 millones de euros) y Agrupaciones de Interés

Económico (AIE, para inversiones superiores a los 42 millones de euros). La participación del IDAE en las UTE alcanza porcentajes de entre el 60 y el 80 %. Para la ejecución de proyectos eólicos y de biomasa, la participación del IDAE es variable, pero suele representar alrededor del 20 %. Para impulsar el desarrollo de tecnologías en su fase previa al desarrollo comercial (proyectos de demostración) y proyectos de innovación existen también convenios de colaboración y cuentas de participación.

Plan Nacional De I+D+i Y Convenio ICO-CDTI

Son líneas de financiación para proyectos con cierta capacidad de innovación y desarrollo tecnológico en el área de fabricación de bienes de equipo.

El Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica (I+D+i) 2004-2007, tiene como finalidad mejorar la posición española en el contexto científico-tecnológico de la Unión Europea y de la OCDE. Los programas de ayudas abarcan un amplio número de temas, entre los cuales destaca la energía. El Programa Nacional de Energía se ocupa de aspectos ligados a la generación energética, transformación, almacenamiento y distribución, de modo que se contribuya a un desarrollo sostenible.

Incentivos Regionales

Se trata de ayudas financieras concedidas por las Comunidades Autónomas y dirigidas a inversiones en producción de bienes de equipo, principalmente, para impulsar el desarrollo regional.

Este tipo de incentivos se coordinan a través de las Agencias de la Energía de las distintas Comunidades Autónomas o de los servicios competentes de las Administraciones Autonómicas.

En el caso concreto de la Comunidad de Madrid, la Administración Autonómica cuenta con dos programas de ayudas, uno para la promoción del ahorro y la eficiencia energética y otro para la promoción de las energías renovables.

El primero de ellos, el de fomento del ahorro y la eficiencia energética, está abierto a todo tipo de beneficiarios que emprendan proyectos de ahorro

energético en sus instalaciones o inmuebles (entre las cuales se incluyen las instalaciones de cogeneración) y se basa en la concesión de ayudas directas cuya cuantía depende del tipo de proyecto que se pretenda acometer así como de las particularidades propias de cada convocatoria. Por otra parte, el programa de ayudas para la promoción de las energías renovables está dirigido a Ayuntamientos, entidades públicas, instituciones sin ánimo de lucro, comunidades de propietarios, empresas y personas físicas, con la excepción, en estos dos últimos casos, de las instalaciones que se vayan a inscribir en Régimen Especial, es decir, las que se conecten a la red para la venta de la energía. Al igual que ocurre con el anterior, el programa concede ayudas directas a la construcción de instalaciones de aprovechamiento de energías renovables cuya cuantía varía en función del tipo de proyecto y de la convocatoria específica.

5 SUGERENCIAS

En el desarrollo y modificación de un marco regulatorio para la inserción de GD en Colombia, es importante tener en cuenta aspectos y lineamientos que conlleven a una política regulatoria razonable y no discriminatoria para los actuales y futuros participantes del sector eléctrico; Por tanto se plantean sugerencias y ajustes regulatorios basados en: experiencias internacionales como Chile y España, y estudios realizados por dependencias y universidades Colombianas. Con respecto a lo anterior se puede sugerir algunos requerimientos como los son:

- Como ocurre en cualquier segmento del sector: generación transmisión o distribución, existe un pleno desarrollo de un reglamento normativo y regulatorio institucional, el cual busca definir ciertas señales que incentiven y respalden la participación de cada uno de éstos en el mercado energético. Por tal razón, como iniciativa regulatoria la CREG debería definir explícitamente la GD en el MEM colombiano, considerando aspectos técnicos, económicos y comerciales claramente definidos, como los hay actualmente para los medios de generación convencionales.
- Identificar las fuentes de Energía, con las cuales cuenta Colombia, y así proseguir con el análisis correspondiente a las ventajas y desventajas tales como: ubicación del recurso, costos de la tecnología en Colombia, políticas de implementación, entre otros. Así mismo realizar un estudio de Costo-Beneficio, para los inversionistas, usuarios finales, y empresas del sector eléctrico, en donde se tenga en cuenta variables ambientales, económicas, técnicas y sociales, que brinden los resultados necesarios para identificar proyectos viables y rentables.
- Para el desarrollo de una regulación sobre las energías renovables en Colombia, se pueden analizar y proponer ideas, en dos escenarios:

Mantener la política energética actual en cuanto a las fuentes alternas

En este escenario se prevé un desarrollo lento, ya que la participación de las energías renovables en el mercado eléctrico sería baja, teniendo en cuenta que los incentivos se reducirían a los ya existentes. Sin embargo, estas energías tendrían gran campo de acción en las zonas no interconectadas (ZNI) y en las zonas apartadas de la zona interconectada, donde estas acciones de generación de energía eléctrica pueden ser competitivas, teniendo en cuenta los subsidios para las ZNI, y la implementación del documento CONPES 3453, en el cual recomienda a la CREG diseñar un nuevo esquema tarifario para las ZNI, que considere:

Los costos reales para la generación, con los diferentes tipos de tecnologías que el IPSE recomiende utilizar en cada localidad o zona.

Las propuestas para incorporar energías renovables vía mecanismos licitatorios se hacen más viables con la incorporación de los dos elementos anteriormente mencionados, sobre la nueva Ley de subsidios y los lineamientos de política CONPES.

Desarrollar una política gradual a mediano plazo, para promover las fuentes alternas

En este caso desde el punto de vista regulatorio, aunque la CREG no podría obligar a los comercializadores a comprar una parte de la energía que requieren a plantas renovables, se pueden emplear criterios de calificación de ofertas de electricidad; Teniendo en cuenta que para el caso eléctrico hay que analizar con precaución los efectos, para evitar que lleve a un encarecimiento de los precios de oferta de las plantas sin lograr una penetración real de energías renovables.

- ✓ Una opción para impulsar una participación más temprana de las energías renovables sería la modificación correspondiente a la reglamentación de la CREG del no pago del valor correspondiente al cargo por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), y de los Sistemas de Transmisión Regional y/o los Sistemas de Distribución

Local (SDL), siempre que no se hiciera uso efectivo de dichas redes. Este no pago se aplicaría exclusivamente a las demandas atendidas por la pequeña generación cuando en el proceso de suministro no se accediera al las redes del STN, STR´s y/o SDL´s.

Para la anterior recomendación se tuvieron en cuenta, los componentes del costo unitario variable de prestación del servicio (CU), mostrados en la tabla 8.

Tabla 8 Costos unitario variables de prestación de servicios

Costo Unitario Fijo de Prestación del Servicio CUF = Cf = Cero (0)								
COMPONENTES DEL COSTO UNITARIO VARIABLE DE PRESTACION DEL SERVICIO (CU) según Res. CREG 119/2007								
NIVEL MEDIDA	G	T	D	Cv	PR	R	CUv Calculado	CUv Aplicado
	Compra Energía	Costo STN	Costo Distribución	Costo de Comercialización	Costo de Compra, transporte y reducción de pérdidas	Costo de Restricciones	Costo Unitario Variable de Prestación del Servicio	Costo Unitario Variable Aplicado según Res 168/08 y 003/09
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
I-II ESSA	113,4759	22,5210	150,8599	38,2159	22,9790	8,7174	356,7691	357,2481
I-II CLIENTE	113,4759	22,5210	118,8485	38,2159	22,9790	8,7174	324,7577	323,4908
I-III ESSA	113,4759	22,5210	81,8280	38,2159	22,9790	8,7174	287,7372	284,4513
I-III CLIENTE	113,4759	22,5210	49,8166	38,2159	22,9790	8,7174	255,7258	250,6940
II	113,4759	22,5210	106,3246	38,2159	9,9287	8,7174	299,1835	298,0213
III	113,4759	22,5210	41,9390	38,2159	6,3846	8,7174	231,2538	227,1912
IV	113,4759	22,5210	17,5272	38,2159	4,5448	8,7174	205,0022	199,3227
CONSUMO DE SUBSISTENCIA				NIVELES DE TENSION				
Resolución 0355 de 8 de Julio de 2004. Unidad de Planeación Minero Energetica				Alturas inferior a 1000 Mts	Alturas superior o = a 1000 Mts	I	Menor a 1 kV	
Durante el año 2006				179 kWh	147 kWh	II	Entre 1 y 30 kV	
Durante el año 2007 y en adelante				173 kWh	130 kWh	III	Entre 30 y 57.5 kV	
						IV	Mayor a 57.5 kV	

Fuente: Electrificadora de Santander (ESSA)

Al momento de realizar un pequeño cálculo para una pequeña planta piloto de 20MW de capacidad instalada, con excedentes para la red de 200GWh, daría como resultado que el Sistema de Transmisión Nacional (STN) dejaría de recibir alrededor de \$4 504 200,00 en una hora; Sin embargo es necesario evaluar en detalle las implicaciones de esta medida y proponer un esquema razonable de cargos de respaldo, que permita remunerar la inversión de las redes de transporte de energía. Por otra parte si se observa en la tabla 8 el costo de comercialización, se puede sugerir que se realicen incentivos, en donde se autorice que la energía excedente se venda en forma directa por el generador y no

requiera la intermediación de un comercializador.⁵⁷

- ✓ Aquellas plantas de generación con capacidad instalada inferior a 20 MW, se les otorga un tratamiento especial como plantas menores, sin embargo en plantas de mayor capacidad es obligatorio formar parte del MEM y en consecuencia, se perdería la eventual calificación como productor independiente. Por tal razón se propone que la CREG considere la posibilidad de incrementar este nivel, considerando como referencias las demandas actuales y su correspondiente diversificación.
- ✓ Modificar la Resolución CREG 084 de 1996 de tal forma que se permita a los Autogeneradores, cuya fuente primaria es cualesquiera (consideradas en la Ley URE como energías no convencionales), poder vender los excedentes de energía en cualquier situación del sistema.
- ✓ Modificar la Resolución CREG 039 de 2001 de tal forma que permita a los Cogeneradores y Plantas Menores participar directamente en el mercado y poder de esta manera vender sus excedentes de energía como contratos (estabilización de precios en el caso Chileno), teniendo en cuenta que el precio en bolsa no es favorable para estas tecnologías.
- ✓ Modificar la resolución CREG 020 de 1996 (sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 46. y 50. de la misma resolución) de tal forma que permita a toda empresa que desarrolle en forma combinada la actividad de generación de energía con la de comercialización o la de distribución-comercialización, cuya demanda de energía represente el cinco por ciento (5%) o más del total de la demanda del sistema interconectado nacional, cubrir con energía propia un porcentaje mayor al 60% de la energía requerida para atender la demanda de su mercado regulado. Siempre y cuando este excedente provenga de fuentes primarias no convencionales.

⁵⁷ Un análisis más riguroso está fuera del alcance del presente proyecto y se dejaría abierta la posibilidad de tratarse en otro.

- ✓ Si bien es claro que son las mismas empresas concesionarias de energía eléctrica las cuales conocen mejor las redes o SDL, lo que significa que son éstas las que podrían incursionar en el mercado satisfactoriamente más que cualquier tercero o comercializador. Por tal razón, la CREG debería implementar una resolución donde le permita a aquellas empresas distribuidoras, desarrollar simultáneamente con contabilidades distintas, las actividades de GD y distribución, siempre y cuando se empleen fuentes primarias renovables en la generación de electricidad⁵⁸. De esta manera se reduciría el oligopolio de aquellas empresas constituidas verticalmente mediante un mercado competitivo.
- ✓ Al momento de tener un impacto decisivo en la regulación Colombiana, se hace necesario identificar con mayor facilidad, el antes y después, por tal razón se propone identificar dos tipos de políticas o régimen, que diferencien y regulen las tecnologías convencionales, a las pequeñas instalaciones de energías renovables, y de alto rendimiento energético. Esto se plantea con el fin de proporcionar un mejor entendimiento y destreza, al momento de consultar y brindar información correspondiente al tema de interés.
- ✓ Colombia al unirse al protocolo de Kyoto, debe desarrollar mecanismos e incentivos para reducir las emisiones de gases contaminantes, sin embargo a pesar de la inserción de mecanismos de energías renovables como lo son, el parque eólico de Jepirachi y la hidroeléctrica de Amoyá, No han demostrado ser lo suficientemente competitivas a nivel financiero ante las convencionales, esto se debe a la competencia desequilibrada ante estos medios de generación, por tal razón se propone que el gobierno estudie y autorice primas transitorias para las instalaciones de producción de origen térmico, cuando además de utilizar el combustible para el que fueron autorizadas, utilicen también la biomasa como

⁵⁸ Por Ley, aquellas empresas constituidas después del 1994 son obligadas a separar sus actividades, es decir, sólo podrán ejecutar las actividades de generación-comercialización y distribución-comercialización siempre y cuando se lleven contabilidades diferentes.

combustible secundario.

- ✓ Para contrarrestar los mayores costos en que incurrirían los comercializadores al seleccionar una tecnología más costosa con respecto a la convencional, se podría pensar en construir un fondo cuyos recursos podrían provenir de un impuesto a los combustibles fósiles o utilizarse recursos del presupuesto nacional, para que el mayor costo de dichas compras no se traslade tarifariamente a los usuarios.
- La CREG debería fijar reglas de precios y tarifas distintas para estos sistemas, siempre que se busque mantener o mejorar aspectos como la eficiencia, confiabilidad, suficiencia financiera y neutralidad en el Mercado Eléctrico Colombiano, teniendo como prioridad incentivar el uso de las energías renovables, y la reducción del uso de combustibles fósiles; Sin olvidar que para cualquier decisión, se necesita de estudios de planeación, que involucren las proyecciones de mercado con sus correspondientes impactos en cada uno de los ámbitos que interfiera. Ya que un enfoque anticipativo, mediante la adopción de una visión a futuro puede definir a medianos plazos de (5 a 10 años) las reglas, normas y estándares para una política regulatoria.

CONCLUSIONES

En Colombia la dificultad que presenta la inserción de los sistemas de GD mediante una tecnología limpia o no convencional no solo se debe a la inexistencia de una regulación que garantice principalmente al inversionista entrar en el mercado de energía de forma rentable y segura, sino además, a la inexperiencia nacional e internacional que hace que se cree cierta incertidumbre para su inserción. Sin embargo, actualmente esta situación ha mejorado, donde diferentes estudios llevados a cabo por las principales universidades del país y bajo las líneas de investigación y desarrollo tecnológico en el uso racional y eficiente de la energía y/o fuentes no convencionales de energía de Colciencias y el ejemplo internacional en la desregulación de los mercados energéticos como el Chileno y el Español, hacen de un buen contexto para que Colombia como país en busca de un pleno desarrollo, empiece adoptar mecanismos para que la actual estructura del mercado, haga los respectivos ajustes para equilibrar las condiciones de competencia del sector. Por tanto se proseguirá a concluir los aspectos tratados a lo largo de este documento, teniendo en cuenta un breve análisis de cómo la GD ha impactado en países como Chile y España.

- Aunque en Colombia existen diferentes tipos de incentivos: tributarios, de mercadeo, institucionales y ambientales, existe la necesidad de crear verdaderos estímulos o señales económicas para la participación en el MEM. La estabilización de precios y la exención de peajes por el uso del sistema de transmisión en el mercado chileno, son señales claramente remunerativas que pueden permitir la entrada y desarrollo de los medios de generación no convencionales en el MEM colombiano.
- El análisis de las experiencias de implementación de sistemas de generación distribuida en diversos países permite determinar ciertos

factores que han favorecido su coexistencia con los sistemas centralizados. Dentro de estos factores se pondera especialmente el apoyo estatal mediante políticas de incentivo para la implementación y el desarrollo de tecnologías que usen energías renovables.

- La participación de las energías renovables podrían desarrollarse a medida que aumenta la penetración de sistemas de generación distribuida, sin embargo estos sistemas pueden hacer uso tanto de fuentes renovables como no renovables, es de esperar que la normatividad derivada de los acuerdos internacionales en materia de cambio climático favorezcan el desarrollo de sistemas distribuidos y tecnologías flexibles, que empleen fuentes renovables en lugar de las convencionales.

Análisis: Caso Chileno.

En Chile, la implementación de un nuevo régimen legislativo para el uso de generación a pequeña escala, surgió debido a la necesidad de ampliar y diversificar la matriz energética y a su vez, dar con el cumplimiento de las emisiones establecidas en el protocolo de Kyoto.

Es interesante y destacable saber, cómo este país Latinoamericano ha buscado continuamente un Mercado de Energía eficiente y competitivo, con tecnologías de punta que garantizan la confiabilidad y seguridad en el suministro de electricidad.

Con la investigación realizada anteriormente de las modificaciones en la Ley General de Servicios Eléctricos, e introducidas al marco regulatorio mediante la Ley corta I, Ley corta II, Ley 19.300, Ley 20.257, D.S 244 y otras publicaciones en línea de la Comisión Nacional de Energía, se han identificado señales: económicas, de inversión, de desarrollo tecnológico y ambientales, que bajo un contexto reglamentario, han impactado y permitido la incorporación de energías renovables en su sistema interconectado. Principalmente dentro de dichas señales, las más sobresalientes son:

- Estabilización de precios y la exoneración parcial o total de peajes troncales. De cierto modo, esta medida ayuda a los PMG, PMGD y MGNC a cubrir el alto costo de su inversión inicial y a participar en las transferencias de energía estipuladas en la Ley.
- Clara definición de las ERNC que son beneficiadas por el reglamento. Con esta señal, posiblemente se ha podido despejar incertidumbres en cuanto al tipo de tecnología a utilizar.
- Participación y definición de los PMG, PMGD y los MGNC. Junto con la definición de las ERNC beneficiadas, esta medida presenta una distinción en la capacidad de generación efectiva que pueden manejar dichos medios con su respectiva remuneración (exención de peaje troncal), lo cual conllevaría a realizar estudios técnico- económicos detallados de estos sistemas.
- Guías de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) para el sector, las cuales seguramente, contribuyen con herramientas concretas en temas relacionados con ERNC y eficiencia energética.
- Obligación de compra de EPNC. Esta medida, drástica de por sí, seguramente elevará a futuro el porcentaje de participación de las ERNC.
- Regulación de las condiciones para la conexión, comercialización e intervención de las instalaciones de un PMG, PMGD y MGNC. Sin duda alguna, es un requerimiento indispensable para dar claridad y respaldo a los posibles inversionistas, ya sean propietarios de redes de distribución o terceros sin ninguna clase de activos.

Análisis: Caso Español

El marco regulatorio que nació a partir de la Ley 54/1997, acompañado con el Real Decreto 2019/1997 que la desarrolla, constituye el paso definitivo del legislador para liberalizar y dar un cambio definitivo en el sector eléctrico español, en donde enmarca la generación en dos tipos de Régimen, el Régimen Ordinario, y el Régimen Especial. Desde entonces se han

desarrollado leyes Regulatorias en el cual, incentivan, definen y equilibran el desarrollo de la Generación Distribuida. Algunas leyes, Decretos e incentivos, que contribuyeron a la participación de las energías renovables, lograron obtener resultados como:

- Creación de un sistema basado en la libre voluntad del titular de la instalación de optar por vender su energía excedentaria a la empresa distribuidora más cercana, siendo su adquisición obligatoria por la misma, y además recibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada, o bien por vender dichos excedentes en el mercado de producción, recibiendo en este caso el precio negociado en el mercado, un incentivo por participar, y una prima.
- Participación obligatoria en el mercado de producción para las instalaciones del RD 2366/94 con una potencia superior a 50 MW.
- Organización, y regulación en el procedimiento de liquidación de los costos de transporte, distribución y comercialización a tarifa de los costos permanentes del sistema.
- Reglamentación técnica sobre la conexión de la generación en las redes de distribución.
- Creación de incentivos de tipo remunerativos, que abarcan primas transitorias y tarifas reguladas para aumentar la participación de energías renovables en el sector eléctrico Español.
- Metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, abarcando la revisión periódica de cada cuatro años sobre las tarifas, primas e incentivos del mismo.
- Establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, donde sus objetivos principales es ayudar a cumplir con las obligaciones derivadas al protocolo de Kyoto, garantizar el buen

funcionamiento del mercado interior, ofrecer conocimiento a las empresas sobre las obligaciones, mecanismos e inversiones necesarias para la reducción de emisiones de dichos gases.

- Procedimientos de operación, relacionados a los derechos de cobro y obligaciones de pago por garantía de potencia de centrales de energías renovables.
- Información sistemática en cada factura del consumidor, sobre el origen de la electricidad consumida y su respectivo impacto sobre el medio ambiente.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resoluciones y documentos en línea, <http://www.creg.gov.co>
- [2] Ley 142, "Servicios Públicos Domiciliarios", Julio 11 de 1994
- [3] Ley 143, "Régimen en Materia Energética", Julio 11 de 1994
- [4] Ley 633, "Normas en materia tributaria", Diciembre 29 de 2000.
- [5] Ley 697, "Diario Oficial 44573", Octubre 3 de 2001
- [6] Ley 788, "Normas en materia tributaria y penal del orden nacional y territorial", Diciembre 27 de 2002.
- [7] Decreto 3683, "Reglamentación de la Ley 697 de 2001", Diciembre 19 de 2003
- [8] Comisión de Planeación Minero Energética (UPME), "Diseño e Implementación de las Líneas de Crédito IFI-URE y BANCOLDEX-URE". Documento informativo, octubre de 2002.
- [9] Comisión de Planeación Minero Energética (UPME), "El uso racional y eficiente de la energía (URE)- y las fuentes no convencionales de energía (FNCE)". Documento informativo.
- [10] Centro Latino Americano de Ecología Social, "Plataforma de Brasilia sobre Energías Renovables". Documento informativo
- [11] Universidad Nacional de Colombia, "Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico Colombiano". Documento informativo, 14 de Agosto de 2007.
- [12] Cuta Durán César Augusto, "Aplicación de mapas auto-organizativos de kohonen para la Identificación de patrones de comportamiento en los precios de oferta en bolsa de los generadores en el mercado mayorista de energía eléctrica en Colombia. Trabajo de Grado, UIS 2007.
- [13] Fernando Acosta De Valencia, "Análisis técnico - económico de la generación distribuida aplicada a los sistemas de distribución Colombianos". Trabajo de Grado, Universidad de los Andes, 2002.
- [14] Táutiva Mancera Camilo, "Esquemas De Expansión De Sistemas De Transmisión Que Operan En Mercados Eléctricos Competitivos Y De Remuneración De La Actividad." Tesis de maestría de la Universidad de los Andes, 2005.
- [15] Comisión Nacional de Energía en Chile, CNE. Leyes y Decretos en línea, <http://www.cne.cl>
- [16] Decreto Supremo 244, MINISTERIO DE ECONOMIA, FOMENTO Y RECONSTRUCCION, "Reglamento Para Medios De Generación No Convencionales Y Pequeños Medios De Generación Establecidos En La Ley General De Servicios Eléctricos", 2006
- [17] Aranda Borghero Eduardo David, "Impacto de la Generación Distribuida en la Estimación Diaria de Demanda de Energía Eléctrica Estudio Para el Caso Chileno", Trabajo de Grado de la Universidad Santiago de Chile, 2002.
- [18] Mocarquer Sebastián, "Generación Distribuida: Aspectos Regulatorios y

- Comerciales”. Documento Informativo, 2002.
- [19] Cerda A José Luis, “Estrategias de Control de Demanda a base de Generación Distribuida para una Compañía de Distribución”. Documento informativo, 2007.
 - [20] Atienza Yáñez Paulo Andrés, “Aplicación del Modelo de Bolsa de Energía en Chile”. Trabajo de grado de la Universidad Santiago de Chile, 2001.
 - [21] Comisión Nacional de Energía en España, CNE. Leyes y Decretos en línea, <http://www.cne.es>.
 - [22] D. Trebolle Trebolle David, “La Generación Distribuida en España.” Tesis de maestría de la Universidad de Comillas, 2006.
 - [23] Fabra Natalia, “El funcionamiento del mercado eléctrico Español bajo la Ley del sector eléctrico”. Documento de Investigación de la Universidad Carlos III de Madrid.
 - [24] Comisión Nacional de Energía en España, CNE. “EL NUEVO MARCO REGULADORIO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA”. Documento Informativo 2007.
 - [25] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, “Guía Básica de la Generación Distribuida”, Documento de Investigación, 2007.

GLOSARIO

ASIC:	Administrador del Mercado
CDEC:	Centros de Despacho Económico de Carga
CND:	Centro Nacional de Despacho
CNE:	Comisión Nacional de Energía
CONAMA:	Comisión Nacional del Medioambiente
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
ENFICC:	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
ERNC:	Energías Renovables No Convencionales
ESCO:	Compañía de Servicios Energéticos
FAZNI:	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas
FNCE:	Fuentes No Convencionales de Energía
GD:	Generación Distribuida
MGNC:	Medios de Generación No Convencionales
MEM:	Mercado de Energía Mayorista
OEF:	Obligaciones de Energía Firme
OS:	Operador del Sistema
OP:	Operador de Mercado
PCH,s:	Pequeñas Centrales Hidráulicas
PFER:	Plan de Fomento de Energías Renovables
PMG:	Pequeños Medios de Generación
PMGD:	Pequeños Medios de Generación Distribuida
RE:	Régimen Especial
RO:	Régimen Ordinario
SDL:	Sistemas de Distribución Local
SEC:	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SIC:	Sistema Interconectado Central
SIN:	Sistema Interconectado Nacional

SING:	Sistema Interconectado del Norte Grande
SSPD:	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN:	Sistema de Transmisión Nacional
SVS:	Superintendencia de Valores y Seguros
TPF:	Financiación Por Terceros
UIME:	La Unidad de Información Minero Energética
UNESA:	Asociación Española de la Industria Eléctrica
UPME:	La Comisión de Planeación Minero Energética
URE:	Uso Racional y Eficiente de la Energía
VAD:	Valor Agregado de Distribución
XM:	Expertos en Mercados
ZNI:	Zonas No Interconectadas

ANEXO A. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

El presente trabajo de grado tuvo como finalidad cumplir en parte uno de los objetivos específicos de un macro proyecto titulado como: “**Distribución eléctrica inteligente - SILICE**”; cofinanciado por el instituto colombiano para el desarrollo de la ciencia y tecnología “Francisco José de Caldas”-COLCIENCIAS y la empresa de energía de Bogotá – CODENSA S.A. E.S.P, esta última siendo la entidad beneficiaria con la investigación. El proyecto que se ha venido desarrollando por las universidades: NACIONAL, ANDES y UIS desde el año 2007 y próximo a culminar tiene como objetivo principal: *“Estudiar la operación de un sistema eléctrico real que incorpore redes inteligentes con sistemas de generación distribuida y contrastar los beneficios técnicos económicos y ambientales con aquellos obtenidos con redes convencionales de distribución”*.

Objetivos específicos⁵⁹

- Diseño, dimensionamiento, instalación y prueba de las fuentes de generación distribuida (ampliación del suministro fotovoltaico e instalación de una planta diesel o biomasa) en forma individual.
- Diseño, instalación y prueba de una red piloto “inteligente” de distribución que integre de manera sinérgica las tecnologías de monitoreo, comunicaciones y control, y la generación distribuida, para el mejoramiento del desempeño de la red.
- Simulación de una red real de distribución de energía eléctrica para estudiar funcionamiento óptimo: monitoreo, flujos de carga, asignación dinámica de recursos, acorde con los principios de intercambio de energía del mercado eléctrico colombiano.

⁵⁹ Los objetivos son transcritos textualmente del plan de trabajo.

- Propuesta y discusión de ajuste regulatorios y de consideraciones de normatividad técnica para la instalación de estos sistemas en el mercado eléctrico, con base en los resultados de monitoreo y simulación.⁶⁰
- Propuesta de desarrollo de mediano y largo plazo de la regulación eléctrica, enfocada a la inclusión de sistemas de generación distribuida dentro de un nuevo marco organizacional del negocio eléctrico, que incluya a la empresa de distribución como un actor con nuevos roles activos en el desarrollo e implantación de esquemas de generación distribuida.

Red inteligente

Básicamente una red inteligente de generación eléctrica con GD está conformada por:

- ✓ Red de distribución eléctrica existente.
- ✓ Red experimental de baja tensión 208-120 [V].
- ✓ Sistemas automáticos para la conmutación.
- ✓ Sistemas de base de datos en tiempo real.
- ✓ Contadores bidireccionales.
- ✓ Centro de control.

La plataforma consiste en la interconexión de la red experimental con la red existente. Los contadores bidireccionales proveen la energía eléctrica generada a los diferentes tipos de usuarios mediante fuentes de pequeña escala interconectadas en la red de distribución. El respaldo dado por el sistema de control permite un desarrollo de tal manera que se asignen recursos según consideraciones técnico-económicas que permita un control de las contingencias y así evitar cuellos de botella en situaciones de deficiencias en la capacidad de transmisión.

La **información** sin duda alguna es el factor primordial en una red inteligente, la cual es adquirida por un sistema de comunicación confiable y seguro, con la

⁶⁰ Objetivo del cual hace parte el presente proyecto.

particularidad de suministrarla en tiempo real, permitiendo de esta manera la toma de decisiones oportunas para:

- Promover el uso racional de energía mediante un mejor control en el consumo.
- Integrar oportunamente un sistema de GD, mejorando la seguridad y confiabilidad de la red.
- Garantizar flexibilidad mediante el modelamiento y toma de decisiones de planeación, supervisión, y coordinación de la operación y gestión de la red.

Implementación

La implementación de la red piloto abarcará los campos de la universidad Nacional de Colombia y la universidad de los Andes. En la primera universidad mencionada, la capacidad de generación fotovoltaica se aumentará de tal manera que la potencia inyectada a la red de distribución de media tensión sea de 4.2 [kW], además se instalará un pequeña planta adicional de biomasa de 5 [kW] conectada a la misma red. La central de monitoreo implementada en el mismo campus servirá para supervisar el desempeño técnico de las dos plantas, para construir una base de datos que serán transmitidos mediante redes de comunicación, internet, o sistemas PLCs al centro de control localizado en la segunda universidad mencionada anteriormente con el objeto de ensayar el manejo simultáneo de diferentes flujos de información (tasa de transmisión, retardo, variación del retardo etc.).

Alcance

Esta implementación será el indicio de una etapa de sistemas innovadores en Colombia, orientados a ensayar con estos nuevos esquemas de abastecimiento de energía mediante la inmersión de generación distribuida y redes inteligentes pilotos y poder así, dar soluciones a problemas de calidad en el servicio e ineficiencias en el uso de los recursos naturales a agentes concesionarios de energía en el mercado eléctrico.

ANEXO B. MODALIDADES DE OPERACIÓN DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS ACTUALMENTE

Este anexo tiene como finalidad presentar a groso modo, las generalidades de las distintas modalidades de operación de los mercados de energía en el mundo. Se revisan y definen los principales agentes que participan en él, bajo diferentes estructuras dentro de las cuales se encuentran organizadas.

AGENTES DEL MERCADO

Todo mercado de energía se encuentra conformado por agentes bien definidos como lo muestra la figura. , independiente del tipo o estructura de mercado. A continuación se mencionan y definen los comúnmente encontrados en cualquier mercado.

Generador: Corresponden a todas las empresas propietarias de centrales convencionales de abastecimiento de energía eléctrica como las térmicas e hidráulicas.

Transportador: Corresponden a todas las empresas con líneas para poder transportar la energía eléctrica de los centros de generación a los de consumo. Se caracterizan por tener niveles de tensión estandarizados.

Distribuidor: Generalmente conocidos como los operadores de red (OR) u operadores del sistema (OS). Son los encargados de hacer llegar la electricidad a los usuarios finales

Comercializador: Agente con la capacidad de comprar y vender energía en el mercado mayorista.

Consumidor regulado: Corresponde a todos los usuarios de bajo consumo de energía, los cuales son tarifados por la entidad reguladora pertinente.

Consumidor no regulado: Corresponden a todos los clientes de mayor consumo de energía, los cuales pueden acceder y pactar libremente los precios de los excedentes de potencia.

Generador especial: Corresponde a los productores de energía no convencionales, es decir aquellos que utilicen tecnologías como: solar, eólica, mareomotriz, fotovoltaica, biomasa en otras que hacen de un mejor aprovechamiento de los recursos naturales. Dentro de esta definición se encuentra la autogeneración y cogeneración.

Agente externo: Corresponden a todas las personas extranjeras con el interés de invertir o participar en el mercado mayorista ya sea como compradores o vendedores.

Operador de red: Corresponde a la organización encargada de la seguridad y operación técnica de la red eléctrica.

Operador del mercado: Corresponde a la entidad encargada de administrar el mercado financiero de compra y venta de energía. Esta entidad puede estar conformada por una o más organizaciones, que mediante las normas y reglas hacen de un mercado armonioso.

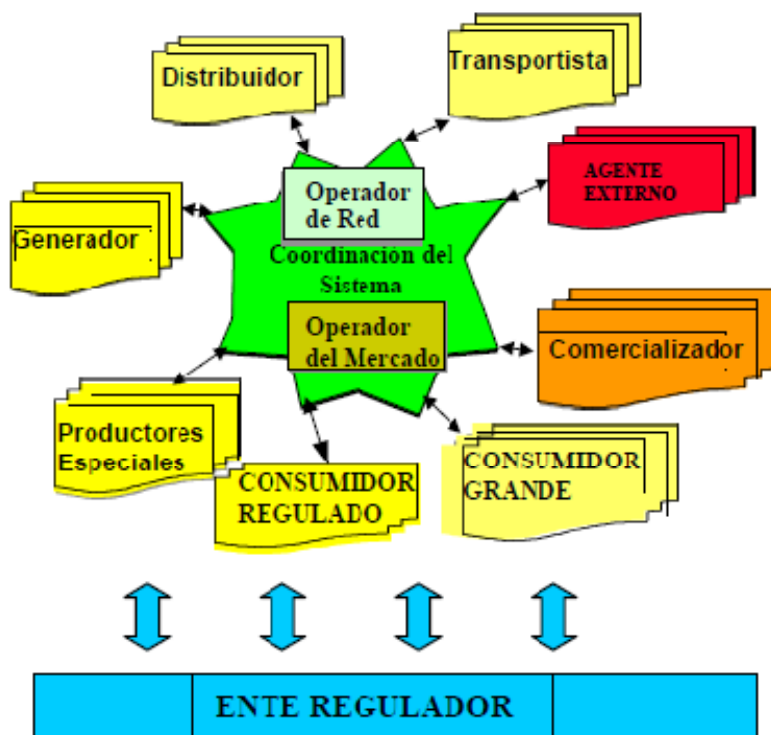


Figura 6. Mercado mayorista típico.
Fuente: Mercados Eléctricos y Bolsas de Energía

ESTRUCTURAS DE MERCADO

Con el fin de hacer un mercado competitivo, a nivel mundial se han desarrollado diversas estructuras de mercado. Desde el punto de vista operativo se encuentran las siguientes formas para comercializar la energía:

- Bolsa de energía.
- Tipo pool.
- Contratos bilaterales físicos.
- Contratos bilaterales financieros.

Actualmente los mercados a nivel mundial no siguen un modelo estricto de alguno de los anteriores modelos sino más bien se estructuran con uno que reúna características simultáneas de cada una de las formas anteriores de comercio de energía.

Bolsa de Energía (BE)

Una BE es una organización que se encarga de realizar la operación económica y comercial, es decir recibe ofertas de compra y venta de energía estableciendo los precios de equilibrio del mercado producto de la casación entre las ofertas suministrada por los generadores y la demanda agregada del sistema. Generalmente a esta estructura se le adiciona dada la necesidad para coordinar la operación física del sistema un operador independiente. Bajo esta forma de organización son los propios agentes, principalmente los generadores, quienes toman sus decisiones de generación por medio de lo que se conoce como el autodespacho.

Modelo tipo POOL

Este es un modelo clásico que se caracteriza porque los generadores y consumidores no establecen relaciones comerciales directas. La compra-venta de energía es determinada por el operador del mercado (OM) para dar una valorización y optimación de costos del sistema, mediante la información suministrada de las partes que entran a comprar o vender energía. El plan de

operación es luego entregado al operador del sistema para que hagan la respectiva factibilidad técnica del mismo y pueda realizar las correcciones adicionales al plan de operación y determine los servicios auxiliares requeridos. En la figura se muestra un modelo tipo pool.

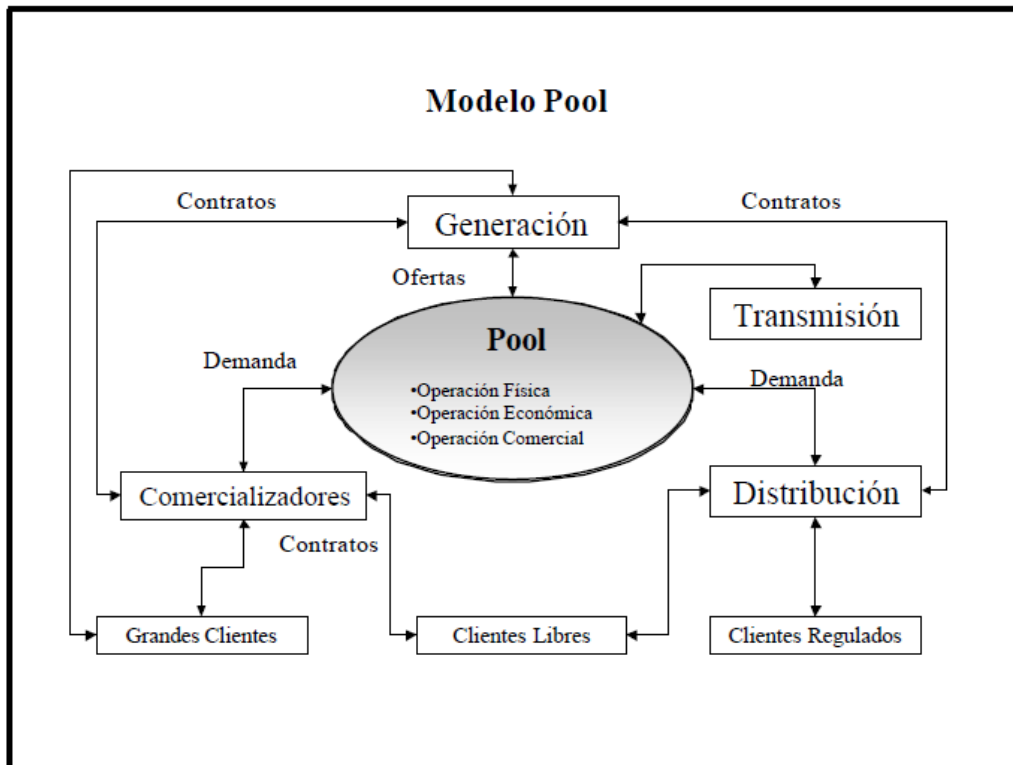


Figura 7. Modelo tipo pool.

Fuente: "Aplicación del Modelo de Bolsa de Energía en Chile" [20]

A diferencia de las bolsas, los pools se caracterizan por la integración de los mercados de energía, transmisión, servicios secundarios, y fundamentalmente por la optimización centralizada del despacho de unidades.

Contratos Bilaterales Físicos

Los contratos bilaterales físicos se caracterizan por su directa participación con el despacho de la operación resultante entre la libre relación de tipo comercial que hay entre vendedores y compradores, pactando precios y condiciones en el mismo. La razón que aventaja en los demás tipos de mercado es que los agentes pueden hacer de un contrato aquel que se adapte a sus necesidades

de generación o consumo según sea el caso. En este tipo de mercado las funciones de OS y OM son llevadas a cabo simultáneamente bajo una sola entidad.

Contratos Bilaterales Financieros

Mientras los contratos bilaterales físicos se firman con el objeto de garantizar la energía en el mercado, especificando las unidades relacionadas con el compromiso, según conveniencia de las partes, por otro lado los contratos bilaterales financieros buscan proteger las variaciones a futuro de los precios de la energía eléctrica sin comprometer unidades específicas sino mas bien dejando abierta la posibilidad que sea suplida por un tercero.

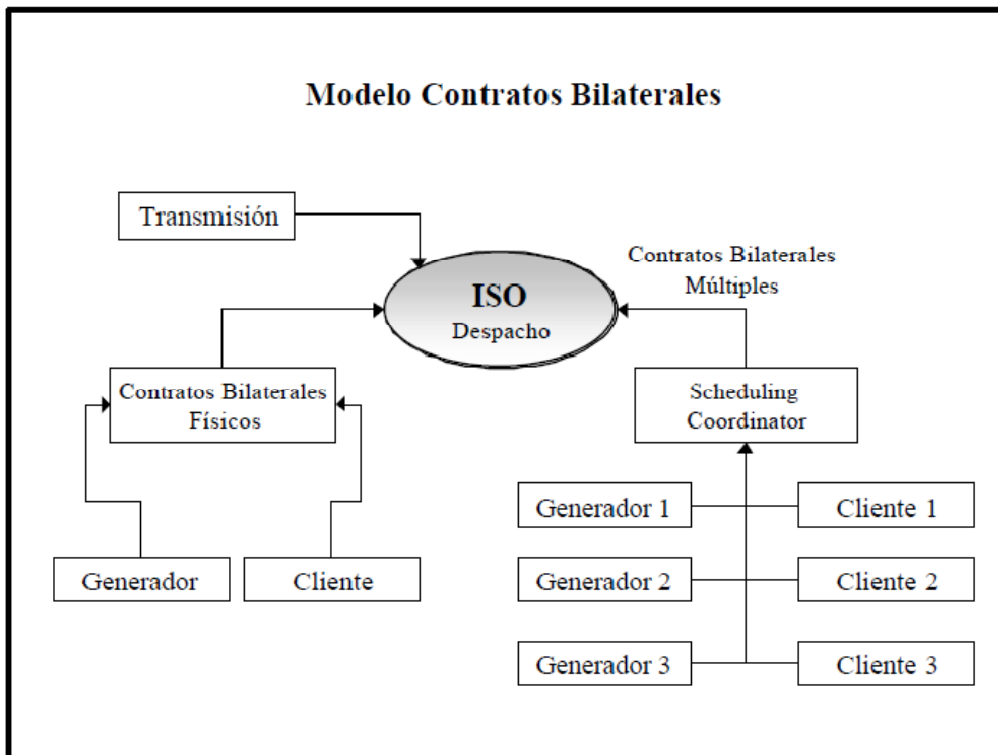


Figura 8. Modelo tipo Contratos bilaterales

Fuente: “Aplicación del Modelo de Bolsa de Energía en Chile” [20]

ANEXO C. PROTOCOLO DE KYOTO Y CAMBIO CLIMÁTICO

El protocolo de kyoto es un acuerdo internacional sobre el cambio climático, asumido en 1997 por la ONU dentro de la convección de la naciones unidas, cuya finalidad primordial es la de frenar el cambio climático ocasionado por el exceso de gases que retienen calor (efecto invernadero) en la atmósfera y poder evitar de esta manera el acelerado calentamiento de la tierra (calentamiento global).

Para poder cumplir con el objetivo de reducir las emisiones de estos gases contaminantes, se tomó como base o punto de partida aquellas emisiones generadas en el año 1990, de tal forma que los países bajo el régimen de la convención, deben reducir sus emisiones en un 5% entre los años 2008 y 2012.

Algunos de los gases de invernadero son lo siguientes:

- Dióxido de carbono (CO₂): El 50% del calentamiento global proveniente de las actividades humanas.
- Metano (CH₄): Responsable del 18% del calentamiento global.
- Oxido Nitroso (N₂O): Responsable del 6% del calentamiento global.
- Vapor de agua (H₂O)
- Metano (CH₄)
- Oxido nitroso (NO_x)
- Ozono (O₄)
- Hidrofluorcarbonos (HFC).
- Perfluorcarbonos (PFC)
- Hexafluoruro de azufre (SF₆)

EFECTO INVERNADERO.

El ciclo de invernadero que ocurre en la tierra puede resumirse de la siguiente manera: la atmósfera es la capa evolvante de la tierra cuya función es atrapar los rayos que emite el sol para conservar una temperatura aproximada de

16°C; el suelo devuelve parte de estas radiaciones a la atmósfera la cual absorbe cierta cantidad, emitiéndolas nuevamente a la superficie de la tierra y espacio exterior.

Consecuente con lo anterior, se produce una concentración de gases (que retienen calor) en la atmósfera, elevando de esta manera la temperatura del planeta. Cabe aclarar que este proceso es un ciclo natural, que se alteró principalmente, a la emisión en grandes cantidades de CO₂ a la atmósfera por parte de las empresas generadoras de energía y otras industrias en sus procesos de combustión. A continuación se presenta un esquema del ciclo de efecto invernadero y estadísticas de emisiones de dióxido de carbono respectivamente.

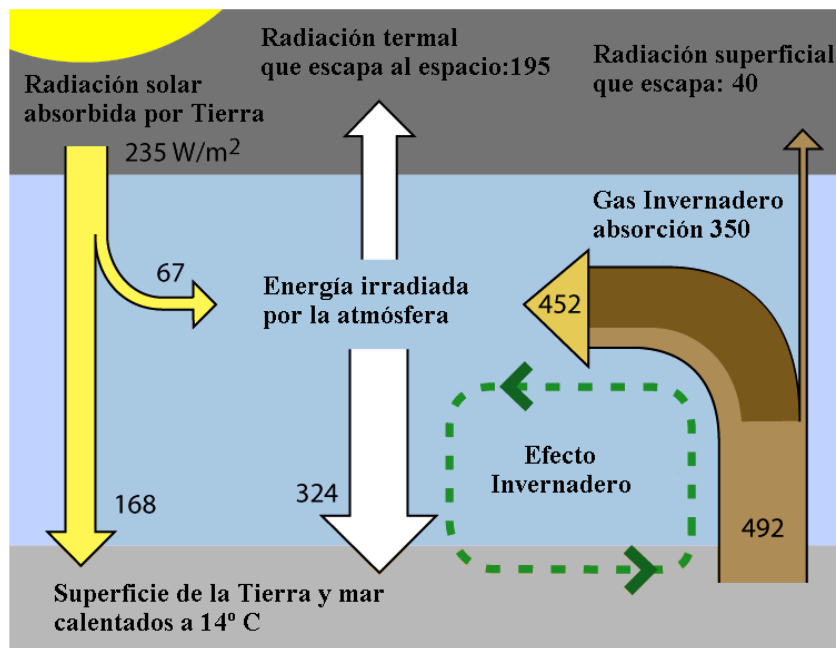


Figura 9. Flujo de energía entre la atmósfera y la tierra.
Fuente: Wikipedia.

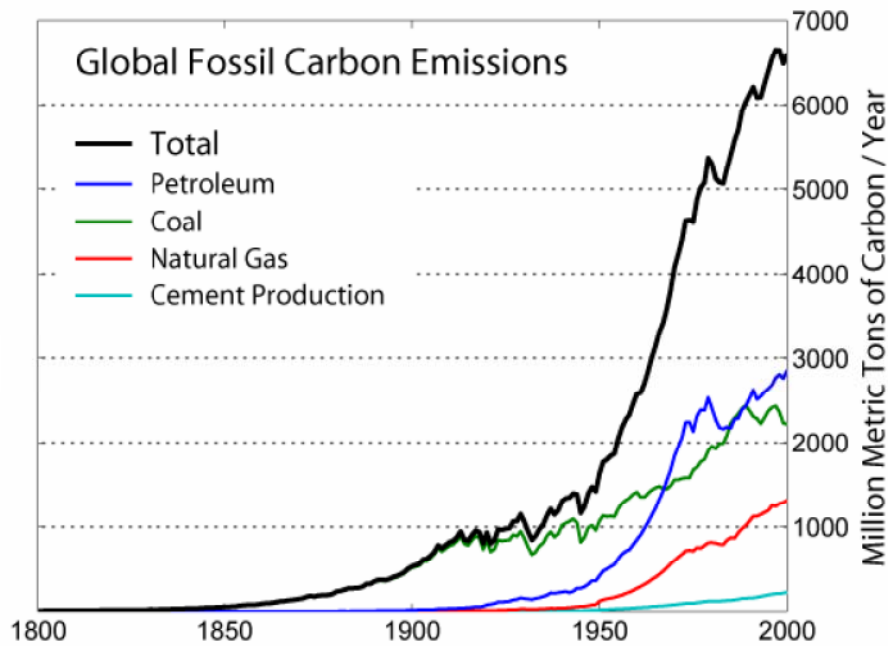


Figura 10. Emisiones de CO2 fósil.
Fuente: Wikipedia.

Colombia se ha unido a la lucha de la anterior situación, ratificando la Convención del Marco de Cambio Climático y el Protocolo de Kyoto mediante la Ley 164 de 1995 y la Ley 629 del 27 de diciembre de 2000 respectivamente⁶¹, cumpliendo con las obligaciones derivadas de las mismas. Sin embargo, a pesar de la utilización de mecanismos de energía no renovables para evitar la utilización de los combustibles fósiles como: el carbón, el petróleo y el gas natural mediante la inserción en el mercado de energía del parque eólico de Jepírachi y la hidroeléctrica de Amoyá, han demostrado que aunque son rentables técnica y ambientalmente, no lo son financieramente, debido a los altos costos de inversión y la competencia desequilibrada con los demás medios de generación convencionales contaminantes.

⁶¹ Unidad de Planeación Minero Energética. Documento informativo.