

**REFERENCIAMIENTO INTERNACIONAL PARA LA AUTOGENERACIÓN EN
COLOMBIA.**

JORGE IVÁN OSORIO RAMIREZ

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

MEDELLÍN

2015

**REFERENCIAMIENTO INTERNACIONAL PARA LA AUTOGENERACIÓN EN
COLOMBIA.**

JORGE IVÁN OSORIO RAMIREZ

**Trabajo de grado para optar por el título de Especialista en Ingeniería, Área
transmisión y distribución de Energía Eléctrica**

Director

PABLO JAVIER FRANCO

Ingeniero Electricista, MSc en Ingeniería – Énfasis T y D

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

MEDELLÍN

2015

DECLARACIÓN ORIGINALIDAD

“Declaro que esta tesis (o trabajo de grado) no ha sido presentada para optar a un título, ya sea en igual forma o con variaciones, en esta o cualquier otra universidad”. Art. 82 Régimen Discente de Formación Avanzada, Universidad Pontificia Bolivariana.

Firma Autor _____

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a todas las personas que han participado en la elaboración de este trabajo de grado.

CONTENIDO

Lista de figuras.....	7
Lista de tablas.....	8
Lista de anexos.....	9
Glosario y siglas.....	10
Resumen.....	12
Introducción.....	13
Mapa de la Investigación.....	15
Identificación del Problema	15
Raíces del Problema	15
Raíces primarias	15
Raíces Secundarias	15
Perceptores del problema	16
Directos.....	16
Indirectos	17
Propuesta Investigativa	17
Alcance de la investigación	17
1. Revisión del estado de la regulación y normatividad a nivel internacional para la autogeneración	19
Google Trends	21
Free Patents.....	23
Scopus	23
1.1 Autogeneración en España	26
1.2 Autogeneración en Alemania.....	32
1.3 Autogeneración en Estados Unidos.....	35
1.4 Autogeneración en Canadá.....	41
1.5 Autogeneración en Chile	46
1.6 Autogeneración en Brasil	50
1.7 Autogeneración en Argentina	52
1.8 Autogeneración en Uruguay.....	59

Referenciamiento Internacional para la Autogeneración en Colombia.

2. Revisión del estado de la regulación y normatividad en Colombia para la autogeneración	63
3. Propuesta de ajuste a la actual normatividad Colombiana para la autogeneración. 83	
Conclusiones.....	91
Trabajo Futuro.....	92
Bibliografía.....	93

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Metodología TyD para el trabajo de grado	18
Figura 2 los cinco pilares de la tercera revolución industrial (Elaboración propia)	20
Figura 3 Interés a lo largo del Tiempo de la Autogeneración (Google Trends, 2015)	22
Figura 4 Interés Geográfico de la Autogeneración (Google Trends, 2015)	22
Figura 5 Número de patentes relacionadas con la autogeneración (Free Patents, 2015)	23
Figura 6 Número de publicaciones y documentos de Autogeneración en el tiempo (SCOPUS, 2015)	24
Figura 7 Número de publicaciones y documentos de Autogeneración por países (SCOPUS, 2015)	24
Figura 8 Número de publicaciones y documentos de Autogeneración por tipo (SCOPUS, 2015)	25
Figura 9 Esquema del Sistema Eléctrico Español (CNE, 2014)	26
Figura 10 Estructura de la potencia instalada a 30 de abril de 2014 (Red Electrica de España, 2014)	28
Figura 11 Precio promedio de la Electricidad en los países de la Eurozona (Eurostat, 2014)	29
Figura 12 Funcionamiento de los Excedentes de Energía en España (Solarsostenible.org, 2013)	31
Figura 13 Ejemplo del funcionamiento del mercado energético en España durante el día (Apasionados por la tecnología, 2013)	32
Figura 14 Generación de Energía por Fuente en Estados Unidos en el 2013 (EIA, 2013)	39
Figura 15 <i>Generación de energía fuentes renovables 2013</i> (EIA, 2013)	40
Figura 16 Consumo de Energía por recursos y sectores en el 2012 para Estados Unidos (EIA, 2013)	40
Figura 17 Capacidad Fotovoltaica instalada por sector 2003-201 (Renewable Energy Council, 2013)	41
Figura 18 Sistema eléctrico con generación residencial (Ministerio de Energía de Chile, 2014)	47
Figura 19 Fuente Energética en Autogeneración (UPME, 2015)	81
Figura 20 Autogeneración por magnitud de equipos instalados (UPME, 2015)	82
Figura 21 Potencial proyectado de autogeneración para sector industrial y petróleo (UPME, 2015)	82
Figura 24 Tarifas de electricidad en varios países nivel de tensión 4. (Fedesarrollo, 2014)	87

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 porcentaje de incentivos dependiendo la capacidad instalada (SCE, 2014).....	36
Tabla 2 Incentivo por tipos de tecnologías (CNE, 2014)	36
Tabla 3 Autogeneración en Chile, adaptado de (CAC, 2013).....	49
Tabla 4 Autogeneración en Brasil (Interame, 2013)	51
Tabla 5 Autogeneración en Argentina, adaptado de (Interame, 2013)	56
Tabla 6 Alternativas límite de Pequeña Escala (UPME, 2015).....	79
Tabla 7 Costos de Energía Solar Fotovoltaica en Colombia (Reportero Industrial, 2014)	80
Tabla 8 Capacidad de autogeneración, cogeneración y equipos de emergencia en Colombia (UPME, 2015)	80

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1: ANTEPROYECTO DE TRABAJO DE GRADO

ANEXO 2: ARTÍCULO PUBLICABLE

GLOSARIO Y SIGLAS

- **Glosario**

Autogenerador : Un agente será considerado como autogenerador cuando la energía producida para atender el consumo propio se entregue sin utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión. El autogenerador podrá utilizar los activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo.(Resolución CREG 024 del 2015)

Autogenerador a gran escala. Un autogenerador tiene la categoría de gran escala si la potencia máxima supera el límite para los autogeneradores a pequeña escala establecido por la UPME. (Resolución CREG 024 del 2015)

Balance Neto: Consiste en aportar energía sobrante a la red para luego recuperarla cuando se necesite en la misma cantidad

Carga: Cantidad de potencia dada o recibida en un punto sobre un intervalo de tiempo.

Circuito Radial: Circuito por el cual la corriente fluye en una sola dirección y tiene un punto único de alimentación.

Cogeneración: es un proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integral de la actividad productiva de quien produce dichas energías, destinadas ambas al consumo propio o de terceros en procesos industriales o comerciales.

Consumo: Número de kilovatios-hora utilizados para que funcione un aparato eléctrico durante un tiempo. Depende de la potencia del aparato y del tiempo que esté funcionando.

Demanda: Es la sumatoria de los elementos o cargas que están funcionando en un momento dado

Generación de energía eléctrica: Es la actividad de producir energía eléctrica, con independencia de las fuentes que se utilicen.

Generación distribuida: también conocida como generación in-situ, generación embebida, generación descentralizada, generación dispersa o energía distribuida, consiste básicamente en la generación de energía eléctrica por medio de muchas

pequeñas fuentes de energía en lugares lo más próximos posibles a las cargas, buscando reducir las pérdidas en la red, al reducir los flujos de energía por la misma.

Usuario: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor.

- **Siglas**

APPA: Asociación de Empresas de Energías renovables

CO₂: Dióxido de carbono

CEER: Council of European Energy Regulators

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas en Colombia.

ERGE: European Regulators Group for Electricity and Gas

STN: Sistema de Transmisión Nacional

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

WEC: (World Energy Council) Consejo Mundial de Energía

ZNI: Zonas No Interconectadas

- **Unidades**

kWh: Kilovatio hora

MW: Megavatios

RESUMEN

En el presente trabajo de grado, se desarrolla una vigilancia tecnológica de la regulación y normatividad a nivel internacional relacionada con la autogeneración, resaltando los avances y desarrollos de países de la región latinoamericana que pueden tener una injerencia directa con Colombia, al influenciar nuevos cambios y modelos de negocio del sistema eléctrico actual.

De igual forma, se presenta una revisión del estado de la regulación y normatividad en Colombia para la autogeneración y cómo se ha venido trabajando en el tiempo en este tema hasta llegar a la ley 1715 del 2014, que permite cambiar el paradigma de la participación de los usuarios como generadores y consumidores de la red. Así como al Decreto 2469 del 2014 que entre otras cosas define las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores y autogeneradores a gran escala, el límite mínimo de la autogeneración a gran escala y los parámetros para ser considerado autogenerador.

Así mismo, con base en la normatividad vigente de la autogeneración, como lo es la resolución 024 del 2015, se desarrolla una propuesta de ajuste al marco regulatorio actual, considerando casos exitosos y buenas prácticas de otros países, buscando tomar los buenos resultados para garantizar en el futuro un mejor despliegue e implementación.

Finalmente, se presentan las principales conclusiones del trabajo de grado para cada uno de los objetivos así como posibilidades de trabajo futuro, debido a que la normatividad es cambiante y tener una correcta visión del panorama en el presente, permitirá tomar mejores decisiones en el futuro desde el punto de vista de normatividad, implementación y mejores desarrollos.

Es de resaltar el interés que ha presentado últimamente la autogeneración en la sociedad, no sólo en Colombia sino en el mundo, sin embargo es común escuchar que se presenten algunas discrepancias en cuanto a su definición y confusión con otras nuevas figuras en el mercado como la cogeneración y la generación distribuida, resaltando una vez mas la importancia de este trabajo al hacer claridad en estas definiciones, su aplicabilidad y potencial en el país.

INTRODUCCIÓN

Actualmente, el mercado eléctrico es más competitivo y abierto, lo que está generando que en muchos países se estén dando claras señales de libre competencia, que incentivan al desarrollo de alternativas distintas a las conexiones tradicionales a los grandes sistemas eléctricos, como es el caso de los autogeneradores, los cuales buscan generar el propio consumo de energía eléctrica, para que en el largo plazo los usuarios tengan un vuelco sustancial en los hábitos de consumo y participación en el mercado.

También se está creando conciencia a nivel mundial de que el petróleo, que es una de las principales fuentes energéticas, disminuirá naturalmente sus existencias mientras se exploten sus yacimientos, incentivando la búsqueda e investigación de otras formas alternativas de producir energía, teniendo en cuenta además que la mayor parte de la población del planeta aumentará de manera significativa, impulsando por lo tanto el aumento de la demanda energética.

De igual forma, se resalta la importancia del petróleo y del gas no convencionales y su variación de precio en los últimos meses, que está transformando la concepción de la distribución de los recursos energéticos mundiales. Estar al tanto de estas dinámicas en las que se mueven los mercados energéticos es esencial para el desarrollo de nuevos proyectos y prácticas como la autogeneración.

Es así como países europeos, de Asia y norte de América, han venido incentivando la autogeneración como una alternativa para aumentar la capacidad de generación, presentar una opción más económica del servicio de energía eléctrica para los usuarios, facilitar el acceso al servicio de energía eléctrica, incrementar la oferta energética, mejorar la estabilidad del sistema, promover el desarrollo de nuevas tecnologías, aplicar los mecanismos de desarrollo limpio para el caso de energías renovables y cumplir los objetivos del protocolo de Kioto.

En los Estados Unidos por ejemplo, programas como SGIP (*Self-Generation Incentive Program*) aparecen como incentivo a la generación distribuida y autogeneración, teniendo como precedente la crisis energética que se presentó en el año 2011 con miras a aumentar la capacidad disponible de generación, así como promover los programas de reducción de emisión de gases; en Canadá se ha creado el DRC (*Debt retirement Charge*) aplicable a la disminución de los costos del servicio de energía eléctrica entre otros para autogeneradores, en Japón el mercado de la energía eléctrica se apoya mayormente en la energía nuclear la cual es demasiado costosa, por lo que el gobierno promueve la autogeneración de electricidad, sin embargo en países como España se plantean reformas al sector de la autogeneración de energía que penalizaría a los usuarios que generen su propia electricidad por los posibles problemas que podría traer al sistema eléctrico. En general es un tema de actualidad que se viene consolidando en

países desarrollados y en vía de desarrollo con esquemas regulados de participación en el negocio de la generación.

En el caso Colombiano, el sistema eléctrico es en su mayoría hídrico y por tal razón, es altamente sensible a los fenómenos climáticos que afectan la generación hidráulica. Otras formas de generación de energía eléctrica distintas a las que actualmente existen en el país podrían incluso abordar problemas de capacidad relacionados con el fenómeno meteorológico del niño.

La regulación para la autogeneración en Colombia se puede encontrar en la ley 689 de 2001 (Uso exclusivo Autogeneradores), y en la ley 278, aunque esta última se enfoca sobre las energías renovables especialmente energía solar y eólica. Cualquier clase de generación de energía eléctrica, con independencia de la fuente, está regida por las leyes 142 y 143 de 1994 y por las normas y resoluciones expedidas por la CREG y no contienen tratamiento diferencial alguno para el tipo de generación.

En la Resolución 024 de 1995 se señala la obligación de los generadores de registrarse ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, de vender su energía en dicho mercado y constituir las garantías que se definen en la regulación, la ley 1715 del 2014 abre las puertas a la incorporación y desarrollo de este tipo de prácticas y se espera que su despliegue en el futuro tome un mayor impulso, el decreto 2469 del 2014 estipula la simetría en condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores y autogeneradores a gran escala, pasando por los contratos de respaldo, hasta los parámetros para ser considerado autogenerador, finalmente la resolución 024 del 2015 define las condiciones para la conexión al Sistema Interconectado Nacional – SIN del autogenerador a gran escala, los sistemas de medida, las fronteras comerciales, entre otros aspectos, como se presentará en este trabajo de grado.

Es de resaltar que la normatividad de la autogeneración es un tema cambiante, teniendo presente que a medida que se dan nuevos desarrollos y aplicaciones, aparece nueva normatividad que precisa mucho más algunos aspectos que en el pasado no se tenían incorporados, demostrando así importancia de estar consultando constantemente estos aspectos para garantizar estar trabajando con la última información!

Mapa de la Investigación

Para el desarrollo de este trabajo de grado, se aplica la metodología propuesta en el Seminario de Investigación de la Especialización en TyD.

Identificación del Problema

Partiendo del interés en el mundo y en Colombia relacionado con la autogeneración y de los beneficios potenciales aún sin explorar para este tipo de prácticas en el país, se ha decidido abordar este tema de investigación buscando generar valor agregado para los usuarios, el gobierno y las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica.

Raíces del Problema

Son las causas que describen el origen del problema, y que permiten demostrar que existe un vacío de conocimiento.

Raíces primarias

Son las raíces fundamentales o que tienen una incidencia directa sobre el problema. De acuerdo a lo analizado respecto al tema autogeneración y discutido en el seminario investigativo del grupo de T y D de la UPB, se identificaron las siguientes raíces primarias:

- **Raíces Técnicas.** Se requiere una metodología clara que regule el tema de la autogeneración en Colombia y defina las reglas de comercialización de la energía producida bajo esta alternativa.

No se tiene una metodología clara de incentivos para promover la autogeneración como forma de generación en el país.

- **Raíces Económicas.** La CREG por medio de sus distintas regulaciones, ha considerado algunas disposiciones para la autogeneración, pero se requiere seguir trabajando en este tema para garantizar un correcto despliegue y retorno de las inversiones asociadas a la autogeneración en el país.

Raíces Secundarias

Son las raíces que tienen una incidencia indirecta sobre el problema. De acuerdo a lo analizado respecto al tema se identificaron las siguientes raíces secundarias:

- **Raíces Técnicas**

- ✓ No se tiene un programa de incentivos en el país para promover la autogeneración.
- ✓ No se tienen claras condiciones para el mercado de la autogeneración
- ✓ No se conoce el impacto técnico que tendría en el país el aumento de generación distribuida.
- ✓ Se deberían revisar las condiciones técnicas y operativas establecidas para las conexiones de autogeneradores.
- ✓ No se tiene en el país un amplio conocimiento sobre la autogeneración a nivel residencial para el abastecimiento de la demanda propia como por ejemplo autogeneración por energía solar.

- **Raíces Administrativas**

- ✓ La demanda de energía proveniente de autogeneradores a pequeña y gran escala debería tenerse en cuenta en el planeamiento eléctrico del país.

- **Raíces Económicas**

- ✓ No se conocen los beneficios económicos que tendrá la autogeneración en temas como el fenómeno del niño.
- ✓ La masificación de la autogeneración podría disminuir los costos de fabricación de tecnologías propias para este tipo de autogeneración, viabilizando proyectos de instalación de autogeneradores y disminuyendo el periodo de retorno de la inversión.
- ✓ La autogeneración trae consigo la disminución de la tarifa del servicio de energía.

Perceptores del problema

Son los agentes afectados por el problema y quienes se verán beneficiados por la solución del mismo.

Directos

Son los agentes o entidades que tienen un efecto directo del problema. Para el caso de estudio son:

- ✓ Usuarios del sector industrial, comercial y residencial.
- ✓ Distribuidores y Comercializadores del servicio de energía.
- ✓ Regulador (CREG)

Indirectos

Son los agentes, que si bien están afectados por el problema, las incidencias no son de una manera directa y en este caso se han identificado los siguientes agentes:

- ✓ Universidades – Grupos de Investigación.
- ✓ Operadores de Red del país.
- ✓ Firmas consultoras.
- ✓ Empresas de desarrollo de tecnología (Aplicación de mejores prácticas).

Propuesta Investigativa

Después de analizada toda la génesis del problema, la interacción entre las raíces y la definición del problema, así como los elementos sobre los cuales se apoya la solución del mismo y sus perceptores, se ha llegado la siguiente propuesta investigativa, como tema de investigación para optar el título de Especialista en Transmisión y Distribución:

Realizar una revisión del estado de la regulación y normatividad en Colombia para la autogeneración, realizar un comparativo con la regulación y normatividad a nivel internacional para la autogeneración y presentar una propuesta de ajuste a la normatividad Colombiana para la autogeneración que se tiene desarrollada a la fecha.

Alcance de la investigación

El estudio del caso va hasta los usuarios del tipo industrial, comercial y residencial, para lo cual:

- ✓ Se realizará un análisis del estado de la autogeneración en países desarrollados en el mundo y en el caso de Latinoamérica.
- ✓ Se verificarán las condiciones y lineamientos de los gobiernos para promover el tema de autogeneración.
- ✓ Se comparan los casos de los otros países con el caso Colombiano y se tratarán de encontrar oportunidades acorde con la nueva regulación de energía renovable en Colombia.

En la siguiente figura se presenta un gráfico resumen de la metodología TyD aplicada al presente trabajo de grado.

Referenciamiento Internacional para la Autogeneración en Colombia.

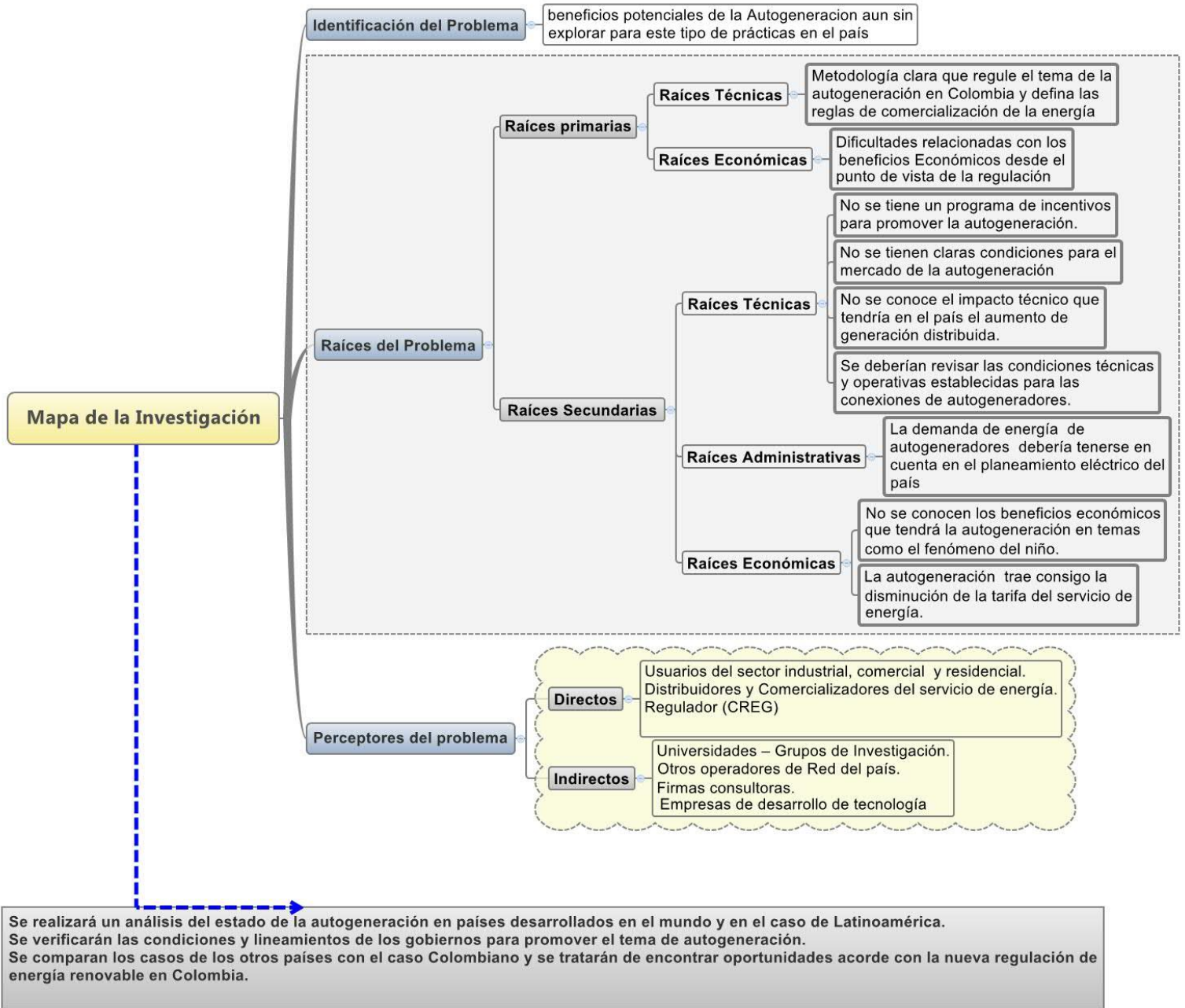


Figura 1 Metodología TyD para el trabajo de grado



1. Revisión del estado de la regulación y normatividad a nivel internacional para la autogeneración

Antes de comenzar a desarrollar adecuadamente este objetivo, es importante resaltar la importancia de la autogeneración en el mundo, debido a que existe en la actualidad una tendencia en los países industrializados a revisar la manera convencional de producir y aprovechar la energía, de hecho ya se viene hablando de la “Tercera Revolución industrial” (Rifkin, 2013) basada en un desarrollo de la economía sostenible mediante energías renovables. Actualmente, se habla de cinco pilares encaminados a sustituir al régimen actual, basado en combustibles sólidos:

1. Cambio del régimen energético actual basado en los combustibles fósiles por uno basado en las energías sostenibles (energías renovables).
2. Los edificios, especialmente las viviendas y los edificios públicos deberían ser transformados en mini centrales productoras de energía renovable capaces de concebirse como productores de la energía para su metabolismo y también generar excedentes para otros usos.
3. La instalación de pilas de hidrógeno y otros sistemas de almacenamiento de energía para resolver la inestabilidad de los flujos de las energías renovables, asegurando así un suministro seguro y continuo de energía verde que cubriera la demanda.
4. Utilizar la avanzada tecnología de comunicación de Internet para convertir la red eléctrica en una red inteligente utilizada por millones de personas para enviar y recibir la electricidad generada en sus hogares.
5. El vehículo eléctrico como nuevo medio de transporte alternativo a los vehículos movidos por combustibles fósiles.

A continuación, se presenta un resumen de los cinco (5) pilares que conforman la tercera revolución industrial, donde por supuesto la autogeneración toma un papel fundamental.



Figura 2 los cinco pilares de la tercera revolución industrial (Elaboración propia)

Ciertamente, los incentivos económicos propician que alternativas como la autogeneración sean vistas por los consumidores como una forma de reducir los costos de la factura debido a que los usuarios podrían evitar los costos relacionados con la transmisión y distribución, que de acuerdo a la *International Energy Agency* (IEA) estarían estimados en un 30% aproximadamente del costo de la factura¹, adicionalmente condiciones como el clima y las posibles reducciones de disponibilidad de las plantas de generación tienen un efecto sobre los precios de la electricidad. De igual forma, es de resaltar que el usuario tampoco estaría expuesto a las fluctuaciones del precio de la energía y se beneficiaría de un costo estable.

La política de regulación Europea ha sido influenciada en los últimos años por temas relacionados con el medio ambiente, por lo que se han establecido ciertas directivas que promuevan el uso de energías renovables y amigables con el medio ambiente, lo que se puede concluir por la dependencia de los países Europeos de la generación de energía a partir del carbón y nuclear en gran medida.

En relación con la integración de las energías renovables, la apuesta europea por estas energías (hidráulica, eólica, solar y biomasa), que generan electricidad sin emisión de

¹ En Colombia, la transmisión representa el 6% del costo de la factura y la distribución un 36%, totalizando entre ambas componentes un 42%. Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas – Audiencias Marzo de 2015, sobre revisión tarifaria en Transmisión y Distribución.

gases de efecto invernadero y utilizan recursos autóctonos, permitirá reducir la dependencia energética de fuentes de energía que generen contaminación.

También la autogeneración ayuda a reducir las pérdidas de energía debido a que la energía es producida muy cerca del sitio donde será aprovechada.

Incluso la autogeneración podría incrementar la confiabilidad del usuario, ya que no depende solo de su propio suministro sino que en un momento determinado puede obtener energía de la red.

Los usuarios industriales también pueden obtener los beneficios de los incentivos de la autogeneración debido a que algunos gobiernos Europeos como el de Alemania o Dinamarca están reduciendo impuestos o aportando subsidios para la construcción de plantas, de igual forma los costos tecnológicos para el desarrollo de proyectos relacionados con la autogeneración se han reducido considerablemente en los últimos años por lo que este tipo de proyectos se han vuelto atractivos financieramente.

Los aspectos técnicos de los esquemas de autogeneración son mayoritariamente satisfactorios, no obstante, al momento de analizar el cumplimiento regulatorio de estos proyectos se presentan imprecisiones de cara a la normatividad vigente. Algunas de las frecuentes imprecisiones están relacionadas con la posibilidad de entregar energía eléctrica a personas diferentes de quien tiene la calidad de autogenerador (Por ejemplo vender excedentes de energía), la estructura contractual frente al constructor y operador del sistema de Autogeneración, y la confusión entre diferentes esquemas regulatorios pueden generar una imposibilidad regulatoria de entregar la energía eléctrica directamente al usuario final.

Con el propósito de conocer profundamente cómo se comporta el tema de autogeneración en el Mundo, se ha realizado una búsqueda exhaustiva del tema en diferentes herramientas, para completar el procedimiento de vigilancia tecnológica como se presenta a continuación:

Google Trends

La herramienta de *Google Trends* permite observar con cuánta frecuencia se realiza una búsqueda temática particular en varias regiones del mundo y en varios idiomas (Google Trends, 2014).

Se realizó una búsqueda del tema autogeneración en Google Trends, encontrando que el tema comenzó a tener interés en el mundo a partir del 2007 y se ha mantenido constante en el tiempo, incluso observando una proyección a los próximos años se ve que sigue la misma tendencia, demostrando que seguirá siendo un tema de interés con alto número de

búsquedas en el mundo, encabezados por países como India, Estados Unidos y Reino Unido, como se presenta en las siguientes figuras.

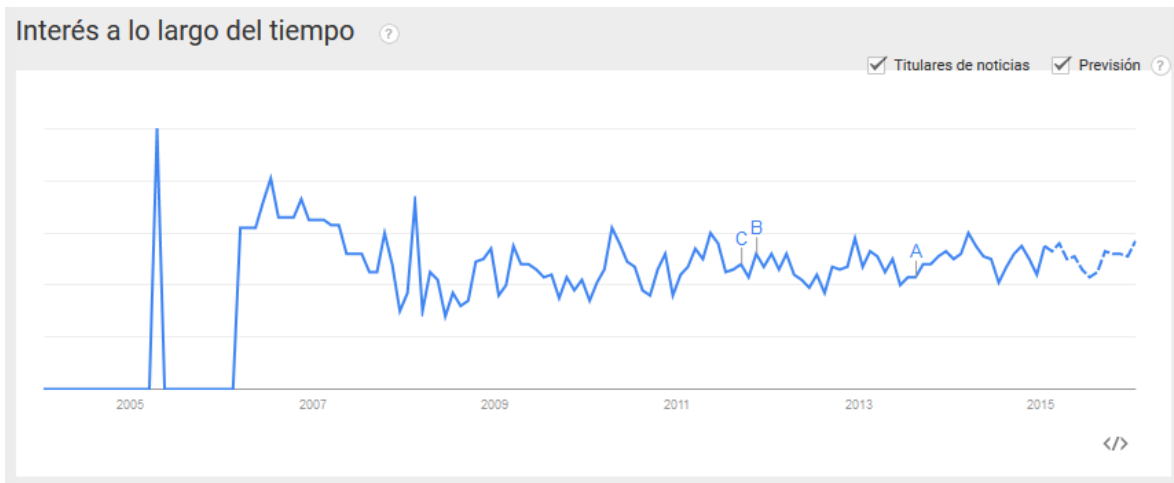


Figura 3 Interés a lo largo del Tiempo de la Autogeneración (Google Trends, 2015)

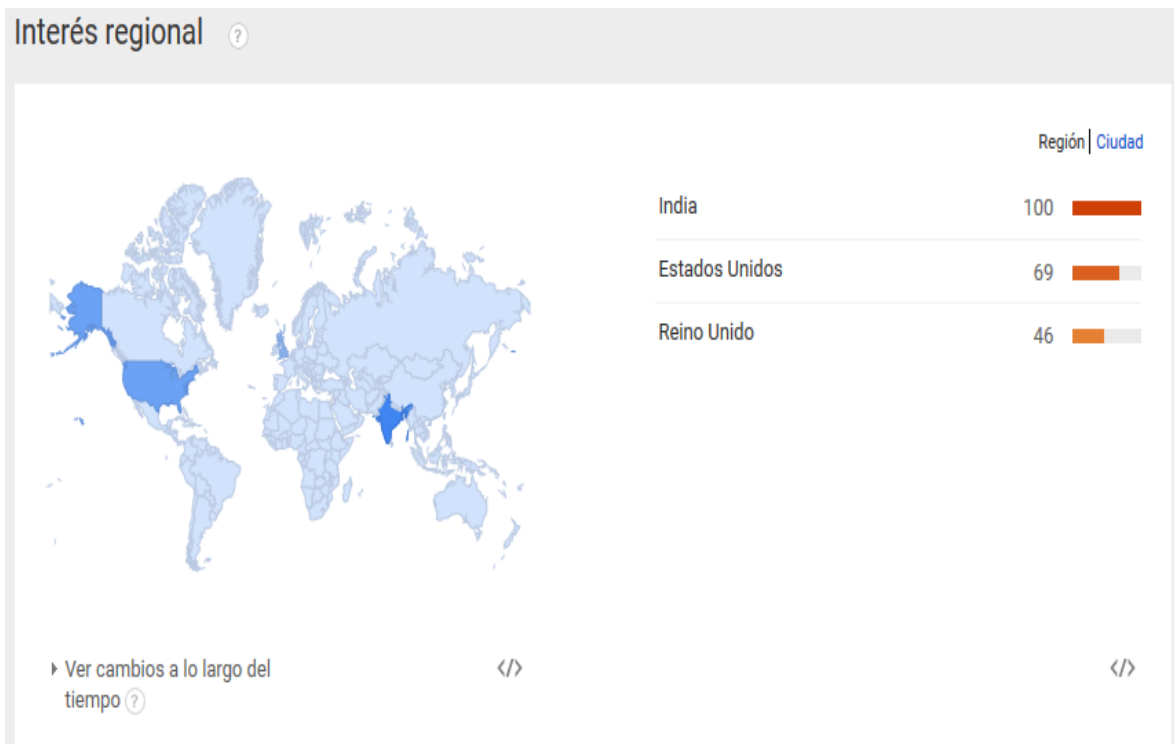


Figura 4 Interés Geográfico de la Autogeneración (Google Trends, 2015)

Free Patents

Free Patents es una herramienta online para consulta de patentes en todo el mundo. De esta forma se realizó una búsqueda de patentes relacionadas con la autogeneración, encontrando el número de 11.674.

De igual forma se puede observar que el número de patentes relacionadas con este tema tiene una tendencia de crecimiento, demostrando una vez más que el interés y número de desarrollos relacionados con este tema sigue tomando fuerza.

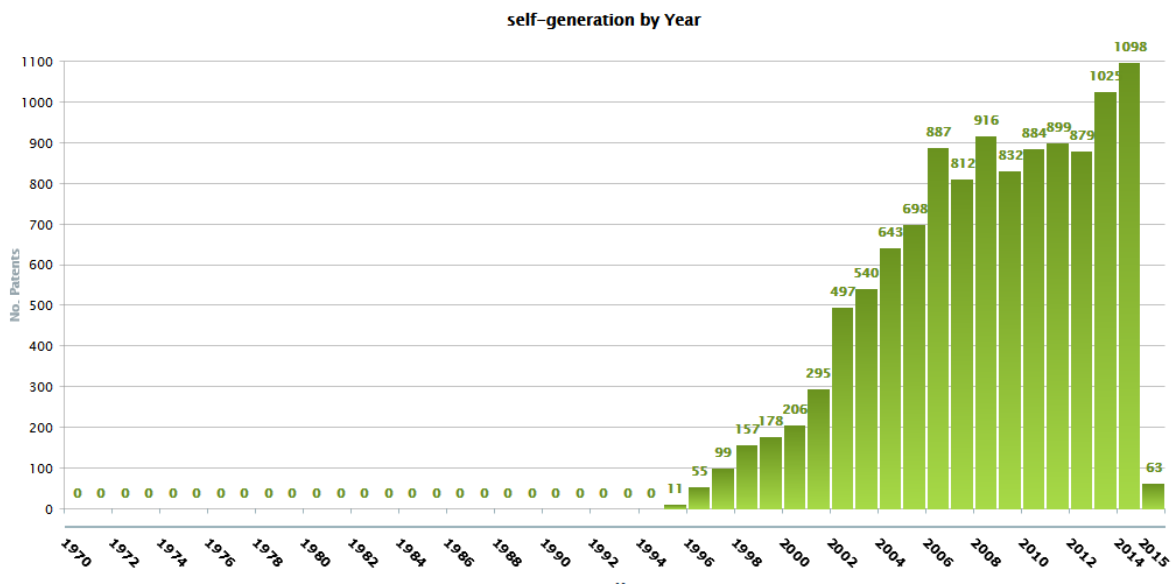


Figura 5 Número de patentes relacionadas con la autogeneración (Free Patents, 2015)

Scopus

Scopus es una base de datos bibliográfica de resúmenes y citas de artículos de revistas científicas. Para el caso de la Autogeneración después de realizar una búsqueda exhaustiva se encontraron los resultados presentados en las figuras a continuación:

Referenciamiento Internacional para la Autogeneración en Colombia.

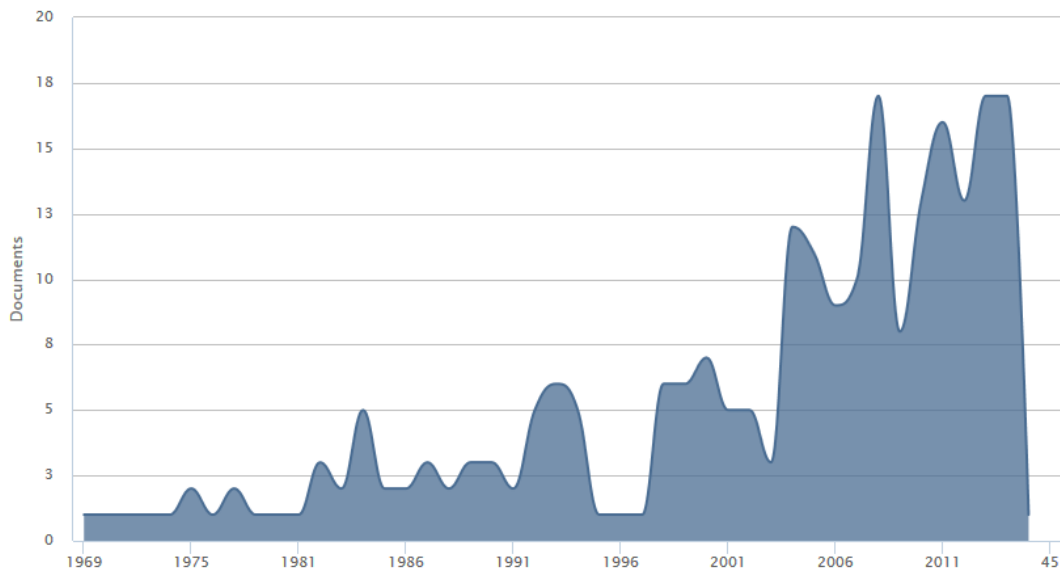


Figura 6 Número de publicaciones y documentos de Autogeneración en el tiempo (SCOPUS, 2015)

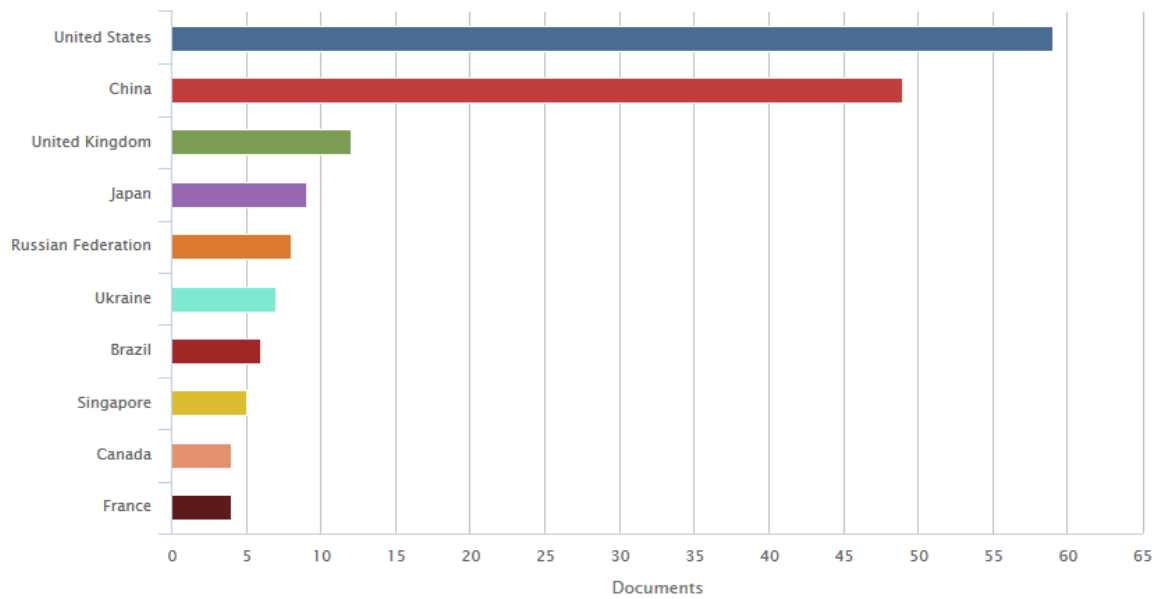


Figura 7 Número de publicaciones y documentos de Autogeneración por países (SCOPUS, 2015)

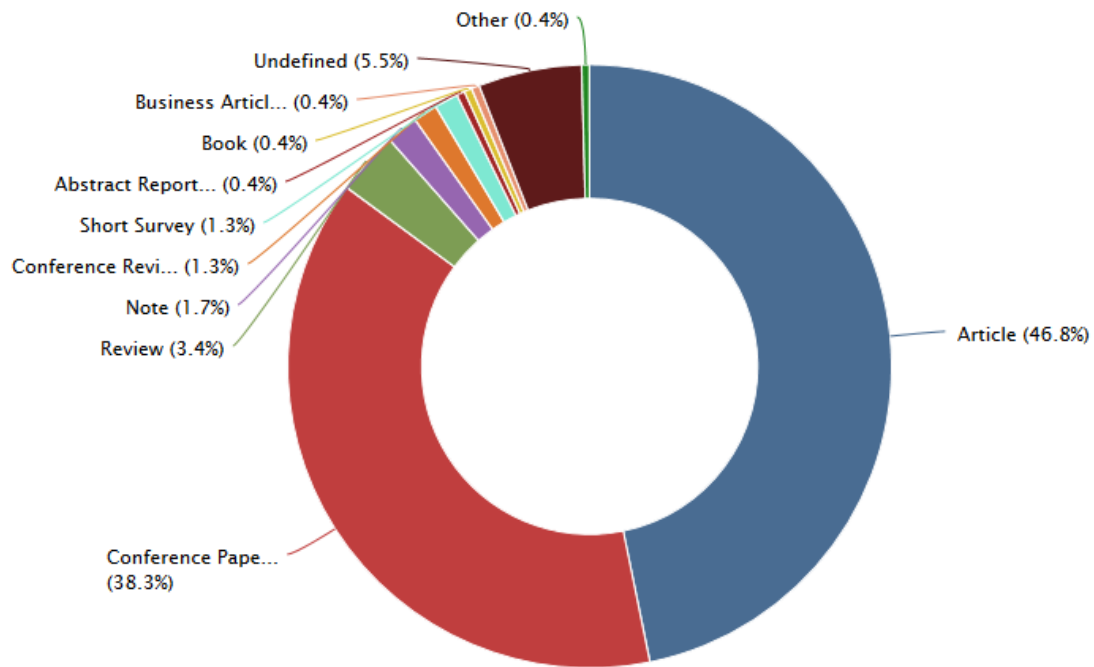


Figura 8 Número de publicaciones y documentos de Autogeneración por tipo (SCOPUS, 2015)

De acuerdo a los resultados encontrados en las tres herramientas, se puede observar que el tema de la autogeneración continuará en los próximos años con una senda de crecimiento y un interés sobresaliente en el mundo, impulsado principalmente por la búsqueda de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, aumentar la competitividad, el despliegue de las *Smart Grids* o redes Inteligentes y por la concientización del público de participar más activamente dentro del sector energético.

Sin embargo se encontró que países como China y Reino Unido aparecen con uno de los mayores interesados en el tema, pero cuando se realizó una búsqueda bibliográfica no aparece suficiente información en la red relacionada con normatividad y leyes, a diferencia de países como Estados Unidos, España o Canadá que son típicos países de referencia en el tema de autogeneración.

Con base en lo anterior se procederá a desarrollar el tema de la autogeneración diferentes países, buscando propiciar un mayor desarrollo en Colombia.

1.1 Autogeneración en España

La CEER (*Council of European Energy Regulators*) y ERGE (*European Regulators Group for Electricity and Gas*) son dos asociaciones establecidas para la cooperación de los reguladores de energía europeos. Ambas organizaciones persiguen el mismo propósito global de facilitar la creación de un mercado interior competitivo, eficiente y sostenible de electricidad y gas en Europa.

En el caso Español, la Comisión Nacional de Energía (CNE) era el ente regulador de los sistemas energéticos en España y a partir de octubre de 2013 se integró en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) que hace parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Los organismos reguladores establecen las metodologías empleadas para calcular o establecer las condiciones de conexión y acceso a las redes nacionales, incluyendo las tarifas de transporte y distribución, en la siguiente figura se puede apreciar el esquema simplificado del Sistema Eléctrico Español.

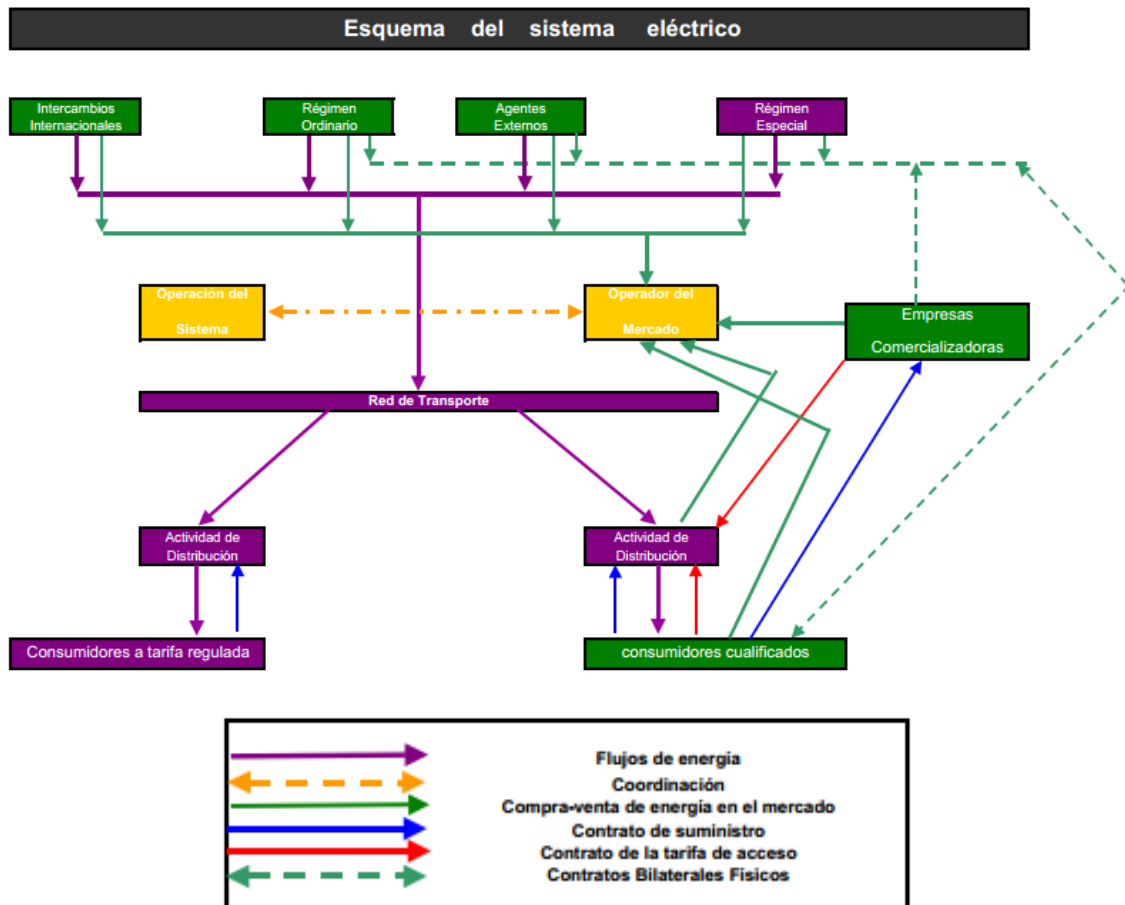


Figura 9 Esquema del Sistema Eléctrico Español (CNE, 2014)

En España el sector eléctrico está regido por la Ley 54/1997 cuyo objeto es garantizar el suministro eléctrico, la calidad de dicho suministro y que este se realice al menor costo posible. El 28 de marzo de 2012 el Consejo de la CNE aprobó el informe 19/2013 donde se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo cuyo objetivo principal según la CNE es fomentar la eficiencia energética, e introduce el llamado “peaje de respaldo”, que se justifica fundamentalmente en la sostenibilidad económica del sistema en el corto plazo, con lo que reforma de manera íntegra la ley vigente.

También el “Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico” que tiene por objeto establecer la regulación del sector eléctrico define en el artículo 9 las modalidades de autoconsumo en España:

- a) A partir de una instalación de producción conectada en la red el interior del consumidor de su red (autoconsumo instantáneo. Sujeto consumidor)
- b) A partir de una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectada en la red el interior del consumidor de su red, compartiendo infraestructuras de conexión con el sujeto productor, en los términos que reglamentariamente se establezca, (es decir autoconsumo con la opción de verter a la red los excesos de energía que produzca. Sujeto consumidor y productor).
- c) A través de una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, conectada con el consumidor a través de una línea directa.

En el mismo artículo respecto a los costos, se menciona asignación teniendo en cuenta la energía consumida, la potencia contratada y en el futuro, incluso podrían tener en cuenta un cargo fijo por cliente. Asimismo, el cálculo de los cargos que corresponden a los costos como anualidades de déficit, compensación de extra peninsulares, prima de régimen especial, etc., se deben asignar de forma que no haya trato discriminatorio. Según el Ministerio promotor del proyecto de ley, esta nueva reglamentación aumenta la protección del ciudadano y eleva la competencia, estableciendo medidas para fomentar la capacidad de elección del consumidor.

Es de resaltar que el mercado de la energía en Europa funciona de la siguiente manera: En el mercado mayorista entran las ofertas más bajas, de modo que la última tecnología que entra en el mercado es la que fija el precio al que se remuneran el resto de tecnologías. Las tecnologías cuyos costos de combustible son cero, el viento y el sol, pero

también la geotérmica, tienen prioridad en la entrada en el mercado y obtienen un precio regulado.

La entrada masiva de energía renovable junto a la caída de la demanda hace que centrales convencionales más caras salgan del mercado, mientras las centrales nucleares y gas opten por mantenerse en el mercado ofertando precios negativos.

Características de la generación en España

Según el informe del mes de abril de 2014, de la red eléctrica de España (REE), la demanda de energía eléctrica alcanzó los 18.644 GWh, de igual forma se resalta que el mix energético Español está compuesto de la siguiente manera:

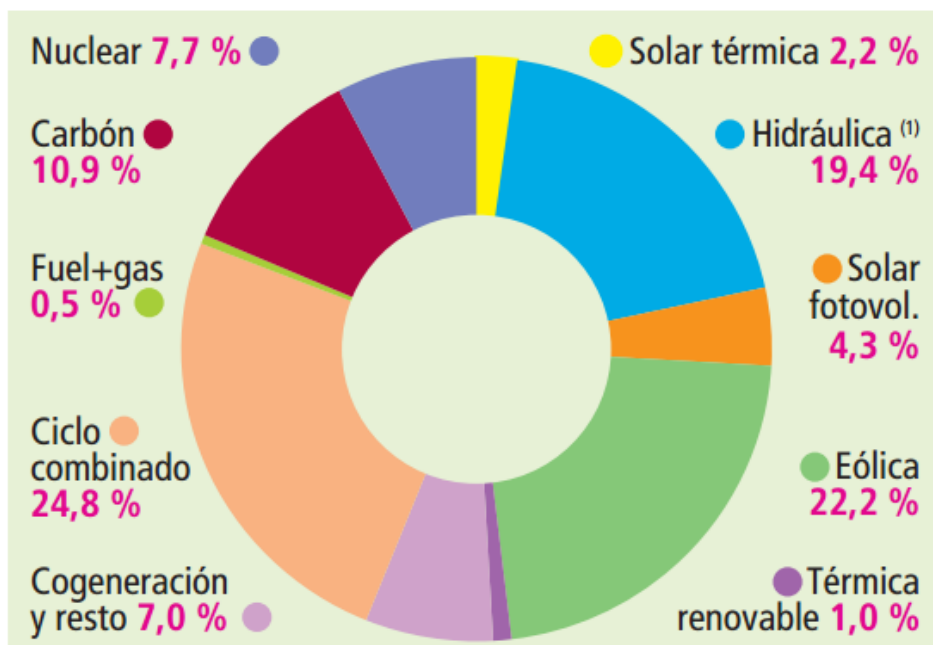


Figura 10 Estructura de la potencia instalada a 30 de abril de 2014 (Red Electrica de España, 2014)

El peligro de que se produzca un gran apagón en la península hizo que se acelerara la construcción de nuevas centrales de generación eléctrica, especialmente las de ciclo combinado y los parques eólicos. Lo que convirtió al sistema eléctrico Español en un sistema seguro, diversificado pero costoso, sin embargo la demanda viene disminuyendo considerablemente en los últimos años. En la comparación del último año, la demanda mensual de energía eléctrica en el conjunto de los sistemas no peninsulares ha disminuido un 2,0 % respecto a la de abril del 2013.

Según las estadísticas de Eurostat (*Statistical Office of the European Communities*, oficina europea de estadística) en los años 2011 - 2013 el precio de la electricidad para los hogares españoles aumento dos puestos entre los países de la eurozona, en el que las familias pagan más por la energía, como se puede apreciar en la figura a continuación.

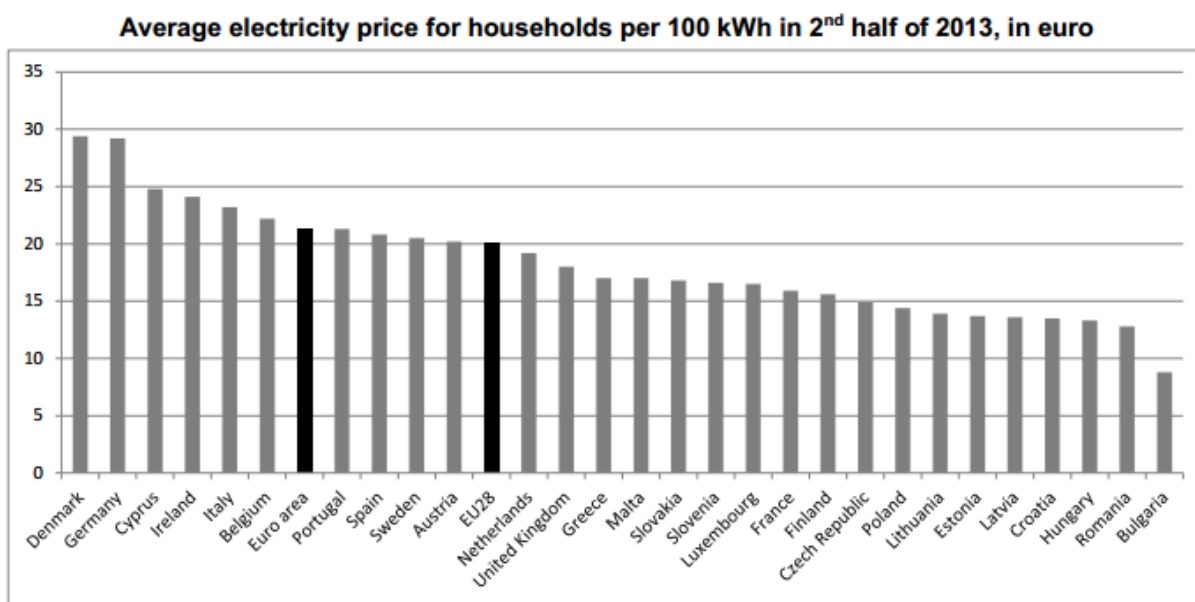


Figura 11 Precio promedio de la Electricidad en los países de la Eurozona (Eurostat, 2014)

Situaciones como esta pone de manifiesto que los consumidores de energía eléctrica en España busquen alternativas de suministro que les haga disminuir los costos de la tarifa; se han generado discusiones en el sector dando lugar a la publicación de borradores de decreto para el tema de autoconsumo, con el ánimo de regular el sector y proponer un nuevo modelo descentralizado de generación de energía en el que se observa la posibilidad de que viviendas, comercios e industrias se conviertan en pequeños generadores de electricidad.

Entre los puntos más importantes de las discusiones que se han tenido en el borrador del decreto aparecen los siguientes aspectos:

- Se regula el autoconsumo instantáneo y el autoconsumo vertiendo los excesos de energía a la red.
- Se pagará un impuesto llamado “peaje de respaldo” por la energía que nunca llega a la red, energía auto producida por la instalación de autoconsumo. El peaje de respaldo que se pagará por generar energía en un domicilio será un 27% más alto que si se opta por el consumo convencional y se abona el peaje por el uso tradicional de la red.

Referenciamiento Internacional para la Autogeneración en Colombia.

- Para el caso de la energía solar se esperaba un mayor beneficio debido a la masificación de la autogeneración, debido a que la tecnología solar ha reducido considerablemente los costos de fabricación de paneles en los últimos años, pero con el incremento de la tarifa por cuenta del peaje propuesto no se percibe incentivo regulatorio en el autoconsumo, propiciando que los consumidores gasten energía de la red, lo que también se explica por la preocupación del gobierno en la masificación de la energía distribuida y los problemas que podría traer a la red.
- Los productores deben tener 2 contadores de medida horaria con dispositivo de comunicación remota.
- Para disponer de una instalación de autoconsumo se debe realizar una solicitud a la compañía eléctrica y pagar los derechos de acometida de generación establecidos por la compañía, incluso cuando se trate de autoconsumo instantáneo que no vierte energía a la red.
- No existe balance neto en la normativa, se compensará cada hora la energía consumida de la red y la energía entrante. El balance neto consiste en aportar energía sobrante a la red para luego recuperarla cuando se necesite en la misma cantidad.
- El precio de la energía suministrada es libremente pactado entre las partes.
- Las instalaciones de cogeneración están exentas del pago del peaje de respaldo.
- Se define el peaje de respaldo como el pago a realizar por la función de respaldo que el conjunto del sistema eléctrico realiza para posibilitar la aplicación del autoconsumo, y se calcula para cada categoría de peaje de acceso. El objetivo de esta tasa consiste en cubrir los gastos del sistema eléctrico, incluyendo los necesarios para financiar las tecnologías de respaldo y lo deben abonar los consumidores acogidos a las modalidades de autoconsumo por la energía suministrada por la instalación de generación asociada. Este impuesto parece que penaliza el autoconsumo.

A modo de resumen y recopilando la información anterior, la sesión de excedentes y autogeneración en España podría entenderse por medio de la siguiente figura.

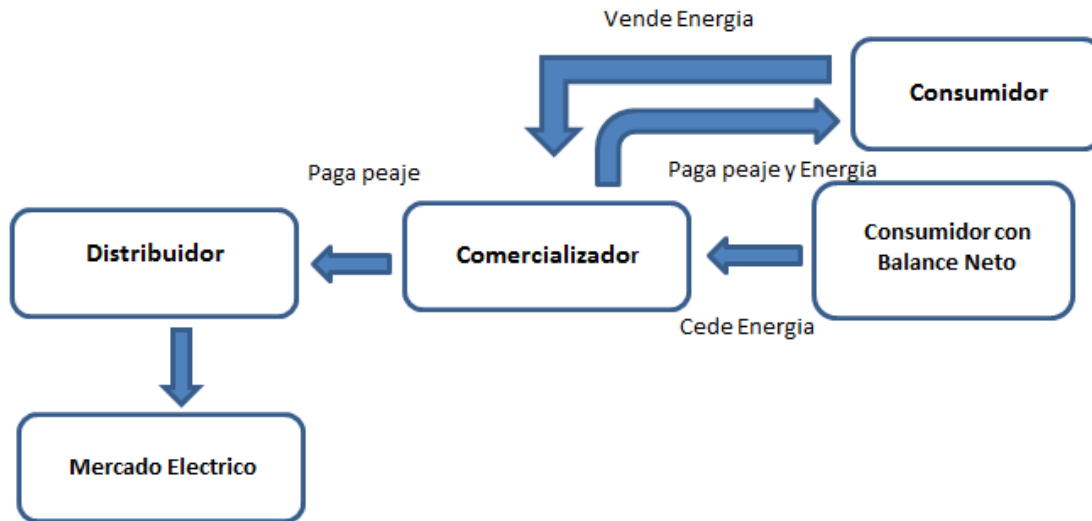


Figura 12 Funcionamiento de los Excedentes de Energía en España (Solarsostenible.org, 2013)

El alcance inicial del borrador publicado por la CNE se limitó a regular las condiciones técnicas y de solicitud, para la instalación de producción de energía eléctrica de escasa potencia, así como el trámite para su conexión.

De acuerdo a las estadísticas de la Asociación de Empresas de Energías renovables (APPA) las diferentes instalaciones de energías renovables generarán para la economía española unos ahorros de 214.000 millones de euros al largo de su vida útil. Ésta cifra, supera en más de 50.000 millones las primas que recibirán las renovables en ese tiempo, según estimaciones del Ministerio de Industria. Es de notar que gran parte de la autogeneración se realiza a través de energías renovables

El escenario actual del autoconsumo eléctrico en España

Hoy día, cualquier consumidor puede montar su propia instalación doméstica de energía eléctrica, consumir esa electricidad y devolver a la red general el excedente no consumido de electricidad. A efectos del consumidor y simplificando el proceso, cuenta con un contador bidireccional, que suma la electricidad vertida y resta la consumida y presenta un saldo final que disminuye ampliamente el costo global de la factura eléctrica que se denomina balance neto, como se puede observar en la figura a continuación. (Apasionados por la tecnología, 2013)

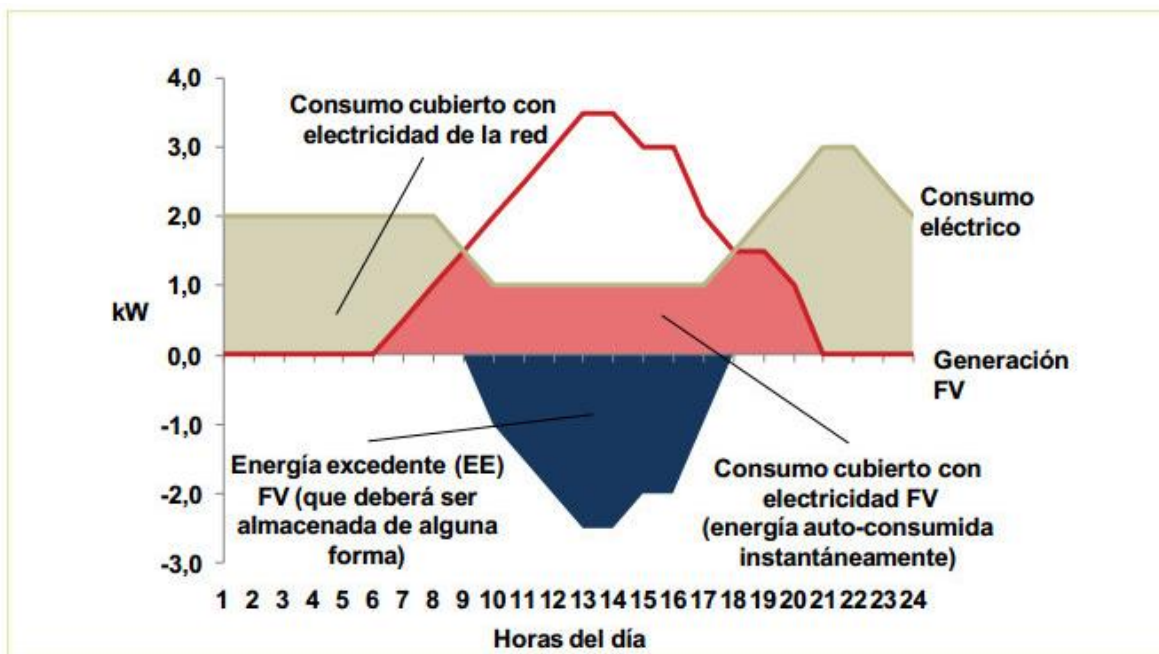


Figura 13 Ejemplo del funcionamiento del mercado energético en España durante el día (Apasionados por la tecnología, 2013)

Como se mencionó anteriormente en el mercado Español a los autogeneradores las compañías eléctricas, cobran un peaje por la electricidad que los productores vierten a la red eléctrica, peaje que se justifica por la estabilidad en la carga global del suministro eléctrico y por las necesidades que tiene la propia red eléctrica de transportar la electricidad que se va a consumir en cada momento. Este peaje que se cobra, se denomina término de potencia, que es un costo mensual que pagan todas las instalaciones eléctricas en el que la compañía suministradora garantiza el consumo máximo de electricidad que se puede realizar en términos de tiempo.

Anualmente, se hace una liquidación global de la electricidad consumida y si el saldo neto de consumo fuese favorable, la compañía eléctrica pagará los kilovatios vertidos a la red a precio de productor (en torno al 50% del costo que se paga por kW).

1.2 Autogeneración en Alemania

De acuerdo a la "Association of German Chambers of Industry and Commerce (DIHK)" la cual está compuesta por al menos 2300 firmas Alemanas, un importante número de compañías están dependiendo cada vez menos de estar conectadas a la red eléctrica y le están apostando a generar su propia electricidad.

En Alemania se creó por primera vez un marco jurídico orientado a fomentar las energías renovables, la ley de energías renovables más conocida como *Energy Sources Act* (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*) o EEG cuyo propósito es el suministro de energía eléctrica propiciando la protección del clima y medio ambiente, reducir el costo de energía protegiendo la economía nacional, conservar las fuentes de energía provenientes del combustible fósil y promover el desarrollo de tecnologías de generación de electricidad a partir de fuentes renovables, lo cual propone hacerlo incrementando las fuentes de energía renovable de la siguiente manera:

1. 35% para el año 2020
2. 50% para el año 2030
3. 65% para el año 2040
4. 80% para el año 2050

Mediante esta ley el legislador otorga una remuneración durante los primeros 20 años. Las tarifas de remuneración están diferenciadas según el tamaño de las instalaciones, sistemas pequeños y grandes, como también si se trata de instalaciones sobre tejados o en el suelo. Además, las compañías eléctricas distribuidoras están obligadas a comprar la electricidad de fuentes de energía renovables y a pagar la retribución establecida por la ley de las Energías Renovables.

En su mayoría los usuarios aplican esta ley para autogeneración de energía proveniente de paneles solares o fotovoltaicos, sin embargo el gobierno Alemán planea modificar la ley de renovables (EEG) al introducir una tasa al autoconsumo, con el ánimo de regular el autoconsumo, buscando impulsar la llamada transición energética y se esperaba que entrara en vigor a partir del mes de agosto de 2014, sin embargo esta misma ley establece conceder incentivos para proyectos fotovoltaicos con más de diez megavatios de potencia. Además, todas las nuevas centrales por encima de una determinada capacidad deberán vender su energía directamente y recibirán una determinada capacidad por encima del precio de mercado, en vez de una FiT (*Feed in tariffs* - Tarifas fijas) por unidad de salida.

A pesar de que en Alemania se producen los productos y soluciones tecnológicas de autogeneración como por ejemplo paneles solares para llevarlos a los mercados internacionales, el costo de la energía está en los primeros lugares entre los países de la eurozona en el que las familias pagan más por la energía.

De igual forma es de resaltar que Alemania es un país líder dentro del tema de las energías renovables y cuenta con la mayor proporción de potencia instalada en el mundo. Esto se basa en un sistema de vanguardia que incentiva la inversión privada en este campo y favorece la gestión y el funcionamiento a lo largo del tiempo de plantas de generación a partir de energías renovables.

De esta manera, en el momento en que una central de generación a partir de energías renovables desea ser conectada a la red de transporte de electricidad, se debe seguir un proceso claro de obligaciones y derechos tanto por parte de la central como del operador de la red.

La ley EEG obliga a los operadores de red a conectar preferente e inmediatamente toda central de generación de electricidad a partir de energías renovables al punto de conexión que esté más próximo en línea recta al lugar donde se encuentra ubicada la central y que sea apto en cuanto a su nivel de tensión. Esto en principio, supone un costo mínimo relacionado a la infraestructura necesaria para que la central pueda ser conectada a la red y pueda suministrar de manera adecuada.

Al operador de la central le corresponde pagar los trabajos necesarios para acoplar la central, desde el lugar de su emplazamiento hasta el punto de conexión definido. Esto significa tener toda la infraestructura para llevar la electricidad, así como también los equipos técnicos necesarios.

Por otro lado, en el momento en que una central de energía renovable decide inyectar electricidad a la red, el operador de esta última está obligado optimizar, reforzar y ampliar la red inmediatamente para asegurar la adquisición y transmisión de la electricidad generada por la central. Todos los costos que esto implica corren por cuenta del operador de red e incluyen todas las instalaciones técnicas necesarias que sean admisibles desde el punto de vista económico. Un punto a considerar es la posibilidad que tiene el operador de red de escoger un punto de conexión distinto al ya mencionado (más cercano en línea recta), debido a cualquier eventual razón, ante lo cual él deberá asumir los costos adicionales que esto signifique.

La central de generación debe contar con las capacidades técnicas suficientes para que el operador de red pueda regularla, siempre que esto sea necesario. Para esto, el operador de una central debe equiparla con dispositivos técnicos al que pueda acceder el operador de la red y que le permitan detectar en cada momento la potencia real de alimentación y regularla en casos en los que esto se necesite. Todos estos costos corren por cuenta del operador de la central.

Así como el operador de la central debe proporcionar todos los medios necesarios para que el operador de red posea toda la información que requiera con respecto a potencia instantánea suministrada, éste último también tiene que entregar los datos útiles para su contraparte. La ley obliga a los operadores de red a informar a los operadores de centrales la situación en que se encuentra el suministro de energía y los eventuales riesgos de sobrecarga. Esto, busca mantener siempre al tanto a la central de las posibilidades de tener que ser regulada y los motivos por los cuales esto se debería.

1.3 Autogeneración en Estados Unidos

En Estados Unidos el regulador de las empresas de servicio público es la “*Public Utilities Commission* (PUC) y se encarga de regular las tarifas y actividades de las empresas prestadoras de servicios públicos. Sin embargo en cada estado existe un organismo descentralizado quien se encarga de vigilar las empresas prestadoras de servicio y de dar cumplimiento a las políticas del departamento de energía de los Estados Unidos (*U.S Department of Energy*) y de la comisión de regulación federal “*Federal Energy Regulatory Commission*. FERC”.

En Estados Unidos los programas de incentivos para la autogeneración aparecieron como una alternativa para la reducción del pico de demanda que se presentó durante la crisis energética de 2001 cuando el país experimentó severas insuficiencias de crudo y gas natural en muchos lugares, además de apagones periódicos en California lo que obligó al gobierno a establecer la Política de Energía Nacional (NEP por sus siglas en inglés).

La Iniciativa de Ley 920 (AB 920 Huffman Generación distribuida Solar y Eólica) promulgada por el Gobernador Schwarzenegger aborda diversos aspectos de energía renovable en California, a partir de esta ley los usuarios reciben compensación al finalizar sus periodos relevantes por la electricidad exportada a la red de distribución como excedente de su propio consumo anual.

El estado de California es uno de los estados más avanzados en Estados Unidos en temas relacionados con Autogeneración y es uno de los modelos en el mundo con el programa “*Self-Generation Incentive Program* (SGIP)”, el cual promueve incentivos financieros para la instalación de generación distribuida limpia y eficiente, ofrece reembolsos a los clientes residenciales, comerciales, industriales, gubernamentales y organizaciones sin fines de lucro que instalen equipos de generación distribuida que califique para satisfacer la totalidad o una parte de sus propias necesidades de energía.

El propósito principal de estos programas es contribuir con la reducción de emisiones de CO₂, disminuir los costos de la tarifa de energía eléctrica y promover la generación de energía eléctrica a través de fuentes limpias. Este programa ha sido aprobado por la “*California Public Utilities Commission* (PUC)” quien regula las compañías de electricidad, gas natural, telecomunicaciones, agua y vías ferrocarriles en el estado de California y también es regulado y aprobado por la *Public Utilities Commission* (PUC). De acuerdo a “*California Public Utilities Commission* (CPC)” durante el 2011 los proyectos incluidos en el programa de incentivos SGIP entregaron a la red 760,000 MWh.

Particularmente el programa *Self-Generation Incentive Program* (SGIP) ofrece incentivos para los proyectos de autogeneración que incluyan las siguientes tecnologías:

- Turbinas de viento
- Turbinas de reducción de presión
- Micro turbinas
- Celdas de combustible
- Turbinas de gas
- Tecnologías avanzadas de almacenamiento de energía.
- Tecnologías relacionadas con cogeneración.

Existen además en Estados Unidos otros programas relacionados con incentivos para la autogeneración provenientes de energía solar, como lo son:

- ✓ *Multi-Affordable Solar Housing (MASH)*: destinado incentivos para pequeños proyectos residenciales.
- ✓ *Solar Homes (SASH)*: Ofrece incentivos para autogeneración residencial y no residencial (Instalación de paneles fotovoltaicos).
- ✓ *New Solar Homes Partnership (NSHP)*: Ofrece incentivos para instalación de paneles solares para construcciones residenciales nuevas.

El programa de incentivos para el SGIP tiene en cuenta la capacidad instalada y el máximo valor permitido para poder ser incluido en el programa es 3 MW; sin embargo el mayor beneficio se presenta para las instalaciones que tienen una capacidad instalada de hasta 1 MW, como se puede observar en las siguientes tablas.

Tabla 1 porcentaje de incentivos dependiendo la capacidad instalada (SCE, 2014)

Capacidad	Porcentaje de Incentivo
0 - 1 MW	100%
1 MW – 2 MW	50%
2 MW – 3 MW	25%

Tabla 2 Incentivo por tipos de tecnologías (CNE, 2014)

Tipo de Tecnología	Incentivo (\$/W)
<i>Renewable and Waste Energy Recovery</i>	
<i>Wind Turbine</i>	1.13
<i>Waste Heat to Power</i>	1.13
<i>Pressure Reduction Turbine</i>	1.13

<i>Non- Renewable Conventional CHP</i>	
<i>Internal Combustion Engine – CHP</i>	0.46
<i>Micro Turbine – CHP</i>	0.46
<i>Gas Turbine - CHP</i>	0.46
<i>Emerging Technologies</i>	
<i>Advanced Energy Storage</i>	1.62
<i>Biogas Adder</i>	1.62
<i>Fuel Cell</i>	1.62

Los limitantes para participar de este programa varían según la capacidad de reducción de las emisiones de CO₂, costo total del proyecto candidato (El valor máximo no puede ser mayor a 5 millones USD), porcentaje mínimo de inversión por parte del propietario (40%), capacidad instalada (3 MW) y que no esté incluido en otros programas de incentivos.

Adicionalmente este mismo programa permite exportar un porcentaje de la energía generada a la red y poderla comercializar a las tarifas acordadas con el prestador de servicios el cual no puede ser mayor al 25 % del consumo básico anual.

Respecto a las preocupaciones de la generación distribuida que tienen algunos países, en California básicamente se solicita cumplir con todos los requerimientos técnicos de la norma (ANSI/IEEE) 1547-2003 “*Standards for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*”. Adicionalmente “*California Public Utilities Commission (CPUC)*” ha creado los requerimientos para interconectar, operar y medir los generadores distribuidos que pretenden conectarse al sistema de distribución mediante la llamada “Regla 21” y que le aplica a los usuarios del programa de autogeneración “SGPI”.

El programa de incentivos “*Self-Generation Incentive Program (SGIP)*” está concebido bajo dos modalidades:

1. Generación de energía para uso propio y sin exportación de potencia a la red (non-export). Aquí la energía generada es totalmente aprovechada por su propietario y ofrece un bajo riesgo respecto a la disponibilidad de energía que entrega la red ya que a estos usuarios se les considera desconectados de la red.

2. Generación de energía para uso propio y posibilidad de exportación de potencia a la red.

En el segundo punto se permite la exportación de excedentes a la red, básicamente en este caso en cualquier momento del día un cliente puede producir más o menos electricidad de la que necesita para atender sus propias necesidades. Cuando el sistema de generación excede la producción que demanda el propietario, el exceso de energía automáticamente va a la red de distribución generando un crédito en la cuenta del usuario; si en otros momentos del día lo producido es menor que lo demandado para el usuario podrá tomar la energía requerida de la red de distribución permitiendo que tenga un servicio ininterrumpido de energía disminuyendo de esta manera el crédito disponible en el servicio de energía. La generación neta se compara al final del período relevante anual y se determina si existe compensación o no, aunque el valor de la compensación neta se establece de manera mensual.

El proceso de recibir una indemnización bajo la AB 920 se llama *Net Energy Metering* (Medición neta de energía) por medio del cual se ofrece cubrir totalmente el costo de las facturas del usuario al recibir un crédito por el excedente de energía que genere más allá del consumo propio.

Este proceso usa un medidor bidireccional para medir y/o rastrear la diferencia neta entre la cantidad de electricidad producida y consumida cada período de facturación. Esto puede realizarse de manera acumulativa o según la hora de consumo, dependiendo del programa tarifario que se tenga con la compañía eléctrica.

Existen programas especiales, para los clientes que no califican para los programas básicos de incentivos debido a que su sistema es demasiado pequeño o demasiado grande y ofrecen opciones para que las viviendas de interés social y viviendas multifamiliares participen en el programa de medición neta de energía.

En estos casos el sistema debe ser del tamaño correspondiente al consumo histórico de electricidad, hasta 1,000 kilovatios, estar ubicado en la propiedad del usuario e interconectado para operar paralelamente con el sistema eléctrico.

Existe otro programa de incentivos ofrecido específicamente por algunas empresas prestadoras del servicio de energía bajo dos modalidades.

- ✓ Descuento Basado en el Rendimiento Esperado (EPBB): Se hace un pago único (por vatio) basándose en el rendimiento futuro esperado del sistema. El EPBB está disponible para sistemas inferiores a los 30 kW.

- ✓ Incentivo Basado en Rendimiento (PBI): Los pagos se realizarán durante un período de 5 años de manera mensual (por kilovatio-hora). El PIB está disponible para los sistemas >30 kW.

Los programas de incentivos tienen la opción de inscribir unas “Cuentas Beneficiadas” que corresponden a cuentas por ejemplo de inquilinos para el caso de viviendas multifamiliares. Los kilovatios-hora (kWh) asignados a cada cuenta beneficiada se restan del consumo del inquilino, lo cual deriva en un crédito.

Básicamente la compensación para los programas anteriores se dan por medio de un cheque o créditos transferidos para usarse para reducir los cargos de energía futuros, es así como para los clientes que estén inscritos en estos programas las facturas expedidas por las compañías del servicio de energía emiten solo conceptos por cargos no relacionados a la energía, como impuestos y cuotas.

Desde el punto de vista de la canasta energética, según la *US Energy Administration* en el 2013 Estados Unidos genero cerca de 4,058 billones de kWh de electricidad de los cuales cerca del 67% de la electricidad generada provenía de combustibles fósiles como carbón, gas natural y petróleo, en la siguiente figura se aprecia dicho comportamiento porcentual.

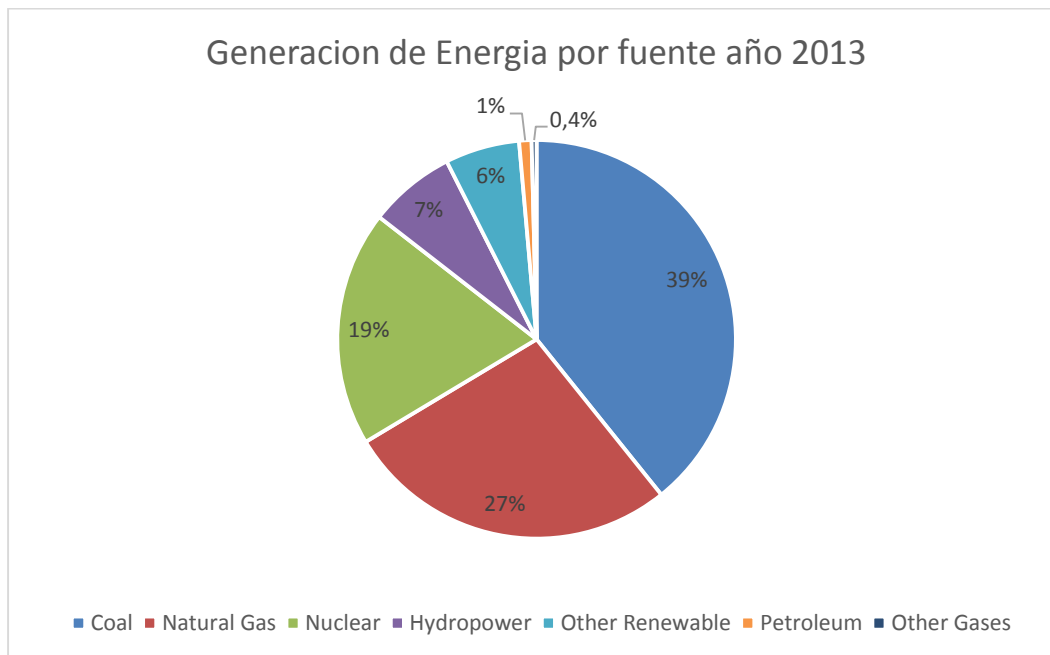


Figura 14 Generación de Energía por Fuente en Estados Unidos en el 2013 (EIA, 2013)

Del total de energía renovable se pueden encontrar las siguientes composiciones en generación que se aprecian en la siguiente figura.

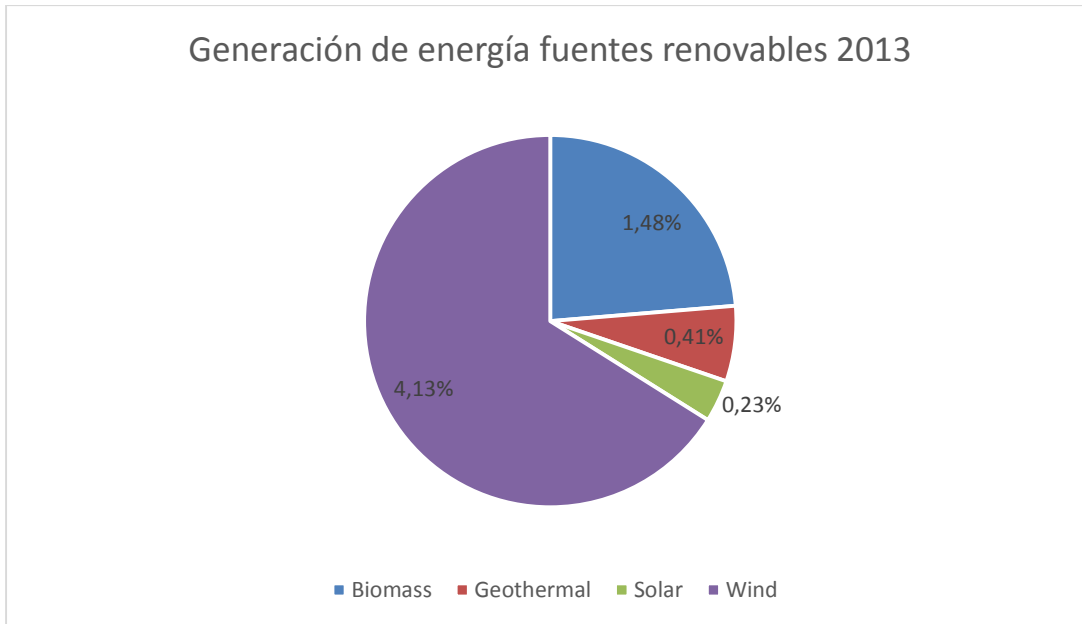


Figura 15 *Generación de energía fuentes renovables 2013* (EIA, 2013)

Primary Energy Consumption by Source and Sector, 2012 (Quadrillion Btu)

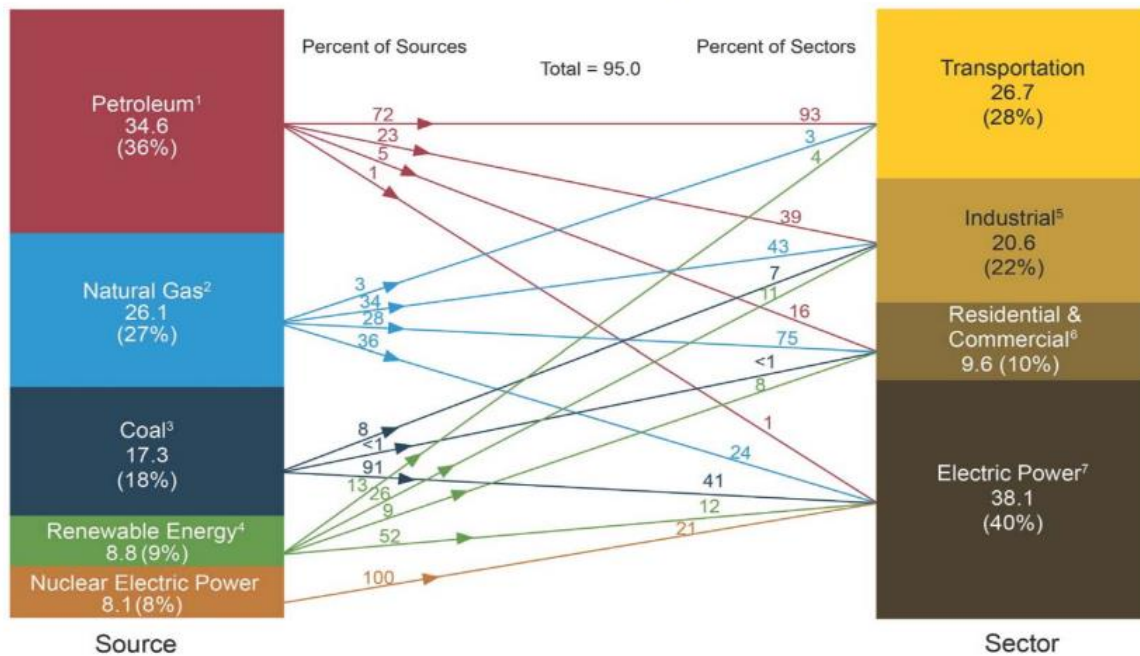


Figura 16 *Consumo de Energía por recursos y sectores en el 2012 para Estados Unidos* (EIA, 2013)

La figura anterior permite observar como en Estados Unidos la capacidad de energía distribuida proveniente de fuentes solares se ha incrementado en los últimos años considerablemente, en el año 2012, la capacidad instalada se incrementó un 36% respecto al 2011.

Según el IREC (*Interstate Renewable Energy Council*) cerca de 95.000 sistemas de generación fotovoltaicos fueron instalados en 2012, como se puede observar en la siguiente figura.

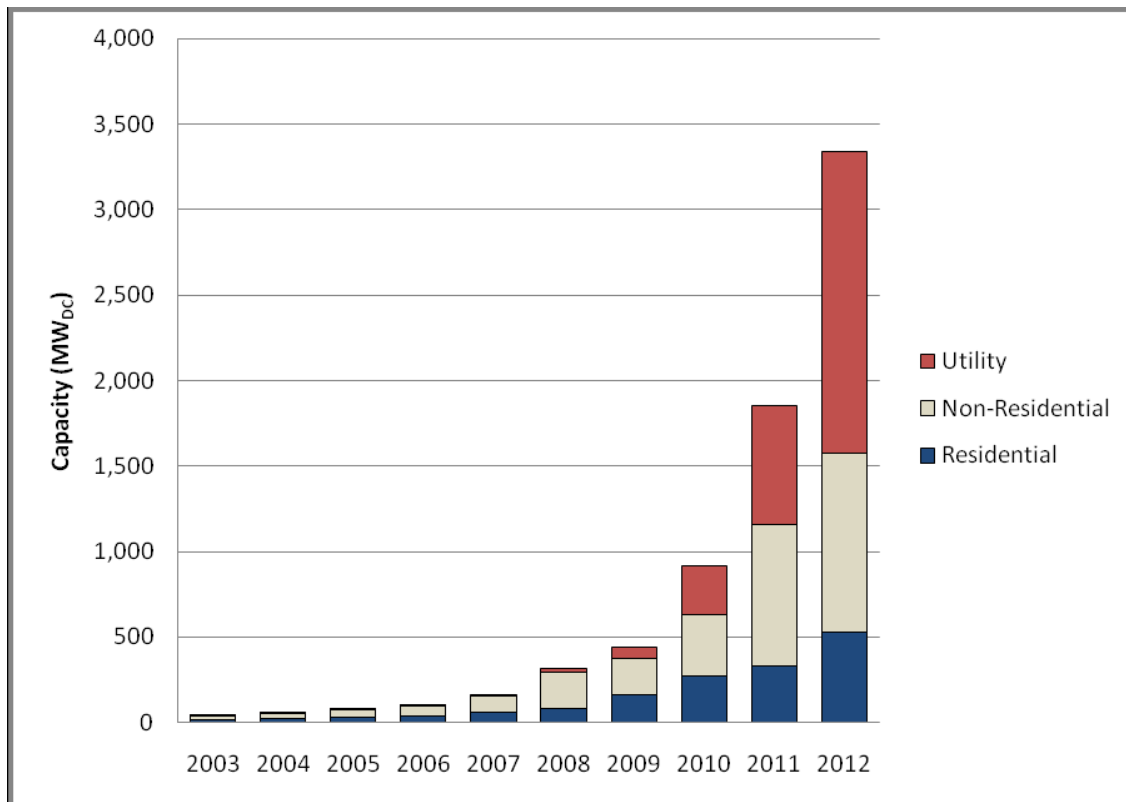


Figura 17 Capacidad Fotovoltaica instalada por sector 2003-2012 (Renewable Energy Council, 2013)

1.4 Autogeneración en Canadá

En Canadá actualmente se cuenta con el programa *Debt Retirement Charge (DRC) Program*, el cual es un pago directo en el consumo de electricidad en Ontario.

Los ingresos recogidos en el DRC son utilizados por el *Ontario Electricidad Financiera Corporation* con el fin de llevar a cabo sus objetivos, que incluyen la gestión de la deuda,

de la antigua Ontario Hydro. El DRC se paga por la mayoría de los usuarios de electricidad y reemplaza una parte del costo del servicio de la deuda previamente incluida como parte de las facturas de electricidad antes de la reestructuración de la antigua Ontario Hydro.

Este programa además de informarles a los clientes de los beneficios, cuenta con cierta normatividad para poder acceder a los beneficios que esta incorpora, por ejemplo motiva a que a partir del 1 de mayo de 2002 todos los usuarios de auto-generación deben inscribirse en el programa DRC antes de consumir o suministrar electricidad autogenerada.

De esta manera si algún usuario consume sólo excedentes de electricidad autogenerada no están obligados a inscribirse en el Programa de la RDC. Sin embargo, las personas están obligadas a mantener registros para corroborar su consumo de electricidad autogenerada.

De igual forma los usuarios auto generadores están obligados a tener medidores de su consumo y de electricidad autogenerada. El medidor debe cumplir con los estándares requeridos para los fines de la obtención de la base para una carga de electricidad bajo la Ley de Electricidad y Gas de Inspección (Canadá) y el reglamento adoptado en virtud de esa ley.

Puede haber circunstancias en las que la instalación de un medidor para medir el consumo de electricidad no es factible. El Ministerio de Finanzas puede permitir estimar el consumo en lugar de instalar un medidor.

En Canadá los proyectos de autogeneración son un medio eficiente de generar electricidad cuando se consideran todos los beneficios. Muchas plantas industriales pueden beneficiarse de la mejora de la eficiencia; sin embargo, existen algunos retos a superar como:

- Desarrollar oportunidades innovadoras para maximizar los beneficios y minimizar los costos.
- Desarrollar la comprensión y el apalancamiento de los incentivos disponibles y otras fuentes de financiación.
- Mirar los beneficios de por vida y otras consideraciones financieras (créditos fiscales por ejemplo / exenciones) en lugar de recuperación simple.
- Cuantificar otros beneficios, tales como la seguridad energética, fiabilidad o impactos en la calidad de producción y de producto.

- Construir relaciones con todas las partes involucradas; buscar proveedores para el conocimiento y experiencia en el desarrollo de proyectos de generación, el diseño y la ingeniería y la interconexión local, permisos y regulaciones

De igual forma en Canadá se han aplicado algunas prácticas con alta aplicabilidad para el desarrollo de la autogeneración como lo es el *Net Metering*.

El Servicio de Medición Neta o *Net Metering* es una práctica de medición y facturación que permite a los consumidores de electricidad generar electricidad a partir de renovables de bajo impacto, de igual forma le permite a los generadores compensar parte o la totalidad de sus requisitos eléctricos.

Para el exceso de la autogeneración se acredita contra la energía adquirida a efectos de facturación en un período de un año. Cualquier generación sobrante al final de un período de un año va a ser comprada por la red a una tarifa minorista apropiada. Los clientes que tienen este servicio en Canadá se conocen como "clientes-generadores" (Nspower, 2013)

Facturación

- a. Los clientes generadores son facturados bajo la tarifa medida de los horarios aplicables
- b. Si en un período de facturación determinado la electricidad suministrada a la red de NSPI por el cliente - generador supera a la suministrada al cliente por NSPI, el cliente será facturado sólo por los cargos mensuales aplicables no KWh y tendrá el exceso de autogeneración "bancarizados", como créditos de energía que se aplicarán contra futuras facturas de un período máximo de 12 meses calendario.
- c. Si en un período de facturación determinado el total combinado de la electricidad suministrada a NSPI por el cliente - generador y los créditos de energía "bancarizados" de los anteriores períodos de facturación son inferior a la electricidad suministrada al cliente por NSPI, NSPI facturará al cliente por el requisito de energía neto comprado.
- d. El exceso de autogeneración creará un crédito de energía que se celebrará por el cliente - generador y se trasladará hasta el final del año donde el crédito de energía se pone en cero con la respectiva compensación al cliente - generador a un precio según la tarifa minorista apropiada.

Medición del servicio del Net Metering

- La Medición de la energía neta se puede lograr con un solo medidor capaz de registrar el flujo de electricidad en dos direcciones
- Si el medidor existente en el cliente - generador no es capaz de medir el flujo de electricidad en dos direcciones, el cliente - generador será responsable por los costos incrementales y cualquier otro costo que se presente.
- Si NSPI determina que el flujo de electricidad en ambas direcciones no puede ser fiable o con la seguridad requerida a través de un solo medidor, NSPI puede requerir la instalación de medidores separados. Dicha instalación correrá por cuenta del cliente.

Finalmente, tomando como referencia a la Empresa Hydro-Québec que es propiedad del gobierno de Canadá y tiene participación en la generación, transmisión y distribución de electricidad, se presentan algunos puntos clave de esta empresa frente a la autogeneración:

Autogeneradores en Canadá

Los autogeneradores son clientes de Hydro-Québec que producen electricidad a partir de equipos que poseen y operan para cubrir parte o la totalidad de sus necesidades energéticas. Hydro-Québec ofrece a estos clientes dos opciones de soporte:

1. Opción de medición neta:

La opción de medición neta es para los clientes conectados a la red eléctrica de Hydro-Québec que quieren operar equipos de generación de energía de fuentes renovables para producir electricidad para su propio uso. Esta solución atractiva, respetuosa del medio ambiente puede ayudar a los autogeneradores a optimizar su uso de la energía como parte de una visión global de la eficiencia energética.

2. Auto-generación sin plan de compensación:

La autogeneración sin plan de compensación es para los clientes conectados a la red eléctrica de Hydro-Québec que desean operar la generación de energía para producir electricidad para su propio uso, y no son elegibles para la opción de medición neta.

Funcionamiento de la opción net Metering

Esta opción permite que los autogeneradores puedan entregar su excedente de energía en la red eléctrica de Hydro-Québec, a cambio de créditos en kilovatios-hora.

Estos créditos se aplican a la factura de electricidad del auto-generador. A la inversa, si los clientes no generan suficiente energía para sus necesidades, pueden tomar la electricidad de la red y beneficiarse de la fiabilidad del suministro de energía de Hydro-Québec.

Además de enviar una factura corriente, Hydro-Québec envía a sus clientes de auto-generación una declaración con un desglose detallado de la electricidad que se consume.

Autogeneración sin plan de compensación

Este plan permite a los clientes generar electricidad a partir de cualquier fuente, manteniendo al mismo tiempo el acceso a la red de Hydro-Québec en todo momento. Los clientes también pueden inyectar energía excedente a la red de Hydro-Québec sin compensación, siempre que cuenten con la aprobación de Hydro-Québec.

Tipos de clientes elegibles para la medición neta

Los clientes residenciales o agrícolas y clientes empresariales de pequeña potencia que son capaces de satisfacer sus propias necesidades de electricidad a partir de una fuente de energía renovable.

Tipo de energía elegible para la opción de medición neta

Sólo las fuentes de energía renovables son elegibles:

- La energía hidroeléctrica
- La energía eólica
- La energía solar (fotovoltaica)
- La bioenergía (biogás o biomasa forestal)
- La energía geotérmica (para la generación de electricidad solamente)

Los autogeneradores son responsables por el costo de la instalación de sus equipos de generación

Los clientes deben asumir todos los gastos de instalación de sus equipos de generación, cumpliendo con los requisitos comerciales y técnicos del Distribuidor.

Hydro-Québec no proporciona asistencia financiera a los clientes inscritos en la opción de medición neta o la autogeneración y sin plan de compensación. (Hydroquebec, 2015)

1.5 Autogeneración en Chile

En Chile cualquier persona tiene libertad de instalar y generar su propia energía eléctrica en sus dependencias. A la vez, cualquier persona natural o jurídica puede invertir en el negocio de la generación e inyectar energía a la red de transmisión o distribución por lo que puede hacer parte del mercado de energía.

La ley 20.57 ha transformado la matriz energética de ese país y particularmente la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales, con la cual se estableció que a partir del 1 de enero del año 2010, los generadores deberán acreditar que en el transcurso de ese año calendario, un 5% de la energía suministrada proviniera de fuentes renovables no convencionales o mini hidráulica.

Esta Ley permite que las empresas que tengan excedentes en su generación con medios de generación renovables no convencionales, puedan transferir sus excedentes a otras empresas deficitarias, incluso si ambas empresas pertenecen a sistemas interconectados diferentes como se presenta en la siguiente figura.

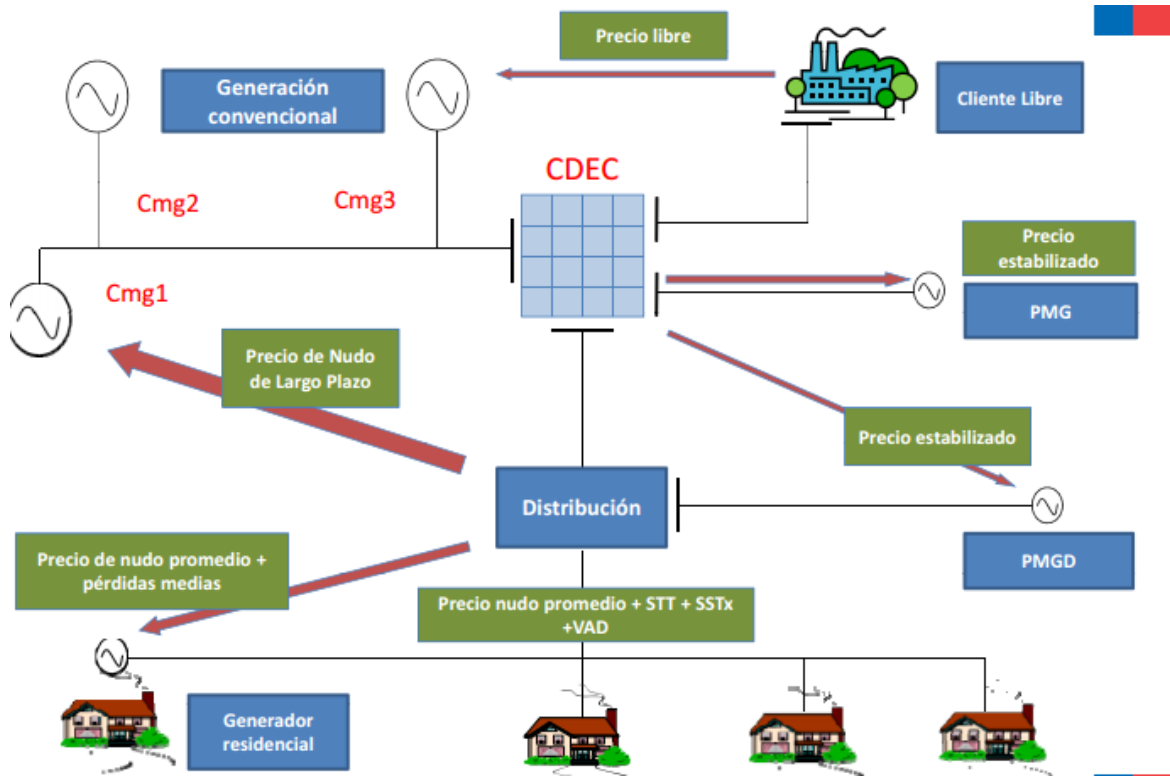


Figura 18 Sistema eléctrico con generación residencial (Ministerio de Energía de Chile, 2014)

El Mercado de Chile que se aprecia en la figura anterior, le permite a los usuarios finales sujetos a regulación de precios, disponer para su propio consumo, de equipamiento de generación eléctrica, e inyectar los excedentes a la red de la empresa distribuidora. Esta ley es específica para autogeneración proveniente de fuentes de energías renovables no convencionales.

Las inyecciones de energía son valorizadas al precio que los distribuidores la traspasan a sus clientes regulados, de acuerdo a lo estipulado en el artículo 158° de la Ley.

Por otro lado, en Chile la minería cada vez explora con más detalle el terreno de la autogeneración y cogeneración eléctrica. La industria de minerales ha tenido que tomar la iniciativa de llevar a cabo estos proyectos debido a las altas tarifas del mercado que se pactan con las empresas eléctricas. Los desarrollos energéticos en proyecto, más los que están en funcionamiento, superarán los 1.500 MW. (Chiledesarrollosustentable, 2013)

Tomando como ejemplo los desarrollos de algunas empresas mineras de Chile se encuentran:

Codelco lidera uno de los proyectos energéticos más ambiciosos de la minería en Chile: Luz Minera, una central de Gas Natural Licuado (GNL) de 760 MW y US\$ 758 millones de

inversión. Otra iniciativa de gran envergadura de la estatal es el parque eólico que piensan instalar en Calama con una inversión de US\$ 700 millones, que entregará 250 MW nominales al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Además de estos megaproyectos, la estatal posee, a lo menos, otros cuatro desarrollos de energías renovables no convencionales.

AMSA, a través de su empresa FCAB, controla el 40% de la propiedad de la central Hornitos, donde se generan 165 MW que abastecen la totalidad de las necesidades de la Mina Esperanza. La minera de los Luksic también posee el 30% del proyecto eólico El Arrayán, de una inversión de US\$ 300 millones, y de una capacidad instalada de 115MW que abastecerá en parte a la Minera Los Pelambres. En esta misma mina, también se lleva a cabo una generación de 22 MW del frenado de las correas transportadoras. Otra gran apuesta de AMSA, el brazo minero del grupo Luksic, es el control del 60% de la empresa Energía Andina, que explora 12 proyectos de energía geotérmica.

BHP Billiton, al igual que Codelco, estudia un megaproyecto de generación en base a GNL en Mejillones, llamado Kelar. Esta iniciativa con capacidad para 540 MW requiere de una inversión de US\$ 400 millones. Por su parte, Minera Escondida, controlada por BHP, está explorando energía geotérmica en el área denominada Bayo, ubicada en Diego de Almagro.

Collahuasi (44% Anglo American, 44% Xstrata), trabaja en una central generadora fotovoltaica de 25 MW en la Región de Tarapacá, que abastecerá el 13% de la demanda de la minera durante el día.

La canadiense Teck, en su minera Quebrada Blanca, posee una planta de cogeneración con una capacidad instalada de 70 MW, que apoya sus procesos con energía térmica para calderas y para procesos de biolixiviación.

Otra empresa canadiense, Barrick, aporta 20 MW al Sistema Interconectado Central (SIC), con su proyecto eólico Punta Colorada (US\$ 50 millones). En una segunda etapa, el parque podría expandirse a 18 generadores para alcanzar 36 MW.

En la siguiente tabla se aprecia un resumen del estado actual de la Autogeneración en Chile.

Tabla 3 Autogeneración en Chile, adaptado de (CAC, 2013)

Existe la figura del autogenerador en Chile	Si, actualmente existe esta figura
Se deben registrar los proyectos. ¿Ante que entidades?	Si el proyecto tiene un destino distinto de satisfacción de necesidades propias de energía, se debe comunicar por escrito el mismo al CDEC (Centro de despacho Económico de Carga) y a la Comisión Nacional de Energía (CNE). Se debe realizar declaración de impacto ambiental ante CONAMA y COREMA para proyectos por sobre 3 MW.
Existe un límite para el tamaño del proceso de autogeneración	No existe ningún limite
El autogenerador puede utilizar la red pública	No (las empresas distribuidoras establecen barreras de entrada)
El autogenerador tiene que ser el propietario del sistema de autogeneración	No
Qué porcentaje de energía se permite vender del proyecto de autogeneración	Con aplicación del D.S. N° 291 del 04.08.08 no hay límites de capacidad para que los autogeneradores puedan integrar los CDEC, y en consecuencia comercializar su potencia (energía) excedente, o a empresas generadoras, distribuidoras o clientes libres mediante un contrato determinado.
El autogenerador paga respaldo	<p>Sí, en la medida que opere en paralelo con la red y no en isla el autogenerador puede disponer de generación de respaldo, ya sea propia o contratada con un generador o distribuidor, para aquellos consumos críticos o ante fallas o mantenimientos, los cuales no serán incorporados como parte de su capacidad instalada total por parte de la autoridad.</p> <p>Adicionalmente al pago del respaldo se deben considerar eventuales castigos por marcar punta en horario de punta (18:00 a 23:00 horas de abril - septiembre), más pago de peajes e inversiones por coordinación con el sistema interconectado que corresponda (las exigencias técnicas de los sistemas interconectados son en algunos aspectos muy restrictivos y pueden afectar los procesos productivos, por ejemplo por desconexión por variaciones de</p>

	frecuencia, en el caso de centrales exportadoras a la red ubicadas en zonas rurales, es posible que se requieran inversiones adicionales no despreciables para robustecer el sistema eléctrico local).
Incentivos para ser autogenerador	<p>El marco legal actual no establece mayores incentivos.</p> <p>Respecto a ventas de excedentes:</p> <p>No se consideran valores asociados a potencia, pues no hay garantías de entregas de potencia firme.</p> <p>Al vender excedentes a empresas vecinas se debe pagar peajes. Con aplicación del D.S. N° 291 del 04.08.08 se eliminan límites de capacidad mínima para que autogeneradores pueden integrar los CDEC y en consecuencia comercializar su energía (antes era posible sólo si poseían capacidad instalada de generación > 9 MW).</p>

1.6 Autogeneración en Brasil

La producción de electricidad en el país se encuentra ampliamente dominada por la hidroelectricidad, entregando cerca del 80% de la generación bruta y manteniendo similar fracción de la capacidad instalada de generación.

Este escenario de abundancia de electricidad generada a bajo costo, sumado a barreras normativas que no garantizaban la interconexión y venta de excedentes a la red pública, provocó durante muchos años un lento crecimiento de la capacidad instalada en cogeneración y autogeneración, situación que comienza a cambiar a partir del año 2001, gracias a la introducción de cambios normativos que eliminaron parte de las barreras a lo que se sumó la expansión de las redes de gas natural y búsqueda de seguridad en el abastecimiento.

El país también cuenta con un importante potencial de cogeneración en base a biomasa proveniente de desechos de los cultivos de caña de azúcar y la producción de alcohol. En la actualidad se espera un fuerte crecimiento de la capacidad instalada en generación distribuida y en particular, en cogeneración. Las políticas públicas para incentivar la penetración de la autogeneración en Brasil, se han basado principalmente en mecanismos conocidos e implementados a nivel internacional, entre los que se destacan los siguientes:

Ley N° 9.074 (1995). Esta ley introduce los conceptos de Autoprodutor y Productor independiente, al tiempo que establece el derecho de estos a vender la electricidad producida tanto a clientes libres (no sometidos a regulación de precios), como a las empresas concesionarias de distribución (reguladas por el Estado).

Ley N° 10.848 (2004). Esta ley establece la obligación por parte de las empresas distribuidoras de adquirir una cuota equivalente al 10% de su demanda proveniente de fuentes de generación distribuida, cargo que se traspa a los consumidores.

Programa para el incentivo de fuentes alternativas de energía eléctrica (PROINFA). Este programa busca incentivar la diversificación de la matriz energética brasileña a través de la promoción de un total de 3.300 MW de capacidad instalada en nuevas centrales de generación eléctrica consideradas alternativas o no convencionales, específicamente eólica, termoeléctrica a partir de biomasa y centrales hidroeléctricas de pequeña escala.

El programa garantiza la adjudicación de contratos de suministro con la empresa Centrales Eléctricas Brasileñas (Eletrobás SA) por un periodo de 20 años y a un precio regulado preferencial.

Aparte de todas estas leyes y del PROINFA, existen diversos subsidios y facilidades para optar a financiamiento a través del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) (Energiza, 2013)

Para el caso de Brasil, a continuación se presenta una tabla resumen que muestra los principales aspectos que se tienen en cuenta para la autogeneración.

Tabla 4 Autogeneración en Brasil (Interame, 2013)

¿Existe la figura del autogenerador?	Si
¿Existe una ley que regule la autogeneración?, ¿cuál?	Decreto. 2003, de 10 de septiembre de 1996 (Gaceta Oficial de 11 de septiembre 1996 la sección 1, p.17917) creó la figura del autogenerador. También existen diversas leyes y reglamentos de la ANEEL y organismos ambientales.
¿En Brasil las plantas de autogeneración pueden ser compartidas por más de una industria?	Sí, en Brasil se pueden compartir las centrales eléctricas.
¿Se deben registrar los proyectos ante que entidades?	Los proyectos deben ser aprobados y registrados en el Ministerio de Minas y Energía (MME) y la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

¿Existe un límite para el tamaño del proceso de autogeneración?	No existe
¿El autogenerador puede utilizar la red pública?	Sí, la auto producción de la planta se puede separar el consumo de plantas geográficamente.
¿El autogenerador tiene que ser el propietario del sistema de autogeneración?	Sí. Pueden hacerlo indirectamente, poseer una sociedad de propósito específico que sea dueña de la planta (hidroeléctrica) o que sea dueña o tenga un contrato con el dueño para termoeléctricas.
¿Qué porcentaje de energía se permite vender del proyecto de autogeneración?	No hay limite
Incentivos para ser autogenerador	Seguridad del suministro de energía y la exención del costo de algunos cargos sectoriales. Puesto que después de la provisional 579/2012 esta medida reduce la competitividad.

1.7 Autogeneración en Argentina

En Argentina se ha estado trabajando en un proyecto de ley para la autogeneración de energía doméstica, partiendo de que una de las problemáticas que acusa como grave el país, es la situación energética y económica, donde se vislumbra el requerimiento de incrementar la capacidad de generación para abastecer la creciente demanda y reducir las necesidades de divisas destinadas a este propósito. lo anterior implica que estabilizada la producción de combustibles fósiles las opciones sustentadas en la energía nuclear y en las energías renovables son las únicas soluciones posibles. (Vesna, 2012)

En ese sentido se trabaja en el proyecto de Ley, destinado a crear el marco regulatorio para la implementación de un sistema de autogeneración de energía doméstica, respetando y favoreciendo a las ecuaciones económico financieras de las distribuidoras minoristas, principalmente las cooperativas.

Según se presenta en la ley se procura la implementación de un sistema donde cada usuario del servicio de energía eléctrica tenga la posibilidad de producirla por fuentes renovables y vender el excedente de su consumo a quien normalmente se la provee. Este valor se descuenta automáticamente de su factura de energía eléctrica, logrando generar saldos positivos a cobrar. Por otra parte las cooperativas obtienen las ventajas de recibir energía disminuyendo los costos de pérdidas técnicas de transmisión.

Este sistema, denominado de medición neta (*'Net Metering'*) puede instrumentarse como un atractivo a la situación energética actual. El Proyecto contempla el acompañamiento del Poder Ejecutivo Nacional, a través de medidas crediticias y financieras a fin de favorecer la producción de los bienes necesarios para la autogeneración de la energía, principalmente favoreciendo a las micro, pequeñas y medianas centrales.

Dadas las condiciones que plantea la situación actual, el Estado Nacional se ha fijado como objetivo, en la Ley 26.190, alcanzar el 8% de contribución de energías renovables dentro de la matriz energética.

De igual forma en Argentina se cuenta con la Resolución 269/2008 que establece la figura de Autogenerador Distribuido, que consiste en un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al Sistema Argentino de Interconexión - SADI en diferentes nodos de conexión. (Infoleg, 2013)

El Autogenerador Distribuido debe cumplir los mismos requerimientos y sus transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se realizarán de la misma forma que el autogenerador en función de lo definido en el Anexo 12 de "Los Procedimientos", pero deberán tenerse en cuenta las particularidades específicas que se enuncian a continuación.

Incorporación como agente del MEM

La generación asociada a la Autogeneración Distribuida que desee convertirse en Agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) deberá haber sido habilitada comercialmente con posterioridad a la fecha de publicación de la Resolución Secretaria de Energía N° 1281 del 4 de septiembre de 2006.

El autogenerador Distribuido deberá tener dos o más puntos de intercambio con el SADI, correspondientes a sus puntos de generación, consumo, o ambos, todos ellos asociados a la misma empresa.

Todos los requerimientos asociados a la generación y el consumo de los autogeneradores de acuerdo a lo definido en el Anexo 12 de "Los Procedimientos" deberán entenderse, en el caso de la Autogeneración Distribuida, como aplicables a la sumatoria de las generaciones y la sumatoria de los consumos respectivamente.

Operación comercial dentro del MEM

Se entenderá que el Autogenerador Distribuido tiene excedentes de energía cuando la sumatoria de las generaciones supere la sumatoria de los consumos, o que tiene faltantes

en caso contrario. El Autogenerador Distribuido podrá vender al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) sus excedentes o comprar sus faltantes.

En lo referente a la venta de energía, su oferta será calculada considerando que en cada hora, la energía entregada es la sumatoria de las generaciones menos la sumatoria de los consumos, y la misma es entregada en los nodos de vinculación con excedentes netos de generación, proporcionalmente a la magnitud de dichos excedentes netos.

La energía eléctrica ofertada en cada hora, de acuerdo al despacho económico realizado, que no se encuentre comprometida en el Mercado a Término, u otros servicios, será adquirida por CAMMESA a los respectivos Costos Variables de Producción (CVP) aceptados de los correspondientes generadores, no percibiendo remuneración por la potencia puesta a disposición en el Mercado Spot.

En caso que el Costo Variable de Producción (CVP) declarado por alguno de los generadores correspondientes al Autogenerador Distribuido fuera superior al correspondiente precio de Referencia, el mismo deberá ser aprobado por la Secretaria de Energía.

Con respecto a las posibilidades de comprar, los Autogeneradores Distribuidos tendrán una modalidad similar a la de los Grandes Usuarios Mayores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por cada uno de sus nodos de vinculación que resulten netamente consumidores. Su demanda será calculada considerando que en cada hora, la energía demandada es la sumatoria de los consumos menos la sumatoria de las generaciones, y la misma es consumida en los nodos de vinculación netamente consumidores proporcionalmente a la magnitud de dichos consumos netos.

Cada punto netamente consumidor del Autogenerador Distribuido deberá abonar los mismos cargos que les corresponden a los Grandes Usuarios Mayores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) teniendo en cuenta lo establecido en el punto anterior.

La energía será facturada de acuerdo al correspondiente precio horario de la energía en cada uno de sus nodos netamente consumidores.

Vinculación Comercial con el MEM

En cada hora, un Autogenerador Distribuido podrá resultar:

- Vendiendo en Mercado Eléctrico Mayorista (MEM): Si la sumatoria de sus generaciones es superior a la sumatoria de sus consumos.

- Comprando en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM): Si la sumatoria de sus consumos es superior a la sumatoria de sus generaciones.
- Sin compras ni ventas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM): Si la sumatoria de sus consumos es igual a la sumatoria de sus generaciones. En este caso el Autogenerador igualmente deberá abonar el cargo de transporte

Oferta de potencia y demanda de faltantes al MEM

El Autogenerador Distribuido deberá enviar al Organismo Encargado del Despacho (OED) su oferta de venta o pedidos de compra dentro de los plazos requeridos para la programación y el despacho (estacional, semanal y diario) de acuerdo a las normas y procedimientos vigentes.

Contratos del Mercado a Término del MEM

Los Autogeneradores Distribuidos, en su función de vendedores de energía, podrán realizar contratos de abastecimiento dentro del Mercado a Término con Distribuidores y Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Los Autogeneradores Distribuidos, en su función de consumidores, podrán establecer contratos de abastecimiento en el Mercado a Término con Generadores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para el cubrimiento de cada uno de sus puntos de demanda.

Un Autogenerador Distribuido sólo podrá tener Contratos de Abastecimiento en su función de vendedor o en su función de consumidor, o sea que no podrá tener simultáneamente Contratos de Abastecimiento en que es el vendedor dentro del contrato y Contratos de Abastecimiento en que es el comprador dentro del contrato.

En caso de aplicarse restricciones programadas de demanda, y exclusivamente a los efectos de evaluar las reducciones a requerir a los puntos de netamente consumidores del Autogenerador Distribuido, CAMMESA deberá considerar como si los puntos netamente consumidores tuvieran un contrato de abastecimiento con los puntos netamente generadores.

Cargo fijo por potencia

Junto con los datos para la programación estacional, a partir de su incorporación al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), cada Autogenerador Distribuido debe informar al Organismo Encargado del Despacho (OED) su potencia máxima simultánea a tomar como suma de las demandas de cada uno de sus puntos de consumo y descontando sus generaciones.

Para el caso de Argentina en la siguiente tabla se presenta un resumen de los principales aspectos que se tienen en cuenta para la autogeneración.

Tabla 5 Autogeneración en Argentina, adaptado de (Interame, 2013)

Existe la Figura del autogenerador	Efectivamente, en el marco legal que rige el sistema eléctrico argentino está contemplada la figura del autogenerador
Existe una ley que regule la autogeneración?, cuál?	<p>Sí. La ley N°24.065 reconoce como uno de los actores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a los autogeneradores. El anexo 12 de los procedimientos del organismo encargado del despacho, que lleva el nombre de Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista SA (CAMMESA), se especifican condiciones que deben cumplir los autogeneradores (se considera autogenerador a un consumidor de electricidad, que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios).</p> <p>Por otra parte, la Resolución de la Secretaria de Energía de la Nación (SE) N°269/2008 establece las condiciones que debe cumplir un autogenerador distribuido (consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al SADI en diferentes nodos de conexión)</p>
En Argentina las plantas de autogeneración pueden ser compartidas por más de una industria?	No. Una empresa autogeneradora puede vender energía por contratos a distintas empresas
Se deben registrar los proyectos ante que entidades:	<p>El autogenerador para convertirse en agente del MEM debe obtener la autorización de la Secretaría de Energía.</p> <p>Simultáneamente debe presentar al Organismo Encargado de Despacho una solicitud pidiendo la verificación del cumplimiento de las condiciones requeridas para la administración de sus transacciones y despacho de su energía y potencia.</p> <p>Información a presentar a la secretaria de energía:</p>

- Tipo de reconocimiento requerido (autogenerador)
- Información sobre capacidad instalada, de acuerdo a los requerimientos para la Base de Datos del Sistema, indicando cantidad y tipo de máquinas, su potencia y consumo específico, tipo de combustibles que puede consumir, y su disponibilidad media anual.

- Demanda anual prevista.

Para ser aceptado su pedido, deberá cumplir con los siguientes requisitos particulares:

- Debe estar vinculado con un punto de intercambio con el SADI (Sistema Argentino de Interconexión).
- Debe contar con una potencia instalada no inferior a 1 MW con una disponibilidad media anual no inferior al 50%. Para el caso de autogeneradores, la potencia disponible, o sea el producto de la potencia instalada por la disponibilidad informada, debe ser capaz de cubrir el 50% o más de su demanda anual de energía informada, o sea que la energía correspondiente a esa potencia disponible a lo largo del año debe representar un valor mayor o igual que el 50% de su demanda de energía anual.
- Debe contar con un medio de comunicaciones e intercambio de datos con el OED, propio o contratado el servicio a terceros, con medidores y registradores de acuerdo a las normas vigentes para el Sistema de Medición Comercial (SMEC) y el Sistema en Tiempo Real (SOTR). El sistema de medición deberá ser tal que permita medir la transacción con el MEM y deberá contar:
- Medidores bidireccionales de energía activa en la frontera de intercambio con el Agente al que se conecte.
- Registro de potencia en cada una de las direcciones

Referenciamiento Internacional para la Autogeneración en Colombia.

	<p>del flujo.</p> <ul style="list-style-type: none"> • La declaración de potencia disponible del autogenerador representa un compromiso de un cubrimiento del 50% o más de su demanda con generación propia. • Una vez que la Secretaría de Energía haya aceptado su incorporación como Agente autogenerador lo notificará al OED. En cada programación estacional (semestral o trimestral) el OED informará la incorporación de nuevos autogeneradores y cogeneradores, indicando su identificación, fecha de ingreso al MEM, punto de conexión en la red y potencia instalada.
<p>Existe un Límite para el tamaño del proceso de autogeneración</p>	<p>El autogenerador debe contar con una potencia instalada no inferior a 1 MW con una disponibilidad media anual no inferior al 50%.</p> <p>La potencia disponible, o sea el producto de la potencia instalada por la disponibilidad informada, debe ser capaz de cubrir el 50% o más de su demanda anual de energía informada, o sea que la energía correspondiente a esa potencia disponible a lo largo del año debe representar un valor mayor o igual que el 50% de su demanda de energía anual.</p>
<p>El autogenerador puede utilizar la red pública:</p>	<p>Efectivamente. La ley N°24.065 establece la libre utilización de las redes de transporte. El autogenerador deberá definir su modo de conexión al MEM utilizando el sistema de transporte, haciendo uso del libre acceso a las mismas definido por ley y cumpliendo las condiciones de conexión y uso del sistema de transporte establecidas para el ingreso de nuevos agentes al MEM.</p> <p>Los autogeneradores deben pagar por el servicio de transporte dentro del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de un modo similar al resto de los agentes.</p>
<p>Qué porcentaje de energía se permite vender del proyecto de autogeneración</p>	<p>La normativa no establece un porcentaje de energía que se permite vender.</p> <p>Un autogenerador puede vender al MEM sus excedentes o</p>

	<p>comprar sus faltantes. En lo que hace a la venta de energía, su oferta recibirá un tratamiento similar a la de un generador agente del MEM. Con respecto a las posibilidades de comprar, los autogeneradores tendrán una modalidad similar a la de un Gran Usuario del MEM.</p> <p>Para ser considerados en el Mercado Spot su oferta de venta o pedidos de compra, deberá ser suministrada al OED la información necesaria para la programación y el despacho (estacional, semanal y diario) dentro de los plazos establecidos en las normas y procedimientos vigentes.</p> <p>Los autogeneradores, en su función de vendedores de energía, podrán establecer contratos de abastecimiento en el Mercado a Término con Distribuidores y Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El contrato de un autogenerador se deberá limitar a la venta de excedentes.</p> <p>Los autogeneradores, en su función de consumidores, podrán establecer Contratos de Abastecimiento en el Mercado a Término con Generadores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para el cubrimiento de su demanda. Un autogenerador podrá contratar el abastecimiento de hasta el 50% de su demanda prevista.</p> <p>El autogenerador y sus clientes podrán establecer libremente y de común acuerdo las condiciones particulares del contrato pero, para ser aceptados como contratos del Mercado a Término, deberán encuadrarse en lo establecido por los procedimientos y reglas vigentes en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).</p>
<p>Incentivos para ser autogenerador</p>	<p>Reducción de costos y mayor seguridad del suministro sólo en caso de contar con gas natural todo el año.</p>

1.8 Autogeneración en Uruguay

En Uruguay existe la figura del autogenerador, pero se denomina Autoprodutor. En relación con la capacidad actual, los proyectos se deben registrar ante las entidades

Ministerio de Industria, Energía y Minería y Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA)

Actualmente en Uruguay no existe un límite para el tamaño del proceso de autogeneración y estos pueden utilizar la red pública, de igual forma este tipo de figura en el mercado no puede vender más del 50 % de la energía anual generada.

Los incentivos para ser autogenerador, están relacionados con que los autoprodutores declaran un precio en lugar de ser despachados por costo variable. En el caso de estar conectados a la red de distribución, no pagan cargos por uso de dicha red, y si además son Generación Distribuida (potencia instalada no superior a 5 MW), no pagan peajes de transmisión si el nodo de conexión es demandante neto de potencia.

En Uruguay el 17 de mayo del 2012 se amplió la regulación relacionada con la autogeneración por medio de la conveniencia de desarrollar políticas que permitan el desarrollo de nuevas formas de abastecimiento energético en el sector industrial.

En esta norma el considerando I hace referencia a que resulta conveniente avanzar en la reglamentación existente para la generación eólica conectada a la red eléctrica

II - que la actividad de generación resulta compatible con el aprovechamiento industrial para autoconsumo

III - que la autogeneración a partir de fuentes renovables no convencionales a nivel industrial contribuye a la reducción de la huella de carbono de los productos manufacturados en dichos establecimientos.

De esta forma se decretó el artículo 1 que promueve la celebración de contratos de compraventa de energía entre la administración nacional de USINAs y Transmisiones eléctricas UTE y consumidores industriales que produzcan energía eléctrica utilizando como fuente primaria la energía eólica.

Artículo 2 a los efectos del presente decreto se reconocen tres modalidades posibles de contratación:

I - la actividad de generación se instala en el propio predio del emprendimiento industrial (generación en el propio predio)

II - la actividad de generación es desarrollada en un emprendimiento fuera del predio en que se desarrolla la actividad industrial (generación fuera del predio)

III- la actividad de generación es desarrollada por conjunto de consumidores industriales (generación en asociación)

Artículo 3 (generación en el propio predio). La actividad de los consumidores industriales que instalen la generación eólica dentro del predio de su emprendimiento industrial se regirá en lo no regulado por este decreto por las normas correspondientes a la actividad de los autoprodutores.

Los contratos se suscribirán sobre las siguientes estipulaciones:

- I- UTE comprará al consumidor industrial toda la energía que sea entregada a su red en el nodo respectivo en régimen de exclusividad.
- II- UTE venderá al consumidor industrial la energía necesaria para respaldar la actividad desarrollada.
- III- El precio de la energía entregada al sistema: el precio a pagar por la energía entregada al sistema en cada contrato será igual al precio más bajo de las ofertas que hayan resultado adjudicadas en el último procedimiento competitivo de compra de energía eléctrica de fuente eólica desarrollado por UTE previamente a la celebración del contrato.

El pliego de condiciones del llamado que aprobará UTE establecerá los respectivos porcentajes adicionales que se entregarán al precio, por concepto de reducción de pérdidas en el SIN. La paramétrica para realizar el ajuste de precio será la aplicada en el procedimiento competitivo usado como referencia para la fijación del precio.

- IV- Precio de la energía demandada al sistema: el poder ejecutivo previa consulta con la unidad reguladora de los servicios de energía y agua (URSEA) determinará los valores de energía y potencia que este tipo de consumidor industrial deberá pagar a UTE por concepto de remuneración de redes, potencia puesta a disposición y energía consumida en un plazo de 30 días contados a partir de la fecha de publicación del presente decreto.
- V- Potencia máxima. La potencia máxima a instala se ubicara entre 150 kW y 60 MW.
- VI- Plazo. El plazo de contratación será la opción de cada proveedor, de hasta 20 años, computados a partir de lo que ocurra ultimo entre la entrada en servicio de la central generadora o la obtención de la calidad de participante en el mercado eléctrico.

Artículo 4. A los efectos de este decreto se entiende que la generación eléctrica de fuente eólica se encuentra dentro del predio del consumidor industrial, cuando la totalidad de las instalaciones de generación y de consumo se encuentran en el mismo padrón o varios

padrones contiguos de propiedad del consumidor industrial, o cuya tendencia provenga de un arrendamiento o cualquier título que habilite su explotación y siempre que además exista un único punto de conexión con la red de UTE para la entrega y toma de energía.

Artículo 5 generación fuera de predio. Aquellos consumidores industriales que instalen la generación eólica fuera del predio de su emprendimiento industrial serán considerados como generadores por dicha generación.

Los contratos se suscribirán sobre las siguientes estipulaciones:

- I- UTE comprará al consumidor industrial toda la energía que sea entregada a su red en el nodo respectivo en régimen de exclusividad.
- II- UTE venderá al consumidor industrial la energía necesaria para respaldar la actividad desarrollada.
- III- El precio de la energía entregada al sistema: el precio a pagar por la energía entregada al sistema en cada contrato será igual al precio más bajo de las ofertas que hayan resultado adjudicadas en el último procedimiento competitivo de compra de energía eléctrica de fuente eólica desarrollado por UTE previamente a la celebración del contrato. La paramétrica para realizar el ajuste de precio será la aplicada en el procedimiento competitivo usado como referencia para la fijación del precio.
- IV- Plazo el plazo de contratación será a opción de cada proveedor, de hasta 20 años, computados a partir de lo que ocurra último entre la entrada en servicio de la central generadora o la obtención de la calidad de participante en el mercado eléctrico. (Presidencia de Uruguay, 2015)



2. Revisión del estado de la regulación y normatividad en Colombia para la autogeneración

Si bien en los países desarrollados, la autogeneración, la cogeneración y la generación distribuida (denominadas colectivamente autoproducción) buscan reducir la dependencia de las importaciones de una sola fuente energética primaria o de una región; impulsar el uso de energías renovables para disminuir la emisión de gases; o acomodar las preferencias del público sobre la forma de expandir el sistema de potencia, es importante mencionar que la autoproducción en países en vía de desarrollo como Colombia podría promover, además de mecanismos de generación a partir de fuentes renovables, presionar el desempeño de la prestación actual del servicio y la competencia en el precio de mercado.

En Colombia, las condiciones del mercado difieren para los cogeneradores, autogeneradores y la producción en el mercado mayorista y una de sus principales diferencias tiene que ver con las ventas de excedentes a la red. En cualquier caso, la evolución del sector eléctrico en Colombia muestra que el gobierno nacional le apunta a convertirlo en un sector de clase mundial, aunque se continúa trabajando en tener un insumo eléctrico competitivo a nivel nacional e internacional. (Colombia en Eficiencia Energética, 2014)

La UPME está trabajando en un estudio con el fin de obtener un inventario detallado y actualizado de las capacidades de autogeneración y cogeneración en el país, así como de su crecimiento potencial en el mediano plazo, en los sectores petroleros, industriales, comerciales y público.²

Según la UPME, la realización del inventario de autogeneración y cogeneración brindará información valiosa para la reglamentación de la Ley 1715 de 2014, mediante la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, especialmente en aspectos relacionados con la entrega de excedentes producto de estas actividades.

²² Las conclusiones preliminares de este estudio de la UPME llamado “Análisis para la definición del límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala en el Sistema Interconectado Nacional” se encuentran al finalizar el presenta capítulo del trabajo de grado.

De acuerdo a la Ley 1715 de 2014, por excedente de energía se entiende la energía sobrante una vez cubiertas las necesidades de consumo propias, producto de una actividad de autogeneración o cogeneración.

Dentro de las propuestas que se han venido trabajando en el sector Colombiano, estaría permitir que la energía excedente pueda ser entregada directamente a cargas de terceros, que tengan instalaciones en predios propios o contiguos y que se conecten sin hacer uso de la red pública, con el ánimo de fomentar la consolidación de clúster productivos localizados, de zonas francas multi-empresariales y mejorar la competitividad de las cadenas productivas en su integridad.

Hablando propiamente de la autogeneración en Colombia, se esperaría que la legislación se ajustara para permitir que los autogeneradores puedan vender sus excedentes a través del sistema interconectado con las mismas reglas de los generadores puros, independiente del tamaño del proyecto de generación y que sobre el consumo propio no se tenga que pagar la contribución de solidaridad.

A continuación, se presentan las principales leyes aplicables que tienen incidencia directa sobre la autogeneración en Colombia y serán el insumo principal para que su desarrollo sea prometedor a gran escala.

El numeral 89.4 de la Ley 142 de 1994 establece que quienes generen su propia energía, y la enajenen a terceros o asociados, y tengan una capacidad instalada superior a 25.000 kW, recaudarán y aportarán, en nombre de los consumidores de esa energía equivalente al "fondo de solidaridad y redistribución de ingresos" la suma que resulte de aplicar el factor pertinente del 20% a su generación descontando de esta lo que vendan a empresas distribuidoras". En consecuencia, la energía que un autogenerador, sin interesar su capacidad instalada, utilice exclusivamente para atender sus propias necesidades, no pagará contribución de solidaridad con destino a los fondos de solidaridad y redistribución de ingresos. (Globalmethane, 2013)

Es de resaltar que en Colombia, a partir de 1991 con la nueva Constitución Política y más tarde con las Leyes 142 y 143 de 1994, se dio un cambio radical a nivel regulatorio para el sector eléctrico del País.

Las actividades, en el sector eléctrico colombiano, de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización que antes podían ser realizadas de manera individual o combinada por los agentes del mercado, entraron en un proceso de desintegración, bajo el argumento en un principio, de incrementar la eficiencia en la prestación del servicio a los usuarios, así como asegurar la viabilidad operativa y financiera de las empresas del sector. La Transmisión y Distribución de energía eléctrica fueron reconocidas como monopolios, mientras que la Generación y la Comercialización se identificaron como actividades que debían ser expuestas a la libre competencia.

En 1991 Colombia con su Constitución Política de ese año presenta grandes transformaciones adicionales a las leyes 142 y 143 de 1994, como lo es la ley sobre servicios públicos domiciliarios y Ley eléctrica; normas bajo las cuales se estructura el funcionamiento de la industria eléctrica y se determina el rol que debía asumir el Estado en esta industria, pasando de ser un ente prestador del servicio a asumir el papel de regular, controlar y supervisar dicho mercado; es así como la planeación fue encargada a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME); la función de regulación a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y el control y la supervisión a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

La prestación del servicio de energía eléctrica al usuario final requiere cuatro actividades encadenadas consecutivamente que van desde la generación, pasando por la transmisión y distribución hasta la comercialización. Con la transformación del sector y el nuevo marco regulatorio, se establecen las directrices para incentivar la libre competencia en los negocios de generación y comercialización, generando desde este punto un primer impulso para que actividades como la autogeneración pudieran comenzar a tener presencia en el mercado.

De igual forma la Ley 143 ordena al Estado impedir prácticas que constituyan abuso de posición dominante en el mercado y determina que en las actividades del sector eléctrico podrán participar diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos, los cuales gozarán de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de libre competencia. En esta misma Ley se atribuye a la CREG crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia.

Adicionalmente la Ley 143 de 1994, artículo 11, definió el autogenerador en los siguientes términos: autogenerador es aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades.

Esta misma norma atribuyó facultades a la CREG para hacer la interpretación y aplicación de esta definición, cuando fuera necesario.

Por otro lado, la Ley 142 de 1994, artículo 74.1, literal b, atribuyó a la CREG la facultad especial de expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad y el uso eficiente de energía y gas por parte de los consumidores y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios.

De esta manera y gracias a las facultadas que son conferidas a la CREG, esta última expide en 1996 la Resoluciones 020 y 128, y posteriormente las 065 de 1998 y 042 de 1999 como complemento, aclaración y modificación a la primera se comienza con una senda de regulación que favorecerá en el futuro la entrada de la autogeneración a la canasta energética colombiana.

En 1996 luego de observar la experiencia de los primeros meses de funcionamiento del mercado mayorista, la CREG consideró necesario precisar el alcance de algunas normas dictadas sobre la materia y establecer reglas adicionales para promover la libre competencia. Para tal efecto determinó la Resolución CREG 020 de 1996 por la cual se dictan normas con el fin de promover la libre competencia en las compras de energía eléctrica en el mercado mayorista.

Por otro lado la ley 1215 de 2008 establece lo siguiente:

Artículo 1°. Adiciónese un numeral al artículo 89 de la Ley 142 de 1994, así: Quienes produzcan energía eléctrica como resultado de un proceso de cogeneración, entendido este como la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de su actividad productiva, podrán vender excedentes de electricidad a empresas comercializadoras de energía, esta venta quedará sujeta a la contribución del 20% en los términos establecidos en los numerales 1 y 2 del presente artículo. El cogenerador estará exento del pago del factor pertinente del 20% que trata este artículo sobre su propio consumo de energía proveniente de su proceso de cogeneración.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas determinará, dentro de los tres meses siguientes a la entrada en vigencia de esta ley, los requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica para que sean considerados un proceso de cogeneración, la metodología para la remuneración del respaldo que otorga el Sistema Interconectado Nacional a los Cogeneradores, la cual debe reflejar los costos que se causan por este concepto, y los demás aspectos necesarios que considere la CREG. (Alcaldía de Bogotá, 2014)

De igual forma dentro de esta ley se define el proceso de cogeneración como la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de su actividad productiva. Adicionalmente se destacan las siguientes características (CREG, 2014):

- El cogenerador podrá vender sus excedentes de electricidad a empresas comercializadoras de energía.

- Los excedentes de energía vendidos son sujetos a contribución del 20 % (89.1 y 89.2 Ley 142).
- El Cogenerador estará exento del pago del 20% sobre su propio consumo de energía proveniente de su proceso de cogeneración.

La cogeneración a pesar de ser un proceso diferente a la autogeneración le permite a un usuario particular vender excedentes de energía a la red, y claramente se convierten en un insumo claro que permitirá una mejor regulación y aceptación de los procesos de autogeneración en el sector.

Otra ley en Colombia para la autogeneración es la 689 de 2001 que modificó la definición de Productor marginal independiente o para uso particular contenida en la Ley 142 de 1994, en los siguientes términos:

Ley 689 de 2001 Artículo 1. Productor marginal independiente o para uso particular. Es la persona natural o jurídica que utilizando recursos propios y técnicamente aceptados por la normatividad vigente para cada servicio, produce bienes o servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos para sí misma o para una clientela compuesta exclusivamente por quienes tienen vinculación económica directa con ella o con sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal.

Por otro lado, la resolución 086 de 1996, por medio la cual se reglamenta la actividad de las plantas menores de 20 MW que se encuentran conectados al SIN, busca promocionar la competencia en los sectores de energía y gas. En este sentido, la aplicación de la resolución en mención permite a las plantas menores de 20 MW vender su energía en condiciones competitivas, bajo criterios mínimos de respaldo de la oferta de su energía.

Conforme a lo establecido en el artículo 3º de la Resolución 086 de 1996, las plantas con capacidad efectiva menor a 10 MW, no tendrán acceso al Despacho Central y por lo tanto no participan del Mercado Mayorista, y podrán ofertar su energía con base en los siguientes lineamientos:

Nota: es de resaltar que muchos de estos parámetros fueron modificados por el decreto 2469 del 2014 y la resolución 024 del 2015, como se presentará más adelante en este capítulo.

1. La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el Precio en la Bolsa de Energía en cada una de las horas correspondientes.

2. La energía generada por una Planta Menor puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso y como está previsto en la Resolución CREG-020 de 1996, la adjudicación se efectúa por mérito de precio.

3. La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Usuarios No Regulados, Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados. (CREG, 2014)

De igual forma las Resoluciones CREG 119 de 1998 y CREG 002 de 2002 relacionadas con el Racionamiento afirman lo siguiente:

El autogenerador, de acuerdo con la definición consignada en el Artículo 1o. de la presente Resolución, no puede vender parcial o totalmente su energía a terceros si quiere mantener la categoría de autogenerador.

Los autogeneradores, Cogeneradores y Plantas Menores con tele medida, podrán negociar su disponibilidad excedentaria y precio de energía en el mercado mayorista en los siguientes términos:

- a. Ofertando directamente en la Bolsa, para lo cual la capacidad instalada mínima que se exige para participar en la Bolsa, no será tenida en cuenta.
- b. Negociándola con comercializadores y / o generadores del SIN a precios pactados libremente. CREG02/02.

Propiamente para los autogeneradores la regulación colombiana hace afirmaciones relacionadas con los impuestos, contribuciones, respaldo y compra, como se presenta a continuación:

Impuestos a los autogeneradores

La ley 99 impone a las centrales Hidroeléctricas > 10MW el 6% de la generación bruta de energía.

A las centrales Térmicas el 4% de la generación bruta de energía.

Ley 142 Contribuciones

Para los autogeneradores con una capacidad instalada superior a 25 MW vendida a usuarios diferentes a la atención de sus propias necesidades. 20% Sobre el 80% de su capacidad instalada.

Otros impuestos municipales y departamentales.

Si participa en Bolsa: Fondos especiales como él (FAZNI) y recaudo de cargo por confiabilidad.

Respaldo

Es la capacidad de respaldo de la red que debe tener el autogenerador o cogenerador para suplir sus necesidades de energía en caso de:

- No sólo se debe pagar por la energía de respaldo, es necesario contar con la infraestructura y la disponibilidad de la red, la cual se le reconoce al operador de red al cual se está conectado.
- El autogenerador y cogenerador deben cumplir con las condiciones de conexión estipuladas por la regulación para la conexión al STN
- Resoluciones CREG-001 de Noviembre de 1994 (Artículos No: 21, 22 y 23). Para la conexión a los STR o SDL son las contenidas en la Resolución CREG-003 de Noviembre de 1994 (Artículos No: 18, 19 y 20).
- Por ley, está establecida la libertad de acceso a las redes, teniendo en cuenta que se cumplan las condiciones económicas y técnicas.
- Condiciones para el Acceso al Respaldo. El Cogenerador Usuario Regulado debe ser respaldado por el comercializador del mercado regulado donde se encuentre localizada la planta de Cogeneración.

El Cogenerador que tiene la categoría de Usuario No Regulado, debe contratar su respaldo con cualquier comercializador del mercado mayorista. (CREG107/98)

Compras de energía

El autogenerador o cogenerador como consumidor de energía de respaldo puede ser:

Usuario No Regulado: Para todos los efectos regulatorios, es una persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh, definidos por la Comisión, por instalación legalizada, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos.

Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor. (CREG131/98)

A partir del 1º de enero del 2000. 1MW o 55 MWh (CREG131/98)

Usuario Regulado: Es un usuario que no clasifica como No Regulado y en cuyo caso paga una tarifa regulada definida por la CREG.

A modo más reciente, la promulgación de la Ley 1715 del 13 de Mayo de 2014 es considerada como el inicio de una nueva etapa en la historia de la electricidad colombiana.

El tema energético cobra especial importancia ante la nueva realidad propiciada por la promulgación de la Ley 1715, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Esta ley es considerada la base legal que permitirá la Democratización Energética en el país, con la estructuración y fomento de generación de electricidad a pequeña escala en viviendas de mayor capacidad en comunidades, industrias, centros comerciales y demás establecimientos, para su auto consumo conectados a la red pública, con la posibilidad de aportar al sistema energético nacional sus excedentes eléctricos.

Entre los múltiples aspectos novedosamente positivos de la Ley, conviene destacar los siguientes:

El Objeto textual de la Ley es la Promoción y fomento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente las de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante la integración de las mismas al mercado eléctrico.

La promoción de la autogeneración de electricidad a pequeña y gran escala, definida como actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades.

Entrega de excedentes: se autoriza a los autogeneradores a pequeña y gran escala a entregar sus excedentes a la red de distribución y/o transporte. Lo anterior aplicará una vez la CREG expida la regulación correspondiente.

La instalación de contador bidireccional definido en la Ley como el Contador que acumula la diferencia entre los pulsos recibidos por sus entradas de cuenta ascendente y cuenta descendente.

Para el caso de los autogeneradores a pequeña escala que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovables - FNCER, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán, mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG defina para tal fin.

La posibilidad de venta de créditos de energía. Aquellos autogeneradores que por los excedentes de energía entregados a la red de distribución se hagan acreedores de los

créditos de energía, podrán negociar dichos créditos y los derechos inherentes a los mismos con terceros naturales o jurídicos.

La autogeneración en esta nueva ley se califica como Autoconsumo total y balance neto.

Según su conexión y funcionamiento con respecto a la red de distribución pública, las instalaciones auto-generadoras se clasifican así:

Autoconsumo total o Instalaciones auto-generadoras aisladas: aquellas en las que no existe conexión eléctrica alguna con la red de distribución pública.

Conexión híbrida: o Instalaciones auto generadoras asistidas: aquellas en las que existe una conexión con la red de distribución eléctrica, pero sin que los generadores puedan estar trabajando en paralelo con ella.

La ley también tiene en cuenta la viabilidad de nuevos modelos de autogeneración eléctrica como lo es el Balance Neto o “*net metering*” o instalaciones autogeneradoras interconectadas, las cuales están normalmente trabajando en paralelo con la red de distribución eléctrica pública.

Este es el tipo de operación establecido por la Ley 1715. Cuando la electricidad generada por viviendas, comunidades, industrias, centros comerciales y demás establecimientos que no es auto consumida instantáneamente se vierte a la red para posteriormente ser compensada por energía consumida o por créditos transables con terceros.

Con este tipo de conexión y operación la red de distribución eléctrica pública servirá como batería, para que los excedentes de electricidad auto generada sean consumidos por otros usuarios y en cierta forma por el propio autogenerador durante sus horas pico de consumo cuando su demanda es mayor que su autoproducción eléctrica instantánea.

De igual forma, en el ámbito reciente se destaca el decreto 2469 del 2014 y la resolución 024 del 2015, que materializan y contextualizan algunos conceptos que se encontraban por definir en la ley 1715 en materia de autogeneración, como se presenta a continuación.

El decreto 2469 del 2014, por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración, decreta (Ministerio de Minas y energía, 2014) :

Artículo 1- Simetría en condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores y autogeneradores a gran escala.

Al expedir la regulación para la entrega de excedentes de los autogeneradores, la CREG tendrá en cuenta que estos tengan las mismas reglas aplicables a una planta de generación con condiciones similares en cuanto a la cantidad energía que entrega a la red. Esto incluye los derechos, costos y responsabilidades asignados en el reglamento de operación, reportes de información, condiciones de participación en el mercado mayorista, en el despacho central y en el esquema de cargo por confiabilidad, entre otros.

Artículo 2- Contrato de respaldo. Los autogeneradores a gran escala estarán obligados a suscribir un contrato de respaldo con el operador de red o transportador al cual se conecten. Los operadores de red o transportadores según sea el caso, diseñaran estos contratos, los cuales serán estándar y deberán estar publicados en las páginas web de la respectiva empresa.

La CREG dará los lineamientos y contenido mínimo de estos contratos y establecerá la metodología para calcular los valores máximos permitidos en metodologías para remunerar la actividad distribución y transmisión.

Artículo 3: límite mínimo de la autogeneración a gran escala. La UPME establecerá un periodo de seis meses el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala, el cual se podrá actualizar si las variables que se tuvieron en cuenta para su determinación cambian significativamente. Este tendrá en cuenta criterios técnicos y económicos y no podrá ser superior al límite mínimo de potencia establecido por regulación para que una planta de generación pueda ser despachada centralmente.

Parágrafo transitorio: hasta tanto la UPME no determine este valor y se expida por el ministerio de minas y energía la política aplicable para la autogeneración a pequeña escala, así como por la CREG la reglamentación correspondiente, todos los autogeneradores serán considerados como autogenerador a gran escala. (Acolgen, 2014)

Artículo 4 parámetros para ser considerado autogenerador. El autogenerador de energía eléctrica deberá cumplir cada uno de los siguientes parámetros:

1. La energía eléctrica producida por la persona natural o jurídica se entrega para su propio consumo, sin necesidad de utilizar activos de uso del sistema de transmisión nacional y o sistemas de distribución.
2. La cantidad de energía sobrante o excedente puede ser superior en cualquier porcentaje al valor de su propio consumo.
3. El autogenerador deberá someterse a las regulaciones establecidas por la CREG para la entrega de los excedentes de energía a la red. Para lo anterior el autogenerador a gran escala deberá ser representado ante el mercado mayorista por un ente comercializador o por un agente generador.

4. Los activos de generación pueden ser de propiedad de la persona natural o jurídica o de terceros y la operación de dichos activos puede ser desarrollada por la misma persona natural o jurídica o por terceros.

Finalmente se destaca la resolución 024 del 2015, por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional, y que establece lo siguiente (CREG, 2015):

Artículo 1. **Ámbito de aplicación.** Esta resolución se aplica al autogenerador a gran escala, que se encuentra conectado al SIN. Así mismo, se adoptan algunas condiciones aplicables a otros agentes.

Parágrafo: Hasta tanto la UPME no determine el límite y se expida por el Ministerio de Minas y Energía la política aplicable para la autogeneración a pequeña escala, así como por la CREG la reglamentación correspondiente, todos los autogeneradores serán considerados como autogenerador a gran escala.

Artículo 2. **Definiciones.** Para efectos de esta resolución se tendrán en cuenta las siguientes definiciones.

Autogenerador a gran escala. Un autogenerador tiene la categoría de gran escala si la potencia máxima supera el límite para los autogeneradores a pequeña escala establecido por la UPME.

Potencia máxima declarada. Es la capacidad de energía que un autogenerador declara al centro nacional de despacho (CND) para entregar energía excedente a la red.

Artículo 3. **Actividad de autogeneración en el SIN.** Un agente será considerado como autogenerador cuando la energía producida para atender el consumo propio se entregue sin utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión.

El autogenerador podrá utilizar los activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo.

Los activos de generación pueden o no ser propiedad del autogenerador,

Parágrafo: Los activos de generación que sean utilizados para atender un consumo propio, podrán entregar los excedentes únicamente en la frontera de generación asociada al autogenerador, que deberá corresponder al punto de conexión donde demanda energía.

Capítulo II. Condiciones de conexión y Medida

Artículo 4. **Condiciones para la conexión al SIN del autogenerador a gran escala.** Las condiciones para la conexión al STN del autogenerador a gran escala serán las contenidas en la Resolución CREG 106 de 2006 y las establecidas en el anexo

denominado código de conexión de la Resolución CREG 025 de 1995. Para la conexión a los STR o SDL serán las contenidas en la Resolución 106 de 2006 y en el numeral 4 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998, y todas aquellas que las modifiquen o sustituyan.

El contrato de conexión entre el transmisor o distribuidor y el autogenerador a gran escala se acordará libremente entre las partes.

Cuando un operador de red o un transportador no cumpla con los tiempos y las condiciones establecidos en las resoluciones CREG 025 de 1994, de 1998, 106 de 2006 y 156 de 2011 para las condiciones de conexión, podrá ser considerada como una práctica restrictiva de la competencia.

El autogenerador a gran escala podrá solicitar a la CREG la imposición de una servidumbre de acceso o de interconexión, conforme a lo señalado en el artículo 39.4 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo: Cuando un usuario que esté conectado a la red quiera convertirse en autogenerador a gran escala, sólo lo podrá hacer si realiza el proceso de conexión como autogenerador y cumple las condiciones establecidas para este proceso.

Artículo 5. Sistemas de medida. La frontera de comercialización y la frontera de generación del autogenerador a gran escala deberán cumplir con lo establecido en el código de medida, Resolución CREG 038 de 2014.

Es requisito indispensable para acceder al mercado, que el autogenerador a gran escala instale un equipo de medición con capacidad para efectuar telemedida, de modo que permita determinar la energía demandada y entregada hora a hora, de acuerdo con los requisitos establecidos en el código de medida del código de redes y el reglamento de distribución.

Artículo 6. Fronteras comerciales. El agente que represente al autogenerador a gran escala, comercializador o generador, deberá cumplir con lo establecido en la Resolución CREG 157 de 2011, y demás normas que la modifiquen o complementen, para registrar su frontera de comercialización y su frontera de generación.

En el registro de la frontera de generación, el representante de la frontera deberá informar el autogenerador y la planta asociados a la misma.

Capítulo III. Condiciones de respaldo y suministro de energía.

Artículo 7. Condiciones para el acceso al respaldo de la red. El autogenerador estará obligado a suscribir un contrato de respaldo con el operador de red o transportador al cual se conecte, acorde con las condiciones de la conexión.

El operador de red o el transportador deberán prestar el servicio de respaldo a los autogeneradores cuyas plantas se encuentren ubicadas en su mercado, cuando estos lo requieran.

El operador de red o el transportador dispondrán de formatos estándar para los contratos de respaldo y deberán cumplir lo dispuesto en la Resolución CREG 097 de 2008, o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Artículo 8. Uso del respaldo. Se entenderá que un autogenerador usa el servicio de respaldo cuando utiliza la red para consumo en cualquier hora.

Artículo 9. Precios para los servicios de respaldo. Los precios correspondientes al servicio de respaldo se definirán por mutuo acuerdo en el contrato celebrado entre el autogenerador y el operador de red o transportador.

Artículo 10. Suministro de energía. Para el suministro de energía, los precios se acordarán libremente entre las partes conforme a la regulación aplicable.

El autogenerador deberá ser representado por un comercializador para consumir energía de la red y podrá celebrar contratos para asegurar el suministro de energía de su demanda.

En ningún caso podrá ser atendido como usuario regulado y en consecuencia en la liquidación que realiza el ASIC, la energía consumida por el autogenerador no podrá ser incluida como parte de la demanda regulada atendida por el comercializador respectivo.

Artículo 11. Cubrimiento del cargo por confiabilidad. Cuando se presenten condiciones de escasez, la energía que consuma del SIN un autogenerador y que sea superior a su línea base de consumo, calculada como lo establece el anexo de la Resolución CREG 063 de 2010, será liquidada al comercializador que atiende la demanda del autogenerador al precio de bolsa, es decir sin el cubrimiento del precio de escasez de que trata el artículo 55 de la Resolución CREG 071 de 2006. El comercializador podrá trasladar este costo al autogenerador.

El valor adicional recaudado, cuando el Precio de Bolsa sea mayor que el Precio de Escasez y las Obligaciones de Energía Firme asignadas sean mayores que la Demanda Total Doméstica, la cual incluirá el consumo de los autogeneradores, será trasladado al sistema como un menor valor del costo de restricciones asignado a cada comercializador que atiende la demanda total doméstica en proporción de su demanda comercial. Este valor será calculado como el producto de la energía superior a la línea base de consumo en cada hora y la diferencia entre el precio de escasez y el precio de bolsa en cada hora específica.

En caso de no contar con información de línea base de consumo, se tomará el mayor valor entre cero y la energía que se puede entregar en cada hora medida como la diferencia entre la capacidad de conexión menos la capacidad efectiva de la planta.

Capítulo IV. Condiciones para los autogeneradores a gran escala que entregan excedentes

Artículo 12. Entrega de energía excedente. El autogenerador a gran escala que quiera entregar excedentes a la red deberá ser representado por un generador en el mercado mayorista, en cuyo caso las partes acordarán libremente las condiciones de dicha representación. Se aplicarán las condiciones establecidas para plantas no despachadas centralmente si la potencia máxima declarada es menor a 20 MW, y en caso contrario, las establecidas para las plantas despachadas centralmente.

Artículo 13. Potencia máxima declarada. Será el valor declarado al Centro Nacional de DespachoCND- por el agente que representa al autogenerador, en el momento del registro de la frontera de generación del autogenerador y se expresará en MW, con una precisión de dos decimales. Este valor será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera de generación del autogenerador, en todo caso, será igual o inferior a la potencia establecida en el contrato de conexión.

Este valor podrá ser actualizado, para lo cual se deberá informar el cambio al CND con seis meses de anticipación y cumplir con las condiciones de modificación de la conexión.

Artículo 14. Cambio del valor de potencia máxima declarada. Cuando una planta de un autogenerador que haya declarado una potencia máxima menor a 20 MW presente entregas de potencia promedio en período horario a la red mayor a dicho límite en cinco horas, continuas o discontinuas, en un período de treinta (30) días calendario consecutivos, sin que esta entrega de energía haya sido solicitada por el administrador del mercado, se modificará el valor de potencia máxima declarada.

El ASIC será responsable de realizar este procedimiento.

El nuevo valor de potencia máxima declarada corresponderá al promedio simple de la potencia promedio en período horario de las cinco primeras horas donde se superó el límite de 20 MW. Por lo tanto, la planta quedará sometida a las reglas aplicables para las plantas que son despachadas centralmente a partir del primer día del siguiente mes calendario y con una vigencia de seis

Artículo 15. Información para el operador del mercado. Para reportar la energía excedente entregada al SIN, el generador que represente al autogenerador cumplirá las disposiciones establecidas en el Reglamento de Operación aplicables a los generadores. Se aplicarán las condiciones de información establecidas para plantas no despachadas centralmente si la potencia máxima declarada es menor a 20 MW y, en caso contrario, las establecidas para las plantas despachadas centralmente.

Artículo 16. Participación en el cargo por confiabilidad. El autogenerador que pueda garantizar energía firme adicional a la que requiere para respaldar su propia demanda, podrá acceder al pago del cargo por confiabilidad. Para efectos del cargo por confiabilidad y sin perder su naturaleza de autogenerador, tendrá que seguir las normas aplicables a los generadores del mercado mayorista establecidas en la resolución CREG 071 de 2006.

Para los autogeneradores que hayan declarado una potencia máxima para la energía que entrega a la red menor a 20 MW se seguirá lo establecido en la regulación vigente para las plantas no despachadas centralmente.

Parágrafo. En resolución independiente la Comisión definirá el mecanismo para establecer la energía firme de los autogeneradores con base en la tecnología utilizada para generar energía, su demanda y su variación.

Artículo 17. Otros pagos a cargo del autogenerador. Además de los establecidos en esta resolución el autogenerador deberá pagar los costos establecidos para los generadores en la Resolución CREG 024 de 1995 y en el código de redes, Resolución CREG 025 de 1995, así como las resoluciones que las modifiquen o sustituyan, para lo cual se tendrá en cuenta la declaración hecha al CND. Se aplicarán las condiciones establecidas para plantas no despachadas centralmente si la potencia máxima declarada es menor a 20 MW, y en caso contrario, las establecidas para las plantas despachadas centralmente.

Capítulo V. Disposiciones finales

Artículo 18. Transición. Los agentes que son autogeneradores a la fecha de publicación de esta resolución y quieran entregar excedentes deberán cumplir con lo establecido en la presente resolución.

Los autogeneradores a gran escala que no entreguen excedentes contarán con un plazo de seis meses, a partir de la fecha en que la UPME defina el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala, para cumplir con las condiciones establecidas en la presente resolución.

Artículo 19. Modificaciones. Adiciónese el siguiente parágrafo al artículo 3 de 1a Resolución CREG 086 de 1996:

Parágrafo: Cuando una planta que haya declarado una capacidad efectiva menor a 20 MW presente entregas de potencia promedio en período horario a la red mayor a dicho límite en cinco horas, continuas o discontinuas, en un período de treinta (30) días calendario consecutivos, sin que esta entrega de energía haya sido solicitada por el administrador del mercado, se modificará el valor de la capacidad efectiva de la planta.

El ASIC será responsable de realizar este procedimiento.

El nuevo valor de la capacidad efectiva de la planta corresponderá al promedio simple de la potencia promedio en período horario de las cinco primeras horas donde se superó el

límite de 20 MW. Por lo tanto, la planta quedará sometida a las reglas aplicables para las plantas que son despachadas centralmente a partir del primer día del siguiente mes calendario con una vigencia de seis meses.

Como se mencionó anteriormente, la UPME actualmente adelanta un estudio para establecer el límite para ser considerado como de generador a pequeña escala, ya que la resolución 024 del 2015, puntualmente el párrafo del Artículo 1 afirma que hasta tanto la UPME no determine el límite y se expida por el Ministerio de Minas y Energía la política aplicable para la autogeneración a pequeña escala, así como por la CREG la reglamentación correspondiente, todos los autogeneradores serán considerados como autogenerador a gran escala.

La propuesta preliminar de este estudio de la UPME recomienda pensar en un límite por tipo de usuario, por ejemplo regulado y no regulado, y dentro de los regulados clasificarlos en residenciales, comerciales e industriales, y de acuerdo a cada nivel de tensión. Es decir, para cada nivel normalizado de tensión, por ejemplo en nivel 2 o 3 (11,4 kV, 13,2 kV, 34,5 kV, etc.), determinar hasta qué nivel de generación se permitirían conexiones en el circuito para unas condiciones y unos supuestos típicos. (ej, que la carga se distribuye uniformemente, una curva de carga típica, que las redes están configuradas telescópicamente, entre otros).

Sería necesario considerar valores estándar o normalizados para las capacidades de las diferentes tecnologías que se van a conectar, por ejemplo, típicamente para las turbinas eólicas de un par de kW o hasta cientos de kW, o para arreglos de paneles de 3, 5, 50, 500 kW. Sin embargo, este tipo de enfoques puede dificultar la expedición de la reglamentación técnica y económica, más aún para los posibles niveles de penetración de estas tecnologías. En una etapa inicial de implementación en la que estos desarrollos están empezando a ganar terreno, se puede pensar en un límite uniforme, sin tener en cuenta los niveles de tensión, el tipo de usuarios o el tipo de tecnología. En la siguiente tabla se presentan algunas de las posibles alternativas planteadas para definir el límite máximo de potencia para la autogeneración a pequeña escala.

Tabla 6 Alternativas límite de Pequeña Escala (UPME, 2015)

Alternativa	Criterio	Capacidad
1	Aplica para todas las fuentes de generación definidas en la Ley 1715: Biomasa, PCH, Eólica, Geotérmica, Solar, Mares.	< 1 MW
2	Usuario Regulado	< 100 kW
	Usuario No regulado	< 1 MW
3	Tipo de usuario y nivel de tensión	<ul style="list-style-type: none"> Regulado residencial unifamiliar < 10 kW NT 1 Regulados Residencial conjunto multifamiliar Microred < 100 kW NT1 o NT2 Regulado comercial e Industrial NT 1 o NT2: < 100 kW
	No regulado	<ul style="list-style-type: none"> NT2: < 100 kW NT2: 100 kW < P < 1 MW

Resulta interesante después de la implementación de esta importante normatividad en Colombia y la regulación que se tenía anteriormente, analizar la viabilidad económica de autogeneración en el país, por ejemplo con energía solar fotovoltaica.

De esta manera para poder comparar distintas tecnologías se utiliza el concepto de Costo Nivelado de la Electricidad, conocido como LCOE (“*Levelized Cost of Electricity*”).

Internacionalmente se acostumbra a expresar este costo unitario en dólares americanos por energía generada (USD \$/kWh). Para el cálculo del LCOE se tienen en cuenta los diferentes costos involucrados durante toda la vida útil de producción de energía, tales como los costos de inversión (Capex), los costos de operación (Opex), entre ellos el costo de combustible (en la producción de energía con combustibles fósiles), los costos de mano de obra operativa y de mantenimiento, el costo financiero de los recursos.

Igualmente se afecta por las externalidades (costos medio ambientales, sociales, etc.) que ocasiona cada fuente energética.

En la siguiente tabla se muestra que en Colombia la energía solar fotovoltaica ha alcanzado la “paridad con la red”. Esto significa que para un consumidor final de electricidad en Colombia resulta económica y financieramente conveniente instalar

paneles solares para autogenerar su electricidad, puesto que el costo de producir su electricidad solar fotovoltaica (LCOE FV) es inferior (en Cali, Barranquilla y Riohacha) que el valor de la energía comprada actualmente (CU residencia) y tales costos son cercanos en Bogotá y Medellín.

Tabla 7 Costos de Energía Solar Fotovoltaica en Colombia (Reportero Industrial, 2014)

Ciudad	HSS	LCOE FV (USD/kWh)	CU residencial (USD/kWh)	Ventaja FV
Bogotá	4,31	\$0,20	\$0,18	X
Medellín	4,55	\$0,19	\$0,18	X
Cali	5,66	\$0,15	\$0,20	OK
Barranquilla	5,69	\$0,15	\$0,16	OK
Riohacha	5,60	\$0,15	\$0,16	OK
HSS Horas de sol estándar (diarias)				

En relación con la capacidad instalada, en Colombia actualmente se estima que existe un total de 1193 MW de autogeneración y 692 MW de cogeneración, de los cuales el mayor porcentaje de autogeneración se presenta en el sector petróleo, con el 80%; y en la cogeneración la mayor participación la tiene el sector industria con el 86%. Además, se estima que existen un poco más de 200 MW de capacidad instalada en equipos de emergencia,, como se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 8 Capacidad de autogeneración, cogeneración y equipos de emergencia en Colombia (UPME, 2015)

Sector	Autogeneración [MW]	Cogeneración [MW]	Emergencia [MW]	Total [MW]
Industria	234,0	596,7	136,4	967,1
Petróleo	955,0	95,0	4,3	1054,3
Comercio/Público y Otros	4,1	0,0	65,0	69,1
Total	1193,1	691,7	205,7	2090,5

Es de resaltar que el principal energético para la autogeneración es el gas natural, como se aprecia en la siguiente figura.

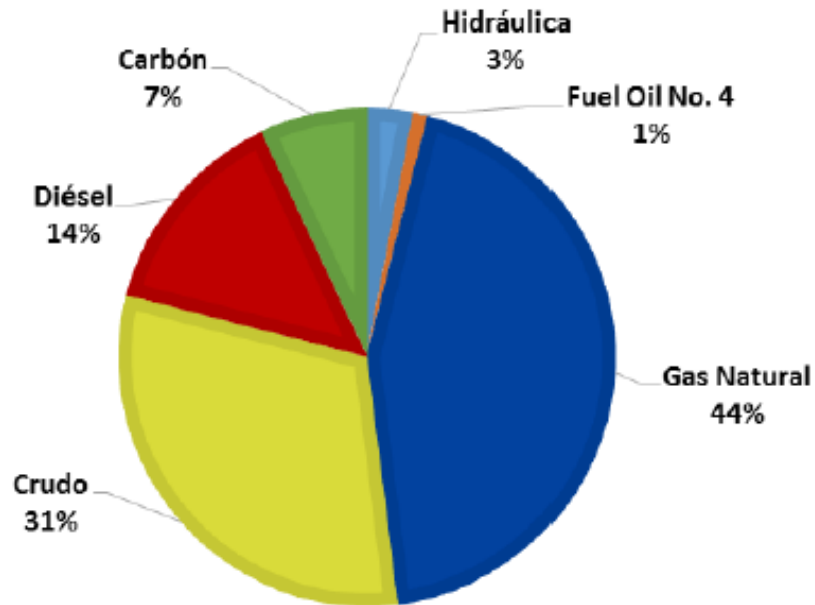


Figura 19 Fuente Energética en Autogeneración (UPME, 2015)

Así mismo es de resaltar que en la autogeneración las tecnologías más utilizadas son las turbinas de gas, el motor de combustión interna, las turbinas de vapor y las pequeñas centrales hidroeléctricas.

En relación con la distribución de la capacidad de los equipos instalados de autogeneración se aprecia en la siguiente gráfica que la mayor cantidad de instalaciones se encuentran en el rango entre 0 a 5 MW.

■ 0 - 5 MW
 ■ 5 - 10 MW
 ■ 10 - 20 MW
 ■ > 20 MW

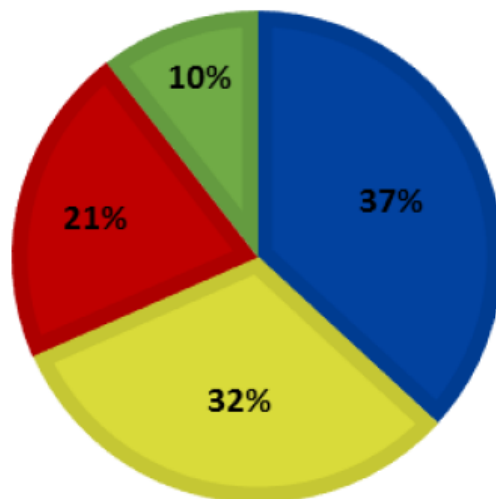


Figura 20 Autogeneración por magnitud de equipos instalados (UPME, 2015)

Los potenciales de crecimiento estimados para las actividades de autogeneración se observan en la siguiente gráfica, en donde al igual que la composición de la capacidad instalada, los sectores con mayor potencial de crecimiento están en el sector petróleo

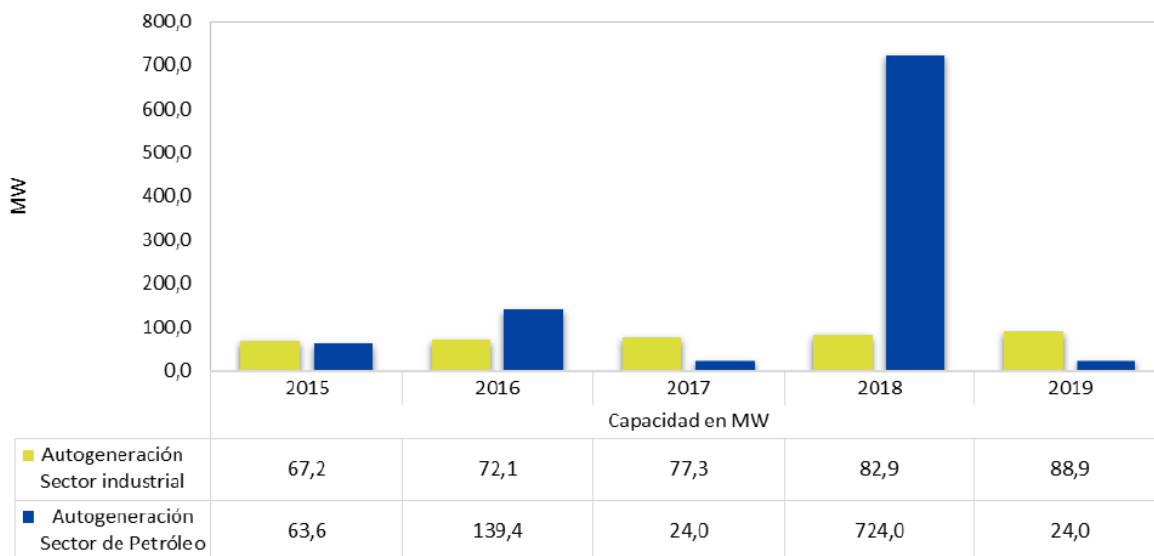


Figura 21 Potencial proyectado de autogeneración para sector industrial y petróleo (UPME, 2015)



3. Propuesta de ajuste a la actual normatividad Colombiana para la autogeneración.

La propuesta de este capítulo se ha desarrollado con base a los casos exitosos de autogeneración en el mundo, resaltando algunos puntos claves que de acuerdo a las condiciones actuales del país, serían interesantes de abordar debido a los potenciales beneficios que tendrían para los usuarios que decidan generar y comercializar su propia energía.

De igual forma se ha observado con base en la actual normativa colombiana cuáles son los vacíos y donde existe potencial de mejoramiento, buscando que en el futuro se den mejores señales para que las personas en sus hogares y los inversionistas decidan apostarle a la autogeneración en Colombia.

Primeramente se destaca que un aspecto que puede llevar al desarrollo e implementación a gran escala de la autogeneración en el país, está relacionada con los incentivos para las personas y el apoyo del gobierno que puede llevar a que un desarrollo se vuelva viable.

Por ejemplo algún tipo de propuesta estaría relacionada con la ley 633 de 2000 (FAZNI). El objetivo del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (FAZNI), es financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las zonas no interconectadas (ZNI), propuestos y presentados por las entidades territoriales, por las Empresas Prestadoras del Servicio de Energía Eléctrica y como resultado de su gestión en la promoción de soluciones energéticas integrales, por el Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE).

La Ley 633 de 2000 establece las fuentes y destinación de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las ZNI (FAZNI). El artículo 81 afirma que por cada kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, el administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC) recaudará un peso, con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las zonas no interconectadas. Este valor será pagado por los agentes generadores de energía y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2007 y se indexará anualmente con el índice de precios al productor (IPP) calculado por el Banco de la República. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) adoptará los ajustes necesarios a la regulación vigente para hacer cumplir este artículo.

Este es un claro procedimiento que puede ayudar al financiamiento y posterior desarrollo de nueva normatividad para la autogeneración, ya que ésta puede ser una muy buena solución para zonas que actualmente no están conectas al sistema de transmisión nacional. Con este tipo de recursos se pueden financiar proyectos de autogeneración que tienen grandes beneficios para la sociedad, debido a que en Colombia las zonas no interconectadas funcionan básicamente a través de generación con diésel, lo que es una forma de generación que no se considera limpia y con fuertes repercusiones para el medio ambiente y por lo tanto para las comunidades.

Otra ley que puede tener aplicabilidad para la autogeneración en el país es la 99 de 1993 (Transferencia del sector eléctrico), donde en el artículo 45 se establece que las empresas generadoras de energía hidroeléctrica cuya potencia nominal instalada total supere los 10.000 kilovatios, transferirán el 6% de las ventas brutas de energía por generación propia de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la Comisión de Regulación Energética, de la manera siguiente:

1. El 3% para las Corporaciones Autónomas Regionales que tengan jurisdicción en el área donde se encuentra localizada la cuenca hidrográfica y el embalse, que será destinado a la protección del medio ambiente y a la defensa de la cuenca hidrográfica y del área de influencia del proyecto.
2. El 3% para los municipios y distritos localizados en la cuenca hidrográfica, distribuidos de la siguiente manera:
 - A. El 1.5% para los municipios y distritos de la cuenca hidrográfica que surte el embalse, distintos a los que trata el literal siguiente.
 - B. El 1.5% para los municipios y distritos donde se encuentra el embalse.

Estos recursos sólo podrán ser utilizados por los municipios en obras previstas en el plan de desarrollo municipal, con prioridad para proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental.

3. En el caso de centrales térmicas la transferencia de que trata el presente artículo será del 4% que se distribuirá así:
 - A. 2.5% para la Corporación Autónoma Regional para la protección del medio ambiente del área donde está ubicada la planta.
 - B. 1.5% para el municipio donde está situada la planta generadora.

Estos recursos sólo podrán ser utilizados por el municipio en obras previstas en el plan de desarrollo municipal, con prioridad para proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental. (ISAGEN, 2013)

La relación de esta ley con el tema de la autogeneración radica en que en la búsqueda del desarrollo sostenible y del medio ambiente, se abren ventanas para que incluso en el futuro muchos de esos recursos puedan ser invertidos en la población, para que esta pueda generar su propia energía, aumentando el desarrollo y de paso brindando un sin número de benéficos a la red como se ha enunciado en el presente trabajo de grado.

Es de resaltar en el país que a pesar de los grandes avances de la ley 1715 para la autogeneración, todavía se necesita que la masificación de esta actividad ayude a regular inquietudes y dificultades, para que en el futuro cada vez sea más fácil para los autogeneradores viabilizar que los excedentes de energía puedan llegar al mercado eléctrico nacional vía comercialización de energía o a otros usuarios vía redes privadas, dado que la magnitud de los excedentes puede significar un 2.7% de la generación mensual del Sistema Interconectado Nacional, (Romero, 2014) resaltando una vez más el potencial y la importancia de profundizar en este tema.

Permitir que dichos excedentes estén disponibles para otros usuarios, mejorará las condiciones actuales de oferta de energía que hoy se encuentra bastante limitada para contratos de largo plazo y aportará a la confiabilidad del sistema.

De igual forma, una recomendación para la regulación colombiana es que se vean los beneficios reales de esta actividad y no los contras que argumentan los grandes generadores al perder potenciales clientes, debido a que los excedentes técnicos potenciales de la autogeneración son 1.7 veces mayores que la generación mensual actual de las plantas de autogeneración (Romero, 2014), por esta razón es necesario garantizar tanto acceso a los combustibles utilizados (gas y carbón) como señales de mercado que incentiven una mejora en los factores de utilización de dichas plantas.

El panorama para estas prácticas es prometedor, teniendo presente que los estudios de la ANDI afirman que entre el 2014 y 2019, los industriales estiman materializar inversiones por 326 millones de dólares en la instalación de plantas de autogeneración, para una capacidad de 266MW, siempre y cuando las garantías se mantengan y la regulación sea transparente como se ha venido sosteniendo en el país durante los últimos años y protegiendo en alto grado a los inversionistas. (Romero, 2014)

Otra recomendación para la regulación colombiana está relacionada con afrontar los retos y tomar medidas para favorecer un despliegue e implementación de la autogeneración, por ejemplo que la normatividad le permita al consumidor industrial conservar el enfoque en su proceso industrial y facilite que la planta de autogeneración pueda ser propiedad de un tercero que sea experto técnico y que conozca el negocio de generación y sus riesgos,

lo que a largo plazo generaría mayor competitividad en el sector y de hecho es un mecanismo de iguales condiciones al que hoy en día le permite a una empresa ser eficaz al contratar sus demás servicios.

Este proceso fue aclarado en el decreto 2469 del 2014, en el artículo 4, en donde se afirma que los activos de generación pueden ser de propiedad de la persona natural o jurídica o de terceros y la operación de dichos activos puede ser desarrollada por la misma persona natural o jurídica o por terceros. Este nuevo decreto permitirá facilitar el despliegue de la autogeneración en el país al convertirse en un negocio más atractivo, que pueda ser compartido por varios entes para su instalación, operación y venta de los excedentes de energía.

Otro aspecto está relacionado con que un autogenerador está prestando servicios similares a los generadores convencionales y para garantizar simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores y autogeneradores, es necesario para el autogenerador adquirir tanto responsabilidades como derechos.

Esta característica era inviable en el pasado, pero con el desarrollado del Artículo 16 de la resolución 024 del 2015, en donde el autogenerador que pueda garantizar energía firme adicional a la que requiere para respaldar su propia demanda, podrá acceder al pago del cargo por confiabilidad, se convierte en una interesante alternativa para inversionistas y los mismos usuarios al encontrar beneficios económicos en sus prácticas de autogeneración y de paso mejorar la competitividad y por lo tanto reducción de los precios de la energía.

Los precios de la energía son un desencadenador que podría ayudar a un cambio en la normatividad para la autogeneración, debido a que los actuales precios de la electricidad se convierten en un incentivo para que se desarrolle este tipo de proyectos a una mayor escala, teniendo presente que la información de precios reportada por los miembros de la Asociación Interamericana de Grandes Consumidores de Energía – INTERAME afirma que Colombia se ubica entre los países con precios de electricidad más altos de la región, como se observa en la siguiente figura.

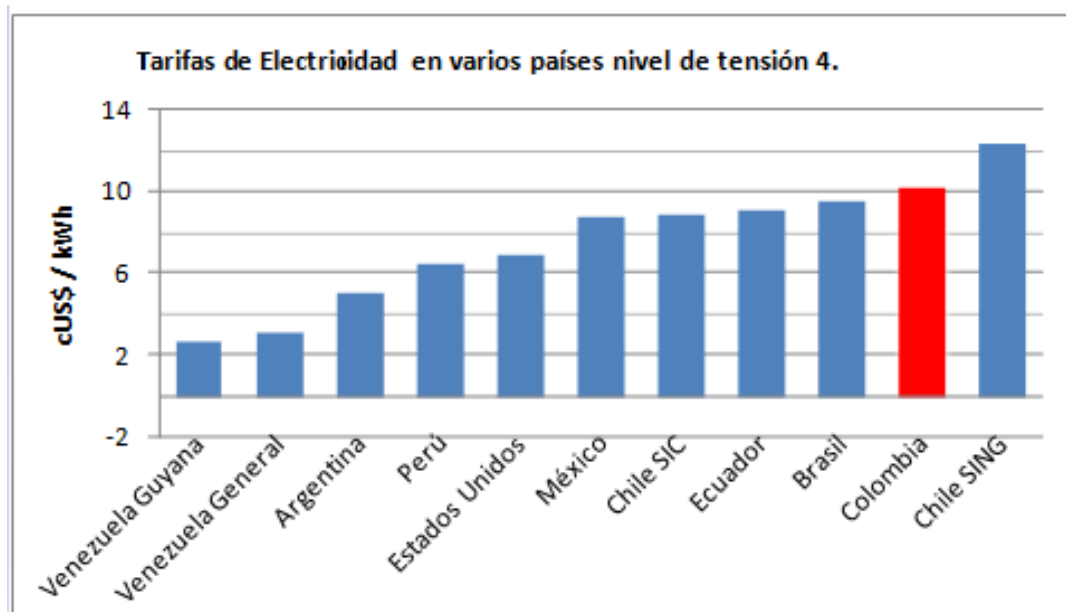


Figura 22 Tarifas de electricidad en varios países nivel de tensión 4. (Fedesarrollo, 2014)

La razón principal de la falta de competitividad que tiene el insumo eléctrico para la industria colombiana, se encuentra en los sobrecargos que debe asumir el consumo industrial y que corresponden a impuestos no descontables (es decir, la contribución de solidaridad). De acuerdo con la gráfica anterior, los precios totales de energía en Colombia solamente son superados por los precios obtenidos por la industria establecida en el Sistema Interconectado del Norte Grande en Chile.

Otro aspecto a resaltar en el que se empieza a trabajar en la normatividad del país, puntualmente en la resolución 024 del 2015, está relacionado con garantizar la efectiva entrega de excedentes, permitiendo el libre acceso a las redes de distribución y transporte. Esta alternativa se podría complementar con casos exitosos de otros países como España en donde le dan acceso a las redes siempre y cuando se pague una tarifa por prestar respaldo y por la disponibilidad y uso de dichos activos.

De igual forma en España los consumidores de energía eléctrica buscan alternativas de suministro que les hagan disminuir los costos de la tarifa; por esta razón se trabaja en un decreto para el tema de autoconsumo, con el ánimo de regular el sector y proponer un nuevo modelo descentralizado de generación de energía en el que se observa la posibilidad de que viviendas, comercios e industrias se conviertan en pequeños generadores de electricidad. Este es un caso a seguir para Colombia en donde el tema del precio de la energía se vuelve indispensable cuando se quiere ser competitivo por medio de productos y servicios con otros países, demostrando la importancia una vez más de desarrollar una normatividad clara y aplicable que le permita implementar estas

alternativas a las personas en la búsqueda de reducir los precios del suministro de energía.

En España, actualmente se cobra un peaje de respaldo como el pago a realizar por la función de respaldo que el conjunto del sistema eléctrico realiza para posibilitar la aplicación del autoconsumo. El objetivo de esta tasa consiste en cubrir los gastos del sistema eléctrico, incluyendo los necesarios para financiar las tecnologías de respaldo. En el caso Colombiano la resolución 024 presenta grandes avances en este aspecto y al igual que en España permitirá abrir las puertas a la operación de la autogeneración, se esperaría que en los próximos años se deba precisar algunos puntos, pero es un proceso paso a paso que por medio de estas resoluciones va quedando mucho más claro y que sea justo para el usuario como para el operador de red que debe mantener unos niveles de servicio óptimos así como disponibilidad de energía para el autogenerador para algún momento en el que pueda necesitar el recurso.

Otro aspecto a resaltar de España que tiene injerencia en Colombia y que puede ayudar a mejorar la normatividad para la autogeneración, está relacionada con la utilización de procedimientos claros a la hora de la implementación de generación a pequeña escala como la proveniente de paneles solares fotovoltaicos, los cuales podrían incluso llegar a tener problemas en la red si no se tiene una guía de pasos a seguir y de verificación que garanticen reducir los problemas hacia el futuro. Estas prácticas podrían ser una propuesta interesante a tener en cuenta desde el tema de la normatividad en el país.

En Colombia actualmente se está trabajando en el tema normativo de la autogeneración, resultado que se logra apreciar en el artículo 5 de la resolución 024, que llenó un vacío en el sector relacionado con el despliegue de medidores bidireccionales para tener un control de la cantidad de energía que es tomada y vertida a la red, ya que la resolución indica que es un requisito indispensable que el autogenerador instale un equipo de medición con capacidad para efectuar tele medida, de modo que permita determinar la energía demandada y entregada hora a hora.

La propuesta en la normatividad estaría más enfocada al detalle de estos medidores, debido a que se deben considerar aspectos como un buen sistema de comunicaciones, especificaciones técnicas, así como claridad en quien va a ser el dueño de dicho medidor y quien debe correr con el costo de su instalación, si el usuario o el operador de red.

En Argentina se ha trabajado bastante este tema y por ejemplo los medidores deben contar con un medio de comunicaciones e intercambio de datos, propio o contratado, con medidores y registradores de acuerdo a las normas vigentes y que además incluyan un sistema para mediciones en tiempo real. De igual forma deben contar con medidores bidireccionales de energía activa en la frontera de intercambio con el agente al que se conecte y un registro de potencia en cada una de las direcciones del flujo. No se quiere transmitir el mensaje que la normatividad para los equipos en Colombia debe ser igual a

la de los otros países, pero si debe ser muy clara en relación a procedimientos, características y despliegue para los operadores de red y para los autogeneradores.

Otro tema relacionado con la medición y en el que se debe trabajar en Colombia, es como sería el pago de los excedentes que el autogenerador entregue a la red, debido a que si es un usuario residencial y por lo tanto regulado, el precio de la energía es el mismo durante el día, caso que difiere con un usuario no regulado el cual puede negociar directamente la energía. De manera que se debería tener una explicación detallada de cuáles serían las reglas de juego para autogeneradores residenciales como industriales a gran escala .

En el país se debe procurar que la norma sea muy explícita para evitar demoras y dificultades en los proyectos, por ejemplo en Alemania las reglas son muy claras en relación a las obligaciones de los operadores de red al conectar preferente e inmediatamente toda central de generación de electricidad a partir de energías renovables al punto de conexión que esté más próximo en línea recta al lugar donde se encuentra ubicada la central y que sea apto en cuanto a su nivel de tensión, adicionalmente los costos corren por cuenta del operador de red, otro ejemplo es en el momento en que una central de energía renovable decide inyectar electricidad a la red, el operador de esta última está obligado optimizar, reforzar y ampliar la red inmediatamente para asegurar la adquisición y transmisión de la electricidad generada por la central. Todos los costos que esto implica corren por cuenta del operador de red e incluyen todas las instalaciones técnicas necesarias que sean admisibles desde el punto de vista económico

Este es un ejemplo que se podría tomar para el caso colombiano, buscando tener así la norma clara y quien asume el costo, el usuario, el operador de red o compartido para evitar así retrasos y malos manejos.

Es de resaltar que así como existen las exigencias para el operador de red en la normatividad, es claro que deben existir para el usuario unas obligaciones a cumplir y que deben ser tenidas en cuenta para el país, como que el autogenerador debe proporcionar todos los medios necesarios para que el operador de red posea toda la información que requiera con respecto a potencia instantánea suministrada, buscando tener un mayor monitoreo de los sistemas y que no se atente contra la seguridad el mismo

En el caso de California, existen programas especiales para los clientes que no califican para los programas básicos de incentivos debido a que su sistema es demasiado pequeño y ofrecen opciones para que las viviendas de interés social y viviendas multifamiliares participen en el programa de medición neta de energía. Este también es un caso a seguir en Colombia donde las zonas no interconectadas o las viviendas de interés social podrían tener un tratamiento o una reglamentación particular para que así su sistema sea muy pequeño o aislado, puedan contar con algún tipo de beneficio similares a los de un autogenerador en las ciudades o en la industria.

California también es un caso a seguir a nivel de normatividad en la autogeneración, teniendo presente que California como Colombia son conscientes de la importancia de reducir las emisiones de CO₂ y trabajar en los compromisos en la lucha contra el cambio climático, aspecto que debería ser reglamentado en relación con la diversificación de la canasta energética y exigir un mínimo de participación de renovables, lo que crearía un incentivo claro para el desarrollo de este tipo de proyectos en el país.

Brasil también en este aspecto se convierte en un caso a seguir, donde la Ley N° 10.848 del 2004 establece la obligación por parte de las empresas distribuidoras de adquirir una cuota equivalente al 10% de su demanda proveniente de fuentes de generación distribuida, generando un incentivo real que podría pensarse en el país para que se dé un mayor despliegue de energías renovables y que tanto los distribuidores como los autogeneradores resulten beneficiados.

Finalmente en Colombia al igual que en Canadá se podría pensar en el reto de cuantificar otros beneficios, tales como la seguridad energética, fiabilidad o impactos en la calidad de producción y de producto, buscando un mayor número de incentivos y beneficios tangibles que impulsen a un mayor desarrollo desde la normatividad y leyes vigentes.

Como se ha mencionado, aunque se ha avanzado considerablemente en el tema de la autogeneración es importante que la normatividad se ajuste a condiciones más reales y operativas, no solo mirando el punto de vista de los generadores actuales que tienen prácticamente un monopolio del mercado, debido a que se debería permitir que toda la energía que no se consume en el proceso productivo de la autogeneración pueda ser entregada sin límites de cantidad, aportando así confiabilidad del sistema eléctrico. Esto ayuda a demostrar un aporte real y tangible al sistema, logrando obtener benéficos mutuos que por supuesto se van a ver desencadenados en una mayor incorporación y por lo tanto cada vez mejores niveles de seguridad para el sistema de potencia colombiano.

Conclusiones

El presente trabajo de grado permitió observar el estado actual de la regulación en el mundo y en Colombia para la autogeneración, de donde se puede resaltar que el país está trabajando decididamente este tipo de proyectos y alcanzando buenos niveles de implementación, sin embargo, se evidencia que muchas de las leyes están en una etapa temprana de desarrollo y su buen despliegue dependerá del mismo uso de estas tecnologías, ya que a medida que se va dando una mayor incorporación, se va desplegando una regulación más ajustada que solo puede lograrse a medida que lo hace el mercado, como sucede con la resolución 024 del 2015 que detalla y concreta muchos aspectos que estaban por definir, incluso cuando se inició con la elaboración de este trabajo.

El tema de la autogeneración en Colombia está tomando cada vez más fuerza, sin embargo aún se evidencian muchos temas a superar y no solo de regulación, debido a que el mismo mercado tiene que evolucionar y ser más abierto para que estas tecnologías puedan competir con métodos tradicionales de generación en el país como la energía hidráulica, la cual logra tener precios de energía bajos en comparación con algunas energías renovables, lo cual hace que de alguna manera sea difícil competir.

Las consultas que se realizaron en Google Trends para observar la tendencia de búsqueda de la autogeneración en el mundo, permitieron revelar que es un tema de alto interés y constantemente se busca en países como India, sin embargo, cuando se consulta sobre normatividad en este país no se encuentra información. Este aspecto posiblemente se debe a que el tema es buscado con alto interés en India al ser fabricante de estas tecnologías y deben estar al tanto de la normatividad, flujo de mercados e implementación de los mismos, mas no necesariamente quiere decir que su estado de regulación sea el más desarrollado o más implementado a nivel mundial.

La concientización de los usuarios se evidenció como otro gran reto en Colombia relacionado con la autogeneración, debido a que el usuario es el que decide usar o no este tipo de tecnologías y por lo tanto realizar las inversiones. Se debe trabajar en enseñarle a las personas cuales son los beneficios reales de la autogeneración y de las energías renovables, para que estos decidan tomar un papel activo en el mercado y obtener un beneficio económico, el cual a largo plazo se verá reflejado de igual forma en la red al aumentarle sus niveles de seguridad e ir aportando a la diversificación de la matriz energética del país.

Trabajo Futuro

Las oportunidades de trabajo futuro que se visualizan a partir de la elaboración del presente trabajo de grado están relacionadas con analizar los beneficios económicos de la autogeneración en Colombia, teniendo presente que las características del mercado de este tipo de tecnologías en el país tiene un comportamiento y una dinámica muy diferente a la de países que por ejemplo producen aerogeneradores y paneles solares fotovoltaicos, debido a que en Colombia se debe recurrir a la importación de esta tecnología y están sujetos a sobrecostos y a una política diferente. De esta manera, un posible trabajo estaría relacionado con medir tácitamente el costo real de autogenerar con algún tipo de tecnología, considerando los costos de instalación y regulación, para compararlos con el costo de la energía del sistema interconectado y observar en cuanto tiempo se cerraría la inversión para poder comenzar a obtener beneficios económicos.

Otra alternativa de trabajo futuro está relacionada con el desarrollo de una propuesta de política para la innovación, donde las compañías que desarrollen innovación (I + D + I) en este tipo de temas de alto impacto e importancia para el desarrollo energético del país, puedan tener algún incentivo o retribución económica para que cada vez más personas participen en este tema, por lo tanto mejorando las condiciones del mercado y lo que a largo plazo se traduce en reducir el precio de implementación de este tipo de tecnologías.

Otra propuesta a nivel regulatorio que en el futuro se podría desarrollar tiene que ver con revisar el tema de la autogeneración puntualmente en las zonas no interconectadas del país, buscando que estas poblaciones con bajo poder adquisitivo tengan beneficios reales que impulsen el desarrollo, teniendo presente que las condiciones económicas y por lo tanto competitivas de las zonas no interconectadas, no son las mismas que tiene la población en las ciudades y por lo tanto se podría pensar en desarrollar un marco regulatorio para estas zonas particulares.

Finalmente, es importante resaltar que constantemente se produce nueva regulación en Colombia, de manera que a la fecha de la presentación del trabajo de grado se ha incorporado la normatividad vigente incluida la ley 1715, el decreto 2469 y la resolución 024. En el futuro cuando se tengan nuevas leyes, este trabajo será una referencia y permitirá observar la evolución de este tipo de prácticas en el país.

Bibliografía

- Acolgen. (2014). *Acolgen*. Consultado el 11 de 11 de 2014, de <http://www.acolgen.org.co/index.php/sala-de-prensa/noticias/item/187-gobierno-decreta-simetria-en-condiciones-de-participacion-de-mercado-para-autogeneradores-a-gran-escala>
- Alcaldía de Bogotá. (2014). *Alcaldía de Bogotá*. Consultado el 2 de 12 de 2014, de <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=31427>
- Apasionados por la tecnología. (2013). *Apasionados por la tecnología*. Consultado el 3 de 11 de 2014, de <http://www.xataka.com/analisis/es-rentable-apostar-por-el-autoabastecimiento-energetico-en-el-hogar>
- CAC. (2013). *CAC*. Consultado el 13 de 11 de 2014, de http://www.cac.org.co/jornadas2008/comercial/memorias/dia2/ANDI_Autogeneracion_Cogeneracion.pdf
- Chiledesarrollosustentable. (2013). *Chiledesarrollosustentable*. Consultado el 23 de 2 de 2015, de <http://www.chiledesarrollosustentable.cl/noticias/grandes-mineras-superaran-los-1-500-mw-en-autogeneracion/>
- CNE. (2014). *CNE*. Consultado el 2 de 10 de 2014, de <http://www.cne.es/cne/Home>
- Colombia en Eficiencia Energética. (2014). *Colombia en Eficiencia Energética*. Consultado el 2 de 1 de 2015, de <http://colombiaeficienciaenergetica.org/index.php/about/autogeneracion>
- CREG. (2014). *incubodc*. Consultado el 12 de 1 de 2015, de http://www.incubodc.com/memorias_congreso_calioctubre_31/Cogeneracion_Propuesta_CREG.pdf
- EIA. (2013). *EIA*. Consultado el 23 de 11 de 2014, de <http://www.eia.gov/>
- Energiza. (2013). *Energiza*. Consultado el 1 de 2 de 2015, de <http://www.energiza.org/eolica/27-cogeneracion/778-cogeneracion-en-america-latina>
- Eurostat. (2014). *Eurostat*. Consultado el 12 de 12 de 2014, de <http://ec.europa.eu/eurostat>
- Free Patents. (2015). *Free Patents*. Consultado el 28 de 1 de 2015, de <http://www.freepatentsonline.com/>

- Globalmethane. (2013). *Globalmethane*. Consultado el 2 de 11 de 2014, de https://www.globalmethane.org/documents/events_land_20090428_landfills-28apr09-marco_regulatorio_de_la_autogeneracion_y_cogeneracion_ivan_diez.pdf
- Google Trends. (2015). *Google Trends*. Consultado el 20 de 1 de 2015, de <https://www.google.es/trends/>
- Hydroquebec. (2015). *Hydroquebec*. Consultado el 2 de 2 de 2015, de <http://www.hydroquebec.com/self-generation/faq.html>
- Infoleg. (2013). *Infoleg*. Consultado el 5 de 1 de 2015, de <http://infoleg.mecon.gov.ar/infolegInternet/anexos/140000-144999/140552/norma.htm>
- Interame. (2013). *Interame*. Consultado el 22 de 12 de 2014, de <http://www.interame.org/autogeneracion/Brasil%20y%20Argentina%20Actualizado.pdf>
- ISAGEN. (2013). *ISAGEN*. Consultado el 11 de 11 de 2014, de https://www.isagen.com.co/comunicados/folleto_transf2012.pdf
- Ministerio de Energía de Chile. (2014). *Ministerio de Energía de Chile*. Consultado el 11 de 1 de 2015, de <http://www.minenergia.cl/estrategia-nacional-de-energia-2012.html>
- Nspower. (2013). *Nspower*. Consultado el 3 de 1 de 2014, de <https://www.nspower.ca/site/media/Parent/Regulation.3.6.Net.Metering.pdf>
- Presidencia de Uruguay. (2015). *Presidencia de Uruguay*. Consultado el 15 de 1 de 2015, de http://archivo.presidencia.gub.uy/sci/decretos/2012/05/miem_589.pdf
- Red Electrica de España. (2014). *Red Electrica de España*. Consultado el 10 de 1 de 2015, de http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/ree_abril_2014.pdf
- Renewable Energy Council. (2013). *Renewable Energy Council*. Consultado el 21 de 11 de 2014, de <http://www.irecusa.org/>
- Reportero Industrial. (2014). *Reportero Industrial*. Consultado el 13 de 2 de 2015, de <http://www.reporteroindustrial.com/temas/Viabilidad-de-nuevos-modelos-de-autogeneracion-electrica-Ley-1715-de-energias-renovables+99665?pagina=5>
- Rifkin, J. (2013). *thethirdindustrialrevolution.com*. Consultado el 3 de 1 de 2015, de <http://www.thethirdindustrialrevolution.com/press.cfm>

- Romero, D. (2014). *Ecpamericas*. Consultado el 15 de 2 de 2015, de <http://ecpamericas.org/data/files/Events/2014%20events/Workshop%20Colombia%20Oct/ANDI%20DANIEL%20ROMERO.pdf>
- SCE. (2014). *SCE*. Consultado el 17 de 1 de 2015, de https://www.sce.com/wps/portal/home/business/generating-your-own-power/incentive-program!/ut/p/b1/hc_RColwFAbgZ-kB8hw1TC-3sDWTlhVpuwkLW4a5MEI6-xZ0U1D9dz98B84PEjKQdX4rVd6Wus6rZ5fe1vYZmfAlckG5h5yOyEilCHGABmwmWc8h-O8-BfIOfBr4hkzj0l4dxhh-ArYYOsijdRgLajs4cF4gY
- SCOPUS. (2015). *SCOPUS*. Consultado el 28 de 1 de 2015, de <http://www.scopus.com/>
- Solarsostenible.org. (2013). *Solarsostenible.org*. Consultado el 20 de 1 de 2015, de <http://www.solarsostenible.org/2011/el-diseno-del-balance-neto-fotovoltaico-segun-idae/>
- Vesna, C. (2012). *Senadorcarlosverna.com*. Consultado el 23 de 1 de 2015, de <http://www.senadorcarlosverna.com.ar/index.php/prensa/noticias-propias/790-proyecto-del-senador-verna-para-la-autogeneracion-de-energia-domestica>

ANEXO 1: ANTEPROYECTO DE TRABAJO DE GRADO

ANEXO 2: ARTICULO PUBLICABLE