

**ESTADO DEL ARTE DE LOS MODELOS TARIFARIOS PARA FUENTES
NO CONVENCIONALES EN SISTEMAS INTERCONECTADOS**

**DANIELA PÉREZ CASTELBLANCO
DANIEL STEVEN FLORIÁN AVENDAÑO**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C. 2016**

**ESTADO DEL ARTE DE LOS MODELOS TARIFARIOS PARA FUENTES NO
CONVENCIONALES EN SISTEMAS INTERCONECTADOS**

**DANIELA PÉREZ CASTELBLANCO
DANIEL STEVEN FLORIÁN AVENDAÑO**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR
EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA**

**DIRECTOR
M.SC. SANDRA YOMARY GARZÓN LEMOS**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ 2016**

Nota de Aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C., septiembre de 2016

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos principalmente a Dios y en seguida a nuestras familias, quienes siempre estuvieron apoyando, guiando y motivando la finalización de nuestra formación académica. Quienes nos han inculcado los principios y valores los cuales nos hacen mejores personas cada día.

Expresamos nuestra admiración a la ingeniería Sandra Garzón Lemos, por darnos la oportunidad de trabajar con ella, por la continua asesoría y apoyo en el desarrollo de este proyecto.

REFERENCIA DE SIGLAS

ARESEP	Autoridad Reguladora de Servicios Públicos de Costa Rica
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CV	Certificados Verdes
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
FIT	Tarifa Regulada
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
FRE	Fuentes Renovables de Energía
GEI	Gases de Efecto Invernadero
NFFO	Obligación de Compra de Energías de Fuentes no Fósiles
QUOTA	Cuota de Energía Renovable
REC	Certificados de Energía Renovable
ROC	Obligación de Certificados Renovables
ROR	Regulación por Tasa de Retorno
RPS	Cartera de Energías Renovables
SDL	Sistema de Distribución Local
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TGC	Cartera de Certificados Verdes
UPME	Unidad de Planeamiento Minero Energético
ZNI	Zonas No Interconectadas

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	9
2. MARCO DE REFERENCIA	11
2.1. ANTECEDENTES.....	11
2.2. GENERALIDADES	13
2.2.1. Tarifa	13
2.2.2. Energías renovables	13
2.2.3. Medición bidireccional	13
2.2.4. Medición neta	14
2.2.5. Facturación neta	14
2.2.6. Generación distribuida	14
2.2.7. Autogeneración	14
2.2.8. Incentivos	14
2.3. MARCO LEGAL.....	15
3. REVISIÓN DE MODELOS TARIFARIOS QUE INCLUYEN FNCE	17
3.1. MODELOS TARIFARIOS	17
3.1.1 Tarifa Regulada FIT	17
3.1.1.1 FIT tradicional.....	18
3.1.1.2 FIT Premium.....	18
3.1.2 Cartera de certificados verdes (QUOTA/TGC)	19
3.1.3 Regulación por tasa de retorno (ROR)	20
3.2. MECANISMOS DE APOYO PARA LA PROMOCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES.....	22
3.2.1. INSTRUMENTOS REGULADORES	22
3.2.1.1. Sistemas de cuotas.....	22
3.2.1.2. Certificados verdes – CV.....	25
3.2.2. SISTEMAS DE TARIFAS	26
3.2.2.1. Tarifa regulada o sistema de precios fijos.....	26
3.2.2.2. Medición neta.....	27
3.2.2.3. Sistema de prima.....	28
3.2.3. OTROS SISTEMAS	29
3.2.3.1. Subsidios a la inversión.....	29
3.2.3.2. Subastas.....	30

3.2.3.3. Incentivos fiscales.....	31
3.3. INSTRUMENTOS NO REGULADORES.....	33
3.3.1. FISCALIDAD SOBRE ENERGÍAS CONTAMINANTES	33
3.3.2. POLÍTICAS DE CO₂ COMO TASAS O DERECHOS DE EMISIÓN.....	33
4. INCLUSIÓN DE FNCE EN COLOMBIA	35
4.1. Remuneración de generación, distribución y comercialización en ZNI.....	35
4.1.1. Generación.....	36
4.1.2. Distribución.....	38
4.1.3. Comercialización	39
4.2. INCENTIVOS FISCALES EN COLOMBIA	39
4.2.1. Exclusión del IVA.....	39
4.2.2. Exención de gravamen arancelario.....	40
4.2.3. Régimen de depreciación acelerada	40
5. IDENTIFICACIÓN DEL MODELO TARIFARIO QUE PUEDE SER APLICADO EN COLOMBIA PARA INCLUSIÓN DE LAS FNCE	41
5.1 ANÁLISIS TARIFARIO	52
6. CONCLUSIONES.....	54
7. REFERENCIAS.....	56

CONTENIDO DE CUADROS

Cuadro 1. Regiones ZNI de acuerdo a la CREG.....	35
Cuadro 2. Modelos tarifarios.....	43
Cuadro 3. Cartera de energías renovables.....	44
Cuadro 4. Licitaciones o subastas	44
Cuadro 5. Certificados verdes (cv)	45
Cuadro 6. Tarifa regulada o sistema de precios fijos	46
Cuadro 7. Medición Neta	47
Cuadro 8. Sistema de prima	48
Cuadro 9. Subsidios a la inversión.....	49
Cuadro 10. Subastas.....	50
Cuadro 11. Incentivos fiscales	51

CONTENIDO DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de localidades.....	36
Tabla 2. Remuneración del costo de inversión de generación (pesos de Diciembre 2012)	37

CONTENIDO DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Esquema modelos tarifarios.....	42
--	----

1. INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años se ha presentado un aumento en relación a las fuentes no convencionales de energía, y todo lo que involucra su participación en los sistemas eléctricos existentes a nivel mundial. En varios países ya se encuentran aplicadas reglamentaciones y normas que incentivan y promueven la participación de estas fuentes dentro de la matriz de generación eléctrica. Así mismo, a nivel mundial se han visto diferentes modelos tarifarios aplicados en diferentes países, con distintas características, condiciones, y políticas de incentivos que promueven la generación a partir de Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE.

En Colombia, se tiene como principal marco de referencia la Ley de Energías Renovables (Ley 1715 de 2014), así como algunas resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, y disposiciones del Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, que buscan promover la generación con fuentes de energía no convencionales. Sin embargo, lo máximo que se ha logrado en cuanto al tema de tarifas y sus modelos se encuentra presente en la resolución CREG 091 de 2007, en la que se plantea la remuneración y tarifas en Zonas No Interconectadas – ZNI; mientras que en relación con el Sistema Interconectado Nacional – SIN no se ha realizado ninguna acción respecto a tarifas para la inclusión de estas fuentes.

Uno de los principales problemas que se tienen como generador de energía con fuentes no convencionales (caso de autogeneración), es que al entregar energía a la red se le paga al usuario autogenerado la cantidad equivalente a la energía generada; mientras que cuando consume de la red, tiene que pagar la generación, transmisión, distribución, comercialización, entre otros, es decir al entregar la energía a la red, su remuneración es inferior a lo pagado por consumo. Esto respecto a la participación de usuarios dentro de un sistema de generación distribuida.

Actualmente Colombia solo ha manejado incentivos y aspectos relacionados con la vinculación de energías no convencionales a pequeña escala y en ZNI, dejándose de lado la revisión tarifaria para quienes en el SIN están empleando o desean implementar fuentes no convencionales de energía.

Dado que a la fecha, Colombia no cuenta con un modelo tarifario que incluya las fuentes no convencionales de energía dentro del sistema interconectado; se hace una exploración de los modelos tarifarios que han sido aplicados en el resto del mundo, tomando en cuenta las diferentes ventajas y desventajas de cada modelo y cuál sería el o los más apropiados para ser adaptados al sistema eléctrico nacional.

Este documento presenta en su primer capítulo los antecedentes que se han llevado a cabo hasta el momento en cuanto a modelos tarifario e incentivos, seguido de una descripción de mecanismos, incentivos y los modelos tarifarios implantados en otros países. Además se hace una indagación en cuanto avances a nivel Colombia y los incentivos y políticas que hasta este momento se han impuesto.

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1. ANTECEDENTES

En la actualidad en los países desarrollados se tienen modelos tarifarios que incluyen FNCE y mecanismos de apoyo con respecto al desarrollo e implantación de energías renovables, ya que los costos de producción de estas energías aún son más altos que los de las energías convencionales.

Entre los mecanismos de apoyo o modelos tarifarios más conocidos e implementados se tienen el sistema Feed-in Tariff (FIT) o tarifa regulada, en el que se cede la electricidad renovable al sistema, a cambio de una tarifa fija, sistema ROR o de regulación por tasa de retorno, y el sistema Quota /TGC (Quota obligation with tradable Green certificates).

Las energías renovables en algunos países, se impulsan mediante instrumentos normativos para establecer tarifas especiales premio o sobre precio por la energía que los proveedores inyecten a la red. Inicialmente se adoptó en Estados Unidos en 1978, y de allí se expandió a más de 50 países y estados, Alemania, España y Dinamarca, se destacan por el éxito de su implementación. Lo que hacen las autoridades es establecer una tarifa mínima, sobre precio o premio para energía renovable inyectada a la red. Generalmente se diferencia esa tarifa de acuerdo a qué tipo de energía renovable es, si se trata de energía solar, energía eólica, o alguna otra (Gil, 2015).

Alemania y España han desarrollado sistemas que son modelo, lograron incentivar las inversiones y que las energías renovables pasasen a ser las mayores productoras de electricidad de la red nacional. El sistema alemán establece distintas tarifas para la energía eléctrica inyectada por cada central, esto dependerá del tamaño de la central, su ubicación y el tipo de energía que producen. Se asegura que esas tarifas serán respetadas a largo plazo, con períodos fijos, por ejemplo, hasta 2025 (Gil, 2015).

En el artículo de la Escuela de Organización Industrial de España (Fernandez, 2013), se habla sobre cumplir tres objetivos importantes a partir de la implementación de energías renovables, proponiendo mecanismos de apoyo como el sistema Feed-in Tariff (FIT).

También se propone QUOTA/TGC conocido como sistema de certificados verdes, en la que el gobierno obliga a los emisores contaminantes a adquirir dichos certificados. Estos certificados son otorgados a los productores de energías renovables, por lo que reciben además por la venta de su energía en el mercado, otro ingreso adicional por la venta de estos certificados.

El Modelo tarifario utilizado en costa rica es el ROR, metodología tradicional que requiere alto nivel de participación de la entidad reguladora. Este sistema permite la recuperación de costos de operación y de capital, además de un porcentaje sobre el capital invertido (Autoridad reguladora de los servicios publicos, 2015).

Como en todos los sistemas se tienen debilidades, una de esas es no proveer incentivos para el ahorro en costos o mejoras de eficiencia. Como alternativas a la regulación ROR, se han propuesto los esquemas límite de precio (Price cap), límite máximo de ingresos (revenue cap), ajuste parcial de costos (partial coast adjusment), entre otras, además de sistemas híbridos, sin embargo este sistema no logra satisfacer el bienestar de las personas.

La aplicación de la metodología de tasa de retorno ha conducido en el país a que los operadores del servicio se orienten a grandes inversiones como su objetivo, exigiendo una tasa de retorno sobre esas inversiones, inversiones que lamentablemente no siempre se ven ejecutadas con criterios de eficiencia, ni tampoco se ha logrado una operación eficiente del servicio que logre tarifas eléctricas cada vez más bajas como se produce en la mayoría de bienes o servicios que produce la industria para poder competir en una economía cada vez más globalizada.

En cuanto a la tasa de crecimiento, la demanda empezará a disminuir y así la generación por autoconsumo comenzará a regir. También coinciden con ARESEP (autoridad reguladora de servicios públicos) de san José de Costa Rica, en cuanto a la formalización y sistematización de la metodología tarifaria, ya que el modelo actual está llevando a tarifas menos competitivas.

En la tesis de master (Cruz, 2009), se habla sobre las energías renovables en el sistema eléctrico español, las cuales en los últimos años se han convertido en el instrumento fundamental de la política energética europea, para así lograr un desarrollo sostenible y dejar de depender de la energía exterior. También se realiza una comparación del tratamiento regulatorio a las energías renovables en todo Europa, en la mayoría de la unión europea se han implementado mecanismos de apoyo los cuales en gran mayoría son tarifas reguladas, para el desarrollo de las energías renovables.

2.2. GENERALIDADES

2.2.1. Tarifa

Tabla o catálogo de precios, derechos o impuestos que se deben pagar por algunos artículos o servicios (BARSA, 1964)

2.2.2. Energías renovables

son aquellas cuyo potencial es inagotable, ya que provienen de la energía que llega a nuestro planeta de forma continua, como consecuencia de la radiación solar o de la atracción gravitatoria de la Luna. Son fundamentalmente la energía hidráulica, solar, eólica, biomasa, geotérmica y las marinas (Instiuto Tecnológico de Canarias, 2008)

2.2.3. Medición bidireccional

Permite cuantificar y remunerar los excedentes de energía que los usuarios entregan, conforme a una tarifa preestablecida bajo un modelo que puede ser de medición neta o facturación neta (Ministerio de minas y energía, 2015).

2.2.4. Medición neta

Es una manera de incentivar el uso de fuentes de energía renovable a nivel del consumidor. Bajo este esquema, el sistema renovable sufre en todo o en parte el consumo de energía del cliente y el exceso de energía, si alguno, se exporta al sistema eléctrico de la AEE. El cliente recibe un crédito cuando el sistema exporta energía a la red eléctrica de la AEE (Autoridad de energía eléctrica).

2.2.5. Facturación neta

La tarifa de remuneración de los excedentes difiere de la tarifa de consumo, por lo cual es necesario contabilizar consumo y excedentes independientemente para aplicar las respectivas tarifas a cada cantidad y así determinar el valor a ser facturado o acreditado al usuario a partir de la diferencia entre ambos montos (Ministerio de minas y energía, 2015).

2.2.6. Generación distribuida

Es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local - SDL. La capacidad de la generación distribuida se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar, según los términos del código de conexión y las demás disposiciones que la CREG defina para tal fin (CREG 1715, 2014).

2.2.7. Autogeneración

Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG para tal fin (CREG 1715, 2014).

2.2.8. Incentivos

Es la promesa de una compensación por realizar cierta acción que desea quien ofrece el incentivo (Jean-Jacques Laffont, 2001)

2.3. MARCO LEGAL

- Normatividad Ley 1715 de 2014. Integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Radicada el 13 de mayo de 2014, por medio del cual se regula la integración de energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.
- Resolución 281 del 2015. Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala.
- Resolución 045 de febrero de 2016. Por la cual se establece los procedimientos y requisitos para emitir la certificación y avalar los proyectos de fuentes no convencionales de energía (FNCE), con miras a obtener beneficio de la exclusión del IVA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la ley 1715 de 2014 y se toman otras determinaciones.
- Ley 143 de 1994. Define el marco normativo para la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.
- Resolución CREG 240B-2015. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional”.
- Resolución 091 de 2017. Por lo cual se establecen las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las formulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en la zonas no interconectadas.

- Resolución 004 de 2014. Por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas.

3. REVISIÓN DE MODELOS TARIFARIOS QUE INCLUYEN FNCE

Al incluir fuentes no convencionales de energía a los sistemas de transmisión o aislados se deben tener en cuenta varios factores, uno de esos es la matriz económica la cual viene relacionada con la demanda y producción de la energía eléctrica; para la mayoría de países se tiene que el modelo energético se ha soportado en la explotación de combustibles fósiles, recursos finitos, los cuales han generado gases de efecto invernadero a lo largo de su utilización, causando afectaciones ambientales importantes en distintos ecosistemas. Para contribuir con la sostenibilidad ambiental y sabiendo que esos recursos se agotan cada día, se podría decir que este modelo en la actualidad es insostenible a mediano y largo plazo, por lo cual se han incluido FNCE a los sistemas de generación eléctrica y térmica.

Por lo anterior, y de acuerdo a la experiencia de diferentes países que tienen gran parte de la producción energética a partir de energías renovables, se revisa la inclusión de estas energías en los sistemas eléctricos, específicamente en sus modelos tarifarios.

Los modelos tarifarios están asociados a sistemas de apoyo o instrumentos internacionales, los cuales han sido desarrollados y probados a nivel internacional a lo largo de los últimos 15 años. A continuación se presentan los más empleados actualmente haciendo una breve descripción, y presentando las ventajas y desventajas en cada uno de estos.

3.1. MODELOS TARIFARIOS

A continuación se enuncian los modelos tarifarios encontrados a nivel mundial y que podrían ser aplicados en el sistema nacional colombiano a partir de sus características, ventajas y desventajas.

3.1.1 Tarifa Regulada FIT

Instrumento normativo que busca establecer una tarifa especial, premio o sobre precio por la energía que un proveedor renovable inyecte a la red. (Cagliani, 2012).

Es decir, interviene el precio que es recibido por el generador ERNC, obteniendo éste actor, claridad sobre el precio mínimo que le será pagado por concepto de electricidad. (Leyton, 2010).

3.1.1.1 FIT tradicional

Tarifa fija por cada unidad producida de electricidad (kW), independiente del precio de la electricidad en el mercado mayorista. Aquí todos los riesgos los asume el distribuidor, mientras que el inversor está totalmente protegido.

3.1.1.2 FIT Premium

Prima que depende del precio del mercado y que se suma al beneficio por el precio del mercado. Por tanto, son los generadores, los que se enfrentan al riesgo de variación del precio de mercado. (Garay, 2015).

-Transición y adopción

La adopción de FITs ha sido exitosa en países como Alemania, donde la capacidad instalada de energía eólica se incrementó de 55 MW en 1990 a 4,5 GW en 2000 y 27,2 GW a finales de 2010, en tanto que en el caso de la solar FV se pasó de escasos 2 MWp en 1990 a 114 MWp en 2000 y 17,5 GWp en 2010 (Federal Ministry of Economic Affairs and Energy , 2014). Actualmente, las capacidades instaladas de energía eólica y solar FV en Alemania superan los 35,6 GW y 38,1 GWp, respectivamente, contribuyendo con alrededor del 16% de la demanda eléctrica en el país (Fraunhofer Institute, 2014). El mecanismo ha sido igualmente exitoso en España donde estas fuentes contribuyen en un orden similar.

Ventajas

Al establecer tarifas diferenciadas dependiendo del tipo de energía renovable, se permite desarrollar todas las tecnologías y no sólo las que se encuentren en una situación más competitiva. Este sistema no impone barreras a los generadores de energía, ya que son libres de generarla con medios renovables si lo creen conveniente aprovechando las tarifas fijadas, sin tener la obligación de invertir en energías renovables. Sin importar el tamaño de la central, todas las empresas generadoras se ven beneficiadas. Y también Incentiva a que entren nuevos actores al mercado, evitando que las grandes empresas generadoras de energías convencionales no renovables aprovechen su peso y su capital para desplazar a los nuevos. (Cagliani, 2012)

Desventajas

La autoridad interviene el mercado de la generación, al fijar tarifas específicas para las ERNC lo que entraría a chocar con la libertad de mercado vigente en el segmento de generación. (Leyton, 2010). Pero este requiere alto conocimiento del modelo de negocio y de los costes de inversión y explotación. Prima baja: tecnología sin desarrollar. Prima alta: costes excesivos del sistema. (Garay, 2015).

3.1.2 Cartera de certificados verdes (QUOTA/TGC)

Los elementos involucrados en el sistema eléctrico están obligados a suministrar/adquirir un determinado porcentaje de la electricidad proveniente de fuentes de energía renovable, al precio de mercado. Para demostrar el cumplimiento de dicho porcentaje tienen que presentar un número equivalente de cuotas o certificados, que pueden obtener por la generación o compra de electricidad a través de energías renovables o por la compra de certificados. Los proveedores que no cumplan con sus obligaciones, serán sancionados. (Garay, 2015)

Se caracteriza por la fijación de un objetivo/obligación por la autoridad, ya sea en un porcentaje del total de la energía eléctrica inyectada a la red o una cantidad determinada, que debe ser suministrada por medios de generación ERNC. Los actores del mercado tienen la libertad para determinar con qué tipo

de ERNC o tecnologías se generará la electricidad, al igual que las tarifas en que venderán dicho producto.

-Transición y adopción

Mecanismos de este estilo han sido implementados en un número de estados de los Estados Unidos y en casos como el de Chile, que en el año 2008 introdujo, a través de la Ley 20257 y su respectiva regulación un sistema de cuotas, de acuerdo con el cual por lo menos 10% de la energía comercializada por los generadores deberá producirse con FNCER al año 2024. El requerimiento se inició con una obligación fija del 5% desde enero del año 2010 hasta el 2014, la cual debe incrementarse gradualmente en 0,5% anual desde 2015 hasta llegar al 10% en 2024. Adicionalmente, a partir de la Ley 20/25 de 2013, el mandato del 10% se vio duplicado a 20% para el caso de contratos de energía suscritos después de esa fecha. Este tipo de obligaciones necesita desarrollar un inventario significativo de energías renovables en los próximos años, razón por la cual a 2015 se evidencia una amplia dinámica en el desarrollo de tecnologías como la eólica, termosolar, geotérmica y solar FV (REVE, 2015).

Ventajas

Optimiza ratio coste/beneficio y explota la tecnología (Garay, 2015).

Desventajas

No diferencia entre tecnologías en desarrollo y la implementadas, también su funcionamiento es complejo (altos costes gestión y transacción). (Garay, 2015)

3.1.3 Regulación por tasa de retorno (ROR)

Este esquema tiene como finalidad remunerar una tasa de rentabilidad sobre los costos de capital y los costos operativos necesarios para la prestación del servicio. Dicha tasa es una decisión del regulador y es fija durante el período tarifario. El objetivo adicional, es restringir a las empresas de obtener ingresos extraordinarios, por eso se limita la Tasa de Retorno. (DIANA MARÍA LÓPEZ GONZÁLEZ, 2014).

El objetivo es asegurar a la empresa una rentabilidad adecuada con base en la rentabilidad de su industria. Con este modelo se determina el ajuste porcentual necesario en la tarifa del servicio específico (Generación, Transmisión y Distribución) para que la empresa obtenga los ingresos que le permitan cubrir los costos totales asociados al servicio y garantizar un monto de retribución (crédito para el desarrollo) sobre el capital invertido (base tarifaria). (VÁSQUEZ & LIBONILLA, 2015).

-Transición y adopción

La adopción de este mecanismo fue sorpresiva en algunos países, ya que siempre mostraba debilidades desde el punto de vista de incentivos y no alcanzaba los niveles de eficiencia económica socialmente óptima.

El servicio de transmisión eléctrica en Perú para la fijación de tarifas está dado por el mecanismo ROR, el cual establece que los propietarios de esta infraestructura serán compensados mensualmente por el Costo Total de Transmisión, el mismo que comprende la anualidad de la inversión más los costos estándares de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión

En el caso de Chile la implementación de este mecanismo presentaba deficiencias; fijación de precios con criterio no económico, implicando una demanda frecuente de subsidios estatales, y la práctica de monopolios productores y autorregulados, generando un conflicto de intereses. (H & P, 2007)

Ventajas

Permite la recuperación de costos de operación y de capital además de un porcentaje sobre el capital invertido. (Los operadores trabajan en un espacio de confort sin asumir un verdadero riesgo en sus decisiones).

Desventajas

No provee incentivos para el ahorro en costos o mejoras de eficiencia, recompensa las sobre inversiones, también se le atribuye como causa de una falta de involucramiento gerencial o de ineficiencias causadas por la falta de competencia.

3.2. MECANISMOS DE APOYO PARA LA PROMOCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Son aquellos que complementan a los modelos tarifarios, los cuales actúan de forma regulatoria en cuanto a precio de venta de electricidad generada a partir de las fuentes renovables.

3.2.1. INSTRUMENTOS REGULADORES

El objetivo básico es el desarrollo de las renovables. Dentro de estos se encuentran:

3.2.1.1. Sistemas de cuotas

Los más conocidos son dos tipos de sistemas de cuotas para las Fuentes Renovables de Energía: las normas de cartera de renovables y los sistemas basados en licitaciones.

- **Cartera de energías renovables - RPS**

Es un instrumento de política para forzar una mayor producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables (generalmente) que tienen características ambientales y sociales deseables.

Características

El RPS puede aplicarse a las centrales eléctricas que son monopolios regulados y a la competitividad de los productores independientes, pero es generalmente asociado con las jurisdicciones que han reformado su sector de eléctrico para aumentar la competencia en la generación de electricidad.

En el mecanismo RPS, el gobierno regula la cantidad de electricidad renovable y deja que el mercado determine el precio, es decir, este esquema no fija el precio o la tarifa de la energía. Se fija un objetivo que establece una mínima cantidad de capacidad o de generación que debe ser cubierta con FRE, la cual se debe incrementar en el tiempo. De esta forma, los inversionistas y generadores de electricidad fijan la cantidad que van a satisfacer de esa cuota en términos de la tecnología que va a ser empleada, a no ser que los objetivos hayan sido fijados para determinadas tecnologías y por los suministradores. Los operadores y generadores venden la electricidad al precio, y por los términos establecidos en un contrato. (Figueredo, cubasolar).

Ventajas

Se tienen en cuenta jurisdicciones que están especialmente centradas en conseguir el mayor mejoramiento ambiental al mínimo costo, teniendo un solo estándar para todas las energías renovables, e incluso incluyendo tecnologías no renovables.

Las Jurisdicciones que están interesadas en el desarrollo a largo plazo de las tecnologías renovables, garantizando una mezcla más diversa de energías renovables y tecnologías limpias asociadas.

Es probable, no obstante, ser parte de una futura combinación energética que algún día podría también incluir combustibles fósiles menos contaminantes y tecnologías nucleares, aunque las energías renovables necesitan ayuda especial en esta etapa para pasar los umbrales críticos de comercialización.

Desventajas

El RPS puede retrasar o prevenir el desarrollo y la comercialización de las innovaciones tecnológicas que sería económicamente más para alcanzar el mismo objetivo porque los hacen con las tecnologías existentes y no se implementan nuevas por los costos de inversión.

– Sistemas basados en Licitaciones o Subastas

Este sistema basado en licitaciones convierte a la competencia en el eje central de los contratos dirigidos a construir y operar un proyecto en el que gana la oferta de menor precio. (Figueredo, cubasolar).

Las subastas son procesos de contratación mediante licitación competitiva de electricidad procedente de energías renovables o en la que pueden participar las tecnologías de energías renovables. (IRENA, 2015).

Características

Se define una cantidad de energía renovable a construir para una tecnología específica, se garantiza que el ganador de la subasta o licitación es el generador con la oferta de menor precio. (European Commission, 2008)

Ventajas

Las subastas pueden ser tecnológicamente neutras, es decir, pueden estar abiertas a todas las tecnologías, renovables y no renovables, o específicas por tecnología, incluyendo combinaciones de energías renovables y renovables/no renovables. La mayoría de los países tienen una combinación de diferentes tipos de subastas. (IRENA, 2015).

Desventajas

Los inversionistas tratan de obtener un precio muy bajo para ganar el contrato y después abandonan el proyecto. El sistema inglés de licitación NFFO (obligación de compra de energía de fuentes no fósiles) resultó un fracaso, ya que varios contratos quedaron detenidos, por lo que se decidió no continuar aplicándolo. (Figueredo, cubasolar).

Uno de los problemas típicos que presentan las subastas es el riesgo que se da cuando los promotores pujan demasiado bajo, con el fin de ganar la subasta y posteriormente son incapaces de llevar a cabo el proyecto. Para evitar este tipo de problemas, la mayoría de los mecanismos de subastas que se utilizan actualmente en América Latina requieren garantías financieras de los promotores. (IRENA, 2015).

3.2.1.2. Certificados verdes - CV

Se basan en la imposición legal a los consumidores o generadores de electricidad, de la obligación de que un determinado porcentaje o cuota de producción de electricidad, provenga de energías renovables. Este tipo de mecanismo no ha sido muy efectivo porque crea incertidumbre. (Valladares, 2014).

Características

El regulador del mercado reparte los certificados verdes a los productores con energía renovable, según potencia instalada, a la vez que impone una cuota renovable a las comercializadoras (tienen que cubrir un porcentaje de venta de energía con renovables), de esta forma compran los certificados a los productores para cumplir con la cuota, si no cumplen tienen que pagar una multa. (Ruiz, 2004)

Ventajas

La ventaja que tiene es su eficiencia teórica, es teórica porque al final interviene el regulador del mercado y es un sistema controlado. (Ruiz, 2004), es un Instrumento de mercado (Garrigues, 2006) y Facilita la competencia: optimiza el ratio coste-beneficio de la generación renovable. (Garrigues, 2006).

Desventajas

se establecen dos mercados, el mercado de la electricidad y el mercado de los certificados, dos mercados inestables, no están asegurados a largo plazo, hay inestabilidad en el precio. Los certificados no tienen precio fijo, si hay demanda el precio sube, sino el precio se mantiene o baja (como en la bolsa).

Sólo se utiliza un tipo de certificado, es decir da igual de donde procede el kWh, con esto se discrimina a las fuentes renovables menos maduras y que necesitan más apoyo para su implantación.

Dificulta la financiación mediante proyectos financieros por la incertidumbre asociada al precio.

Con un único tipo de certificado puede haber problemas para el desarrollo de las tecnologías más reciente. Funcionamiento más complejo: mayores costes de transacción.

3.2.2. SISTEMAS DE TARIFAS

Básicamente, el sistema de tarifas o precios tiene dos variantes, la del mecanismo de tarifa fija y la basada en primas. La medición neta de la energía (net metering), es una variante de este sistema, aunque también pueden incluirse los subsidios a la inversión y los créditos fiscales.

3.2.2.1. Tarifa regulada o sistema de precios fijos

Son instrumentos reguladores que permiten la compra garantizada a una tarifa específica (en general por encima del precio de mercado) a los productores elegibles que generan electricidad a partir de fuentes de energía renovables durante un período específico. (IRENA, 2015).

El diseño de la tarifa puede cubrir, entre otras cosas, la tecnología, la capacidad instalada, los precios de la electricidad y el coste general. Así, las tarifas reguladas en algunos países están diseñadas con mecanismos de reducción progresiva para compensar la reducción de los costes de generación. (IRENA, 2015).

Las tarifas reguladas son posiblemente el instrumento que ha tenido un éxito limitado en América Latina. Argentina, Brasil y Ecuador han establecido regímenes de tarifas reguladas, pero ya no están activos. Nicaragua y Uruguay tienen tarifas reguladas de aplicación limitada, y Perú utiliza elementos del diseño de tarifas reguladas en su sistema de subastas. Solo Bolivia está desarrollando actualmente un nuevo sistema de tarifas reguladas, y Costa Rica está considerando la posibilidad de utilizar uno para la energía solar fotovoltaica a gran escala.

Características

Las tarifas reguladas son posiblemente el instrumento más extendido en todo el mundo para la promoción de la electricidad renovable en la última década. (IRENA, 2015). Ha sido la más exitosa (hasta ahora) de las políticas aplicadas: dos tercios de la capacidad eólica instalada en el mundo se gestionan bajo este principio, además de la mitad de la capacidad solar fotovoltaica instalada en el planeta. (Figueredo, La tarifa regulada, 2012).

Ventajas

El gobierno regula el precio de venta de la electricidad (o prima), que debe pagar el productor, y deja al mercado que determine la cuota de contribución de las fuentes renovables de energía a la matriz energética.

Crea un mercado que protege a los productores de energía mediante fuentes renovables frente a los generadores con fuentes convencionales, subsidiados y con costos ambientales que no son tenidos en cuenta. (Figueredo, La tarifa regulada, 2012).

El operador de la red está obligado a dar prioridad a las instalaciones de fuentes renovables de energía. (Figueredo, La tarifa regulada, 2012).

Desventajas

Tiene la dificultad de fijar una prima adecuada para cada tecnología y un riesgo regulatorio del precio. (Garrigues, 2006).

3.2.2.2. Medición neta

Es un mecanismo de facturación que permite a propietarios de viviendas y negocios que generan su propia electricidad con su sistema de energía solar, con el fin de suministrar la energía que no utilice de nuevo en la red y recibir un crédito. Estos créditos pueden utilizarse para compensar la electricidad al usuario cuando su sistema de energía solar no está generando electricidad suficiente para satisfacer sus necesidades.

Características

Cuando el sistema de producción excede la demanda del cliente, la generación de energía sobrante pasa automáticamente a través del contador eléctrico en la red eléctrica, ejecutando el medidor hacia atrás al crédito de la cuenta del cliente. Bajo un acuerdo de medición de energía neta, la utilidad continuará para leer su medidor mensualmente y usted recibirá un extracto mensual indicando la cantidad neta de electricidad que consume o exporta a la red eléctrica durante ese período de facturación.

Ventajas

Permite que las facturas de los clientes lleguen en cero. Refleja con exactitud la energía generada y consumida, proporcionando a los clientes datos de rendimiento anual. Créditos para los clientes con Tarifas Minoritarias Simple, este mecanismo es de bajo costo, ya que requiere de mínimo equipamiento de medición.

No se necesitan equipos sofisticados e incluso pueden reutilizarse los mismos ya existentes, es sencillo de administrar, incentiva la generación local por parte de los consumidores.

Desventajas

El impacto de la medición neta en las tarifas minoristas es insignificante.

3.2.2.3. Sistema de prima

En este mecanismo se aplica un pago adicional (prima) sobre el precio máximo del mercado de la electricidad, es decir, se añade una prima a un precio base fijado previamente. (Figueredo, cubasolar)

El sistema de primas en general funciona de una forma muy sencilla, el productor inyecta en la red los kWh producidos y por cada kWh cobra un dinero, que puede ser fijo o variable. (Ruiz, 2004)

Características

En el caso del sistema de prima fija, el precio de la electricidad en el mercado tiene influencia en el pago adicional, se puede interpretar que este sistema representa una modificación del comúnmente empleado de tarifa fija (Figueredo, cubasolar).

Ventajas

Es su certidumbre y predictibilidad, al no depender del mercado, y ser fijados los precios por el gobierno, el productor fácilmente estima la rentabilidad que puede tener el proyecto. Además es un sistema muy sencillo en cuanto a su funcionalidad. Resulta muy atractivo para el inversor. Hasta el momento ha resultado ser un sistema eficaz. (Ruiz, 2004).

Desventajas

La desventaja, la dificultad de fijar la prima correcta a cada tecnología, fijar la prima por debajo de lo debido, conlleva a que esa tecnología no termine de despegar, que las inversiones para cada proyecto sean muy altas y no se alcancen la rentabilidad deseada, es el caso de la biomasa en España. Fijar la prima por encima de la adecuada, significa cargar este sobre coste al consumidor final, lo que provocaría crear una mala imagen al conjunto de las energías renovables. Fijar la prima correctamente al desarrollo tecnológico, significa tener un sistema altamente eficiente. (Ruiz, 2004).

3.2.3. OTROS SISTEMAS

Existen muchas otras formas de apoyo político para la generación de energía con fuentes renovables de energía, como son:

3.2.3.1. Subsidios a la inversión

Mediante pagos directos al capital inversionista o reembolso, realizados generalmente sobre la base de la potencia instalada del generador. (Figueredo, cubasolar). Algunos países conceden ayudas por un porcentaje del coste de la inversión en algunas tecnologías, lo que reduce el coste del capital.

Incluye la aportación directa de subsidios para la construcción de capacidad de generación a partir de fuentes renovables. Se trata de una medida de estímulo de la oferta y puede adaptarse en función de las particularidades de las distintas fuentes de energía renovables de acuerdo con las políticas nacionales o regionales.

Ventajas

Sirve como estímulo para el consumo, o puede también cubrir ciertos costos de producción de determinados bienes o servicios para hacerlos más competitivo.

Desventajas

Sobre extender la duración de estos subsidios o establecerlos como permanentes puede conllevar a que en el mediano y largo plazo los incentivos se vuelvan negativos y estos se profundicen en periodos de crisis económica.

3.2.3.2. Subastas

Los promotores son invitados a enviar ofertas por una cantidad limitada de potencia o energía en un periodo dado. Las compañías que oferten el suministro al menor coste ganan contratos a largo plazo para llevar a cabo los proyectos, generalmente a lo largo de un periodo determinado. Suelen estar alrededor de 12-15 años, en algunos casos puede llegar hasta 20 años.

Características

Las subastas son aparentemente mecanismos adecuados para la promoción de las energías renovables, ya que pueden limitar el techo de instalación de una determinada capacidad con menos riesgo para los inversores y el regulador.

Ventajas

Desde un punto de vista puramente teórico, las subastas ofrecen mejores características que otros mecanismos de apoyo a las energías renovables; por un lado, permiten competencia entre promotores, lo que llevaría a maximizar la eficiencia; por otro, limitan la capacidad máxima de energía renovable instalada, lo que permitiría un control de los riesgos de cantidad por parte del

regulador; además, ofrecen estabilidad en la remuneración, por lo que reducirían la incertidumbre y los riesgos asociados a los proyectos.

Desventajas

Altos costes de preparación, llegando incluso a ser un factor poco incentivador para participar en las mismas y causa de que los precios resultantes no siempre reflejen los costes marginales de generación.

Suponen riesgos para el regulador respecto al número de proyectos que finalmente se desarrollarán, ya que la alta incertidumbre en su realización puede provocar que ganadores de las subastas no culminen finalmente sus planes. Una posible solución a esto es poner una penalización a quien incumpla, pero esta medida sube aún más el coste de participación en la subasta y su precio final (Energía y sociedad , 2015).

Los generadores tienen una menor exposición a las señales del mercado en comparación con los certificados verdes o con los escenarios de primas, por lo que reciben menos incentivos a que su operación sea más eficiente. (Energía y sociedad , 2015).

3.2.3.3. Incentivos fiscales

Consisten en tratamientos particulares que el Estado otorga o asigna a ciertas actividades o regiones, de tal manera que resulten atractivos para la inversión y el desarrollo –constituyen una de las herramientas elegidas dentro de las políticas de fomento de determinado sector, región o actividad económica y pueden o no tener relación con la protección del medioambiente. (Hernan D.Cruells, 2012).

Se usan diferentes opciones para fomentar la generación de fuentes renovables con instrumentos fiscales, por ejemplo la aplicación de un IVA reducido, exenciones de impuestos de los dividendos generados por estas inversiones, amortizaciones aceleradas, etc.

Características

Se puede indicar que los incentivos tributarios constituyen instrumentos por medio de los cuales se busca afectar el comportamiento de los actores económicos a un costo fiscal limitado.

Los objetivos habituales que se persiguen con su instrumentación consisten, entre otros, en el aumento de la inversión; el desarrollo regional de zonas que presentan características de desventajas naturales, sociales o económicas con otras del mismo país o región; la promoción de exportaciones; la industrialización; la generación de empleo; el cuidado del medio ambiente; la transferencia de tecnología; la diversificación de la estructura económica y la formación de capital humano.

Ventajas

Las exenciones fiscales pueden incluir el impuesto sobre la renta, el IVA, el impuesto sobre las ventas, el impuesto sobre el patrimonio, el impuesto sobre los recursos, impuestos locales, tasas administrativas, derechos de importación y tasas diversas.

Las exenciones pueden tomar la forma de una reducción o eliminación de impuestos, devoluciones, deducciones y créditos fiscales, o diferentes calendarios de pago.

Las exenciones fiscales, por lo general, se aplican a los servicios y equipos y a los gastos de pre inversión relacionados con proyectos de energías renovables, así como a los ingresos por venta de electricidad y, en algunos casos, de los créditos de carbono y otros ingresos complementarios. (IRENA, 2015).

Desventajas

Una de las desventajas en las exenciones son las brechas fiscales que se forman por la falta de tiempos y tarifas estipuladas, en el caso de España no se alcanzó a cubrir la inversión generada.

3.3. INSTRUMENTOS NO REGULADORES

También conocidos como indirectos, que persiguen otro fin pero indirectamente apoyan a las renovables.

3.3.1. FISCALIDAD SOBRE ENERGÍAS CONTAMINANTES

Ante el objetivo de fomentar una utilización más eficiente de la energía y, al mismo tiempo de reducir la contaminación, los tributos constituyen un instrumento atractivo, con unas ciertas ventajas comparativas estudiadas sobre todo desde la vertiente teórica, pero también empírica.

En este sentido, es importante aclarar que dentro de este esquema de fiscalidad energética-ambiental (entendida de una forma más amplia) se encuentran:

- Impuestos sobre hidrocarburos: gasolina.
- Impuestos sobre vehículos (ya sean recurrentes o en el momento de su venta).
- Impuestos sobre otros productos energéticos (fueloil, gas natural, carbón, etc).

Para alcanzar un determinado objetivo medioambiental el instrumento de fiscalidad sobre energías contaminantes ha recurrido a la aplicación de instrumentos de control, tales como: impuestos, subsidios, reglamentación, subasta de permisos. (Roccaro & Fernandez, 2005).

3.3.2. POLÍTICAS DE CO₂ COMO TASAS O DERECHOS DE EMISIÓN

El esquema más conocido en Europa es el “cap and trade”, mecanismo de mercado para incentivar una determinada reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) al mínimo coste. El funcionamiento de este esquema se basa en dos conceptos clave: (a) la fijación de un tope de emisiones, y (b) la transferencia con un valor económico de derechos de emisión entre agentes de tope de emisiones: se establece un tope máximo (o “cap”) de emisiones para

un horizonte de varios años, el cual supone de por sí una reducción respecto a un nivel de emisiones de referencia dado. Se emiten derechos de emisión en una cantidad igual al tope antes establecido, los cuales son asignados entre las instalaciones correspondientes a los distintos sectores adscritos al esquema de acuerdo a algún método preestablecido (Energía y Sociedad, 2014).

Un derecho de emisión no es otra cosa que una licencia para emitir una cierta cantidad de GEI. Así, bajo este esquema las emisiones de un agente han de estar respaldadas por los correspondientes derechos de emisión, que habrán de ser entregados a la autoridad competente que se determine. En caso contrario, es decir, en caso de emitir sin contar con el respaldo de los correspondientes derechos, se incurre en una significativa penalización, que sirve como desincentivo a este tipo de comportamientos.

“Trade” o comercio de emisiones: en la medida en la que existe un número finito de derechos, estos tendrán un cierto valor. Factores determinantes de este valor serán, por un lado, la penalización (por definición el valor nunca la superará) y, por otro lado y muy especialmente, el coste de los “sustitutivos”, es decir, de aquellas medidas con las que los agentes puedan reducir sus emisiones (p.ej., mejoras tecnológicas), lo cual reduce a su vez la demanda de derechos y, por tanto, su valor. Así, el comercio de derechos es el mecanismo más efectivo para reducir las emisiones al mínimo coste para el conjunto de la sociedad, ya que el precio del derecho que se forma en el mercado tiende a reflejar el coste marginal de reducir las emisiones. (Energía y Sociedad, 2014)

4. INCLUSIÓN DE FNCE EN COLOMBIA

Actualmente solo hay incentivos y políticas para promover la generación con fuentes de energía no convencionales, pero no se encuentra ningún modelo ni esquema tarifario de remuneración con inclusión de FNCE dentro del sistema interconectado nacional.

“En Colombia existe potencial para el desarrollo de energías renovables no convencionales, sin embargo, la estructura regulatoria actual hace que la diferencia en rentabilidad entre estas tecnologías y las convencionales se incremente, dificultando su entrada en el mercado.” (Helena García, 2013, pág. 68)

4.1. Remuneración de generación, distribución y comercialización en ZNI

Según la metodología propuesta por la CREG para ZNI en Colombia, se encuentra que estas zonas se dividen en las 9 regiones mostradas en el Cuadro 10.

Cuadro 1. Regiones ZNI de acuerdo a la CREG

Nº	REGIONES	DEPARTAMENTOS
1	Orinoquia Oriental y Amazonía Norte	Guainía, Guaviare, Meta, Vichada
2	Amazonía Centro y Orinoquia Occidental	Guaviare, Vaupés
3	Amazonía Occidental	Caquetá, Putumayo
4	Pacífico Sur	Cauca, Nariño, Valle del Cauca
5	Pacífico norte	Antioquia, Chocó
6	Atlántico	Antioquia, Bolívar, Chocó, La Guajira
7	Zonas aisladas cercanas al SIN	Poblaciones que no pertenecen a las regiones propuestas y no están vinculadas al SIN
8	Zona Insular	San Andrés, Providencia y Santa Catalina
9	Amazonas	Amazonas

Fuente: Resolución CREG 004 de 2014.

Nota: La Zona Insular y el Amazonas son áreas de servicio exclusivo, (CREG, pág. 18)

En cada localidad se presta un servicio diferente y varía el número de horas de prestación del servicio dependiendo del número de usuarios, para esto el

Ministerio de Minas y energía estableció los tipos de localidades por número de usuarios, ver Tabla 1.

Tabla 1. Tipos de localidades

Tipo de localidad	N° de usuarios		Horas al día
4	0	50	4
3	51	150	5
2	151	300	8
1	>300		24

Fuente: Resolución 18 2138 de 2007, Ministerio de Minas y Energía.

Los cargos dependen de los servicios que presta la empresa, de dónde esté ubicada, de la demanda que atiende, de las horas de prestación del servicio, del tipo de red y del nivel de tensión. Además los cargos en generación son independientes de la tecnología empleada.

En Colombia se maneja un esquema de tarifas para ZNI, el cual consiste en determinar una fijación de tarifas y costos por medio de fórmulas para cada sector del mismo. En la remuneración y estructura tarifaria para ZNI se tienen en cuenta diferentes factores en la generación, distribución y comercialización de la energía. A continuación se encuentra más detallada la remuneración de dichas actividades.

4.1.1. Generación

Acerca de la remuneración de la actividad de generación se tiene como primer punto la determinación de generación referencia del cual habla el artículo 4 (CREG, 2014, pág. 9), y consideran la inversión, administración, operación, mantenimiento, energía neta generada, horas de operación y actividades realizadas para el cálculo de costo de generación de energía eléctrica relevante de comercialización.

Para la remuneración de la inversión se tienen en cuenta todos los factores necesarios para la puesta en funcionamiento del parque de generación. Dicho esquema toma en cuenta una serie de parámetros que son: estudios, predios,

infraestructura, costos de adquisición, transporte e instalación de equipos, permisos ambientales, interventorías, almacenamiento de combustible, cargo de monitoreo, ingeniería, imprevistos y lo que sea necesario para la puesta en funcionamiento del parque de generación. Además el costo de inversión dependerá de las horas de prestación del servicio, cantidad instalada y la región de implementación. A continuación en la Tabla 2 se muestra un ejemplo de la remuneración de inversión de la región 7. (CREG, 2014).

Debe tenerse en cuenta que estas remuneraciones son tomadas en cuenta para el cálculo de la fórmula tarifaria del servicio público de energía eléctrica en zonas no interconectadas.

Tabla 2. Remuneración del costo de inversión de generación (pesos de Diciembre 2012)

Inversión en generación, \$/kWh						
Región 7						
Potencia nominal, KW	24 horas	18 horas	12 horas	8 horas	6 horas	4 horas
5	\$ 348,84	\$ 385,86	\$ 494,55	\$ 582,61	\$ 706,72	\$ 893,49
10	\$ 200,39	\$ 222,33	\$ 286,01	\$ 337,87	\$ 410,39	\$ 519,39
20	\$ 122,17	\$ 135,35	\$ 173,80	\$ 205,04	\$ 248,88	\$ 314,83
25	\$ 108,19	\$ 120,10	\$ 154,59	\$ 182,70	\$ 221,96	\$ 280,97
30	\$ 96,94	\$ 107,48	\$ 138,15	\$ 163,11	\$ 198,06	\$ 250,61
40	\$ 94,18	\$ 105,81	\$ 138,17	\$ 165,02	\$ 201,49	\$ 256,05
50	\$ 85,11	\$ 95,57	\$ 124,71	\$ 148,87	\$ 181,72	\$ 230,90
60	\$ 77,54	\$ 86,80	\$ 112,86	\$ 134,37	\$ 163,82	\$ 207,95
70	\$ 73,87	\$ 82,74	\$ 107,65	\$ 128,24	\$ 156,38	\$ 198,54
80	\$ 89,82	\$ 102,98	\$ 137,68	\$ 167,20	\$ 205,74	\$ 263,05
100	\$ 78,92	\$ 89,93	\$ 119,38	\$ 144,28	\$ 177,13	\$ 226,08
125	\$ 78,76	\$ 90,13	\$ 120,23	\$ 145,78	\$ 179,26	\$ 229,07
150	\$ 75,37	\$ 86,19	\$ 114,88	\$ 139,22	\$ 171,14	\$ 218,65
200	\$ 68,10	\$ 77,50	\$ 102,71	\$ 123,98	\$ 148,57	\$ 194,09
250	\$ 54,78	\$ 64,36	\$ 88,74	\$ 110,62	\$ 138,13	\$ 179,03
300	\$ 52,86	\$ 62,06	\$ 85,49	\$ 106,50	\$ 132,97	\$ 172,33
350	\$ 50,79	\$ 59,54	\$ 81,90	\$ 101,96	\$ 127,26	\$ 164,91
400	\$ 49,18	\$ 57,58	\$ 79,10	\$ 98,41	\$ 122,80	\$ 159,11
450	\$ 48,90	\$ 57,27	\$ 78,69	\$ 97,90	\$ 122,18	\$ 158,31

Fuente: Resolución 004 de 2015, Ministerio de minas y energía

Otro de los puntos es el gasto de administración, operación y mantenimiento en generación, los cuales incluyen los gastos de personal administrativo y gastos vinculados, gastos de personal operativo y de mantenimiento, el costo del

combustible y lubricante entre otros. Para el costo medio del combustible se plantean una serie de parámetros si es generación convencional, En relación al combustible, en cuanto a generación con fuentes renovables, se remunerará al prestador de servicio un equivalente del combustible que se pagaría normalmente; lo mismo aplica para el lubricante.

Para el cargo máximo de generación, “El prestador del servicio determinará los cargos máximos de generación por unidad de energía, como la suma de los costos de inversión, los gastos de administración, operación y mantenimiento y cargo de monitoreo teniendo en cuenta las pérdidas y consumos propios del parque de generación”. (CREG, 2014).

4.1.2. Distribución

Los costos de distribución fueron incluidos debido a los costos de inversión, mantenimiento, operación, y administración de la empresa prestadora del servicio. Los factores que se tienen en cuenta son: energía útil distribuida, la región de implementación, las horas de operación, las actividades realizadas y el nivel de tensión.

Los costos de inversión se le remuneran teniendo en cuenta la infraestructura necesaria para llevar la energía desde el generador hasta el usuario y varía dependiendo el tipo de red, nivel de tensión, de la región de implementación y el tipo de localidad.

Los gastos de administración, de operación y de mantenimiento incluyen los gastos de personal administrativos y asociados a la administración, gastos de transporte y materiales e insumos necesarios para realizar la poda de la vegetación cercana a las redes, supervisiones preventivas y las reparaciones en casos de falla o daños presentados. Estos dependerán del tipo de las actividades realizadas, las horas de prestación del servicio, el tipo de red, el nivel de tensión y de la demanda máxima atendida.

Para el cargo máximo de distribución, “El prestador del servicio determinará los cargos máximos de distribución por unidad de energía, como la suma de los

costos de inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento.” (CREG, 2014).

4.1.3. Comercialización

Los costos de comercialización se establecen a partir de considerar los costos de administración y operación de la empresa prestadora del servicio, teniendo en cuenta las actividades realizadas, la cantidad de energía útil comercializada, las horas de prestación del servicio y la demanda máxima atendida.

La remuneración por gastos de administración y operación se da por concepto de personal administrativo, personal operativo, gastos asociados a la atención al cliente, facturación, recaudo y gestión de control de pérdidas no técnicas.

Para el cargo máximo de la comercialización, “El prestador del servicio determinara los cargos máximos de comercialización por unidad de energía, como la suma de gastos de administración y operación” (CREG, 2014).

El sistema colombiano actualmente solo ha avanzado en un modelo tarifario en zonas no interconectadas. En lo que concierne a nivel SIN no se encuentra información al respecto ni avances progresivos de un modelo tarifario, pero si se encuentran algunos incentivos para la inclusión de fuentes no convencionales

4.2. INCENTIVOS FISCALES EN COLOMBIA

Para la promoción, desarrollo y utilización de las fuentes no convencionales de energía, se proponen en la ley 1715, decreto 2143 del 4 de noviembre de 2015, capítulo 8, incentivos fiscales.

4.2.1. Exclusión del IVA

Estarán excluidos del IVA la compra de equipos, elementos y maquinaria, nacionales o importados, o la adquisición de servicios dentro o fuera del territorio nacional que se destinen a nuevas inversiones y pre inversiones para

la producción y utilización de energía a partir FNCE, así como aquellos destinados a la medición y evaluación de los potenciales recursos, de acuerdo con la certificación de conformidad emitida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales de equipos y servicios excluidos del impuesto, para lo cual se basará en el listado elaborado por la UPME y sus actualizaciones. (Ministerio de minas y energía, 2015).

4.2.2. Exención de gravamen arancelario

Las personas naturales y jurídicas titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos para el desarrollo de FNCE deberán obtener previamente la certificación expedida por el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Unidad de Planeación Minero Energética, en la cual la entidad avalará el proyecto de FNCE y la maquinaria, equipos, materiales e insumos relacionados con este y destinados exclusivamente a las etapas de pre-inversión e inversión. (Ministerio de minas y energía, 2015).

4.2.3. Régimen de depreciación acelerada

Aquellos Generadores de Energía a partir de FCNE que realicen nuevas inversiones en maquinaria, equipos y obras civiles adquiridos o construidos con posterioridad a la vigencia de la Ley 1715 de 2014, exclusivamente para las etapas de pre-inversión, inversión y operación de proyectos de generación a partir de FNCE, podrán aplicar el incentivo depreciación fiscal acelerada, acuerdo con la técnica contable, hasta una tasa anual global veinte por ciento (20%) (Ministerio de minas y energía, 2015).

El beneficiario de este incentivo definirá una tasa de depreciación igual para cada año gravable, la cual podrá modificar en cualquier año, siempre y cuando le informe a la Dirección Seccional de Impuestos de su jurisdicción, antes se debe presentar la declaración del Impuesto sobre Renta y Complementarios del año gravable en el cual se realizó el cambio para obtener tal beneficio (Ministerio de minas y energía, 2015).

5. IDENTIFICACIÓN DEL MODELO TARIFARIO QUE PUEDE SER APLICADO EN COLOMBIA PARA INCLUSIÓN DE LAS FNCE

Durante los últimos años, los sistemas de FIT de Alemania y España han pasado a ser los modelos más reconocidos a nivel mundial. (Leyton, 2010), y altamente eficaces para el desarrollo de las energías renovables. Teniendo en cuenta los antecedentes de este, para Colombia es posible estudiar un mecanismo de subasta combinada con FIT, estableciendo un nivel de energía renovable deseado para integrarlo al SIN, y una tarifa de remuneración garantizada dispuesta a pagarse, para que dicha tarifa termine siendo más baja por medios competitivos.

Si bien en cuanto a los antecedentes del sistema de cuotas caracterizado por ser un instrumento a gran escala, si en Colombia existiera la posibilidad de implementarlo, nuestro mercado sería demasiado pequeño, pero a un corto plazo.

Los certificados verdes, implantados en Holanda, Italia y Reino Unido no fueron nada positivos. La instalación de energía eólica descendió en un 68%, teniendo que emitir certificados ficticios por no poder cubrir toda la energía demandada. (Ruiz, 2004), en el caso de llevarlo a Colombia no sería recomendable a corto plazo, ya que este mecanismo ha probado ser menos efectivo y más costoso que otros modelos alternativos como el de subastas. También se puede decir que los mecanismos de mitigación del riesgo que han sido introducidos recientemente en algunos mercados de REC toman una forma similar a la de esquemas con incentivos sobre el mercado mayorista.

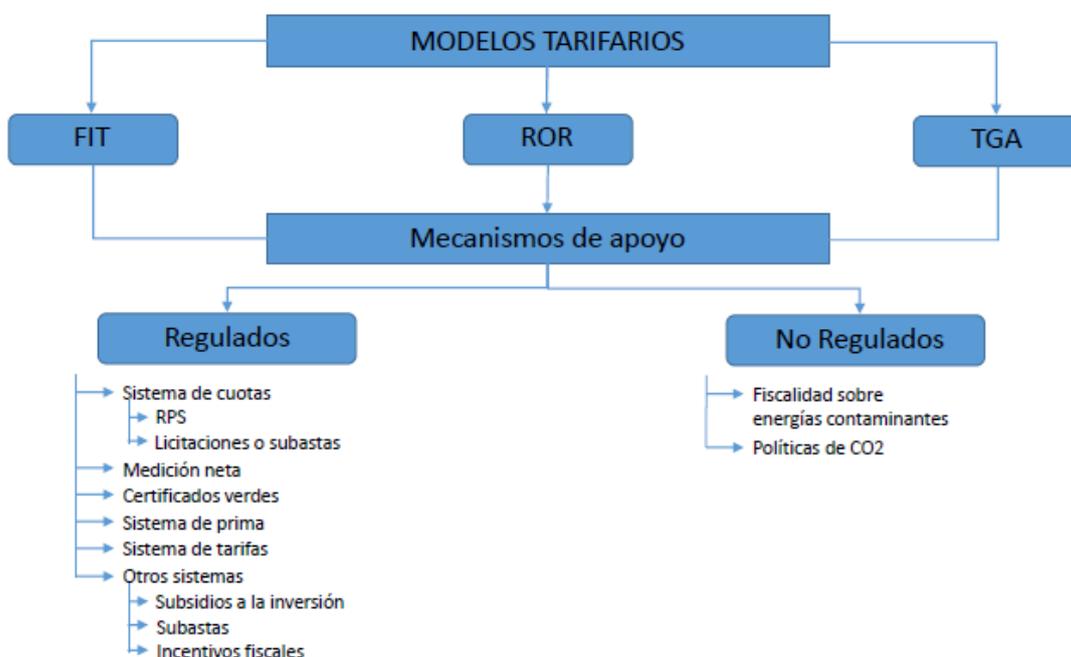
Haciendo una comparación entre los mecanismos de primas y certificados se evidencia que respecto a su aplicación, las primas son sencillas, sólo se debe definir el nivel adecuado de estas. En cambio los certificados, necesitan una aplicación más compleja, ya que se debe definir las cuotas renovables, emitir certificados, crear un mercado adicional, y en muchos casos requiere intervenir el mercado para lograr un equilibrio.

Con respecto al modelo ROR podría decirse que sería de una fácil adaptación al sistema Colombiano ya que algo similar se plantea para las ZNI, tomando una formulación o estableciendo una formula general la cual será de tarifa plena para un cierto periodo, tomando en cuenta los gastos de mantenimiento, operación y otros.

Actualmente en Colombia se puede decir que se manejan incentivos fiscales, por lo visto en la Ley 1715, además del decreto 2143 de 2015 el cual habla acerca de los incentivos tributarios, que son uno de los primeros pasos que se han dado como gran incentivo para la vinculación de dichas tecnologías.

A partir de un análisis comparativo de ventajas y desventajas, se presenta a continuación en los siguientes cuadros el resumen de los instrumentos y modelos tarifarios que pueden ser considerados para la integración de las FNCE en Colombia.

Ilustración 1. Esquema modelos tarifarios



Fuente: Elaboración propia

Cuadro 2. Modelos tarifarios

	Definición	Ventajas	Desventajas
Feed-in-tariff	El FIT es instrumento normativo que busca establecer una tarifa especial, premio o sobre precio por la energía que un proveedor renovable inyecte a la red. (Cagliani, 2012).	<p>Establece tarifas dependiendo del tipo de energía renovable, permite desarrollar todas las tecnologías y no sólo las que se encuentren en una situación más competitiva.</p> <ul style="list-style-type: none"> •No impone barreras a los generadores de energía, ya que son libres de generarla con medios renovables si lo creen conveniente aprovechando las tarifas fijadas, sin tener la obligación de invertir en energías renovables. •Incentiva a que entren nuevos actores al mercado, evitando que las grandes empresas generadoras de energías convencionales no renovables aprovechen su peso y su capital para desplazar a los nuevos. (Cagliani, 2012) 	<ul style="list-style-type: none"> •La autoridad interviene el mercado de la generación, al fijar tarifas específicas para las ERNC lo que entraría a chocar con la libertad de mercado vigente en el segmento de generación. (Leyton, 2010). •Requiere alto conocimiento del modelo de negocio y de los costes de inversión y explotación.
Quota/TGA	Se caracteriza por la fijación de un objetivo/obligación por la autoridad, ya sea en un porcentaje del total de la energía eléctrica inyectada a la red o una cantidad determinada, que debe ser suministrada por medios de generación ERNC	<ul style="list-style-type: none"> •Optimiza ratio coste/beneficio, • Explota la tecnología más eficiente (más rentable). (JGOMEZGARAY, 2015) 	<ul style="list-style-type: none"> •No diferencia entre tecnologías: problemas desarrollo tecnologías menos maduras. •Funcionamiento complejo (altos costes gestión y transacción). (JGOMEZGARAY, 2015)
ROR	El objetivo es remunerar una tasa de rentabilidad sobre los costos de capital y los costos operativos necesarios para la prestación del servicio. El objetivo adicional, es restringir a las empresas de obtener ingresos extraordinarios, por eso se limita la Tasa de Retorno. (DIANA MARÍA LÓPEZ GONZÁLEZ, 2014)	<ul style="list-style-type: none"> •Permite la recuperación de costos de operación y de capital además de un porcentaje sobre el capital invertido. (Los operadores trabajan en un espacio de confort sin asumir un verdadero riesgo en sus decisiones). 	<ul style="list-style-type: none"> •No provee incentivos para el ahorro en costos o mejoras de eficiencia, recompensa las sobre inversiones. •Se le atribuye como causa de una falta de involucramiento gerencial o de ineficiencias causadas por la falta de competencia.

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 3. Cartera de energías renovables

	Definición	Ventajas y desventajas	Notas
SISTEMA DE CUOTAS			
Los más conocidos son dos tipos de sistemas de cuotas para las FRE: las normas de cartera de renovables y los sistemas basados en licitaciones.			
CARTERA DE ENERGÍAS RENOVABLES	Es un instrumento de política para forzar una mayor producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables (generalmente) que tienen características ambientales y sociales deseables.	<p>Ventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> Es posible ser parte de una futura combinación energética que algún día podría también incluir combustibles fósiles menos contaminantes y tecnologías nucleares, también las energías renovables necesitan ayuda especial en esta etapa para pasar los umbrales críticos de comercialización. <p>Desventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> el RPS puede retrasar o prevenir el desarrollo y la comercialización de las innovaciones tecnológicas que sería económicamente más para alcanzar el mismo objetivo. 	<p>El mecanismo RPS, también conocido como sistema de cuotas renovables, obligaciones renovables o política de cuotas, existe a nivel de estado o provincia en EE.UU., Canadá e India, y a nivel nacional en siete países: Australia, China, Italia, Japón, Polonia, Suecia y Reino Unido. Globalmente había 44 estados, provincias o países con este mecanismo en el 2007. . (Figueredo, cubasolar)</p> <p>La mayoría de las políticas RPS plantean la participación de las FRE en el rango de 5 a 20% en los años 2010-2012, y ya muchos países han establecido metas hasta el 2015, el 2020 e incluso hasta el 2025.</p>

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 4. Licitaciones o subastas

LICITACIONES O SUBASTAS	Las subastas son procesos de contratación mediante licitación competitiva de electricidad procedente de energías renovables o en la que pueden participar las tecnologías de energías renovables. (IRENA, 2015)	<p>Desventaja</p> <ul style="list-style-type: none"> Los inversionistas tratan de obtener un precio muy bajo para ganar el contrato y después abandonan el proyecto. Se presenta riesgo con los promotores pujan demasiado bajo con el fin de ganar la subasta .Para evitar este tipo de problemas, la mayoría de los mecanismos de subastas que se utilizan actualmente en América Latina requieren garantías financieras de los promotores. (IRENA, 2015) <p>Ventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> Las subastas pueden ser tecnológicamente neutras, es decir, pueden estar abiertas a todas las tecnologías, renovables y no renovables, o específicas por tecnología, incluyendo combinaciones de energías renovables y renovables/no renovables. 	<p>En China se ha empleado para la concesión de proyectos eólicos con cuatro rondas de licitaciones durante 2003-2006. Después de cinco rondas se pudieron alcanzar 3,6 GW en total.</p> <p>Brasil ha aplicado licitaciones para pequeñas hidroeléctricas, plantas eólicas y de biomasa, mediante el programa PROINFA. Se ha empleado en proyectos eólicos en Irlanda, Francia, Reino Unido y Dinamarca. (Figueredo, cubasolar)</p> <p>En algunos países, por ejemplo Chile y Nicaragua, las subastas se utilizan para asignar concesiones geotérmicas. (IRENA, 2015)</p>
--------------------------------	---	--	---

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 5. Certificados verdes (cv)

CERTIFICADOS VERDES (CV)	<p>Se basa en la imposición legal a los consumidores, suministradores o generadores de electricidad de la obligación de que un determinado porcentaje o cuota de producción de electricidad, provenga de energías renovables.</p> <p>Eficiencia: Con único producto sobre retribuye a las tecnologías más económicas Mayor coste por mayor prima de riesgo. Problema de definir correctamente la penalización.</p> <p>Eficacia: media</p> <p>Aplicación: muy compleja</p>	<p>Desventaja</p> <ul style="list-style-type: none"> • Es que se establecen dos mercados, el mercado de la electricidad y el mercado de los certificados, dos mercados inestables, no están asegurados a largo plazo, hay inestabilidad en el precio. Los certificados no tienen precio fijo, si hay demanda el precio sube, sino el precio se mantiene o baja. (como en la bolsa). • Dificulta la financiación mediante Project finance por la incertidumbre asociada al precio • • Con un único tipo de certificado puede haber problemas para el desarrollo de las tecnologías menos maduras. <ul style="list-style-type: none"> • Funcionamiento más complejo: mayores costes de transacción <p>Ventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • La ventaja que tiene es su eficiencia teórica, es teórica porque al final interviene el regulador del mercado y es un sistema controlado. (Ruiz, 2004) • Facilita la competencia: optimiza el ratio coste-beneficio de la generación renovable. (Garrigues, 2006) 	<p>Este sistema está implantado en Holanda, Italia y Reino Unido. En Italia, el sistema de certificados se implantó en 2002. La experiencia no fue nada positiva. La instalación de energía eólica descendió en un 68%, teniendo que emitir certificados ficticios por no poder cubrir toda la energía demandada. (Ruiz, 2004)</p>
---------------------------------	--	--	--

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 6. Tarifa regulada o sistema de precios fijos

SISTEMAS DE TARIFAS		
<p>Básicamente, el sistema de tarifas o precios tiene dos variantes, la del mecanismo de tarifa fija y la basada en primas. La medición neta de la energía (net metering), es una variante de este sistema, aunque también pueden incluirse los subsidios a la inversión y los créditos fiscales.</p>		
TARIFA REGULADA O SISTEMA DE PRECIOS FIJOS	<p>Son instrumentos reguladores que permiten la compra garantizada a una tarifa específica (en general por encima del precio de mercado) a los productores elegibles que producen electricidad a partir de fuentes de energía renovables durante un período de tiempo específico. (IRENA, 2015)</p>	<p>Ventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • El gobierno regula el precio de venta de la electricidad (o prima), que debe pagar el productor, y deja al mercado que determine la cuota de contribución de las fuentes renovables de energía a la matriz energética. • Crea un mercado que protege a los productores de energía mediante fuentes renovables de energía frente a los generadores con fuentes convencionales, subsidiados y con costos ambientales que no son tenidos en cuenta. (Figueredo, La tarifa regulada, 2012) • El operador de la red está obligado a dar prioridad a las instalaciones de fuentes renovables de energía. (Figueredo, La tarifa regulada, 2012). <p>Desventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dificultad de fijar una prima adecuada para cada tecnología. (Garrigues, 2006) • Riesgo regulatorio del precio. (Garrigues, 2006)
		<p>Este sistema se aplica fundamentalmente en Europa, aunque su inicio data de 1978 en los Estados Unidos. Se aplica en 41 países (hasta el 2006), y en varios estados y provincias de la India y Canadá. Actualmente se estudia su introducción en África, Asia, América Latina y Australia. Ha probado ser un sistema exitoso por sus resultados en la expansión de la energía eólica en Alemania, España y Dinamarca. Los productores reciben un precio fijo por cada kWh generado y entregado a la red. (Figueredo, La tarifa regulada, 2012)</p> <p>Las tarifas reguladas, posiblemente el instrumento que ha tenido un éxito limitado en América Latina. Argentina, Brasil y Ecuador han establecido regímenes de tarifas reguladas, pero ya no están activos. Nicaragua y Uruguay tienen tarifas reguladas de aplicación limitada, y Perú utiliza elementos del diseño de tarifas reguladas en su sistema de subastas. Solo Bolivia está desarrollando actualmente un nuevo sistema de tarifas reguladas, y Costa Rica está considerando la posibilidad de utilizar uno para la energía solar fotovoltaica a gran escala.</p>

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 7. Medición Neta

MEDICION NETA	<p>Es un mecanismo de facturación que permite a propietarios de viviendas y negocios que generan su propia electricidad con su sistema de energía solar para suministrar la energía que no utilice de nuevo en la red y recibir un crédito. Estos créditos pueden utilizarse para compensar la electricidad al propietario de la vivienda o negocio compras cuando su sistema de energía solar no está generando electricidad suficiente para satisfacer sus necesidades.</p>	<p>Ventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Permite que las facturas de los clientes lleguen en cero. Refleja con exactitud la energía generada y consumida, proporcionando a los clientes datos de rendimiento anual. Créditos para los clientes con tarifas minoritarias Simple. • De bajo costo, ya que requiere de mínimo equipamiento de medición. • No se necesitan equipos sofisticados e incluso pueden reutilizarse los mismos ya existentes. • Incentiva la generación local por parte de los consumidores. <p>Desventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • El impacto de la medición neta en las tarifas minoristas es insignificante. 	<p>Se aplica en al menos ocho países (Bélgica, México, Tailandia, Canadá, República Checa, Dinamarca, Italia y Japón) y en muchos estados de EE.UU. Ha tenido muy buenos resultados en las instalaciones fotovoltaicas en techos de las viviendas, aunque también en otras tecnologías. (Figueredo, cubasolar)</p> <p>En Dinamarca, por ejemplo, se ha empleado fundamentalmente con aerogeneradores instalados en fincas o cooperativas. (Figueredo, cubasolar)</p>
----------------------	---	---	--

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 8. Sistema de prima

SISTEMA DE PRIMA	<p>En este mecanismo se aplica un pago adicional (prima) sobre el precio máximo del mercado de la electricidad, es decir, se añade una prima a un precio base fijado previamente. (Figueredo, cubasolar)</p> <p>El sistema de primas en general funciona de una forma muy sencilla, el productor inyecta en la red los Kwh producidos y por cada Kwh cobra un dinero, que puede ser fijo o variable. (Ruiz, 2004)</p> <p>Eficiencia: ALTA (Si se ajustan las primas y con primas en función de horas)</p> <p>Eficacia: ALTA Permite consecuencia de resultados. Experiencias</p> <p>Aplicación: SENCILLA (pago por KWh inyectado)</p>	<p>Ventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Es su certidumbre y predictibilidad, al no depender del mercado, y ser fijados los precios por el gobierno, el productor fácilmente estima la rentabilidad que puede tener el proyecto. Además es un sistema muy sencillo en cuanto a su funcionalidad. Resulta muy atractivo para el inversor. Hasta el momento ha resultado ser un sistema eficaz. (Ruiz, 2004). <p>Desventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tiene la dificultad de fijar la prima correcta a cada tecnología, fijar la prima por debajo de lo debido, conlleva a que esa tecnología no termine de despegar, que las inversiones para cada proyecto sean muy altas y no se alcancen la rentabilidad deseada. 	<p>El sistema de prima se emplea en España, República Checa, Eslovenia, Holanda y Dinamarca.</p> <p>El sistema español es diferente a la mayoría de los demás países en lo que respecta al mecanismo de tarifa fija. Aquí se presentan dos opciones para los productores de energía proveniente de FRE. Un sistema de tarifas fijas relativas y otro sistema de prima que tiene en cuenta el precio del mercado. En el primer caso, la tarifa eléctrica es calculada cada año como un porcentaje de la tarifa eléctrica promedio. (Figueredo, cubasolar)</p> <p>Gracias a este sistema en España, la energía eólica ha despegado, ayudada por la convicción del promotor que vio el fuerte potencial que tenía e invirtió en tecnología. También se ven resultados muy satisfactorios en minihidráulica y fotovoltaica. Tal vez ha sido la biomasa, la tecnología con mayor dificultad de desarrollo. (Ruiz, 2004)</p>
-------------------------	--	---	--

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 9. Subsidios a la inversión

OTROS (POLÍTICOS)		
Existen muchas otras formas de apoyo político para la generación de energía con FRE, como son:		
SUBSIDIOS A LA INVERSIÓN	<p>Mediante pagos directos al capital inversionista o reembolso, realizados generalmente sobre la base de la potencia instalada del generador. (Figueredo, cubasolar)</p> <p>Algunos países conceden ayudas por un porcentaje del coste de la inversión en algunas tecnologías, lo que reduce el coste del capital.</p> <p>Incluye la aportación directa de subsidios para la construcción de capacidad de generación a partir de fuentes renovables. Se trata de una medida de estímulo de la oferta y puede adaptarse en función de las particularidades de las distintas fuentes de energía renovables de acuerdo con las políticas nacionales o regionales.</p>	<p>Ventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sirve como estímulo para el consumo, o puede también cubrir ciertos costos de producción de determinados bienes o servicios para hacerlos más competitivo. <p>Desventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sobre extender la duración de estos subsidios o establecerlos como permanentes puede conllevar a que en el mediano y largo plazo los incentivos se vuelvan negativos y estos se profundicen en periodos de crisis económica.
		<p>Algunos tipos de subsidios directos al capital inversionista o reembolso se aplican en unos 35 países. Rusia combinó esta variante desde el 2007 con una legislación que ofrece subsidios a la inversión para la conexión a la red de los productores de energía con FRE, junto con primas y otras medidas.</p>

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 10. Subastas

<p>SUBASTAS</p>	<p>Los promotores son invitados a enviar ofertas por una cantidad limitada de potencia o energía en un periodo dado. Las compañías que oferten el suministro al menor coste ganan contratos a largo plazo para llevarlo a cabo los proyectos, generalmente a lo largo de un periodo determinado. Suelen alrededor de 12-15 años, pudiendo llegar hasta 20 años.</p> <p>Eficiencia: En teoría es elevada; pero no más eficiente que los certificados verdes. Los costes administrativos y las penalizaciones generan ineficiencias.</p> <p>Eficacia: Reducida</p> <p>Aplicación : compleja</p>	<p>Ventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • las subastas ofrecen mejores características que otros mecanismos de apoyo a las energías renovables • permiten competencia entre promotores, lo que llevaría a maximizar la eficiencia. • limitan la capacidad máxima de energía renovable instalada, lo que permitiría un control de los riesgos de cantidad por parte del regulador; además, ofrecen estabilidad en la remuneración, por lo que reducirían la incertidumbre y los riesgos asociados a los proyectos. <p>Desventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Altos costes de preparación, llegando incluso a ser un factor desincentivador para participar en las mismas y causa de que los precios resultantes no siempre reflejen los costes marginales de generación. • Suponen riesgos para el regulador respecto al número de proyectos que finalmente se desarrollarán, ya que la alta incertidumbre en su realización puede provocar que ganadores de las subastas no culminen finalmente sus planes. Una posible solución a esto es poner una penalización a quien incumpla, pero esta medida sube aún más el coste de participación en la subasta y su precio final. • Los generadores tienen una menor exposición a las señales del mercado en comparación con los certificados verdes o con los escenarios de primas, por lo que reciben menos incentivos a que su operación sea más eficiente. 	<p>En Perú La Ley promociona las ventas de electricidad RER al sistema interconectado nacional a través de SUBASTAS.</p> <p>Osinergmin (organismo supervisor de la inversión de energía y minería): conduce la subasta fija los precios máximos y determina las condiciones de la subasta, fija los precios máximos y determina las Primas mediante liquidaciones anuales. (Mitma, 2011)</p> <p>Reino Unido. Se celebró en 2014 una subasta con contratos por diferencias para eólica offshore. Se está incrementando el papel de este instrumento como dinamizador del desarrollo renovable.</p>
------------------------	--	--	---

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 11. Incentivos fiscales

INCENTIVOS FISCALES	<p>Consisten en tratamientos particulares que el Estado otorga o asigna a ciertas actividades o regiones, de tal manera que resulten atractivos para la inversión y el desarrollo – constituyen una de las herramientas elegidas dentro de las políticas de fomento de determinado sector, región o actividad económica y pueden o no tener relación con la protección del medioambiente. (Hernan D.Cruells, 2012)</p>	<p>Ventajas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las exenciones fiscales pueden incluir el impuesto sobre la renta, el IVA, el impuesto sobre las ventas, el impuesto sobre el patrimonio, el impuesto sobre los recursos, impuestos locales, tasas administrativas, derechos de importación y tasas diversas. • Las exenciones pueden tomar la forma de una reducción o eliminación de impuestos, devoluciones, deducciones y créditos fiscales, o diferentes calendarios de pago. • Las exenciones fiscales, por lo general, se aplican a los servicios y equipos y a los gastos de preinversión relacionados con proyectos de energías renovables, así como a los ingresos por venta de electricidad y, en algunos casos, de los créditos de carbono y otros ingresos complementarios. (IRENA, 2015) 	<p>Varios países han demostrado que la supuesta relación costo-eficacia de los sistemas de cuotas a menudo no se corresponde con la realidad y que los costos generales son a menudo más altos en comparación con los regímenes de ayuda RES alternativas como la FIT (Sistema de incentivos).</p> <p>Argentina y Perú ofrecen incentivos de estabilidad fiscal con los que se protegen determinadas tecnologías de energías renovables contra posibles futuros cambios en su régimen fiscal, tasas adicionales, etc. En algunos casos, se crean nuevos impuestos específicos en función de la energía renovable de que se trate, tales como un impuesto de vapor geotérmico y un impuesto para superficies geotérmicas en Nicaragua, y tasas de concesión para la energía hidroeléctrica y geotérmica en varios países.</p> <p>En Colombia los productores de energía renovable por debajo de 20 MW están exentos de una cuota de fiabilidad para garantizar la cobertura de energía de reserva. (IRENA, 2015)</p>
----------------------------	--	---	---

Fuente: Elaboración propia

5.1 ANÁLISIS TARIFARIO

Uno de los principales factores que se ve involucrado para la inclusión de estas fuentes no convencionales es el costo de inversión, el cual es muchísimo más elevado que las fuentes de generación convencionales. Esto genera parte de desmotivación a vincular dichas tecnologías de generación.

Viendo los modelos tarifarios existentes sería posible generar un nuevo modelo o combinar varios resaltando las ventajas de cada uno de estos, teniendo en cuenta el sector Colombiano; tomando como guía lo hecho hasta el momento a nivel ZNI en Colombia, para así obtener el mayor beneficio, y un mejor resultado para la inclusión de las FNCE en el sistema interconectado nacional. Además gracias al avance que se obtuvo con el Decreto 2143 de 2015 de incentivos fiscales para la inclusión de FNCE, se tendría un mayor provecho si va de la mano con un modelo tarifario con muy pocas desventajas, que permita sacar el mayor provecho a la inclusión de este tipo de tecnologías.

Por lo anterior, como se tiene un mercado energético que incluye FNCE muy pequeño en Colombia es difícil optar por un único modelo y mecanismos de apoyo; se propone hacer un “mix” de estos, buscando así satisfacer el mercado, tanto a los grandes generadores como al consumidor final, estableciendo metas y objetivos, identificado obstáculos que puedan impedir el desarrollo de las renovables, diseñar políticas a largo plazo, que tiendan a crear un mercado que satisfaga las necesidades de inversión en tecnologías.

El modelo FIT es uno de los más utilizados y con resultados positivos, para Colombia es posible implementar un mecanismo de subasta combinada con FIT, estableciendo un nivel de energía renovable deseado para integrarlo al SIN, y una tarifa de remuneración garantizada dispuesta a pagarse, para que dicha tarifa termine siendo más baja por medios competitivos. Sin embargo, deben tenerse en cuenta los riesgos de inclusión de las subastas, ya que se podrían reducir demasiado la calidad de los sistemas a instalar debido a la reducción de precios subastados.

Con un modelo tarifario y una estructura bien planteada de remuneración se comenzará a ver una fuerte alza en proyectos con inclusión de FNCE en el sistema interconectado nacional, dando así un gran avance hacia las redes inteligentes.

En Colombia dentro de la resolución (CREG, 2014) se habla del transporte de combustible o lubricante, para este caso se ve que es un buen incentivo para la vinculación de FNCE, ya que el valor o precio de transporte de éstos no tendrán que pagarlo y se les retribuirá aun así este valor por transportes. Es aquí, donde un mecanismo de apoyo que podría funcionar de manera correcta en Colombia sería el mecanismo no regulado de fiscalidad sobre energías contaminantes, de esta manera se cobraría impuesto de ese combustible llevando como incentivo a la vinculación de FNCE.

Considerando que en los últimos años se viene trabajando en el uso racional de la energía y preservación del medio ambiente, proyectando así la apropiación cultural y social de FNCE en distintos entornos, es importante considerar que en Colombia se inicie una metodología que establezca modelos tarifarios que las incluyan.

6. CONCLUSIONES

Con la revisión de los modelos tarifarios más conocidos e implementados a nivel internacional, y los empleados actualmente en Colombia, se logró determinar que los modelos Feed in tariff (FIT), Quota/TGC y Regulación por tasa de retorno (ROR), se consideran acertados, y podrían incluirse en el modelo de mercado energético colombiano; ya que por sus características, resultados obtenidos a nivel internacional, ventajas y desventajas, se pueden adaptar a las condiciones y características del modelo de mercado energético del país.

Al realizar la revisión de los avances en cuanto a nivel Colombia se puede observar que en relación a la inclusión de tecnologías y aprovechamiento de fuentes no convencionales de energía se tiene un brecha muy amplia comparada con el avance en uso de estas tecnologías en países como Costa Rica, España, Canadá, entre otros, por lo cual se presenta la misma brecha en la adopción e inclusión de los modelos tarifarios que permitan incluir las FNCE de forma adecuada a las condiciones y necesidades del mercado energético colombiano.

En cuanto a las políticas activas actualmente en Colombia, si bien son un gran avance para la inclusión de dichas fuentes a nivel nacional, es necesario establecer un modelo para asegurar las inversiones en estas tecnologías, y que se den las señales de mercado suficientes para garantizar la permanencia y correcta inclusión de las FNCE en el sistema energético nacional.

Debido a la estructura tarifaria del sistema eléctrico en Colombia y los avances en cuanto a ZNI que se ha llevado a cabo hasta el día de hoy, es difícil elegir un solo modelo tarifario o decir cuál sería ese modelo a utilizar. Con los modelos existentes se sugirió hacer un mix entre estos modelos con ciertos mecanismos los cuales se podrían adaptar de mejor manera al sistema Colombiano.

Es recomendable proponer un “mix” de estos modelos tarifarios, que junto con los mecanismos de apoyo adecuados a las necesidades de expectativas del mercado, permita una mayor adopción e inclusión de las FNCE en los sistemas interconectados, ya que por medio de éstos es posible dar señales correctas al mercado tanto energético como económico que impulse la integración de estas soluciones energéticas tanto a nivel interconectado como aislado.

Al realizar la recopilación de estos modelos se identifica que es posible complementarlos con sistemas de apoyo o instrumentos internacionales para el desarrollo de las energías renovables, regulando así el precio de venta de electricidad generada a partir de fuentes renovables.

7. REFERENCIAS

- Amsterdam Capital Trading BV. (2016). *ACT Group*. Obtenido de <http://www.group-act.com/es/commodities/energias-renovables/local-green-certificates>
- Autoridad de energía eléctrica. (s.f.). *Interconexión de GDs y medición neta*. Obtenido de <http://www.aeepr.com/medicionneta/>
- Autoridad reguladora de los servicios publicos. (12 de MAYO de 2015). *Camara de industrias de Costa Rica*. Obtenido de <http://esdocs.com/doc/1395895/descargar---c%C3%A1mara-de-industrias>
- BARSA. (1964). *Enciclopedia*. Estados unidos de Norte America: BARSA.
- Cagliani, M. (14 de agosto de 2012). *sustentator*. Recuperado el 06 de junio de 2016, de sustentator: <http://www.sustentator.com/blog-es/2012/08/que-es-la-feed-in-tariff/>
- CREG 1715. (13 de mayo de 2014). Ley 1715: Integración de energías no convencionales al sistema energético nacional. Bogota, Colombia.
- CREG. (2014). resolucion 004. Bogotá.
- Cruz, M. D. (07 de 2009). Las energias renovables en el sistema eléctrico español. Madrid, España.
- DIANA MARÍA LÓPEZ GONZÁLEZ, S. Z. (2014). *UNIVERSIDAD EAFIT* . Recuperado el 26 de junio de 2016, de <http://www.eafit.edu.co/programas-academicos/posgrado/maestria-administracion-financiera/investigacion/Documents/Estudio%20Tasa%20de%20Remuneraci%C3%B3n%20STN%20Colombia.pdf>
- Edision Electric institute. (Enero de 2016). *EEI*. Recuperado el 06 de Julio de 2016, de <http://www.eei.org/issuesandpolicy/generation/NetMetering/Documents/Straight%20Talk%20About%20Net%20Metering.pdf>
- Energia y sociedad . (2015). *Energia y sociedad* . Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/ficha/generacion>
- Energia y Sociedad. (2014). *Energia y Sociedad*. Recuperado el 26 de junio de 2016, de <http://www.energiaysociedad.es/ficha/3-2-el-esquema-en-europa-y-los-incentivos-a-reducir-emisiones>
- Energia y sociedad. (s.f.). *Energia y sociedad*. Recuperado el 09 de junio de 2016, de http://www.energiaysociedad.es/documentos/9_3_mecanismos_de_apoyo_a_las_energias_renovables.html

- European Commission. (2008). Obtenido de http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_working_document_e
- Federal Ministry of Economic Affairs and Energy . (2014). *Universidad de Ciencias Aplicadas*. Recuperado el 2106, de http://www.hs-augsburg.de/~horschem/medium/baumaterial/material/Links/EEG_2013_Select.pdf
- Fernandez, Y. (19 de 11 de 2013). *Escuela de organización industrial*. Recuperado el 08 de 04 de 2016, de <http://www.eoi.es/blogs/yolandafernandez/2013/11/19/aspectos-regulatorios-en-el-sistema-electrico-espanol-y-europeo-y-su-incidencia-en-el-desarrollo-de-las-energias-renovables-2/>
- Figueredo, C. M. (2012). *La tarifa regulada*. Recuperado el 08 de julio de 2016, de cubasolar: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia50/HTML/Articulo04.htm>
- Figueredo, C. M. (s.f.). *cubasolar*. Recuperado el 08 de Julio de 2016, de cubasolar: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia53/HTML/Articulo02N.htm>
- Forda, A., Vogstadb, K., & Flynnc, H. (2007). Simulating price patterns for tradable green certificates to promote electricity generation from wind. *Energy Policy*, 91-111.
- Fraunhofer Institute. (Diciembre de 2014). *ISE Fraunhofer*. Recuperado el 2016, de www.ise.fraunhofer.de/en/downloadsenglisch/pdf-files-englisch/data-nivc-/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-2014.pdf
- Garay, J. G. (15 de Noviembre de 2015). *Escuela de organizacion industial*. Recuperado el 09 de junio de 2016, de <http://www.eoi.es/blogs/merme/sistemas-de-apoyo-a-las-energias-renovables-3/>
- Garrigues, A. B. (Septiembre de 2006). *UNIDO united nations industrial development organization*. Recuperado el 08 de Julio de 2016, de https://www.unido.org/fileadmin/user_media/unido.org_Spanish/Regional_Office_Uruguay/uruguay/presentaciones/02_Antonio_Baena-GARRIGUES-Energias_Renovables.pdf
- Gil, G. (12 de 05 de 2015). *Energia y estrategia*. Recuperado el 08 de 04 de 2016, de <http://www.energiaestrategica.com/experiencias-normativas-tarifas-y-propuestas-para-inyeccion-de-energia-renovable-a-la-red/>
- H, F. F., & P, E. S. (2007). un analisis comparativo de los mecaismos de regulacion por empresa eficiente y price cap.
- Helena García, A. C. (Octubre de 2013). *Fedesarrollo*. Recuperado el 26 de Julio de 2016, de http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/WWF_Analisis-costo-beneficio-energias-renovables-no-convencionales-en-Colombia.pdf
- Hernan D.Cruells, E. H. (Diciembre de 2012). *INCENTIVOS FISCALES Y ENERGIAS RENOVABLES* . Recuperado el 08 de Julio de 2016, de Revista de Administración Tributaria: file:///C:/Users/daniel/Downloads/1-incentivos_fiscales_cruells_ferre.pdf

- Instituto Tecnológico de Canarias. (Abril de 2008). *Ciencia Canaria*. Recuperado el 10 de 04 de 2016, de <http://www.cienciacanaria.es/files/Libro-de-energias-renovables-y-eficiencia-energetica.pdf>
- IRENA. (Junio de 2015). Recuperado el 08 de Julio de 2016, de Energías Renovables: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015_ES.pdf
- Jean-Jacques Laffont, D. M. (2001). *The theory of incentives*.
- JGOMEZGARAY. (15 de Noviembre de 2015). *Escuela de organizacion industrial* . Recuperado el 09 de junio de 2016, de <http://www.eoi.es/blogs/merme/sistemas-de-apoyo-a-las-energias-renovables-3/>
- Leyton, S. (13 de julio de 2010). *central energia* . Recuperado el 06 de junio de 2016, de <http://www.centralenergia.cl/2010/07/13/feed-in-tariff/>
- Lorenzo, L. M. (19 de Noviembre de 2013). *Escuela de organizacion industrial* . Recuperado el 23 de Junio de 2016, de <http://www.eoi.es/blogs/luismanuelhernandez/2013/11/19/sistemas-de-apoyo-a-las-energias-renovables/>
- Ministerio de minas y energía. (2015 de Noviembre de 2015). *UPME*. Recuperado el 04 de julio de 2016, de http://www.upme.gov.co/Normatividad/Normatividad%20Sectorial/DECRETO_2143_04_NOVIEMBRE_2015.pdf
- Mitma, R. (noviembre de 2011). *Organismo supervisor de la inversion de energia y mineria* . Recuperado el 08 de julio de 2016, de http://minagri.gob.pe/portal/download/pdf/especiales/bioenergia/seminario_biodigestores/osinerg_biod.pdf
- Resch, G., Ragwitz, M., Held, A., Faber, T., & Haas, R. (Abril de 2007). *CESifo Group Munich*. Recuperado el 06 de Julio de 2016, de <http://www.cesifo-group.de/pls/guestci/download/CESifo%20DICE%20Report%202007/CESifo%20DICE%20Report%204/2007/dicereport407-forum5.pdf>
- REVE. (Febrero de 2015). *Revista eolica y de vehiculo Eléctrico* . Recuperado el 2016, de www.evwind.com/2015/02/01/energias-renovables-despegan-en-chile-en-2014-crecen-eolica-termosolar-y-energia-solarfotovoltaica/ Rickerson Wilson,
- Roccaro, I., & Fernandez, E. (2005). *comision economica para america latina y el caribe*. Obtenido de http://www.cepal.org/ilpes/noticias/paginas/5/35065/05_Roccaro_Fernandez.pdf
- Ruiz, M. R. (2004). *Iberdrola, Energías Renovables*. Recuperado el 08 de Julio de 2016, de www.apea.com.es/pdf/ponencias/iii-jornadas/M4C1.PDF

Valladares, D. A. (14 de NOVIEMBRE de 2014). *EOI*. Recuperado el 08 de JULIO de 2016, de ENERGIA Y SOCIEDAD: <http://www.eoi.es/blogs/merme/sistemas-de-apoyo-a-las-energia-renovables/>

VÁSQUEZ, O. F., & LIBONILLA, F. (2015). EL MODELO DE REGULACIÓN TARIFARIA PARA EL. *Revista nacional de administracion* .