

**Análisis técnico comparativo de la reglamentación para energía fotovoltaica basada en la
Ley 1715 de 2014**

Diego Mauricio Gómez

John Edward Barco Pérez

**Trabajo de grado para optar por el título de Especialista en Sistemas de Distribución de
Energía Eléctrica**

Director:

Jaime Guillermo Barrero Pérez

MSc en Ingeniería Área de Electrónica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2018

Contenido

	Pág.
Introducción	10
1. Descripción de la propuesta del presente trabajo.....	12
1.1 Objetivos.....	12
1.1.1 Objetivo general.....	12
1.1.2 Objetivos específicos	12
1.2 Alcance	13
1.3 Reseña del trabajo desarrollado	13
2. Marco regulatorio para la energía solar fotovoltaica en el contexto nacional e internacional. 14	
2.1 Ley 1715 de 2014 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema eléctrico colombiano.	14
2.1.1 Disposiciones para la generación de electricidad con FNCE y la gestión eficiente de la energía.....	16
2.1.2 Incentivos a la inversión en proyectos de fuentes no convencionales de energía.	17
2.1.3 Desarrollo y promoción de la energía solar	19
2.1.4 Desarrollo y promoción de la gestión eficiente de la energía enfocada a los sistemas fotovoltaicos.....	20
2.1.5 Desarrollo y promoción de las FNCE y la gestión eficiente de la energía en las ZNI.	21
2.1.6 Ciencia y tecnología.....	21

2.2 Ley No 20.571 con inicio de vigencia en 2014: regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales en Chile.....	22
2.2.1 Reglamentación de la Ley No 20.571.....	23
2.2.1.1 Decreto 71: Aprueba reglamento de la Ley N° 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales	23
2.2.2 Diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.....	26
2.2.3 Regulación de la generación fotovoltaica en España.....	29
2.2.4 Real Decreto 1699 de 2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.....	30
2.2.5 Real Decreto ley 900 de 2015 de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo en España	35
3. Principales diferencias y similitudes encontradas en el marco regulatorio para la energía solar fotovoltaica en el contexto nacional e internacional.....	37
4. Estudio de los aspectos por mejorar en el marco regulatorio para la energía solar fotovoltaica en el contexto nacional.....	43
5. Conclusiones	48
Referencias Bibliográficas	52

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Descripción del contenido del trabajo de investigación.	14

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Tarifa de suministro eléctrico operador de red CHILECTRA-2016	38
Tabla 2. Síntesis de diferencias y similitudes	41
Tabla 3. Aspectos por mejorar de la ley 1715 de 2014.....	43

Resumen

TÍTULO: ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO DE LA REGLAMENTACIÓN PARA ENERGÍA FOTOVOLTAICA BASADA EN LA LEY 1715 DE 2014*

AUTORES: DIEGO MAURICIO GÓMEZ
JOHN EDWARD BARCO PÉREZ**

PALABRAS CLAVE: Energía fotovoltaica, generación distribuida, eficiencia energética, respuesta a la demanda, autogeneración, medidor bidireccional, medición neta, facturación neta.

La Ley 1715 de 2014 tiene por objetivo promover, incentivar y disponer el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía enfocándose en aquellas de carácter renovable (Fuentes no Convencionales de Energía Renovable FNCER), en el sistema energético nacional, teniendo en cuenta la eficiencia energética y la respuesta a la demanda (Congreso de Colombia, 2014). Entre la clasificación de las FNCER se encuentra la generación mediante tecnología solar fotovoltaica, que representa según la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) un nicho de oportunidad significativo para el desarrollo en el país (UPME, Integración de las energías no convencionales en Colombia, 2015).

Por otro lado, teniendo en cuenta que la generación con paneles solares ha tenido un avanzado desarrollo en varios países como España y Chile, mediante esta monografía se plantea un análisis técnico comparativo de la normativa que regula dicha actividad en cada país y debido a que en Colombia actualmente se están presentando cambios tecnológicos en esta área, se pretende identificar los aspectos por mejorar de la ley nacional considerando aspectos regulatorios, técnicos y financieros y se plantean algunas posibles soluciones.

Para facilitar el análisis de dicha reglamentación en Colombia, este trabajo se ha dividido en tres capítulos: el primero menciona el marco regulatorio actual en el contexto nacional e internacional con respecto España y Chile; en el segundo capítulo se resumen las diferencias y similitudes encontradas entre la normatividad colombiana y la de los países mencionados; en el tercero se identifican las barreras encontradas en la regulación colombiana y se proponen soluciones para estas. Finalmente, se dan las conclusiones y observaciones que se obtuvieron con la realización del trabajo.

* Trabajo de grado. Modalidad: monografía

** Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.
Director: Ing. Jaime Guillermo Barrero Pérez

Abstract

TITLE: COMPARATIVE TECHNICAL ANALYSIS OF REGULATION FOR PHOTOVOLTAIC ENERGY BASED ON LAW 1715 OF 2014*

AUTOR: DIEGO MAURICIO GÓMEZ
JOHN EDWARD BARCO PÉREZ**

KEYWORDS: Photovoltaic energy, distributed generation, energy efficiency, response to demand, autogeneration, bidirectional meter, net metering, net billing.

The Law 1715 of 2014 aims to promote, encourage and provide for the development and use of non-conventional energy sources, focusing on those of a renewable nature (Non-Conventional Renewable Energy Sources NCRES) in the national energy system, considering energy efficiency and demand response [1]. Among the classification of NCRES is photovoltaic solar technology generation, which represents a significant opportunity niche for country's development [2].

On the other hand, bearing in mind that solar panels generation has undergone advanced development in several countries such as Spain and Chile, this monograph presents a comparative technical analysis of the norms that regulate this activity in each country and due to the fact that technological changes are currently taking place in Colombia in this area, is intended to identify the aspects to improve the national law considering regulatory, technical and financial aspects and some possible solutions.

In order to make the analysis of this regulation in Colombia easier, this monograph has been divided into three chapters: the first one mentions the current regulatory framework in the national and international context with respect to Spain and Chile; the second chapter summarizes the differences and similarities found between Colombian regulations and those of the countries mentioned; the third chapter identifies the barriers encountered in Colombian regulations and proposes solutions for them. Finally, it gives the conclusions and observations that were obtained during the completion of this monograph.

* Final graduate project. Modality: monograph

** Department of Physical – Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and of Telecommunications Engineering Director: Ing. Jaime Guillermo Barrero Pérez

Introducción

La creciente necesidad a nivel mundial de buscar tecnologías que generen menor impacto en el medio ambiente ha llevado a darle importancia al desarrollo de las energías no convencionales, lo cual plantea un reto debido a la dependencia hacia el consumo de los combustibles fósiles.

Los primeros usos del recurso solar en Colombia datan del siglo pasado y tuvieron lugar en Santa Marta donde fueron instalados calentadores solares en las casas de los empleados de las bananeras, más tarde hacia los años sesenta, en la Universidad Industrial de Santander se instalaron calentadores solares domésticos para estudiar su comportamiento. Por otro lado, la generación de electricidad con energía solar empleando sistemas fotovoltaicos ha estado siempre dirigida al sector rural, en donde los altos costos de generación originados principalmente en el precio de los combustibles, y los costos de Operación y Mantenimiento en las distantes zonas remotas, hacen que la generación solar resulte más económica y confiable en el largo plazo (Rodríguez Murcia, 2008).

Durante los últimos años, se han instalado muchos más sistemas en los programas de electrificación rural, con fuerte financiación del Estado, haciendo uso actualmente de recursos como el FAZNI (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas). El IPSE (Instituto para la Promoción de Soluciones Energéticas) es en la actualidad la institución que lidera las acciones del Estado en la energización del campo colombiano (Rodríguez Murcia, 2008).

Colombia cuenta con abundantes recursos energéticos tanto en combustibles fósiles (carbón) como en recursos renovables, específicamente en energía solar fotovoltaica como se indica en las fuentes de información disponibles de recurso solar, donde se señala que el país cuenta con una irradiación promedio de 4,5 kWh/m²/d (ArticSun, n.d.) la cual supera el promedio mundial de 3,9 kWh/m²/d y está muy por encima del promedio recibido en Alemania el cual es de 3,0 kWh/m²/d (REN21, 2014). Además de la capacidad del país para generar energía fotovoltaica, otra gran ventaja que se presenta es la reducción de costos tanto en adquisición como en la implementación, esto la hace una forma de generación con fácil acceso por parte de los usuarios y representa un impacto positivo para el uso de energía renovables no convencionales (Unidad de planeación minero energética, 2015).

Considerando los recursos ya mencionados, se hace entonces indispensable llevar a cabo la regulación correspondiente para la adecuada integración de las energías renovables al sistema eléctrico colombiano; para lo cual se hace presente la Ley No. 1715 de 2014 cuya finalidad es la de establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales (Congreso de Colombia, 2014).

Con el fin de facilitar la aplicación de la Ley No. 1715 de 2014 haciendo énfasis en la integración de la energía fotovoltaica, se ha realizado este trabajo como análisis comparativo de la reglamentación en Colombia con respecto a la existente para otros países como España y Chile, los cuales cuentan con experiencia en la integración de las energías no renovables dentro de su parque energético.

1. Descripción de la propuesta del presente trabajo

A continuación, se dan a conocer los objetivos propuestos del presente trabajo de grado y sus alcances:

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general Realizar un análisis comparativo de la reglamentación existente en Colombia para la energía solar fotovoltaica y la de países con gran desarrollo en esta área como España y Chile

1.1.2 Objetivos específicos

- Consultar la normatividad nacional e internacional que reglamenta el uso de energía solar fotovoltaica.
- Identificar las diferencias y similitudes de la ley colombiana en contraste con las leyes internacionales.
- Realizar un estudio de los aspectos que se deben mejorar en la ley 1715 de 2014 y proponer las posibles soluciones o procedimientos a llevar a cabo para eliminar las barreras identificadas en el caso de la utilización de energía solar fotovoltaica en Colombia.

1.2 Alcance

Para dar cumplimiento con la propuesta expresada anteriormente se plantea el siguiente alcance.

Para el objetivo específico N° 1: Se realizó una consulta detallada a la normativa vigente en Colombia y en algunos otros países como España y Chile sobre el tema de energías renovables, especialmente la energía solar fotovoltaica, extrayendo la información relevante y relacionada con el tema a tratar en esta monografía.

Para el objetivo específico N° 2: Se hace referencia a las diferencias y similitudes encontradas en la ley 1715 de 2014 en contraste con la ley 20571 cuya entrada en vigor se da en 2014 y regula la generación distribuida en Chile y el real decreto 900 de 2015 de 9 de octubre por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo en España.

Para el objetivo específico N° 3: Se hace énfasis en los aspectos por mejorar de la ley 1715 de 2014 y los posibles procedimientos o soluciones a llevar a cabo para superar las barreras identificadas en la utilización de energía solar fotovoltaica en Colombia.

1.3 Reseña del trabajo desarrollado

Este escrito está encaminado a presentar una comparación entre la ley que regula la energía solar fotovoltaica en Colombia y las leyes que la regulan tanto en Chile como en España. Se enmarcan sus principales similitudes y diferencias y posteriormente se analizan los posibles aspectos por mejorar de la ley colombiana.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra la estructura del trabajo desarrollado y las etapas llevadas a cabo.

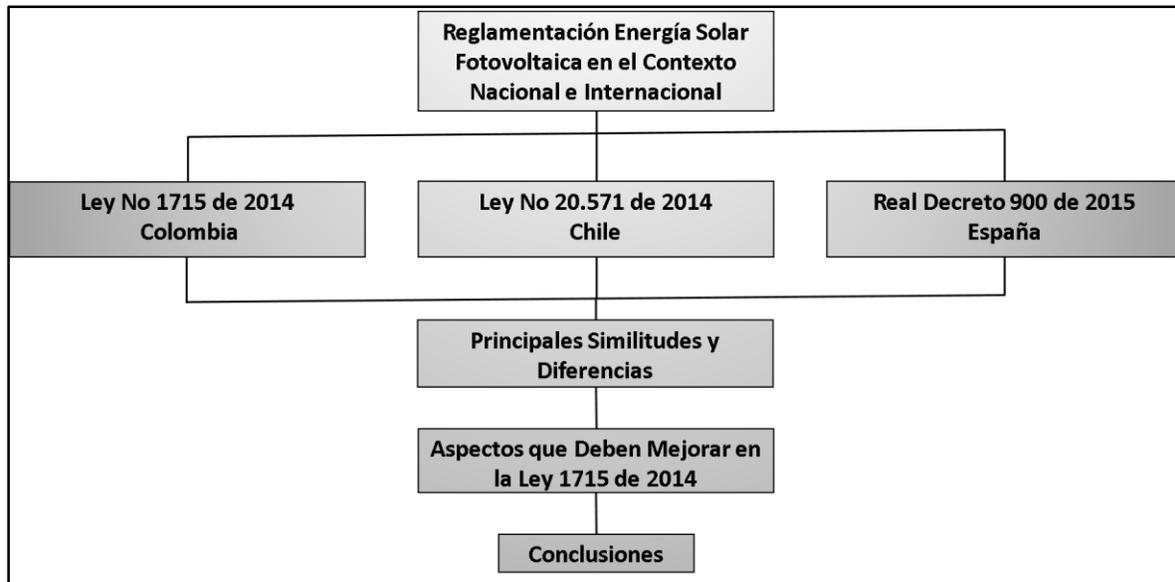


Figura 1. Descripción del contenido del trabajo de investigación.

2. Marco regulatorio para la energía solar fotovoltaica en el contexto nacional e internacional.

2.1 Ley 1715 de 2014 por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema eléctrico colombiano.

Con el propósito de lograr eficiencia energética y respuesta a la demanda, el gobierno nacional asimila y permite la inclusión de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) en el mercado de la energía, y con ello, el congreso de la república en el ámbito de sus atribuciones

hace pública la ley 1715 del 13 de mayo de 2014, por medio de la cual se regula la integración de las energías provenientes de las FNCER al sistema energético nacional. Entre ellas están la biomasa, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, los mares y la solar, en la cual se fundamenta este estudio (Gómez, 2016).

La presente ley atribuye responsabilidades a las siguientes entidades:

Ministerio de Minas y Energía es el ente encargado de expedir los lineamientos y reglamentos técnicos de política energética relacionados con la generación con fuentes no convencionales de energía (FNCE).

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (GREG) se encarga de establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de la energía proveniente de la autogeneración distribuida conforme a los principios y criterios de esta ley, las leyes 142 y 143 de 1994.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) se encarga de definir y mantener actualizado el listado y descripción de las fuentes de generación que se consideran FNCE, definir el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala y realizar programas de divulgación sobre la autogeneración a pequeña escala y el uso eficiente de la energía.

Ministerio de Hacienda y Crédito Público se encarga de otorgar subvenciones y otras ayudas para el fomento de investigación y desarrollo en temas relacionados con las FNCE y el uso eficiente de la energía en las universidades, ONG y fundaciones sin ánimo de lucro que adelanten proyectos en energías renovables avalados por Colciencias.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible se encarga de incorporar los principios y criterios ambientales de las FNCE, la autogeneración, la cogeneración, generación distribuida, y la gestión eficiente de la energía a las políticas ambientales para impulsarlas a nivel nacional.

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales se encarga de establecer un ciclo de evaluación rápido para proyectos relativos a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas y de hidrocarburos, proyectos de FNCE, cogeneración autogeneración, generación distribuida y de gestión eficiente de la energía que conllevan beneficios para el medio ambiente.

Las Corporaciones Autónomas Regionales se encargan de apoyar en su competencia el impulso de proyectos de generación con FNCE, cogeneración a partir de la generación distribuida y de gestión eficiente de la energía.

2.1.1 Disposiciones para la generación de electricidad con FNCE y la gestión eficiente de la energía

- a) Promoción de la autogeneración a pequeña y gran escala y la generación distribuida.

La UPME en la resolución 0281 de 2015 estipula el límite máximo de potencia (1 MW) para la autogeneración a pequeña escala que corresponderá a la capacidad instalada por el autogenerador (UPME, Resolución 281 del 2015 Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala, 2015).

En el artículo 8 de la ley 1715 de 2014 se autoriza a los autogeneradores a pequeña y gran escala a entregar sus excedentes a la red de distribución y transporte.

Para autogeneradores a pequeña escala que utilicen FNCER, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán, mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, cuya venta de dichos créditos y los derechos inherentes a los mismos se podrá realizar con terceros naturales o jurídicos según lo estipule la CREG (Aún no se ha estipulado).

Para los autogeneradores a gran escala la CREG regula dicha actividad mediante la resolución 024 de 2015. Cabe aclarar que hasta tanto no se expida por el MME 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 (CREG, Resolución 024 de 2015 por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional y se dictan otras disposiciones, 2015).

La energía generada por generadores distribuidos se remunerará teniendo en cuenta los beneficios que esta trae al sistema de distribución donde se conecta, entre los que se pueden mencionar las pérdidas evitadas, la vida útil de los activos de distribución, el soporte de energía reactiva entre otros. Aplica una vez la CREG expida la regulación correspondiente.

b) Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE)

Según lo estipulado en el artículo 10 de la presente ley se creará el fondo FENOGE para financiar programas de FNCE y de gestión eficiente de la energía. Los recursos que nutren este fondo podrán ser aportados por la nación, entidades públicas o privadas, así como por organismos de carácter multilateral e internacional. Dicho fondo será reglamentado por el ministerio de minas y energía.

2.1.2 Incentivos a la inversión en proyectos de fuentes no convencionales de energía. A continuación, se hace referencia a los beneficios por investigación, desarrollo e inversión por medio de FNCE según la Ley 1715 de 2014. Cabe mencionar que para gozar de los siguientes beneficios es necesario realizar el registro de proyectos de generación con FNCE ante la UPME, siguiendo los lineamientos expuestos en la resolución 143 de 2016 (UPME, Resolución 143 de

2016 por la cual se establece el registro de proyectos de generación y se toman otras disposiciones, 2016).

a) Incentivo para quienes declaran renta.

Los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en producción y utilización de FNCE, tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada.

Para participar del presente beneficio tributario según el decreto 2143 de 2015 es necesario contar con la certificación de beneficio ambiental que expide el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y cumplir con los demás requisitos expresados en dicho decreto (MME, Decreto 2143 de 2015 Definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el capítulo III de la ley 1715 de 2014, 2015).

b) Incentivo de exclusión de IVA.

Los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinan a la preinversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las FNCE, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos están excluidos de IVA.

Según la resolución 045 de 2016 expedida por la UPME establece los procedimientos y requisitos para emitir la certificación y avalar los proyectos de fuentes no convencionales de energía, con miras de obtener el beneficio de exclusión de IVA y/o la exención de gravamen arancelario.

c) Incentivo de no pago de derechos arancelarios.

Las personas o empresas que realicen inversiones en nuevos proyectos enfocados en el uso de FNCE gozarán de excepción del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria,

equipos e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión e inversión de proyectos con dichas fuentes.

Según el decreto 2143 de 2015 es necesario contar el registro de certificación ante la Ventanilla Única de Comercio Exterior (VUCE) para culminar la solicitud de excepción a la DIAN (MME, Decreto 2143 de 2015 Definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el capítulo III de la ley 1715 de 2014, 2015).

d) Incentivo de depreciación acelerada.

La depreciación acelerada será aplicable a las máquinas, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de la generación con FNCE. La tasa anual de depreciación será no mayor al 20% como tasa global anual.

2.1.3 Desarrollo y promoción de la energía solar El gobierno nacional fomentará el aprovechamiento del recurso solar en proyectos de urbanización municipal o distrital, en edificaciones oficiales, en los sectores residencial, comercial e industrial; determinará los parámetros ambientales que se deberán cumplir, así como la mitigación de los impactos ambientales que puedan presentarse en su implementación. La reglamentación técnica para llevar a cabo lo ya mencionado será expedida por la CREG.

La CREG en el ámbito de sus competencias expide la resolución 243 de 2016 mediante la cual se define la metodología para determinar la energía firme para el cargo por confiabilidad, ENFICC, de plantas solares fotovoltaicas, garantizando así la confiabilidad en el suministro de energía a largo plazo a precios eficientes (CREG, Resolución 243 de 2016 metodología para determinar la energía firme para el cargo por confiabilidad de plantas solares fotovoltaicas, 2016).

2.1.4 Desarrollo y promoción de la gestión eficiente de la energía enfocada a los sistemas fotovoltaicos. Como mecanismo de promoción para de la eficiencia energética el ministerio de minas y energía en conjunto con el ministerio de ambiente y desarrollo sostenible y el ministerio de hacienda y crédito público, desarrollan el Plan de Acción Indicativo (PAI) para el desarrollo del PROURE, reglamentaciones técnicas y sistemas de etiquetado e información al consumidor sobre la eficiencia energética en los procesos, instalaciones y productos.

El plan de acción indicativo para el desarrollo del PROURE 2017-2022 es el instrumento que el gobierno utiliza para promocionar la eficiencia energética.

Según el PAI se plantea la instalación en aproximadamente 100.000 viviendas de Sistemas Solares Fotovoltaicos, SFV, durante la vigencia de este Plan, que puedan suministrar hasta 150 kWh/mes cada uno (MME, Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017-2022 una realidad y oportunidad para Colombia, 2016).

Según el PAI dada la dinámica de los temas de eficiencia energética en el país, será necesario realizar nuevos análisis al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE- que a futuro pueden implicar modificaciones de este reglamento. Dentro de los temas a revisar relacionados con la energía solar fotovoltaica, se consideran:

- Análisis de la influencia de las nuevas tecnologías en el dimensionamiento de las instalaciones eléctricas (cableado y protecciones, por efecto del uso de tecnologías cada vez más eficientes).
- Determinación de los requisitos técnicos para instalar sistemas de autogeneración y generación distribuida con tecnología solar fotovoltaica en viviendas y demás edificaciones conectadas al SIN.

El PAI también menciona que la Unidad de Planeación Minero-Energética contempla un crecimiento importante de la energía solar a través de Sistemas Fotovoltaicos- SFV (generación distribuida), particularmente en aquellos centros urbanos con alta demanda industrial. A mencionar en Colombia se encuentran Bogotá, Medellín, Cali y Barranquilla.

2.1.5 Desarrollo y promoción de las FNCE y la gestión eficiente de la energía en las ZNI.

El gobierno nacional por medio del fondo FONAGE creado por la ley 1715 de 2014, destinará recursos a los proyectos de energización rural sostenible a nivel departamental y/o regional incentivando así el uso de FNCE y disminuyendo el tiempo de funcionamiento de los equipos diésel, se apoyarán iniciativas que mejoren la gestión eficiente de la energía en las ZNI.

2.1.6 Ciencia y tecnología Los sistemas de fomento de la investigación, desarrollo e inversión en el campo de las FNCE y la gestión eficiente de la energía deberán orientarse en áreas clave de la penetración de tecnologías eficientes y limpias y el empleo de recursos de origen renovable en el mediano y largo plazo, de forma tal que facilite y maximice la penetración de FNCE en el sistema energético nacional, contribuyendo a la seguridad del suministro y estabilidad del sistema.

En síntesis el gobierno nacional por medio de la Ley 1715 de 2014 se ha enfocado principalmente en regular la integración de las energías provenientes de las FNCER teniendo en cuenta la eficiencia energética y la respuesta a la demanda. Además incluye mecanismos de promoción y fomento como los incentivos y beneficios a los usuarios que usen dichas fuentes la creación del fondo FENOGE.

2.2 Ley No 20.571 con inicio de vigencia en 2014: regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales en Chile.

La Ley 20.571 para la generación distribuida del 2014 de Chile (Ley de facturación neta), otorga a los clientes regulados el derecho a generar su propia energía eléctrica, consumirla y vender sus excedentes energéticos a las empresas distribuidoras de energía eléctrica, ha sido conocida comúnmente como ley de *Net-Billing* o de *Net-Metering* debido a las similitudes que ésta tiene con regulaciones extranjeras que utilizan esta denominación, también se le llama Ley para Generación Distribuida, Generación Ciudadana o Ley de Facturación Neta.

La Ley 20.571 va dirigida a los clientes regulados con sistemas de generación de energía eléctrica basados en energías renovables no convencionales (ERNC) o de cogeneración eficiente, de hasta 100 kW (Ministerio de energía de Chile, División de Energías Renovables, 2014). Los medios de generación de ERNC, son aquellos que utilizan energía solar, energía hidroeléctrica, energía eólica, de la biomasa, geotermia y de los mares. Además de generar y consumir energía limpia, gracias a la Ley 20.571, los clientes tienen el derecho a vender sus excedentes a las empresas distribuidoras; al momento de la lectura, el medidor bidireccional habrá registrado cada mes no sólo el consumo energético, sino que también los aportes realizados (Ministerio de energía de Chile, División de Energías Renovables, 2014).

Se introdujeron modificaciones en el decreto con fuerza de ley N° 4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2007, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982. Estas modificaciones constan de la inclusión de un artículo y sus respectivos apartados, en los que se incluyen temas referentes al derecho de inyectar la energía que generan los usuarios con

equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales a la red, se mencionan también aspectos como: la creación de un reglamento que determinará los requisitos que deberán cumplirse para conectar el medio de generación a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a éstas y la responsabilidad de las concesionarias del servicio público de distribución para disponer un contrato con las menciones mínimas establecidas en dicho reglamento, considerando el equipamiento de generación del usuario final, la capacidad instalada de generación, la opción tarifaria, entre otros.

2.2.1 Reglamentación de la Ley No 20.571 A continuación se presenta una breve descripción de la Ley 20.571 la cual regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales en Chile.

2.2.1.1 Decreto 71: Aprueba reglamento de la Ley N° 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Este decreto reglamenta las condiciones y procesos a seguir para realizar la instalación de equipos de generación por parte de los clientes finales, los límites de conexión, y cómo se medirá y cancelará la inyección de energía por parte de la distribuidora.

En el artículo 1° se especifica que se aplicarán las disposiciones del presente reglamento a los usuarios o clientes finales que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, que hagan uso de su derecho a inyectar los excedentes de energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes, cuya capacidad instalada no

supere los 100 kilowatts y cumplan los demás requisitos establecidos en la Ley y en el presente reglamento, y a las empresas distribuidoras de electricidad.

Para efectos de acceder al derecho a que se refiere a los usuarios finales del artículo 1º, según el artículo 3º el equipamiento de generación deberá contar bien sea con instalaciones de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o con instalaciones de cogeneración eficiente.

En cuanto a las empresas distribuidoras, en el artículo 4º se especifica que deberán permitir la conexión del equipamiento de generación a que se refiere el artículo 1º del presente reglamento a sus redes, para que el usuario o cliente final inyecte los excedentes de energía a éstas, sin perjuicio de cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio que les impone la normativa vigente. Así mismo en el artículo 7º se menciona que las empresas distribuidoras se encuentran impedidas de imponer a los usuarios o clientes finales que deseen conectar un equipamiento de generación a sus redes de distribución eléctrica, condiciones técnicas u operacionales diferentes a las dispuestas en la Ley General de Servicios Eléctricos, en el presente reglamento y en las normas técnicas aplicables. Las empresas distribuidoras deberán velar por que la conexión del equipamiento de generación cumpla con las exigencias de la normativa vigente. Corresponderá a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, fiscalizar el cumplimiento de tales disposiciones y resolver fundadamente los reclamos y controversias suscitadas entre la empresa distribuidora y los usuarios o clientes finales.

Para dar como iniciado el proceso de conexión, se debe presentar una solicitud con información relevante del proyecto (nombre completo o razón social y Rol Único Nacional o Rol Único Tributario del solicitante, según corresponda, dirección donde se instalará el equipamiento de generación, número de identificación del servicio que corresponde al usuario o cliente final,

capacidad instalada del equipamiento de generación a conectar y sus principales características, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente, cualquier otro antecedente que el usuario o cliente final considere relevante).

En correspondencia con la información entregada por el usuario o cliente final, la distribuidora deberá responder a la solicitud de conexión con la ubicación geográfica del punto de conexión del equipamiento de generación a su red de distribución eléctrica, la propiedad y capacidad del empalme asociado al usuario o cliente final, expresada en kilowatts, la capacidad instalada permitida en la red de distribución, el modelo de contrato de conexión, entre otros.

La instalación del equipamiento de generación se ejecutará por instaladores eléctricos autorizados por la Superintendencia y deberá cumplir con los reglamentos y normas técnicas vigentes y en condiciones de evitar peligro para las personas o daño en los electrodomésticos. Además, el usuario o cliente final debe realizar la comunicación de energización ante la Superintendencia, así como presentar una notificación de conexión que debe contener la información que se menciona en el artículo 18 de la presente reglamentación. Una vez entregada la notificación de conexión, la empresa distribuidora supervisará la conexión del equipamiento de generación conforme a la norma técnica. La capacidad instalada permitida en la red será establecida por la empresa distribuidora.

Finalmente, en cuanto a la medición y valorización de las inyecciones, cabe aclarar que la empresa distribuidora es quién será responsable de realizar la lectura de las inyecciones, para lo cual es necesario que el usuario o cliente final tenga un equipo de medición capaz de medir las inyecciones realizadas a la red. Estas inyecciones serán valorizadas al precio de nudo que las empresas distribuidoras deban traspasar mensualmente a sus clientes finales sometidos a regulación de precios y se descontarán en la boleta de suministro eléctrico correspondiente al mes

en el cual se realizaron dichas inyecciones. De existir saldo a favor del cliente, éste será descontado en las boletas siguientes y reajustado al IPC (Índice de Precios al Consumo) (Ministerio de energía de Chile, División de Energías Renovables, 2014).

2.2.2 Diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red. El objetivo de la instrucción técnica chilena es el de establecer los requerimientos que se deben tener en cuenta para el diseño, ejecución, inspección y mantención de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas que se conectan a la red de distribución, con el fin de entregar un servicio eficiente salvaguardando la integridad operacional de la red de distribución eléctrica. Las disposiciones presentes son aplicables a lo estipulado en la Ley No 20.571 (Ministerio de energía de Chile, 2014).

Dentro de las disposiciones generales se establece que toda instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución deberá ejecutarse de tal manera que sea seguro para operadores o usuarios, que sea eficiente y no provoque averías ni alteraciones en la red.

Para facilitar el mantenimiento y reparación de la unidad de generación fotovoltaica, se instalarán los elementos de seccionamiento necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión de los equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares. Así mismo, la unidad de generación contará con la respectiva señalización de seguridad claramente visible y todo el equipamiento, protecciones, interruptores y terminales deben estar rotulados y una placa de identificación por parte del instalador (que deberá ser ejecutada por un instalador electricista autorizado) se instalará al momento del montaje donde se especifique la capacidad de la fuente fotovoltaica y que indique: la corriente de operación, la tensión de operación, la tensión máxima del sistema, potencia máxima y corriente de cortocircuito.

Los módulos fotovoltaicos que formen parte de una unidad de generación deberán ser certificados por la Superintendencia. No se podrán utilizar módulos fotovoltaicos de distintos modelos, ni en orientaciones diferentes en un mismo *string* (cadena de paneles), solo se podrá utilizar orientaciones distintas en casos justificados en donde el diseño garantice totalmente la compatibilidad entre ellos y se deberá justificar en la memoria técnica del proyecto presentado a la Superintendencia.

La interconexión de módulos fotovoltaicos deberá realizarse mediante conectores que deben cumplir los requisitos nombrados en esta instrucción técnica y cada arreglo o *string* deberá conectarse al inversor de la siguiente manera:

- a) Directamente al inversor en forma independiente. Esta configuración será admitida en instalaciones que utilicen los denominados inversores *string*, en que cada *string* se conecta directamente al inversor en positivo y negativo, sin ninguna conexión intermedia.
- b) Mediante una caja de conexiones de *string* o *junction box* acorde a lo descrito en el punto 9.7 de la instrucción técnica. Se utilizará esta configuración para instalaciones que utilicen los denominados inversores centrales o para aquellas instalaciones en las que sea necesario agrupar en paralelo dos o más *strings*.
- c) Para los arreglos o *strings* fotovoltaicos que utilicen la tecnología denominada capa fina o *Thin Film*, se permitirá utilizar un conector tipo Y para agrupar *strings*, siempre y cuando el inversor utilizado acepte esta configuración.

Las instalaciones de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución estarán equipadas con un sistema de protección que garantice su desconexión en caso de una falla en la red o fallas internas en la instalación del propio generador, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como

durante el incidente. Asimismo, deberán tener protección de falla a tierra para reducir el riesgo de incendio. Los fusibles utilizados en el lado CC de las instalaciones fotovoltaicas deberán cumplir con la norma IEC 60269-6, los que deberán ser seleccionados para ser capaces de disipar la potencia que se desarrolla en las peores condiciones de funcionamiento. En el lado de corriente alterna se debe contar con una protección diferencial e interruptor general magnetotérmico bipolar, para el caso de las instalaciones monofásicas o tetrapolar para el caso de las instalaciones trifásicas, con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Todos los interruptores que serán alimentados con corriente en ambos sentidos dentro del sistema eléctrico deben estar especificados para operación bidireccional.

En lo referente a la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas se plantean algunas especificaciones como que todas las partes metálicas de la instalación deberán conectarse a la tierra de protección, para las instalaciones fotovoltaicas interconectadas, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.

Con relación a los medidores, los generadores fotovoltaicos deberán contar con un único equipo de medida con registro bidireccional que permita diferenciar claramente las inyecciones y consumos de energía en forma independiente.

La puesta en marcha solo podrá ser realizada por el instalador eléctrico autorizado responsable de la declaración de puesta en servicio y personal de la empresa distribuidora de energía eléctrica y el instalador será responsable de realizar todas las pruebas necesarias para garantizar la seguridad de la instalación del generador fotovoltaico y deberán ser documentadas a través de un informe de ensayos.

Finalmente, para el mantenimiento y trabajo seguro se deben tener en cuenta aspectos como que los propietarios de las unidades de generación fotovoltaicas deberán contar con

procedimientos de apagado de emergencia del inversor, los trabajos en instalaciones eléctricas, aun cuando no estén con presencia de tensión, deberán ser ejecutados por personal preparado con los equipos y elementos de protección personal apropiados. Las herramientas que se utilicen para trabajos con energía, con método de contacto, deberán ser completamente aisladas y acordes al nivel de tensión en el cual se esté interviniendo, en la etapa de ejecución de una instalación fotovoltaica, esta deberá estar provista de señales de advertencia y de peligros en las zonas que se encuentran energizadas, y se deberán marcar las principales características eléctricas de todos los componentes energizados ubicados en la parte exterior e interior del recinto, con el fin de evitar posibles accidentes a las personas que operan en la instalación y las unidades o inversores de las instalaciones fotovoltaicas no deben ser manipuladas o intervenidas por personas no capacitadas, con el fin de evitar accidentes graves por peligro de choque eléctrico.

En síntesis la Ley 20.571 se enfoca principalmente en aspectos técnicos, condiciones y procesos a seguir para realizar la instalación de equipos de generación por parte de los clientes finales y la forma en que se medirá y cancelará la inyección de energía por parte de la empresa distribuidora de energía eléctrica.

2.2.3 Regulación de la generación fotovoltaica en España La Ley 54 de 1997 del Sector Eléctrico la cual regula las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, consistentes en su generación, transporte, distribución y comercialización, es también la encargada de distinguir la producción en régimen ordinario de la producción en régimen especial. Según su artículo 27 la producción de energía eléctrica tendrá la consideración de régimen especial cuando se realice desde instalaciones de potencia menor a los 50 MW y se utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables; esta también recoge consideraciones como la autorización de la

producción en régimen especial y las obligaciones y derechos de sus productores (Energía y Sociedad, n.d.) (Energiza, n.d.).

En respuesta a lo definido en la Ley 54 y en vista de la necesidad de incluir las energías renovables a la red, el gobierno aprobó el Real Decreto 2818 de 1998 sobre la producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. En este decreto, se determinó de manera generalizada la potencia de las instalaciones, el procedimiento para la inclusión de una instalación de energía eléctrica en el régimen especial, las condiciones de entrega de la energía producida en régimen especial y el régimen económico (Energía y Sociedad, n.d.) (Energiza, n.d.).

2.2.4 Real Decreto 1699 de 2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Este decreto aplica a las instalaciones fotovoltaicas de potencia nominal no superior a 100 kVA y cuya conexión a la red de distribución se realice en baja tensión y para iniciar el proceso de conexión, el titular de la instalación debe solicitar a la empresa distribuidora el punto de acceso y condiciones técnicas de conexión para la realización del proyecto. Una vez tramitada la solicitud, la empresa distribuidora debe responder en el plazo de un mes con la aceptación de los puntos de conexión y medida propuestos, incluyendo coordenadas UTM (Universal Transversal de Mercator), tensión nominal máxima y mínima de la red en el punto de conexión, entre otros datos técnicos.

En caso de que la potencia nominal máxima disponible de conexión sea inferior a la potencia de la instalación fotovoltaica, la empresa distribuidora podrá denegar la solicitud de conexión y determinará los elementos de la red que se deben modificar y los gastos de dichas modificaciones irán por cuenta del titular de la instalación. Por otro lado, el titular de la instalación y la empresa

distribuidora suscribirán un contrato por el que se registrarán las relaciones técnicas y económicas entre ambos y una vez acordado el punto y las condiciones de conexión, la empresa distribuidora tendrá un plazo máximo de un mes a partir de la solicitud del titular para suscribir dicho contrato.

Para la conexión a la red y la primera verificación, se deben superar las pruebas de la instalación realizadas por el instalador autorizado y éste emitirá un boletín de características principales de la instalación. Luego de realizada la instalación, suscrito el contrato y tramitado dicho boletín, el titular podrá solicitar a la empresa distribuidora la conexión a la red y pasado un mes desde la solicitud de conexión el titular podrá efectuar la conexión con la red siempre que la empresa de distribución no presente reparos.

El promotor de la instalación comunicará a la empresa distribuidora, mediante la remisión del modelo simplificado de solicitud de conexión presentado en el anexo II, disponible en este decreto, debidamente diligenciado o a través de los medios electrónicos dispuestos por ésta, la solicitud de conexión de su instalación con la red de distribución de baja tensión, junto con una memoria técnica de diseño; la empresa distribuidora tendrá un plazo de 10 días hábiles a partir de la recepción de la solicitud para contestar confirmando o denegando al interesado mediante informe motivado y remitiendo una propuesta alternativa. Una vez realizada la instalación, el titular remitirá a la empresa distribuidora, una solicitud de conexión de la instalación, junto con el contrato técnico de acceso establecido en el anexo III, disponible en este decreto, debidamente cumplimentado y firmado, y el certificado de la instalación debidamente diligenciado.

Dentro de las obligaciones del titular de la instalación, se encuentran que éste será responsable de mantener la instalación en perfectas condiciones de funcionamiento, en caso de que se haya presentado una avería en la red o una perturbación relacionada con la instalación, la empresa distribuidora, previa justificación, podrá verificar la instalación sin necesidad de autorización

previa de la autoridad competente. En caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado una protección de la línea, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea.

Entre las condiciones específicas de interconexión se encuentra que: la conexión se realizará, en el punto de la red interior de su titularidad más cercano a la caja general de protección, de tal forma que permita aislar simultáneamente ambas instalaciones del sistema eléctrico y las instalaciones de producción conectadas a una red interior no podrán ser de potencia superior a 100 kW y, en todo caso, no podrán superar la capacidad disponible de conexión a la red de distribución ni la potencia adscrita al suministro.

El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias previstas en la reglamentación vigente, este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación.

Finalmente, para la facturación del régimen económico de la instalación, debe existir un punto de medida de generación propio e independiente; la clase de precisión de los puntos de medida de generación y consumo será conforme a lo establecido en la normativa de aplicación, garantizando el suministro de los datos requeridos para la facturación de las tarifas o peajes que correspondan. La instalación de todos los equipos de medida se efectuará de forma que el encargado de la lectura disponga permanentemente de libre acceso a los mismos, debiendo garantizarse la velocidad e integridad de la medida.

Referente a la regulación de energía solar fotovoltaica España cuenta con una amplia colección normativa en la cual, antes de 2012 los autogeneradores y cogeneradores contaban con políticas de fomento a la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovable y alta eficiencia. Esta

actividad se regía por el real decreto 436 de 2004 de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, el real decreto 661 de 2007 de 25 de mayo, que deroga el anterior y por medio del cual regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, permitió que España se convirtiera en potencia a nivel de generación con paneles fotovoltaicos.

Posteriormente en el real decreto 1578 de 2008 de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica, se estipulaba una prima de retribución por cada kWh fotovoltaico inyectado a la red teniendo en cuenta si la instalación se encuentra ubicada en el suelo o en tejados y limitó el cupo máximo de potencia instalada a partir de 2009.

El Real Decreto-ley 6/2009 de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, estableció límites para acotar el incremento del déficit tarifario, esto es, la diferencia entre los ingresos procedentes de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y los costes de las actividades reguladas del sector eléctrico que deben cubrir. Lo anterior trajo como resultado una notable reducción en la implementación de plantas de generación de energía eléctrica a partir de la tecnología mencionada.

Posteriormente, y como consecuencia de la aparición de una serie de circunstancias sobrevenidas, entre otras, la caída significativa de la demanda durante 2010 y el incremento en la producción eléctrica a partir de fuentes renovables por las favorables condiciones climatológicas, que tuvieron una importante incidencia sobre los parámetros de previsión de déficit tarifario del sistema eléctrico, se adoptaron nuevas medidas con carácter de urgencia, en el Real Decreto-ley 14/2010 para abordar la corrección del referido déficit tarifario del sistema eléctrico. Sin embargo,

las medidas adoptadas hasta la fecha no resultan suficientes, poniendo en riesgo el objetivo final de supresión del déficit tarifario a partir de 2013. El déficit tarifario constituye en sí mismo una barrera para el adecuado desarrollo del sector en su conjunto y en particular para la continuación de las políticas de fomento a la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovable.

Posteriormente se aprueba el real decreto ley 1 de 2012 de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Esto con el fin de darle solución al problema del déficit tarifario ya mencionado, puesto que el gobierno español le atribuyó responsabilidades al efecto que produjo sobre el sistema eléctrico, el incremento de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

Continúa el déficit tarifario y a su vez el gobierno español complica el procedimiento y las exigencias para la implementación de plantas solares fotovoltaicas. Lo anterior se ve reflejado en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Según Ana Isabel Mendoza este real decreto ley pretende frenar el desbordado déficit tarifario del sistema eléctrico español y para ello y entre otras medidas, sustituye el régimen de primas a las renovables por un sistema de retribución aplicable con carácter retroactivo y basado en la rentabilidad razonable de la inversión de una empresa eficiente y bien gestionada. (Mendoza, 2013).

2.2.5 Real Decreto ley 900 de 2015 de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo en España. Actualmente la regulación de la energía solar fotovoltaica en España se rige por medio del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

Según la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 9, define el autoconsumo como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor.

La ley 900 de 2015 en relación con el autoconsumo, tiene por finalidad garantizar un desarrollo ordenado de la actividad, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto. En este sentido, el articulado de dicha ley establece la obligación de las instalaciones de autoconsumo de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores. De manera simplificada, los consumidores eléctricos abonarán en sus facturas tres conceptos económicos: el coste de las redes, el resto de costes del sistema (fundamentalmente retribución primada a las renovables, cogeneración y residuos, retribución adicional para las instalaciones de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares y anualidad del déficit) y la energía (incluyendo el respaldo del sistema).

Así los consumidores que realizan autoconsumo abonarán los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución como contribución a la cobertura de los costes de dichas redes y serán

abonados por el uso real que se realiza de ellas, es decir, por la potencia contratada y la energía medida en el punto frontera asociada a ella.

El presente real decreto permite la instalación de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, que según el RD posibilitará llevar a cabo una gestión más eficiente de la energía, con las únicas limitaciones derivadas de la normativa de seguridad y calidad industrial.

Se trata pues de avanzar hacia un sistema de generación distribuida mediante mecanismos de venta de excedentes y autoconsumo instantáneo para potenciar la producción individual de energía en instalaciones de pequeña potencia, para el consumo en la misma ubicación, en aquellos casos que sean eficientes para el conjunto del sistema eléctrico.

Modalidades de autoconsumo en España según el real decreto 900 de 2015

Modalidad de autoconsumo tipo 1:

Cuando se trate de un consumidor en un único punto de suministro o instalación, que disponga en su red interior de una o varias instalaciones de generación de energía eléctrica destinadas al consumo propio y que no estuvieran dadas de alta en el correspondiente registro como instalación de producción. En este caso existirá un único sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que será el sujeto consumidor.

Modalidad de autoconsumo tipo 2:

Cuando se trate de un consumidor de energía eléctrica en un punto de suministro o instalación, que esté asociado a una o varias instalaciones de producción debidamente inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectadas en el interior de su red o que compartan infraestructura de conexión con éste o conectados a través de una línea directa. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el sujeto consumidor y el productor.

El Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, establece los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

Según el presente decreto todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tendrán la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida, cuando la instalación de generación o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico. Para ello estarán obligados a pagar los mismos peajes de acceso a las redes, cargos asociados a los costes del sistema y costes para la provisión de los servicios de respaldo del sistema que correspondan a un consumidor no sujeto a ninguna de las modalidades de autoconsumo descritas en el apartado anterior.

En síntesis el Real Decreto 900 de 2015 regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, haciendo énfasis en aspectos técnicos y económicos sólidamente fundamentados, dada la amplia experiencia de España en el uso de energías renovables en especial la fotovoltaica. Es de resaltar los tres conceptos económicos que debe aportar cada usuario en su factura estando acogido a cualquier modalidad de autoconsumo.

3. Principales diferencias y similitudes encontradas en el marco regulatorio para la energía solar fotovoltaica en el contexto nacional e internacional.

En Chile, el ajuste de la retribución por parte de la reglamentación chilena presenta una gran desventaja para los autogeneradores y cogeneradores con fuentes renovables, dado que el costo de

la energía consumida es mayor que el valor de la energía excedente inyectada a la red, en términos prácticos y según la Ley 20.571, el cliente vende el kWh a la distribuidora en aproximadamente 60% del precio al que lo compra, como se puede observar en la Tabla 1. Por tanto, el tiempo de retorno de la inversión es mayor que el que tardarían si dicha energía fuese mejor pagada.

Tabla 1.

Tarifa de suministro eléctrico operador de red CHILECTRA-2016

TARIFAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	
Tarifa BT-1	Área 1 A ¹
Energía Base [\$/kWh]	110,011
TARIFAS DE INYECCIÓN	
Energía Inyectada en Baja Tensión [\$/kWh]	63,9579

Nota: Chilectra (2016) Tarifas de suministro eléctrico Recuperado de:
http://www.elmostrador.cl/c_avisos/imagenes/CH1_280116.pdf

El cobro de excedentes por parte de los generadores en Chile, se hace a través de la factura o boleta de suministro correspondiente al mes en el cual se hacen las inyecciones de energía, descontando el valor de la entrega de energía a la red del valor de la energía consumida (los valores de las inyecciones son exentos de IVA y de declaración de renta), por otro lado en España actualmente desde la entrada en vigor del Real Decreto 900 de 2015, en el aspecto residencial no se remuneran los excedentes inyectados a la red si el autoconsumidor es tipo 1, y si es tipo 2 (\geq 100 kW inscritos en Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica), se permite la inyección a la red teniendo en cuenta el pool eléctrico o vertido horario, es decir,

¹ Clientes con suministro desde una red de distribución aérea (alta y baja tensión).

dependiendo la hora del día en la cual se inyecta energía a la red, el costo varía entre 0,122 y 0,147 €/kwh (se descuentan los peajes y costos mencionados en el real decreto 900 de 2015). En Colombia se remunerará la energía excedente inyectada a la red, por medio de los créditos de energía, cuya venta se podrá realizar con terceros naturales o jurídicos según lo estipule la CREG (aún no se ha estipulado).

A diferencia de la reglamentación colombiana con respecto a la regulación de la energía solar fotovoltaica, la chilena y la española actualmente, carecen de políticas de socialización para promover el uso de dicho sistema de generación, principalmente en el sector residencial. Además, no promueven incentivos por la autogeneración y cogeneración con fuentes renovables como por ejemplo la exención del IVA o el régimen arancelario para los equipos, elementos, maquinaria y servicios requeridos. Lo anterior tiene como consecuencia la falta de interés por parte de los usuarios del sector para invertir en estos tipos de proyectos.

Según el trabajo de grado “Consideraciones regulatorias, técnicas y financieras para la implementación de generación eléctrica fotovoltaica en instalaciones residenciales” (Melendez & Cruz, 2017) de la Universidad Industrial de Santander, se evidenció que Colombia se encuentra en un proceso de actualización de sus políticas energéticas en torno a las fuentes no convencionales de energía, por lo cual se recomienda el uso de la NFPA 70.

Dado que la reglamentación para los autogeneradores aún está en proceso de desarrollo, actualmente se cuenta con la CREG 024 de 2015 por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala y la CREG 121 de 2017 por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala. Sin embargo, cabe resaltar que, aunque en estas resoluciones se identifiquen los problemas de la red por la integración de las fuentes no convencionales de energía renovables, no se estudia a fondo algunos aspectos técnicos o requisitos a tener en cuenta para la

puesta en funcionamiento de estos proyectos, como por ejemplo los requerimientos para la coordinación de protecciones.

Se pudo identificar también que estas resoluciones tienen más un enfoque económico que técnico, pues destacan las condiciones de remuneración y de comercialización de la entrega de excedentes que los criterios a tener en cuenta para el diseño, instalación y ejecución de los proyectos con FNCER. A pesar de estos avances, en Colombia aún no se cuenta con la reglamentación técnica específica para sistemas solares fotovoltaicos a pequeña escala y por tanto se requiere acudir a normativa de carácter internacional. A diferencia de Chile que con su instrucción técnica para el diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red (Ministerio de energía de Chile, 2014) y España con Real Decreto 900 de 2015 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo, sí cuentan con una base normativa técnica sólida, con mención exclusiva para sistemas de generación de energía solar fotovoltaica contenida en el real decreto 1699 de 2011 (Real Decreto 1699 de 2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia., 2011). Por tanto, en Colombia se requiere de guías técnicas a seguir para el cumplimiento de requisitos, antes de pensar en invertir en dichos proyectos.

A pesar de que la reglamentación colombiana se ha enfocado en incentivar al público en general para la investigación e implementación de proyectos con FNCE, se presenta aún gran dificultad para el acceso a los sistemas financieros por parte de pequeñas fuentes de autogeneración y cogeneración, dado que los requisitos exigidos actualmente y su trámite requieren de un procedimiento riguroso tal como se describe en el siguiente capítulo. Es indispensable contar con procedimientos más ágiles para dichos generadores.

Según el gobierno español la financiación de los proyectos enfocados en generación con fuentes no convencionales y las apropiadas condiciones climáticas condujeron al aumento descontrolado de plantas de generación con fuentes renovables (en especial fuentes solares fotovoltaicas), aumentando la inversión en la infraestructura eléctrica con problemas para recuperarla, dando espacio al déficit tarifario, por tal motivo se eliminó la financiación y se optó por agregar impuestos a la generación con energías renovables (Real Decreto Ley 1-2012). Chile en su reglamentación no incluye incentivos para proyectos de generación con fuentes renovables, pero brinda una guía técnica bien estructurada para su implementación. Colombia está dando los primeros pasos en esta área dando prioridad a los incentivos tributarios con el fin de motivar su uso, sin considerar que una vez se cuente con la reglamentación adecuada, se podría presentar una situación similar a la del país europeo. Para evitar un déficit tarifario en Colombia, se hace necesario un estudio global del impacto económico a nivel nacional que traería consigo el incremento acelerado y descontrolado de la generación con FNCE en especial la solar fotovoltaica.

En la tabla a continuación se resumen las diferencias y similitudes encontradas en el marco regulatorio para la energía solar fotovoltaica en Chile, España y Colombia.

Tabla 2.

Síntesis de diferencias y similitudes

Criterio	Chile	España	Colombia
Entrega de excedentes	Retribución a través de la factura de suministro mensual.	Retribución según la tarifa del pool eléctrico (facturación horaria realizada por la empresa).	Retribución a través de créditos de energía eléctrica según lo estipule la CREG.
Políticas de socialización	Se fomenta el uso de la energía solar fotovoltaica a través de la remuneración económica por el vertido de energía a la red sin asignar a alguna	La Ley 1715 del 2014 dentro del artículo 6 sobre las competencias administrativas le da la	

Criterio	Chile	España	Colombia
	entidad el trabajo de estimular su uso con programas de divulgación.		responsabilidad a la UPME de realizar programas de divulgación masiva y focalizada para las energías renovables.
Regulación técnica	Cuenta con la Ley 20.571 de 2014 y una instrucción técnica para el diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.	Cuenta con el Real Decreto 900 de 2015 para regular las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía con autoconsumo y con el Real Decreto 1699 de 2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica a pequeña escala.	Cuenta con la Ley 1715 de 2014 por la que se regula la integración de las energías renovables al sistema energético nacional, con la resolución 024 de la CREG de 2015 por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala y la resolución CREG 121 de 2017 por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala.
Financiación	En la Ley 20.571 no incluye incentivos económicos o de financiación para proyectos con fuentes no convencionales de energía, más allá de la remuneración de los excedentes vertidos a la red por parte de los autoconsumidores.	Se redujo la financiación de proyectos con energías renovables debido al déficit tarifario y se aprobaron impuestos para los autogeneradores.	La Ley 1715 de 2014 estipula incentivos tributarios y crea un fondo para financiar programas relacionados con fuentes de energía renovables no convencionales.

4. Estudio de los aspectos por mejorar en el marco regulatorio para la energía solar fotovoltaica en el contexto nacional.

En el cuadro a continuación se enmarcan los aspectos por mejorar de la ley 1715 de 2014 teniendo en cuenta las barreras encontradas, su descripción y se proponen las posibles soluciones o procedimientos a seguir para eliminarlas.

Tabla 3.

Aspectos por mejorar de la ley 1715 de 2014

Aspecto	Barreras identificadas	Descripción	Posibles soluciones
Disposiciones económicas	Entrega de excedentes y medición bidireccional.	Aunque con la llegada de la Ley 1715 en el 2014 se hizo posible la entrega de excedentes por parte de los generadores a pequeña escala mediante el uso de medidores bidireccionales, y puesto que el costo de generar un kWh de energía mediante un sistema solar fotovoltaico es muy diferente al costo usando cualquier otra tecnología, para lograr equilibrio e incentivar el uso de las diversas FNCER, es necesario adaptar un tipo de política de remuneración de excedentes inyectados a la red, según el tipo de fuente usada para la generación (por independiente para cada fuente de generación).	Se necesita que los entes encargados, en especial la CREG, agilicen la emisión de las respectivas resoluciones con las que se regularán las entregas de excedentes para cada FNCER en particular, sin perder de vista los beneficios que puedan obtener los usuarios, facilitando así el estudio económico del proyecto antes de realizar cualquier inversión.

Aspecto	Barreras identificadas	Descripción	Posibles soluciones
Incentivos	Impacto económico a futuro, rentabilidad, FENOGE y otros fondos.	<p>El mercado solar fotovoltaico en Colombia aún no se ha desarrollado completamente y debido a esta falta de experiencia es necesario hacer un estudio donde se analice el impacto en la economía nacional a futuro a medida que se vayan implementando proyectos con nuevas tecnologías. Esto teniendo en cuenta casos como el que se presentó en España con el déficit tarifario eléctrico que en gran parte se debió al coste de la producción del régimen especial y las primas entregadas a este.</p> <p>En el estudio realizado por la UPME en el 2015 (Unidad de planeación minero energética, 2015) se da como resultado que, a pesar de los incentivos a nivel residencial y comercial, la Tasa Interna de Retorno (TIR) obtenida es de 2,3% y en el caso del sector comercial es del 0%, lo cual implica que en ambos casos no se logra alcanzar la rentabilidad. Para alcanzarla es necesario que la TIR alcance el 4% correspondiendo al costo de oportunidad de dichos usuarios. Dado que los ingresos por parte de estos usuarios al invertir en proyectos con paneles solares consisten principalmente en el ahorro sobre el consumo de energía eléctrica, es conveniente pensar en un esquema de medición neta donde el costo de energía solar fotovoltaica inyectada a la red sea igual al costo de compra por parte del consumidor.</p>	<p>Se necesita prever a nivel económico los riesgos debidos a la utilización de los fondos que se les asignen a los proyectos de generación con energías no convencionales.</p> <p>Regulación para la medición neta, donde el costo de la energía generada a partir de paneles fotovoltaicos, e inyectada a la red, sea suficiente para alcanzar una tasa interna de retorno cercana al 4%.</p>

Aspecto	Barreras identificadas	Descripción	Posibles soluciones
		<p>Por otro lado, dentro de las disposiciones para la generación de energía eléctrica con fuentes renovables no convencionales, la Ley 1715 en su artículo 10 crea el FENOGE (Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía) con el fin de financiar los programas y proyectos para la implementación de la autogeneración a pequeña escala; sin embargo, aunque la Ley le asigna al Ministerio de Minas y Energía la responsabilidad de la creación de la reglamentación para este fondo, esta aún no ha sido oficialmente publicada pues se encuentra como proyecto de Decreto, por lo tanto todavía no se cuenta con un manual de operación para el FENOGE donde se determinen los mecanismos mediante los cuales se podrán asignar y ejecutar sus recursos.</p>	<p>El Ministerio de Minas y Energía debe agilizar la publicación del Decreto por el cual se reglamenta el FENOGE, para poder ejecutar los proyectos de energías renovables usando los recursos de este fondo.</p>
		<p>Referente a los fondos estatales, aunque no se trata de fondos destinados exclusivamente al financiamiento de proyectos con FNCER, mediante el uso de estas fuentes se podría acceder a los siguientes fondos: FAZNI (Fondo de Apoyo Financiero a la Energización de Zonas No Interconectadas, SGR (Sistema General de Regalías), FEAR (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas) FECF (Fondo Especial Cuota de Fomento), entre otros. Lo anterior evidencia la</p>	<p>Mediante campañas de información dar a conocer guías o manuales que permitan facilitar el acceso a los fondos mencionados en la descripción por parte de los usuarios que pretendan generar energía eléctrica con fuentes no convencionales, incluyendo la solar fotovoltaica.</p>

Aspecto	Barreras identificadas	Descripción	Posibles soluciones
		<p>existencia de fondos que, aunque no están estrictamente relacionados con la Ley 1715, pueden ser de apoyo para la integración de las FNCER al sistema eléctrico nacional, sin embargo, la mayoría de los usuarios no tienen conocimiento de la existencia de los mismos debido a la falta de socialización de la información por parte del Estado.</p>	
<p>Complejidad del acceso a los beneficios de la ley 1715 de 2014</p>	<p>Solicitud de incentivos.</p>	<p>El procedimiento para llevar a cabo la solicitud de los incentivos mencionados en los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014 es muy riguroso y complejo, dado que el usuario debe pasar por cuatro etapas principales mencionadas en la guía práctica para la aplicación de incentivos tributarios de la Ley mencionada (MME U. , 2014), dichas etapas en su orden, son: Certificado de registro, certificado UPME (concepto), certificado ambiental (ANLA) y notificación a la DIAN para el acceso a los beneficios de IVA y aranceles. Cabe aclarar que, para dar paso a dichas etapas, es necesario contar con un estudio de prefactibilidad del proyecto teniendo en cuenta pre-inversión e inversión, lo anterior sin mencionar la cantidad de requisitos que deben ser diligenciados por el usuario para obtener cada certificado tal y como lo muestra la guía práctica mencionada anteriormente. Lo anterior evidencia la dificultad por parte de un alto porcentaje de</p>	<p>Agilizar los procedimientos para la solicitud de los certificados por parte de los autogeneradores a pequeña escala y en general usuarios que deseen generar con FNCER y mejorar la divulgación de los procedimientos a realizar, para evitar retrasos en la ejecución del proyecto debidos a los rechazos en la solicitud de los certificados y de esta forma lograr acceder a los beneficios de la Ley.</p>

Aspecto	Barreras identificadas	Descripción	Posibles soluciones
		<p>usuarios residenciales y pequeños comerciales para realizar los trámites necesarios y lograr acceder a los beneficios de la Ley. Se hace evidente que, a pesar de la existencia de una guía práctica, es necesario mejorar la tramitación de todos los certificados ya que cada uno de estos cuenta con procedimientos independientes para poder acceder a ellos, esto puede llegar a causar demoras que implicarían retrasos en el tiempo para la ejecución de los proyectos de generación.</p>	
<p>Disposiciones técnicas</p>	<p>Reglamentación exclusiva para autogeneradores de energía solar fotovoltaica a pequeña y gran escala.</p> <p>Definición de las características técnicas que deben cumplir los sistemas de medición bidireccional en relación con la exactitud, certificación, pruebas y calibración.</p>	<p>Actualmente, aunque la CREG haya emitido las resoluciones específicas para los autogeneradores a pequeña y gran escala, no se cuenta con instrucciones técnicas o normatividad específica para la generación solar fotovoltaica en Colombia, lo que dificulta el desarrollo de los proyectos de generación con este tipo de fuente por parte de los usuarios residenciales</p> <p>A pesar de que la CREG 121 de 2017 define las condiciones de medición para los autogeneradores a pequeña escala, aclara el esquema de facturación para estos y especifica que se debe cumplir con las características mencionadas en la CREG 038 de 2014, la CREG no ha emitido las modificaciones necesarias en el código de medida en lo relacionado con la medición bidireccional, lo que dificulta seleccionar el equipo de medida</p>	<p>Es necesario que la CREG agilice la creación de una instrucción técnica específica para la generación solar fotovoltaica y ajustar las normas existentes para asegurar que los nuevos proyectos cumplan con las condiciones y requisitos exigidos por la Ley.</p>

Aspecto	Barreras identificadas	Descripción	Posibles soluciones
		adecuado para que se pueda hacer la facturación o intercambio de energía entre la red y el usuario de forma confiable.	
	Normativa e instrucción técnica para el diseño, ejecución y operación de las instalaciones solares fotovoltaicas.	Se hace evidente la ausencia de un reglamento técnico que guíe el desarrollo de los proyectos sobre los requerimientos específicos desde el diseño hasta su implementación y operación.	

En síntesis es indispensable tener conocimiento acerca de la trayectoria recorrida por países con amplio desarrollo en el tema de energías renovables, en especial la energía solar fotovoltaica hasta la actualidad. Esto permite evitar barreras como en el caso de España con el déficit tarifario y aporta significativamente en aspectos técnicos y económicos a tener en cuenta para el desarrollo de proyectos con energías renovables, para así lograr eficiencia energética y respuesta de la demanda como lo plantea la ley 1715 de 2014.

5. Conclusiones

Agilizar la regulación normativa en Colombia por parte de la CREG (enfocada en criterios técnicos) es indispensable para darle vía a la ley 1715 de 2014 y emprender el desarrollo de

proyectos con energía solar fotovoltaica, sin perder de vista la experiencia en países donde se introdujo esta tecnología desde varios años, como el caso de España con el déficit tarifario, para que no se repita este fenómeno.

El procedimiento para tener acceso a los incentivos definidos en la Ley 1715 de 2014 por el uso de FNCE es muy complejo (ver Tabla 3) y no está completamente reglamentado; esto adicionalmente a la falta de fundamentación técnica por parte del gobierno respecto a la energía solar fotovoltaica, frena el desarrollo y la utilización de la energía solar fotovoltaica en Colombia. Una posible solución a este inconveniente es la realización de procedimientos menos rigurosos para la obtención de los incentivos por parte de los autogeneradores y cogeneradores a pequeña escala e implementar normativa enfocada en la parte técnica para la implementación de sistemas fotovoltaicos, dado que la existente no tiene este enfoque.

Para que los usuarios residenciales y comerciales logren obtener ingresos a partir de fuentes de generación fotovoltaica, es necesario generar ahorros sobre el consumo eléctrico. De lo anterior la opción que beneficia a dichos usuarios consiste en que se reglamente que el costo de energía solar fotovoltaica sea suficiente para alcanzar una tasa interna de retorno cercana al 4% como lo demuestra la UPME (Unidad de planeación minero energética, 2015).

El recurso energético con el que cuenta Colombia para la generación de energía solar fotovoltaica está por encima del promedio comparado con los países donde ya se ha implementado esta tecnología (irradiación promedio de 4,5 kWh/m²/d (ArticSun, n.d.) la cual supera el promedio mundial de 3,9 kWh/m²/d), por tanto, es un recurso que se debe aprovechar al máximo y de la mejor manera garantizando así la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, pilares base de la ley 1715 de 2014. Para ello se requiere de un mayor compromiso por parte del estado, específicamente en esta fuente de generación de energía eléctrica.

Para un buen desarrollo de la generación con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) en Colombia y para un buen uso de la ley 1715 de 2014, es indispensable llevar a cabo con mayor frecuencia eventos tanto en colegios como universidades con el fin de informar, promocionar y motivar a estudiantes y profesionales en el uso de dichas energías. Por tanto, le compete al gobierno nacional apoyar eventos como capacitaciones, conferencia, cursos, diplomados, entre otros enfocados en FNCER con facilidades de acceso para el público en general.

Actualmente con el uso de la tecnología (en especial la internet) se han facilitado los procedimientos para llevar a cabo solicitudes de trámites ante diferentes entidades. Es indispensable que para agilizar el diligenciamiento de los certificados para obtener los beneficios contemplados en la ley 1715 de 2014 ante entidades como la UPME, la CREG, la ANLA, la DIAN, entre otras, para que se puedan realizar tanto por la página web de cada entidad, como también por el medio tradicional en cada ventanilla de atención. Lo anterior facilitará dichos trámites.

Es de resaltar la intención y la motivación por parte del gobierno colombiano de vincular la autogeneración y cogeneración con FNCER mediante la ley 1715 de 2014 al sistema eléctrico nacional. Lo anterior significa que el país da un paso adelante en el desarrollo y la generación de empleo y en políticas amigables con el medio ambiente. Para que lo anterior no se convierta en un intento fallido, es necesario crear un compromiso y crear conciencia en la ciudadanía para aumentar la participación y de esa forma fomentar el uso de la generación fotovoltaica en toda la nación.

Colombia cuenta con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE desde 2005, el cual mejoró notablemente la ejecución de obras eléctricas. Así mismo se ha venido actualizando a lo largo de su aplicación. No obstante, con la entrada en vigor de la Ley 1715 de 2014 se hace

evidente la necesidad de una nueva modificación para adecuarlo a la integración de las fuentes no convencionales de energía renovable, en especial la energía solar fotovoltaica.

La ley 1715 de 2014 no menciona lineamientos específicos para penalizar conductas que incumplan lo reglamentado en cuanto al uso de las fuentes no convencionales de energía.

Referencias Bibliográficas

- ArticSun. (s.f.). *Solar Energy, All energy on Earth ultimately comes from the sun. Solar energy technology has evolved into an economically viable choice for many situations and applications, both as a primary or supplemental energy source.* Obtenido de <http://www.arcticsun-llc.com/resources/renewable-101/solar-energy/>
- Chilectra. (2016). *Tarifas de suministro eléctrico.* Obtenido de http://www.elmostrador.cl/c_avisos/imagenes/CH1_280116.pdf
- Congreso de Colombia. (2014). *Ley No. 1715.* Bogotá D.C.
- CREG. (2006). *Resolución 106 de 2006, por la cual se modifican los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores a los sistema de transmisión nacional, sistemas de transmisión regional o sistemas de distribución local.* Bogotá.
- CREG. (2015). *Resolución 024 de 2015 por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional y se dictan otras disposiciones.*
- CREG. (2015). *Resolución 024 de 2015, Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones.* Bogotá, Colombia.
- CREG. (2016). *Resolución 243 de 2016 metodología para determinar la energía firme para el cargo por confiabilidad de plantas solares fotovoltaicas.*
- CREG. (2017). *Resolución No. 121 Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el sistema interconectado nacional.* Bogotá.
- Energía y Sociedad. (s.f.). *Manual de la energía - Regulación Española de las energías renovables.* Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-5-regulacion-espandola-de-las-energias-renovables/>

- Energiza. (s.f.). *Normativa legal del autoconsumo fotovoltaico en España*. Obtenido de <http://www.energiza.org/solar-fotovoltaica/22-solar-fotovoltaica/628-normativa-legal-del-autoconsumo-fotovoltaico-en-espana>
- Gómez, A. (2016). *Regulating the integration of renewable energy in Colombia Implications of law 1715 of 2014*.
- GREG. (2017). *Documento CREG 066. Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida*. Bogotá.
- Ley 54 de 1994, del sector eléctrico*. (1994). Madrid, España: BOE Boletín Oficial del Estado.
- Melendez, O., & Cruz, M. (2017). *Consideraciones regulatorias, técnicas y financieras para la implementación de la generación eléctrica fotovoltaica en instalaciones residenciales*. Bucaramanga.
- Mendoza, A. (2013). *Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico Comentario de urgencia*.
- Ministerio de energía de Chile. (2014). *Diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red*.
- Ministerio de energía de Chile. (2014). *Ley 20.571: Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales*.
- Ministerio de energía de Chile. (2017). *Decreto 71: Aprueba reglamento de la Ley No 20.571 que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales*.
- Ministerio de energía de Chile, División de Energías Renovables. (2014). *Minuta explicativa de la Ley No 20.571 de 2014 para la generación distribuida*.
- Miranda Escobar, M. A. (2016). *Diseño de sistema de generación fotovoltaica para viviendas conectadas a la red de distribución, en el contexto de la Ley No. 20.571 (tesis de pregrado)*. Santiago de Chile, Chile.

- MME. (2014). *Decreto 2469 de 2014 lineamientos de política energética en materia entrega de excedentes de autogeneración.*
- MME. (2015). *Decreto 2143 de 2015 Definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el capítulo III de la ley 1715 de 2014.*
- MME. (2016). *Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017-2022 una realidad y oportunidad para Colombia.*
- MME, U. (2014). *Guía práctica para la aplicación de incentivos tributarios de la ley 1715 de 2014.* Bogotá.
- Passey, R., Spooner, T., MacGill, I., Watt, M., & Syngellakis, K. (2011). The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: A review of technical and non-technical factors. *Energy Policy*(39), 6280-6290.
- Real decreto 14 de 2010 por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.* (2010).
- Real decreto 1578 de 2008 de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.* (2008).
- Real Decreto 1699 de 2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.* (2011). Madrid, España: BOE Boletín Oficial del Estado.
- Real Decreto 2818 de 1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.* (1998). Madrid, España: BOE Boletín Oficial del Estado.
- Real Decreto 436 de 2004 por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.* (2004).
- Real decreto 6 de 2009 por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.* (2009).

Real Decreto 661 de 2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (2007).

Real Decreto 900 de 2015 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. (2015).

Real decreto ley 1 de 2012 por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración. (2012).

Real decreto ley 24 de 2013 del Sector Eléctrico. (2013).

Real decreto ley 9 de 2013 por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. (2013).

REN21. (2014). *Renewables 2014 Global Status Report.*

Rodríguez Murcia, H. (2008). Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas. *Revista de ingeniería, Universidad de los Andes*, 83-89.

Unidad de planeación minero energética. (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Bogotá, Colombia.

UPME. (2015). *Integración de las energías no convencionales en Colombia.* Bogotá.

UPME. (2015). *Resolución 281 del 2015 Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala.*

UPME. (2016). *Resolución 045 de 2016 Procedimientos y requisitos para emitir la certificación y avalar los proyectos de FNCE con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IVA y de la exención de gravamen arancelario.*

UPME. (2016). *Resolución 143 de 2016 por la cual se establece el registro de proyectos de generación y se toman otras disposiciones.*