

Identificación y evaluación de un conjunto de medidas para incentivar la penetración de energía renovable en la generación de electricidad en Colombia

Andrea Díaz Rincón



Universidad de los Andes
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Magíster en Regulación
2007

Identificación y evaluación de un conjunto de medidas para incentivar la penetración de energía renovable en la generación de electricidad en Colombia

Andrea Díaz Rincón

Asesor:
Ángela Cadena Monroy

Tesis para optar al título de Magíster en Regulación



Universidad de los Andes
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Magíster en Regulación
2007

AGRADECIMIENTOS

A Ángela Inés Cadena por todo su trabajo, dedicación, colaboración y apoyo.

Al grupo de trabajo del proyecto “Regulación para Incentivar las Energías Alternas y la Generación Distribuida en Colombia” por los valiosos aportes dentro del proyecto, especialmente a Daniel Vesga, Carolyn Cáceres y Juan Alzate, por toda su colaboración.

A Isagen, Colciencias y la Universidad de los Andes por el apoyo económico.

Esta tesis está dedicada a las mujeres que me han entregado toda su vida: *Anita, Dorelia, Marina y Solita.*

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|--|----|
| INTRODUCCIÓN | 2 |
| I. MECANISMOS INTERNACIONALES PARA EL FOMENTO DE ENERGIAS RENOVABLES | 5 |
| A. Políticas obligatorias | 5 |
| B. Políticas económicas | 6 |
| C. Políticas de investigación y desarrollo | 7 |
| D. Políticas de gestión y operación | 7 |
| II. CONSIDERACIONES PARA EL CASO COLOMBIANO | 15 |
| A. Consideraciones y análisis técnico y de mercado de los mecanismos seleccionados | 16 |
| 1) Portafolio estándar | 16 |
| 2) Tarifas garantizadas | 17 |
| 3) Mecanismos licitatorios | 19 |
| B. Análisis jurídico de la implementación de los mecanismos seleccionados | 20 |
| III. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS MECANISMOS SELECCIONADOS | 23 |
| A. Familia de modelos MARKAL | 24 |
| B. Modelo MARKAL Colombia | 27 |
| C. Metodología para la evaluación de los mecanismos | 29 |
| IV. OTRA PROPUESTA: INTERNALIZACIÓN DE EXTERNALIDADES | 31 |
| V. RESULTADOS | 33 |
| CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y FUTUROS ANÁLISIS | 38 |
| REFERENCIAS | 42 |

INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas se ha presentado a nivel mundial una creciente preocupación por las consecuencias de los patrones de consumo energético sobre el medio ambiente, más aun, con la identificación y difusión de los impactos del cambio climático sobre la vida humana. Se ha planteado que un cambio tecnológico en la infraestructura de producción y consumo energético hacia el uso de combustibles menos contaminantes, desempeñaría un papel importante en la estabilización de la concentración de gases efecto invernadero en la atmósfera.

Además de las preocupaciones ambientales, es necesario mencionar las inquietudes por la disponibilidad y precios de los combustibles fósiles. Juntas han llevado al desarrollo y uso de tecnologías basadas en energías renovables para la generación. Aunque los combustibles fósiles continuarán supliendo gran parte de la demanda eléctrica, se visualiza una tendencia a la diversificación de la oferta [16]. Estas tendencias internacionales condicionan el desarrollo del sector eléctrico nacional.

Si bien es cierto que el país sólo aporta el 0,3% de las emisiones mundiales de CO₂, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales -IDEAM- prevé que los efectos del cambio climático sobre el país podrían ser “considerables”, sin que exista consenso en cuanto a la magnitud de los impactos. Ahora bien, el sistema eléctrico colombiano, por ser de naturaleza hídrica, tiene muy bajo impacto en programas de reducción de emisiones, en contraste con otros sectores como el de transporte. Sin embargo, de lograrse la penetración de energías renovables en el sector, perentoriamente se conseguiría una reducción de emisiones que, paralelamente a los beneficios ambientales, podría traer beneficios económicos. Anticiparse en el análisis de este tipo de planteamientos de política acordes con las tendencias mundiales, contribuye a la toma de decisiones de planeación energética en el largo plazo.

En este sentido, el objetivo del presente estudio es identificar y evaluar diferentes mecanismos de política que puedan utilizarse para incentivar la penetración de energía renovable en la generación de electricidad (en el mercado) en el país. Es importante destacar que las energías renovables no convencionales, diferentes a la hidroeléctrica (eólica, geotérmica, biomasa y solar) han tenido una muy baja penetración en el mercado eléctrico nacional. La percepción generalizada es que, en el marco regulatorio del sector existe un vacío respecto a la participación

de estas tecnologías en el mercado. Algunos agentes argumentan que no poseen una legislación clara y específica que las incentive, sino que deben acogerse a reglamentaciones vigentes diseñadas para generación a gran escala [28].

El ente de planeación del sector, Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, señala que como consecuencia del modelo de mercado implementado en el país a partir de la década de 1990, “*se ha prestado poca atención al desarrollo de políticas exitosas, dirigidas a incluir en la canasta energética el uso de fuentes no convencionales de energía*” [24]. La UPME hace referencia a barreras técnicas, económicas, financieras, legales e institucionales, y plantea que la baja participación de las renovables podría cambiar con modificaciones de orden regulatorio.

En este orden de ideas, el estudio empezó con una revisión de políticas y esquemas regulatorios utilizados en otros países para incentivar la generación de electricidad a partir de energías renovables. Del análisis se identificaron tres instrumentos como los de mayor aplicación en el mundo: *el portafolio estándar, las tarifas garantizadas y los mecanismos licitatorios*. Cada instrumento fue sometido a un análisis de viabilidad jurídica y regulatoria, dando como resultado que el marco legal vigente no permite la implementación de ninguno de ellos, debido a que la Ley eléctrica colombiana es neutra tecnológicamente.

Luego, por medio del modelo MARKAL (Market Allocation), se evaluaron los impactos económicos, energéticos y ambientales de la implementación de dos de los instrumentos identificados. De esta evaluación se encontró que el aumento en los costos del sistema energético por la implementación de estos mecanismos está directamente ligado a la configuración de tecnologías y recursos con los que se diseñan. Es decir, que los costos de Certificados de Reducción de Emisiones -REC's- varían considerablemente de acuerdo al tipo de tecnología utilizada.

En cuanto a los recursos, los resultados indican que dados los requerimientos de firmeza del sistema colombiano, la energía geotérmica y la biomasa, son opciones que podrían ser más competitivas por la disponibilidad del recurso, contrario a opciones como la eólica y la solar fotovoltaica que dependen totalmente de ciclos naturales; a pesar de que en estas últimas, las reducciones de costos en tecnologías han sido más aceleradas.

Adicionalmente se realizó un análisis indicativo en el que se evaluó la internalización de externalidades ambientales, un mecanismo más consistente con el esquema de mercado implementado en el país. Como resultado se obtuvo un incremento mayor en los costos del sistema y en los precios de la electricidad, comparado con los otros mecanismos estudiados; sin embargo, no se consigue una penetración notable de recursos renovables en la generación, de lo que se concluye que la utilización de este mecanismo debe darse a nivel de todo el sector energético.

I. MECANISMOS INTERNACIONALES PARA EL FOMENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

En este estudio se realizó un análisis exhaustivo de la experiencia internacional en la incorporación de energías renovables para la generación de electricidad. Se analizaron alrededor de 45 países y se encontraron 15 diferentes instrumentos. Se destaca que los países no han implementado un único mecanismo, sino una combinación de diferentes opciones que se articulan en el largo plazo. De los instrumentos encontrados, algunos intervienen el mercado en forma sustancial, mientras que otros no representan mayor intervención. Los mecanismos pueden clasificarse en cuatro grupos de políticas: obligatorias, económicas, de investigación y desarrollo y de gestión y operación [12]. A continuación se mencionan brevemente sus principales características de acuerdo al tipo¹.

A. *Políticas obligatorias*

Los gobiernos obligan a diferentes actores del mercado a cumplir con una serie de medidas para utilizar la energía renovable en la generación de electricidad. Estas incluyen: leyes, regulaciones y mandatos formulados en cualquier nivel gubernamental. Esta política es coercitiva y tiene un alto grado de autoridad.

- Regulación y reglas generales

Hace referencia a políticas respecto a energías renovables dentro de la orientación energética general de un país. Este mecanismo es la base para el resto, puesto que mediante la ejecución de instrumentos específicos se logran los objetivos trazados en la política general.

- Obligaciones o portafolio estándar

Este mecanismo impone que la energía renovable sea un porcentaje determinado de la generación o del consumo de energía eléctrica en el país. Se requiere que el generador entregue un porcentaje de su oferta a partir de energía renovable. Para verificar el cumplimiento se usa un sistema de certificados sujetos de comercialización. El papel del

¹ Esta sección es tomada de Botero et al. [4] que a su vez fue preparado a partir de Botero et al. [5] y Díaz y Vesga [6].

gobierno se limita a certificar créditos, monitorear cumplimiento e imponer multas si es necesario.

B. Políticas económicas

Estas políticas buscan, por medio de mecanismos económicos, incentivar a los agentes a que decidan sobre el desarrollo de las energías renovables. Puede hacerse a través de incentivos como: subsidios, precios preferenciales, incentivos tributarios y préstamos con bajas tasas de interés; también pueden hacerlo con obstáculos que desincentiven el uso de fuentes convencionales, como impuestos a los combustibles fósiles o a las emisiones de CO₂.

- **Incentivos tributarios**

Son básicamente créditos, exenciones y descuentos en impuestos por invertir, poseer, producir o vender energía a partir de renovables.

- **Tarifas garantizadas**

Este mecanismo ofrece a los desarrolladores de energía renovable un precio garantizado de venta de la energía, por lo general, combinado con una obligación de compra (un mercado garantizado). El precio que se garantiza debe ser revisado periódicamente por el regulador buscando que refleje el descenso de costos u otras condiciones de mercado.

- **Subsidios, concesiones o reembolso de capital**

Este es el instrumento fiscal clásico que se usa por los gobiernos para incentivar la participación del sector privado en actividades que en un momento dado no presentan alta rentabilidad. El gobierno compromete recursos financieros propios o también diseña esquemas obligatorios en donde los agentes aporten fondos para financiar estos instrumentos. En el caso de las energías renovables se orientan a reducir los costos de los consumidores o de los generadores.

- **Fondos nacionales para las energías renovables**

Es una herramienta para administrar y usar recursos a partir de diferentes fuentes. Pueden funcionar como una institución pública, con rentas provenientes de recargos a la electricidad

general, subsidios del gobierno o mercados voluntarios de certificados verdes. O pueden ser semiprivados, conformados por una entidad comercial que puede generar fondos a partir de inversionistas privados y otras instituciones financieras.

- **Financiación por terceros**

Es un arreglo financiero donde el gobierno asume un riesgo, mientras que un tercero aporta fondos propios. Como ejemplos, se encuentran esquemas de préstamos favorables con bajas tasas de interés o arreglos donde los bancos garantizan los flujos de caja de un proyecto para reducir el riesgo del inversionista.

- **Impuestos a los combustibles fósiles**

Es un mecanismo que penaliza el uso de combustibles fósiles, imponiendo un impuesto por la contaminación generada por estos. Estas políticas pueden ser combinadas con exenciones tributarias para combustibles alternos como el biodiesel o para sustituir impuestos que se dejan de percibir en otras áreas, como el impuesto de renta o seguridad social.

C. Políticas de investigación y desarrollo

Este tipo de política está relacionada con la actitud del gobierno y las medidas que éste pueda tomar para apoyar la investigación y el desarrollo de las tecnologías de energía renovable. Dado que la investigación sólo se realiza en la primera etapa del desarrollo tecnológico, estas políticas no ofrecen beneficios directos o económicos de corto plazo, pero son diseñadas para producir resultados científicos y finalmente económicos de largo plazo.

D. Políticas de gestión y operación

Esta clase de instrumentos incluye mecanismos más operacionales que los anteriores, es decir, los gobiernos usan métodos de gestión administrativa y mecanismos de mercado para que se desarrolle la energía renovable.

- Sistemas licitatorios

Es un esquema de competencia donde el gobierno a través de un proceso de licitación, otorga un subsidio a un inversionista privado para cubrir parte de sus costos. De las propuestas presentadas, se selecciona el proyecto con más bajo costo de generación.

- Compras del gobierno

En este mecanismo el gobierno usa su potencial como consumidor de energía para invitar a potenciales vendedores a que le ofrezcan energía proveniente de fuentes renovables, este requerimiento actúa como un tipo de incentivo a la inversión.

- Sistemas de precios verdes

Este sistema permite la compra de electricidad limpia de una fuente de energía renovable por parte de un consumidor interesado en consumir energía renovable o que está dispuesto a pagar un precio mayor (etiquetado verde) por ella.

- Certificados de energía renovable -CER-

Este mecanismo facilita el seguimiento y registro de la electricidad renovable. Pueden ser usados para verificar el cumplimiento de los sistemas de cuotas u obligaciones, o pueden ser vendidos a consumidores finales en un mercado voluntario de electricidad verde. Los CER representan los atributos ambientales de la electricidad producida por fuentes renovables y son vendidos por separado de la electricidad.

- Programas voluntarios

El gobierno solicita a los comercializadores que, voluntariamente, compren electricidad generada por fuentes renovables, para lo cual se realiza un acuerdo sobre el precio que se pagará, generalmente, se complementa con programas de “etiquetado verde”.

- Conciencia pública

Consiste en programas del gobierno con el fin de crear e incrementar conciencia sobre las oportunidades y beneficios de las instalaciones de energía renovables. Entre estos se puede

mencionar los programas de educación y difusión de información sobre las fuentes renovables de energía.

- Energización rural

Se utiliza principalmente en países subdesarrollados donde gran parte de la población vive en zonas pobres, aisladas y no interconectadas. Estas regiones no cuentan con sistemas de distribución eléctrica, debido al alto costo que puede requerir el montaje del sistema completo o de líneas de transmisión. Como la energía renovable se acopla fácilmente a actividades rurales y agrarias y a la generación "in situ", su aplicación se vuelve racional.

- Medición neta

Permite a los consumidores generar su propia electricidad, “depositando” en la red los excedentes y “retirando” desde la red cuando los requerimientos sean mayores que la producción. Este instrumento es especialmente útil para tecnologías que producen energía renovable e intermitente como la solar y la eólica, y para sistemas de autogeneración y cogeneración, que pueden generar excedentes de energía en ciertas horas del día.

Los mecanismos mencionados se obtuvieron a partir de información de diferentes países, sin embargo, no resulta fácil identificar cuáles de ellos podrían dar el impulso necesario a las tecnologías basadas en renovables; más aún dadas las diferencias entre disponibilidad de recursos, configuración regulatoria, de mercado o de política que presentan los países estudiados. Para identificar los instrumentos que se recomendarán para el caso colombiano, se seleccionaron doce países como “representativos”; y se estudiaron sus características económicas con el objetivo de reconocer los motivos que los llevaron a la incorporación de las fuentes renovables a las canastas energéticas.

Se analizaron países de la Unión Europea: Alemania, Dinamarca, España y Reino Unido; estos países han fijado metas ambientales específicas y cuentan con grandes desarrollos en energías renovables no convencionales. También, países con altos niveles de emisiones, pero sin compromisos ambientales específicos como Estados Unidos. Países altamente dependientes de combustibles importados como Japón. También fueron incluidos algunos de la región con

desarrollos en energías no convencionales como Costa Rica, Argentina, Chile, y Brasil y algunos con grandes cantidades de recursos renovables como Canadá y Australia.

Los países de la Comunidad Económica Europea han establecido metas de largo plazo para la penetración de las fuentes renovables. La principal razón ha sido el Protocolo de Kyoto, con sus metas de reducción de emisiones. Sin embargo, puede observarse que los países que han realizado un mayor esfuerzo en la implantación de las mismas son aquellos que dependen en gran medida de recursos fósiles importados. Así, el segundo motivador, y el más determinante, es la reducción de la dependencia energética.

Una tercera fuerza detrás de la utilización efectiva de fuentes renovables es la existencia de una industria local. Un ejemplo común es el caso de Dinamarca, que inició una industria eólica en forma casi artesanal, con pequeñas turbinas, cuyo tamaño fue aumentando con el desarrollo tecnológico y la acumulación de conocimiento. Los esquemas cooperativos con los cuales se inició su implantación ayudaron en gran medida al éxito de este tipo de energía. Como contraposición se encuentra el caso de Inglaterra, que inicialmente intentó un desarrollo tecnológico orientado hacia turbinas de gran tamaño. Los problemas tecnológicos inhibieron el desarrollo posterior.

En casi todos los países se observa que el principal instrumento en efectividad es la implantación de tarifas garantizadas (feed-in). La existencia de este mecanismo disminuye el riesgo de mercado para este tipo de tecnologías emergentes, al darle un adicional con respecto a las tecnologías convencionales. Es importante hacer notar que dichos mecanismos se implantan siempre en forma temporal, y con un nivel de estímulo decreciente, pues el objetivo es estimular el mercado para que los niveles de producción se eleven y se logre una disminución en los costos.

El diseño del mecanismo debe hacerse con cuidado para evitar distorsiones con respecto a los objetivos planteados. Así, una tarifa plana que no diferencia el tipo de tecnología, causará que una de ellas, la más desarrollada, o la más costo-efectiva, sea la que termine dominando el mercado. Igualmente, si la tarifa feed-in es demasiado alta, ocasionará una penetración excesiva, originándose transferencias de renta hacia los propietarios de la tecnología por encima de los niveles de eficiencia, encareciendo innecesariamente el costo final de la energía.

Las energías que más participan en las canastas son la hidráulica y la biomasa, generalmente combustión de residuos, seguido de biogás. Estas energías estaban presentes aun antes de los choques de precios del petróleo y de los problemas ambientales.

La disponibilidad de fuentes determina el perfil de producción y de desarrollo del mercado. Así, Japón se ha inclinado a la implantación de energía solar fotovoltaica, pues su potencial en las otras formas de energía es muy limitado.

Con respecto a la energía solar fotovoltaica, la “medición neta” es la que ha impulsado el desarrollo de este tipo de energía, pues permite la instalación de pequeñas capacidades a nivel residencial, al valorarse la energía a precio minorista. Esta tecnología ha venido disminuyendo sus costos de instalación en forma pronunciada. Algunos países han procurado la diseminación de la tecnología a través de programas demostrativos, altamente subsidiados, enfocados a cambiar la percepción del público. Programas como los de "thousand roofs" o "million roofs" en Alemania y Estados Unidos han sido pioneros en la masificación de la energía solar fotovoltaica nivel residencial.

En cuanto a los biocombustibles como el etanol y el biodiesel, su implantación depende principalmente de los precios finales de los combustibles fósiles. En la mayoría de países existen subsidios escondidos que inhiben la penetración de combustibles alternativos debido a los costos de producción. En general la tecnología se considera madura, si bien existen nichos donde todavía hay potencial de mejora. La ubicación de las plantas de producción es un factor clave. Plantas lejanas a los centros de consumo, como los núcleos urbanos grandes, inciden negativamente al ocasionar altos costos en el transporte del combustible. En el caso de la Unión Europea, se han implantado metas a mediano plazo (5,75% de penetración al 2010), pero las mismas son indicativas y no obligatorias, si bien existe voluntad de los gobiernos de alcanzarlas.

La energía eólica muestra una fuerte correlación entre los esfuerzos en investigación y desarrollo y su implantación en el mercado. Esta forma de energía ha aumentado considerablemente en su capacidad instalada. Alemania ha sido el principal país responsable de este incremento. El mecanismo de tarifas garantizadas ha sido favorecido su difusión. Cuatro quintas partes de la capacidad instalada están concentradas en España, Dinamarca, Alemania, Italia y Estados Unidos.

En los últimos años las medidas regulatorias y políticas han dado un giro hacia mecanismos que fomenten el mercado, tales como el establecimiento de portafolios estándar y el mercado de certificados "verdes". La implantación de este mecanismo va asociada al establecimiento de cuotas, o portafolios, y permite que terceras partes entren al mercado, vendiendo certificados de producción de energía verde a aquellas empresas eléctricas que están obligadas a acreditar una cuota, so pena de incurrir en multas o penalizaciones. Además, el vínculo entre los gobiernos estatales y los gobiernos regionales ha demostrado ser clave en el éxito de las medidas, como puede observarse en España, Alemania, Dinamarca y Estados Unidos.

Como norma general no existen medidas únicas, sino conjuntos de políticas y estrategias que deben ser diseñadas en forma coherente para fomentar el mercado de la energía renovable. El diseño del mecanismo es lo que determina el éxito, más que el tipo de mecanismo en sí. Igualmente es importante la institucionalidad, ya que en general están involucrados los gobiernos nacionales, regionales, los fabricantes y desarrolladores de tecnología, las empresas productoras y los consumidores finales, así como las autoridades ambientales. El vínculo de la institucionalidad "medio ambiente - energía" es fundamental para el éxito de las medidas, vencer la resistencia política, aumentar la conciencia pública y obtener recursos estatales y multilaterales.

Con respecto a los países analizados en América Latina, se algunas observó que la Iniciativa Latinoamericana y del Caribe ILAC y la Plataforma de Brasilia sobre Energías Renovables, a la cual adhirieron la mayoría de los países de la región, estableció una meta voluntaria para toda Latinoamérica del 10% de generación eléctrica con fuentes renovables al año 2010.

La CEPAL y la CEE desarrollaron un estudio llamado "Desarrollo de los recursos geotérmicos en América Latina y el Caribe", en el cual se planteó la factibilidad de desarrollar un "Centro Regional de Energía Geotérmica". El sitio preseleccionado fue Centroamérica, debido al alto potencial que existe en la región en este tipo de energía. El proyecto nunca llegó a cristalizar.

La escasez de recursos energéticos fósiles es también un determinante en la adopción de mecanismos que impulsen las renovables. Costa Rica es un claro ejemplo, en el cual el Estado ha optado por favorecer tipos de energía renovable como la eólica y la geotérmica, dadas las disponibilidades locales.

En Argentina se optó por favorecer dos tipos de fuentes renovables, como son la eólica y la solar fotovoltaica. Se dio un subsidio a la operación, con recursos provenientes del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, el cual se constituye con aportes de los integrantes del mercado. También se otorgan créditos impositivos, diferibles a 15 años. Es interesante la aproximación normativa que se dio para garantizar la permanencia de los incentivos mediante un artículo de “estabilidad fiscal” incluido en la ley.

En Chile existe una meta gubernamental de largo plazo que busca incrementar la participación de las fuentes no convencionales en un 15 % de la nueva capacidad instalada hacia el año 2010. El motivador principal lo constituye la alta dependencia de combustibles fósiles importados. Los mecanismos utilizados para la promoción, adoptados por ley, consisten en exención de cargos de transmisión y créditos de fomento a la preinversión. Igualmente se estableció una cuota del 5% en las compras de energía de las empresas distribuidoras.

En Brasil (del cual no se muestra resumen estadístico), es de resaltar la implantación reciente de un “Programa de Emergencia de Energía Eólica -Proeólica-” buscando aumentar considerablemente la capacidad de generación (1050 MW) con este recurso. Eletrobrás garantiza la compra de energía durante 15 años a un precio mínimo de US\$60/kWh

Como conclusión se observa que la mayoría de iniciativas de fomento a las energías renovables en Latinoamérica cuentan con una voluntad y apoyo financiero estatales. Argentina y Chile favorecen mecanismos de mercado mientras que Costa Rica y Brasil continúan siendo sectores con planeamiento central estatal.

En resumen, son cinco los principales elementos que han motivado a los gobiernos a implementar políticas para incentivar la energía renovable:

- Seguridad energética
- Diversificación de la canasta
- Restricciones a las emisiones y contaminación
- Desarrollo de una industria local de renovables
- Políticas de largo plazo económicas, energéticas y de ciencia y tecnología

Finalmente se identificaron los instrumentos de mayor aplicación e impacto y que relativamente tienen bajo nivel de intervención en los mercados: portafolio estándar, tarifas garantizadas y mecanismos licitatorios. Estos esquemas se han complementado con mecanismos enfocados al desarrollo tecnológico local como créditos blandos a la inversión, exenciones o créditos en impuestos y fondos para investigación y desarrollo.

II. CONSIDERACIONES PARA EL CASO COLOMBIANO

Dentro de los motivos que tendría el país para implementar algún instrumento de fomento a las renovables en el sector eléctrico, se puede distinguir solo un motivador de gran impacto: la diversificación de la canasta de recursos para la generación. El gran componente hídrico del sistema lo ha vuelto vulnerable ante fenómenos climáticos como el Niño. En el pasado, los impactos causados sobre el sector debido a estos fenómenos han obligado a que la planeación indicativa sugiera la necesidad de aumentar la confiabilidad del sistema, realizando la expansión de la generación a través de mecanismos de mercado (mercado de energía firme, bolsa, contratos). Es así como a partir de la década de 1990 se ha venido presentando una recomposición de la capacidad instalada, con sustitución de capacidad hídrica por térmica.

Actualmente, la capacidad instalada del país es 67% hídrica y 34% térmica. En este sentido, introducir fuentes renovables al sector eléctrico traería beneficios de diversificación, de acuerdo con lo que propone el Plan Energético Nacional -PEN-: “*diversificación de la oferta de energéticos a través del uso de fuentes no convencionales*” [24]. Aunque esta diversificación sea a pequeña escala y de lento crecimiento, en el largo plazo se podría llegar a niveles considerables de acuerdo con el potencial de recursos renovables con los que cuenta el país [21] [22] [25] [26]. No obstante, hay que resaltar que el sistema requiere tecnologías que puedan garantizar firmeza o cuenten con ciclos climatológicos complementarios a la hidráulica.

En cuanto a la reducción de emisiones y contaminación, el componente hídrico del sistema eléctrico ocasiona que los impactos de la penetración de fuentes renovables sean menores a los que se pueden observar en otros sectores que dependen principalmente de combustibles fósiles, como es el caso del sector transporte². Sin embargo, es cierto que la penetración de energías renovables trae consigo reducción de emisiones, lo que permite la participación del país en mercados y mecanismos internacionales de este tipo; por lo tanto, además de beneficios ambientales y de diversificación, la adopción de energías renovables en la canasta eléctrica podría traer beneficios económicos.

²De acuerdo a Arthur D. Little [25] en el 2004 las emisiones del sector eléctrico eran inferiores a 5000 kilotoneladas de CO₂ equivalente, mientras que en el sector transporte eran alrededor de 24000 kilotoneladas de CO₂ equivalente.

El desarrollo de una industria local no sería el principal motivador a menos que se detecten oportunidades y fortalezas en la creación de una industria que trabaje principalmente en la generación de excedentes para exportar a la región de América Latina y el Caribe.

Considerando que el objetivo del país para la implementación de mecanismos es la diversificación, es conveniente aclarar que aunque las pequeñas centrales hidroeléctricas son tecnologías basadas en energía renovable, la diversificación implica el uso de otro tipo de fuentes, de lo contrario se estaría aumentando el nivel de riesgo en vez de reducirlo. Este es el motivo por el cual las tecnologías hidráulicas a pequeña escala no se tienen en cuenta en la evaluación de los mecanismos.

Los mecanismos seleccionados para el análisis son diferentes a los tradicionalmente utilizados en Colombia, por ejemplo, incentivos tributarios y créditos. A continuación se presentan las principales características de los mecanismos y algunas consideraciones³ que se deben tener en cuenta antes de analizar la viabilidad de su introducción en el mercado eléctrico colombiano, así como también la evaluación jurídica acorde con la normatividad imperante en el país.

A. Consideraciones y análisis técnico y de mercado de los mecanismos seleccionados

1) Portafolio estándar

Este mecanismo establece que un porcentaje determinado de la generación o del consumo de energía eléctrica en el país provenga de fuentes renovables [12]. El cumplimiento se realiza por medio de contratos bilaterales de compra a largo plazo, con precio pactado entre las partes, y compras “spot” al operador de un mercado de energía renovable, cuyo precio depende de la cantidad de energía fuera de balance⁴.

Para la verificación del cumplimiento se establece un plazo límite. Si el periodo es muy corto, los precios en el mercado de certificados pueden ser volátiles, por lo que generalmente se da un término de un año, sujeto a un periodo de transacciones intertemporales para realizar el balance

³ Las consideraciones y análisis técnico y de mercado de los mecanismos seleccionados están basadas en Díaz y Vesga [7].

⁴ La cantidad de energía fuera de balance hace referencia a la los excedentes o requerimientos adicionales de electricidad en los cuales incurren los comercializadores al final de cada periodo. Esto se presenta debido a que no se conoce a priori la demanda de energía renovable que el comercializador requiere.

de excedentes y faltantes. Cuando los agentes no cumplen con las metas establecidas, se imparten sanciones que superan el costo de los certificados. El papel del gobierno en este mecanismo se limita a ratificar certificados, monitorear el cumplimiento e imponer multas si es necesario [1].

Si bien el portafolio es una alternativa para disminuir el riesgo de abastecimiento por aumentos no esperados en el precio de los combustibles o el riesgo de hidrologías críticas, el costo promedio de generación puede verse incrementado de no presentarse eventos como los mencionados, lo cual implica sobrecostos que terminan siendo trasladados a los usuarios. Al definir el tipo de tecnologías elegibles en el portafolio, se puede imponer una meta general de participación de las renovables o tener metas específicas por tipo de tecnología, esto lo define el grado de diversificación que se desee.

En el caso colombiano, el mercado de certificados renovables podría ser integrado al mercado eléctrico existente o crearse separado de este. Los comercializadores tendrían la obligación de cumplir la cuota establecida como una porción de su mercado, restringiendo su aplicación a los nuevos contratos y a los que se renueven con posterioridad a la implementación del mecanismo. Para implantar esta política se requeriría un organismo encargado de la certificación, el cual podría ser el ente operador del mercado, y un ente encargado de monitorear el cumplimiento e imponer las multas, que podría ser la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD-.

2) Tarifas garantizadas

Este mecanismo permite que la electricidad proveniente de energías renovables tenga una tarifa garantizada para su venta, durante un periodo determinado. La tarifa se fija a través de la regulación y debe ser revisada periódicamente por el regulador con el fin de que refleje la reducción en los costos ocasionada por la penetración de la tecnología y el aprovechamiento de las economías de escala [20]. Debido a que el precio que se garantiza es superior al precio de la electricidad convencional, este debe reflejar como mínimo el diferencial de costo entre las tecnologías convencionales y las renovables. El diseño de las tarifas debe realizarse de forma diferenciada de acuerdo al tipo de tecnología.

Para definir la tarifa, el regulador debe contar con información completa sobre los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento; con el fin de establecer, en forma relativamente razonable cual es el costo adicional de producción de la energía. Esto generalmente se ha convertido en una desventaja de este mecanismo [2]. En el entorno colombiano la falta de información histórica podría ser un inconveniente significativo para el cálculo de la tarifa.

Si bien las tarifas garantizadas buscan una diversificación en la oferta energética que minimice riesgos de abastecimiento, el costo promedio de generación se ve aumentado, al definirse una tarifa garantizada que siempre va a ser superior a la tarifa de la generación convencional. El sobre costo puede ser recaudado directamente de los usuarios a través del componente G de la tarifa, o a través de un fondo creado especialmente para este propósito. Una práctica común es definir la tarifa garantizada como un porcentaje del precio al consumidor. En este caso la fuente de financiación del exceso en el costo de generación debe provenir de un fondo externo. Una práctica alterna es definir la tarifa garantizada como un valor en \$/kWh, el cual es fijado de ante mano por el regulador y debe estar sujeto a revisiones periódicas (en cada periodo regulatorio).

Igualmente, dado que se pretende estimular el desarrollo de la industria de energía renovable para llevarla a niveles competitivos, el instrumento debe ser temporal; es decir, tener un periodo después del cual el instrumento deja de aplicarse, aunque con un horizonte de tiempo suficiente para fomentar el desarrollo de proyectos y el desarrollo de la tecnología, para que se logren economías de escala (10 a 15 años mínimo).

En general el establecimiento de una tarifa por parte de una agencia gubernamental puede generar distorsiones en los esquemas competitivos de mercado ya existentes. La fijación de la tarifa puede volverse un proceso susceptible de generar transferencias de renta, especialmente si los niveles de aquellas son tales que distorsionan la eficiencia asignativa. Una tarifa mal definida puede ocasionar sobre-instalación (de ser muy alta) o no generar impacto alguno en el mercado (de ser muy baja). Si la tarifa es excesiva puede generar la salida del mercado de plantas ya constituidas.

En Colombia, para la compensación del sobre costo se puede crear un fondo que se alimente de recursos presupuestales del gobierno central o de los gobiernos regionales, o de contribuciones

provenientes del sector energético. Es factible asignar recursos provenientes de la explotación de los combustibles tradicionales (petróleo y carbón principalmente).

El administrador del mercado recauda, de la tarifa final y/o del fondo de apoyo, el dinero requerido para cumplir las obligaciones con los generadores renovables. El mecanismo podría definirse a través de resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- por periodos regulatorios de 5 años y por un mínimo de tres periodos. Teniendo en cuenta que se busca generación efectiva en energía renovable, toda la energía generada por las plantas declaradas como elegibles debe ser efectivamente despachada por el operador del mercado, como si fueran plantas menores. El ámbito de aplicación se restringe a los contratos nuevos y a los que se renueven después de la implantación del mecanismo, con condiciones que permitan incluir la generación renovable con una tarifa garantizada.

3) Mecanismos licitatorios

Los mecanismos licitatorios consisten en procedimientos competitivos en los que los inversionistas presentan ofertas ante una solicitud emitida por un agente gubernamental [2]. El proceso es adjudicado a la oferta más favorable según los parámetros de evaluación acordados en las condiciones de la licitación. Debe establecerse la obligatoriedad de compra de la energía generada por las plantas adjudicadas por parte de todos los comercializadores. Teniendo en cuenta las diferencias entre las tecnologías, es conveniente realizar licitaciones separadas para cada tipo de tecnología.

Una de las garantías de que el proceso de adjudicación sea transparente estriba en un diseño adecuado de los pliegos de condiciones de esta manera se disminuye el riesgo de captura del ente evaluador. El proceso de evaluación debe ser claro y flexible para permitir la consideración de circunstancias no previstas. Los mecanismos licitatorios son usados cuando existe un número razonable de agentes que están en capacidad de producir energía a partir de fuentes renovables, para que se generen procesos competitivos en las licitaciones [2].

En Colombia, el mecanismo podría tomar dos formas. La primera como concesión y la segunda como un Acuerdo de Compra de Energía -PPA-. Este último busca asignar en forma clara los riesgos de precio, de desempeño y de mercado. El excedente en los costos de generación

puede ser cubierto a través de las tarifas que los comercializadores recaudan. Es decir, aumentando el componente G de las mismas. Otra forma es generar esquemas de subsidios cruzados, en los que un sector de consumo paga tarifas más altas que subsidian otros sectores. Por último pueden diseñarse fondos gubernamentales que cubran la totalidad o parte del sobrecosto, además, es posible mezclar los tres esquemas. Una posibilidad para aminorar el impacto del incremento en costos es generar mecanismos paralelos y complementarios tales como ayudas financieras y beneficios impositivos.

B. Análisis jurídico de la implementación de los mecanismos seleccionados

A continuación se resumen los aspectos más desatacados del análisis jurídico y regulatorio de la incorporación de las tres medidas seleccionadas en la legislación colombiana del sector eléctrico⁵.

El resultado más significativo de este análisis es que la legislación colombiana vigente sobre energía eléctrica es neutra frente a tecnologías. La Ley 142 de 1994⁶ exige que las empresas busquen las mejores condiciones para satisfacer la demanda. Concretamente, exige que la energía con la que los comercializadores atienden a sus usuarios regulados (los que tienen posición dominante, o sea, que atienden el 25% o más de los usuarios que conforman el mercado) se compre mediante mecanismos que aseguren la competencia, invitando a todos los potenciales proveedores para que hagan ofertas en “igualdad de condiciones”⁷ y que estas sean seleccionadas con el concepto del mínimo precio, prohibiéndose expresamente tener en cuenta otro factor⁸.

Los usuarios no regulados, por su parte, tienen libertad de escoger la energía de menor costo. Al tener capacidad de negociación pueden buscar por si mismos, el generador o comercializador que les ofrezca menores precios.

La implementación de los mecanismos seleccionados tropieza con este obstáculo legal, dado que los tres ofrecen condiciones especiales a la instalación o a la generación proveniente de

⁵ Para la elaboración de esta sección se tomó como base el análisis jurídico realizado por el Dr. Luis Ignacio Betancur [4], abogado, Universidad del Rosario y especialista en economía del London School of Economics.

⁶ Ley sobre servicios públicos domiciliarios en general.

⁷ Artículo 45 de la Ley 142 de 1994.

⁸ Resoluciones CREG 20 y 21 de 1996.

tecnologías basadas en renovables. Exigir que se adquiriera energía más costosa iría en contra de la Ley, que busca que los usuarios se beneficien con menores precios.

Si bien, se dejó abierta la posibilidad de “*emplear otros criterios de calificación de ofertas de electricidad y las condiciones objetivas para ponderarlas*”⁹, hasta el momento no se han permitido criterios distintos a los del mínimo precio.

Por otra parte, las reglas de despacho también se basan en precios como criterio general. Igualmente, el Mercado Mayorista de Energía -MEM- se basa en precio tanto en contratos bilaterales, entre generadores y comercializadores, como en las transacciones en bolsa¹⁰.

En cuanto a la posibilidad de crear fondos para manejar los sobrecostos que implican estos mecanismos, podrían eventualmente utilizarse recursos del presupuesto nacional para que el mayor costo no se traslade tarifariamente a los usuarios. Sin embargo, por tratarse de un subsidio, sólo podría beneficiarse a los estratos 1, 2 y 3, que según las Leyes 142 y 143 de 1994¹¹, son los usuarios de “menores recursos” y la Constitución sólo permite subsidiar este tipo de usuarios¹².

Otra configuración sería que los recursos provengan de impuestos a los combustibles fósiles, con la restricción de tenerse que utilizar como “inversión social”¹³ porque sería un impuesto de destinación específica, que solamente puede crearse con este propósito. Ahora bien, dado que la definición de “inversión social”; es muy vaga y comprende un sinnúmero de actividades que tienden a mejorar la calidad de vida de la población, tal vez, podría justificarse la destinación de los recursos de un impuesto al petróleo para subsidiar tecnologías que protejan mejor el medio ambiente. Sin embargo, este argumento podría ser cuestionado fácilmente poniendo en riesgo su viabilidad jurídica frente a una demanda de inconstitucionalidad. Además se abriría un debate sobre el fundamento de que las energías renovables sean inversión o gasto social; debate al que se agregaría la discusión sobre la necesidad de que estas tecnologías ameriten más recursos que otras por estar en una fase inferior de desarrollo.

⁹ Resolución CREG 20 de 1996.

¹⁰ Resolución CREG 24 de 1995.

¹¹ Ley eléctrica.

¹² Artículo 368 constitucional.

¹³ Artículo 41 del Decreto Ley 111 de 1996, Estatuto Orgánico del Presupuesto.

Por otra parte, la creación de un mercado adicional al mercado eléctrico para transar los certificados de energía renovable que requiere el portafolio estándar, es lo que permite el nuevo mecanismo de cargo por confiabilidad. En la medida en que los precios del mercado eléctrico sobrepasen el precio de escasez, energías más costosas pueden ofrecerse para periodos específicos, en volúmenes determinados y a precios fijados de antemano.

El Cargo por Confiabilidad permite que plantas que generen energía no convencional¹⁴ accedan a la remuneración por disponibilidad allí prevista, si una planta puede entregar energía continuamente durante un año en condiciones de baja hidrología. Se tiene previsto que la disponibilidad de estas plantas sea el 35% de su capacidad efectiva, pero el generador podría solicitar un porcentaje distinto si demuestra a la CREG que la disponibilidad efectivamente es mayor¹⁵.

En cuanto a las tarifas garantizadas, se podría plantear un mecanismo de exenciones tributarias a los generadores, de forma que con una menor carga impositiva, el costo de generación disminuya y por tanto no se refleje el sobre costo a los consumidores (sin subsidiar la demanda), Al mismo tiempo este es un incentivo para que los empresarios hagan las inversiones necesarias e impulsen el desarrollo local.

En cuanto a los mecanismos licitatorios, la configuración de concesión daría al contratista posición dominante frente a los usuarios del mercado concesionado, lo que está prohibido por la Ley¹⁶. La configuración como PPA no está prohibida por la Ley; sin embargo, la Resolución CREG 09 de 1994, en cierta forma le quita validez a los PPA's, al exigir convocatorias a los comercializadores. Teniendo en cuenta que los PPA's fueron creados por el propio gobierno como respuesta a la escasez de energía que produjo el racionamiento de 1991 y 1992, cuando la legislación que modificaría todo el esquema de prestación del servicio eléctrico no estaba vigente, sin embargo la experiencia del país con este tipo de contratos, no es satisfactoria. Este mecanismo resultaría atractivo en Zonas No Interconectadas -ZNI- y en zonas apartadas de la zona interconectada¹⁷.

¹⁴ Resolución CREG 071 de 2006 complementada por las Resoluciones CREG 86, 79, 94 y 96 de 2006.

¹⁵ Para ver en detalle las observaciones sobre esta propuesta ver Botero et al. [3].

¹⁶ Artículos 11 y 13 de la Ley 142 de 1994.

¹⁷ Para ver en detalle el diseño de este mecanismo en ZNI ver Botero et al. [3].

III. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS MECANISMOS SELECCIONADOS

En este análisis se seleccionó el modelo MARKAL, entre otras herramientas, por la facilidad que ofrecía y la amplia utilización a nivel internacional para este tipo de análisis. Las políticas susceptibles de evaluación son el portafolio estándar y las tarifas garantizadas, debido a que los mecanismos licitatorios no pueden ser modelados con este tipo de herramientas. A continuación se hace una breve descripción del modelo MARKAL y luego se presenta la metodología utilizada para los análisis.

El modelaje con la familia de modelos MARKAL se ha utilizado ampliamente en el país¹⁸, los estudios incluyen una completa representación de una refinería que permite mezclas óptimas de diferentes crudos de petróleo y la configuración de procesos de producción de derivados del petróleo de acuerdo con, por ejemplo, restricciones de emisiones de carbono. Otra aplicación consiste en nuevas características para capturar condiciones de incertidumbre en disponibilidad de agua para generación hidroeléctrica tales como variabilidad temporal (como las producidas por el fenómeno del Niño) y precios de exportación de combustibles. Así mismo, se han estudiado las implicaciones de diferentes instrumentos de política para el control del cambio climático en el sistema de energía y económico del país.

Basado en esta familia de modelos, también existe una metodología común para evaluar estrategias de cooperación internacional consideradas en el Protocolo de Kyoto para reducción de gases efecto invernadero. En este último se identificaron y evaluaron alternativas para la reducir emisiones de CO₂ en el sector energético entre Suiza y Colombia bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio -MDL- y el sistema de Comercio Internacional de Emisiones con la cooperación de Paul Scherrer Institute en Suiza.

Con la familia de modelos MARKAL también se desarrolló una metodología para estimar el costo marginal colombiano (curva de oferta de REC's) ocasionado por el uso de la tierra, cambio en el uso y forestación de la tierra, usando plataforma de programación lineal compatible con MARKAL. En este se desarrolló un modelo en GAMS que permite comparar la competitividad de

¹⁸ Tomado de Cadena y Eddy [9]

proyectos LULUFC versus proyectos de reducción en el país y con otros países usando el mismo acercamiento de modelaje como soporte para garantizar que las políticas recomendadas en el protocolo de Kyoto sean exitosamente implementadas.

La familia de modelos MARKAL también se ha usado para el análisis de problemas locales, evaluando los beneficios y costos de introducir combustibles y tecnologías limpias en el área metropolitana del Valle de Aburrá. Algunos escenarios se desarrollaron para evaluar los impactos del uso de gas natural en todos los sectores modelados, haciendo énfasis en penetración en el sector comercial y residencial, sustitución en el sector industrial y la implantación de sistemas de transporte masivo.

A. Familia de modelos MARKAL

La familia de modelos MARKAL ha venido utilizándose como herramienta de apoyo para la toma de decisiones energéticas con consideraciones ambientales, en más de 20 países desde comienzos de la década de 1980, bajo el auspicio de la Agencia Internacional de Energía, específicamente en manos del Energy Technology Systems Analysis Programme -ETSAP- [19].

MARKAL es un modelo matemático (programación lineal) de un sistema de energía, que sirve como base para estimar el comportamiento de los sistemas energéticos en un horizonte multi-período [19]. Calcula los balances de energía en todos los niveles: fuentes primarias, combustibles secundarios y energía final. El objetivo es suplir la demanda de energía al mínimo costo global tomando simultáneamente dediciones de inversión y operación [11].

Para la realización de estos análisis MARKAL requiere datos de entrada como proyecciones de reservas de energía primaria, de exportaciones e importaciones de energéticos y niveles de precios correspondientes, proyecciones de demanda útil de energía por sectores para cada período de tiempo y descripción técnico-económica de las tecnologías disponibles, existentes y nuevas [11].

El sistema energético está representado mediante un conjunto de cuatro clases de tecnologías¹⁹: fuentes de energía (SRC), conversión de energía (CON), procesos de transformación (PRC) y tecnologías de demanda (DMD). En el lado de oferta, la energía primaria proviene de sistemas de extracción. Tanto los energéticos primarios como los secundarios pueden ser importados o exportados. Estos energéticos pueden ser convertidos en energía eléctrica o transformados para la obtención de derivados. Finalmente, la energía es consumida en el sistema por un conjunto de tecnologías de demanda. Estos cuatro conjuntos de tecnologías se modelan en términos de sus características técnicas (eficiencias, disponibilidades) y económicas (costos de inversión, operación y mantenimiento).

El modelo calcula un equilibrio parcial intertemporal en mercados de energía, es decir que las cantidades y precios de varios combustibles y otros commodities están en equilibrio, por ejemplo, los precios y cantidades en cada periodo de tiempo son tales que a estos precios los productores producen exactamente las cantidades que demanda el consumidor.

Al modelar un sistema de energía es necesario introducir la demanda estimada de energía final, en términos de necesidades socioeconómicas, para crear un escenario de referencia (por ejemplo, iluminación residencial, transporte de pasajeros, producción industrial) en base a proyecciones demográficas y económicas, igual que las reservas existentes estimadas y las nuevas fuentes de energía primaria y sus potenciales. De esta forma se construye un Sistema Energético de Referencia (RES) que representa los flujos de energía desde su origen hasta su consumo final, para un año determinado. El RES hace parte fundamental de cualquier modelo desarrollado en MARKAL, la Figura 1 muestra una representación básica de un RES.

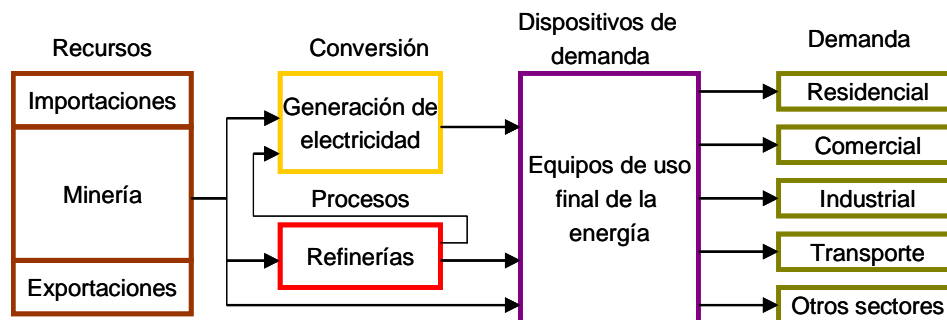


Figura 1. Diagrama básico de un Sistema Energético de Referencia -RES-

¹⁹ Adaptado de Loulou, Goldstein, Noble, [17], Cadena et al. [10] y Cadena et al. [11]

La estructura de MARKAL se define por variables y ecuaciones determinadas por los datos de entrada, esta base de datos contiene datos cualitativos y cuantitativos. Los datos cualitativos incluyen, por ejemplo, listas de portadores de energía o las tecnologías que los modeladores consideran aplicables. Los datos cuantitativos, en contraste, contiene las suposiciones de los parámetros tecnológicos y económicos específicos para cada tecnología, región y periodo de tiempo.

"Un número de tecnologías de uso final compiten para satisfacer una demanda particular y un número de tecnologías de producción compiten para producir la misma forma de energía", de acuerdo con el objetivo considerado y las restricciones pertinentes, entre las cuales se pueden mencionar las de balance de energía, de transferencia de capacidad interperiodos, y las restricciones de demanda y utilización de capacidad. MARKAL ha sido diseñado para analizar el comportamiento dinámico futuro de sistemas energéticos, con relación a:

- La ventaja relativa de tecnologías existentes y de la introducción de nuevas tecnologías
- La evolución en el tiempo de los recursos energéticos y la introducción de nuevos recursos
- Los impactos y sensibilidades del sistema energético frente a ciertas metas y políticas (mejoras de eficiencia, conservación, reducción de efectos ambientales)

Para la realización de estos análisis MARKAL requiere los siguientes datos de entrada:

- Proyecciones de reservas de energía primaria, de exportaciones e importaciones de energéticos y niveles de precios correspondientes
- Proyecciones de demanda útil de energía por sectores para cada período de tiempo
- Descripción técnico-económica de las tecnologías disponibles -existentes y nuevas

Cuando el objetivo es la minimización de costos, las ecuaciones de MARKAL se pueden expresar, en forma bastante agregada, de la siguiente manera²⁰:

| | | | | |
|-----|---------|--------|-----|--------------------------|
| min | $c^T x$ | | | costo total del sistema |
| s.a | $A x$ | \leq | b | escasez de recursos |
| | $D x$ | \geq | d | satisfacción de demandas |
| | $E x$ | \leq | e | límites de emisiones |
| | x | \geq | 0 | |

²⁰ Fragniere, [15] citado por Cadena et al. [11]

Donde,

| | |
|---|--|
| x | es el vector de niveles de actividad energética, |
| c | es el vector de costos unitarios de las actividades, |
| A | es la matriz de coeficientes técnicos de las actividades, |
| b | es el vector de dotación inicial de recursos, |
| D | es la matriz de coeficientes de producción de energía por actividad, |
| d | es el vector de demandas de energía útil a satisfacer, |
| E | es la matriz de coeficientes de emisión de contaminantes actividad, |
| e | es el vector de límites de emisiones admitidos. |

En este caso, el modelo selecciona la mezcla de energéticos extraídos o importados, los procesos de transformación o conversión y las tecnologías de demanda que minimizan los costos de inversión y operación de todas las tecnologías, durante el período de planeamiento, cumpliendo con las restricciones de disponibilidad de recursos, requerimientos útiles de energía y límites de emisiones, por ejemplo.

B. Modelo MARKAL Colombia

MARKAL-Colombia²¹ (Colombia_fixref.mbd) [8] fue el modelo utilizado para la evaluación de la implementación de los mecanismos. El sistema energético de referencia (RES) colombiano, incluye los diferentes sectores de demanda con un gran número de tecnologías de uso final (DMD), tecnologías de conversión (CON) y tecnologías y procesos de transformación (PRC) (las tecnologías de proceso producen energía almacenable mientras que las de conversión producen energía no almacenable). También se incluyen las fuentes energéticas (SRC). Los criterios de modelaje del RES colombiano existente se muestra en la Figura 2.

El horizonte de planeamiento del modelo se ubica entre los años 1990 y 2020. Fue necesaria su actualización²², dado que la versión disponible se había calibrado con información del año 1990. Se calibró el escenario Base con la oferta y demanda energética de los Balances Energéticos de la UPME de los años 1990 a 2005 y con proyecciones de entes como la UPME y la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-.

²¹ Actualmente se encuentra en construcción el modelo MARKAL-Colombia_Renovables, con un horizonte de planeamiento del año 2000 al 2040.

²² La calibración del modelo se llevó a cabo con la colaboración de los ingenieros Juan Manuel Alzate y Carolyn Cáceres.

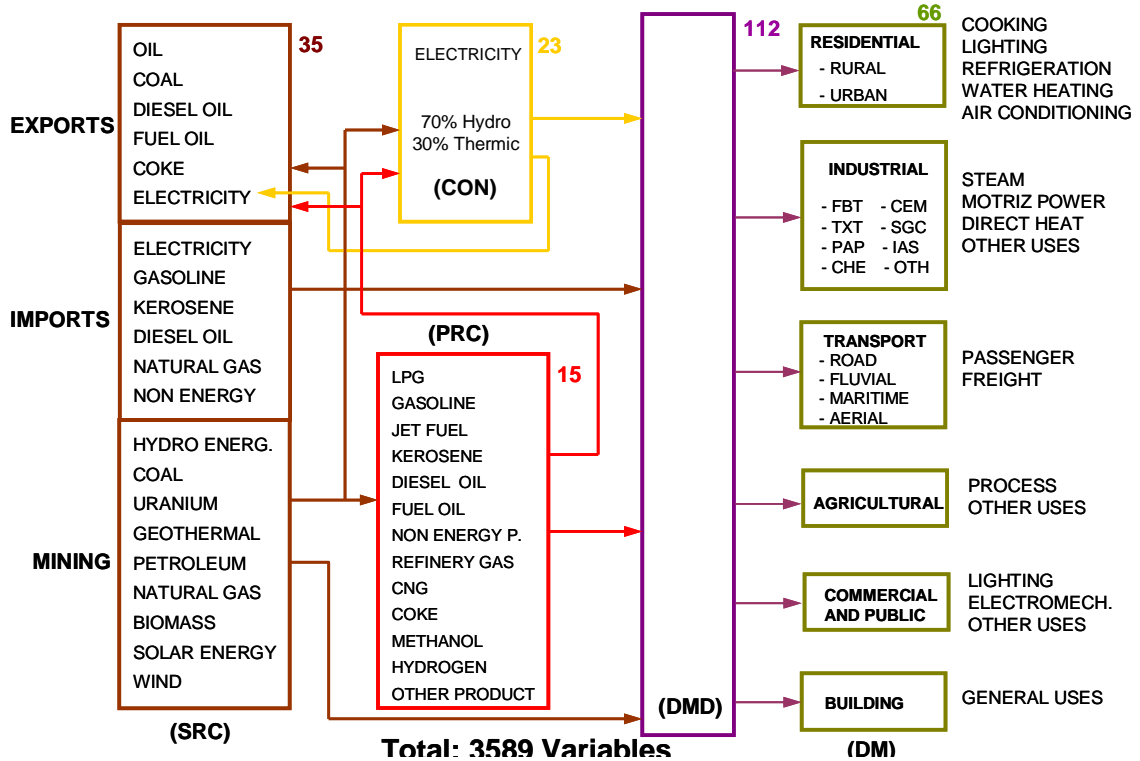


Figura 2. Sistema Energético de Referencia - Colombia

Del lado de la oferta se consideraron extracciones de petróleo crudo y liviano, de carbón térmico y metalúrgico y de gas natural, exportaciones de petróleo liviano, carbón térmico, coque, fuel oil, diesel oil, gasolina, jet-fuel y electricidad. Del lado de la demanda se modelaron siete sectores: residencial, industrial, comercial y público, transporte, construcción, agrícola y usos no energéticos. Cada sector con diferentes usos finales y sus respectivas tecnologías de acuerdo con la demanda. Además se modelaron procesos de transformación que convierten energía primaria en secundaria, como las tecnologías de generación eléctrica existentes (plantas térmicas de carbón, gas y fuel-oil, plantas turbo gas, centrales diesel e hidráulicas) y las posibilidades de expansión como tecnologías genéricas. También se modelaron otros procesos de transformación como las refinerías de Barranca y Cartagena, la producción de vapor y calor directo en las industrias, de coque y briquetas y algunas transformaciones menores de energéticos.

En el modelo se consideran los requerimientos de firmeza del sistema eléctrico colombiano como un límite a la participación de plantas hidroeléctricas en la canasta de generación del 70%. Es decir, se obliga a que el 30% de la electricidad generada provenga de plantas térmicas.

Conforme a las características de firmeza de las plantas basadas en renovables, se caracterizaron las tecnologías geotérmicas y cogeneración con bagazo dentro del 30% de plantas térmicas y las eólicas y solar fotovoltaica en el otro grupo.

C. Metodología para la evaluación de los mecanismos

A partir del caso base, se modelaron seis escenarios adicionales, en los que se reflejan las particularidades de cada mecanismo. Las tecnologías elegibles son eólica, geotermia, solar y cogeneración con bagazo. Los costos de inversión, operación y mantenimiento fueron obtenidos del informe *Costos indicativos de la generación en Colombia* [27]. En el caso de la energía eólica, se asumió un factor de utilización relativamente alto (60%). Para el diseño de las cantidades del portafolio o su equivalente en generación para el caso de tarifas garantizadas, se tuvo en cuenta el potencial y viabilidad de instalación de capacidad para cada tecnología, según los estudios de la UPME [21], [22], [23] y los estudios de factibilidad de geotermia y cogeneración [25], [26].

Las metas de generación de energía eléctrica con fuentes renovables y sus correspondientes tecnologías, se diseñaron con base en la proyección de demanda de la UPME, y se muestran en la Tabla 1. Estas metas fueron adaptadas en el caso del portafolio estándar, mediante la consideración de las pérdidas de transmisión y distribución y del equipo de uso final, para obtener una generación idéntica y de esta manera facilitar la comparación de los resultados.

Tabla 1. Metas de generación con energía renovable

| Año | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 |
|----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Demanda (GWh) | 48.733 | 58.276 | 67.365 | 79.979 |
| Meta anual (%) | 0,5 | 3 | 5 | 6 |
| Generación renovable (GWh) | 243 | 1.748 | 3.368 | 4.798 |

El primer mecanismo, portafolio estándar, se modeló como la obligación de consumir electricidad generada a partir de fuentes renovables por un sector de la demanda. Se consideró un contrato bilateral de entrega física de energía entre el generador y el usuario no regulado. El

sector seleccionado fue el industrial, pues parece más factible que un comercializador pueda pactar con un usuario no regulado la adquisición de su electricidad proveniente de estas fuentes.

Para el cumplimiento de las metas, se modelaron tres escenarios con diferente configuración tecnológica. De esta manera, el escenario Portafolio Eólico (Wind. P) consiste en el cumplimiento de la meta con energía eólica, el Portafolio Geotérmico (Geo. P) con energía geotérmica y el Portafolio Mezcla (Mix. P) con una mezcla de las cuatro tecnologías. En este último escenario, se limita la participación de la cogeneración con bagazo al 10% de la energía generada por el portafolio, pues en caso contrario no se seleccionarían otras tecnologías. De esta manera, el modelo selecciona una participación promedio de la geotermia de 65% y de la eólica de 25%. La opción de energía solar no es seleccionada por el modelo para suplir esta demanda.

Las tarifas garantizadas se modelaron como la obligación de instalación y operación de tecnologías basadas en renovables. De esta forma, las plantas generan la electricidad que va a ser consumida por cualquier sector de la demanda.

Se construyeron tres escenarios de tarifas equivalentes a los de portafolio. En el escenario Tarifas Eólico (Wind. T) se obliga la instalación y operación de plantas eólicas. En el escenario Tarifas Geotérmico (Geo. T) plantas geotérmicas. En el escenario Tarifas Mezcla (Mix. T), cogeneración con bagazo (10%), geotérmicas (65%) y plantas eólicas (25%).

IV. OTRA PROPUESTA: INTERNALIZACION DE EXTERNALIDADES

Además del modelaje del portafolio estándar y las tarifas garantizadas, se modeló otro mecanismo de política al que se han orientado los estudios de la Unión Europea en los últimos años, pero que apenas empieza a visualizarse su utilización, razón por la cual no fue escogido en los anteriores análisis. Sin embargo, dada la facilidad que representaba su modelaje en MARKAL, y lo interesante de analizar un mecanismo que no representa mayor intervención en el mercado, se decidió realizar la evaluación económica de su implementación.

Este mecanismo consiste en obligar a que los precios de mercado, reflejen los costos ambientales que se imponen a la sociedad por la utilización de los diferentes combustibles para la generación. Esta evaluación se realizó como un estudio indicativo, debido a que para realizarlo, se tomaron datos calculados para países Latinoamericanos por el Proyecto ExternE²³, pues en el país no se tiene aún una valoración formal de los costos de este tipo de daños causados por la generación de electricidad con diferentes recursos.

La imposición de este costo o impuesto se realizó a partir del año 2005, como se hizo con los mecanismos presentados. Las externalidades son generadas tanto por plantas basadas en renovables como por plantas basadas en fósiles, por lo tanto, en el modelo se incluyen las externalidades en todos los tipos de plantas, solo que en diferente magnitud. A diferencia del portafolio estándar y las tarifas garantizadas, no se obliga la demanda ni la oferta de ninguna tecnología en particular, sino que se incluyen en cada planta costos adicionales causados a la sociedad por el tipo de recurso que utilice para generar, de forma que el modelo selecciona las tecnologías que participan en la generación.

Se realizaron tres ejercicios: el primero, Full Externalidades (Full. E) utilizando los costos de las externalidades para Latinoamérica calculados en el proyecto ExternE; el segundo, PPP Externalidades (PPP. E), una aproximación para el caso colombiano teniendo en cuenta el factor Purchasing Power Parity -PPP-; y un tercer escenario, Extreme Externalidades (Ext. E), que se modeló buscando un punto de comparación con los resultados obtenidos de los demás

²³ Externalities of Energy –ExternE– es una metodología europea para determinar los costos externos asociados a los daños socio-ambientales derivados de la producción y uso de la energía [14].

mecanismos (portafolio y tarifas). En este último se limitó cualquier participación adicional a la obtenida en el caso Base de tecnologías a partir de carbón o gas natural, al igual que no se permite la inversión en plantas nuevas que se basen en estos recursos. También se la limitó la participación de cogeneración con bagazo, igual que como se hizo en el portafolio estándar; todo esto con el objetivo de forzar la participación de alguna tecnología basada en renovable.

V. RESULTADOS

Según los resultados del Portafolio Eólico, la reducción de una tonelada de CO₂ tendría un costo de 114 USD. Bajo el Portafolio Geotérmico, el costo de reducción de una tonelada de CO₂ sería de 52 USD. En el caso del Portafolio Mezcla, si se configura una participación máxima del 10% de energía proveniente de cogeneración con bagazo, se obtiene un costo de reducción de una tonelada de CO₂ de 25 USD; debido a los bajos costos del recurso que exhibe esta tecnología.

Los resultados muestran que en el escenario Tarifas Eólico la reducción de una tonelada de CO₂ tendría un costo de 18 USD. Bajo Tarifas Geotérmico, el costo de reducción de una tonelada de CO₂ sería de 17 USD. En el caso del escenario Tarifas Mezcla, que se modeló con la misma participación del Portafolio Mezcla, resulta un costo de reducción de la tonelada de CO₂ de 9 USD.

Se observa que, con este último mecanismo, los costos de reducción de emisiones son similares aunque se varíe la configuración tecnológica, además de ser menores a los obtenidos con los escenarios de portafolio. Se obtienen diferencias entre los resultados de los dos tipos de mecanismos debido a que en el portafolio estándar se modeló un mercado físico.

La Figura 3 muestra los diferentes costos de reducción de emisiones de CO₂ de los escenarios evaluados. Se destaca que el menor costo de reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera se obtiene con el escenario de Tarifas Mezcla. La reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera en los escenarios de portafolio estándar es de 3,910 millones de toneladas, mientras que en los escenarios de tarifas garantizadas es de 3,890 millones de toneladas. La diferencia entre la reducción de emisiones entre los dos tipos de mecanismos es de 20 mil toneladas.

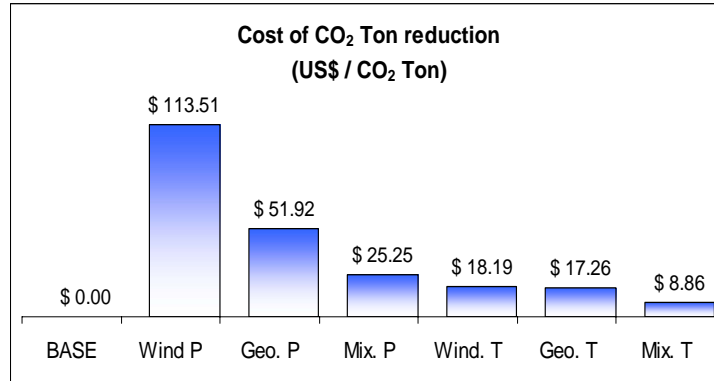


Figura 3. Costo de reducción de emisiones de CO₂

La Figura 4 presenta los costos descontados del sistema energético total en cada uno de los escenarios, donde se observa que el menor aumento en los costos del sistema se consigue con el escenario Tarifas Mezcla.

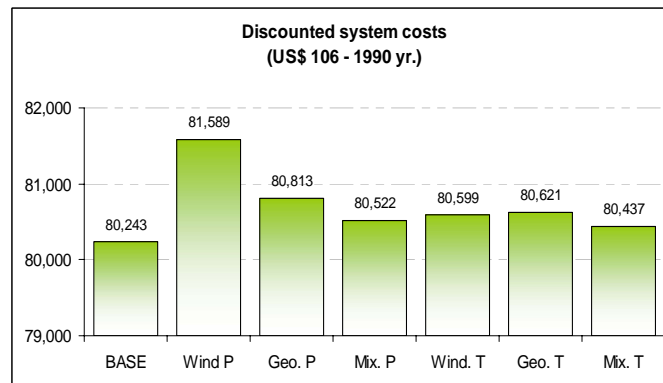


Figura 4. Costos descontados del sistema energético

Las dos figuras siguientes muestran las modificaciones en la composición de la canasta de generación de electricidad. La Figura 5 corresponde al caso Base. La Figura 6 ilustra la participación de las tecnologías renovables, en este caso la eólica. No se presentan el total de las composiciones resultantes pues son similares en términos porcentuales.

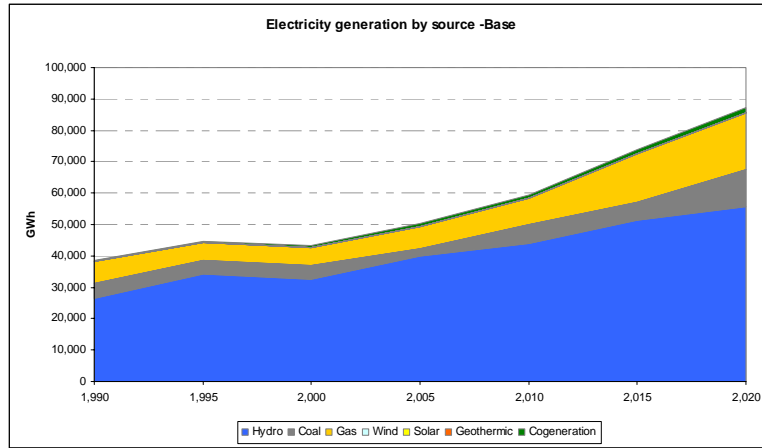


Figura 5. Generación de energía eléctrica en Colombia por fuente bajo el escenario Base

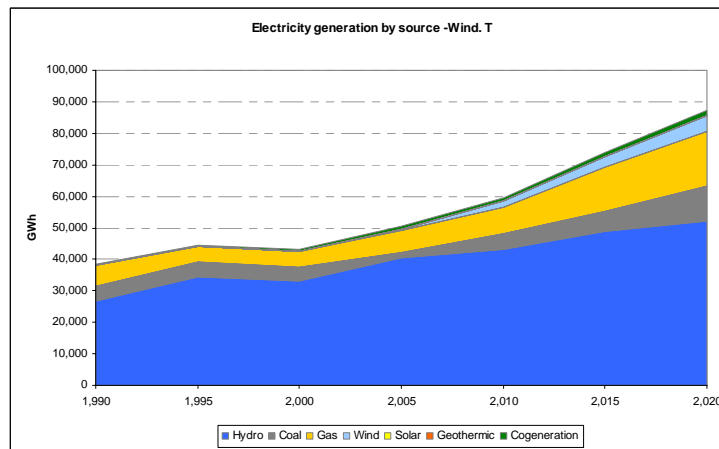


Figura 6. Generación de energía eléctrica en Colombia por fuente bajo el escenario Wind. T

Con respecto a los escenarios Full E y PPP E, las magnitudes de externalidades consideradas no producen ninguna introducción de energías renovables, con excepción de la biomasa para cogeneración que estaba restringida en el caso base. Además de esta instalación se produce una eliminación de las plantas térmicas a carbón e introducción de una mayor capacidad de ciclos combinados y por ende de consumo de gas natural, esto se puede observar en la Figura 7, que muestra la composición de la canasta en el escenario PPP Externalities.

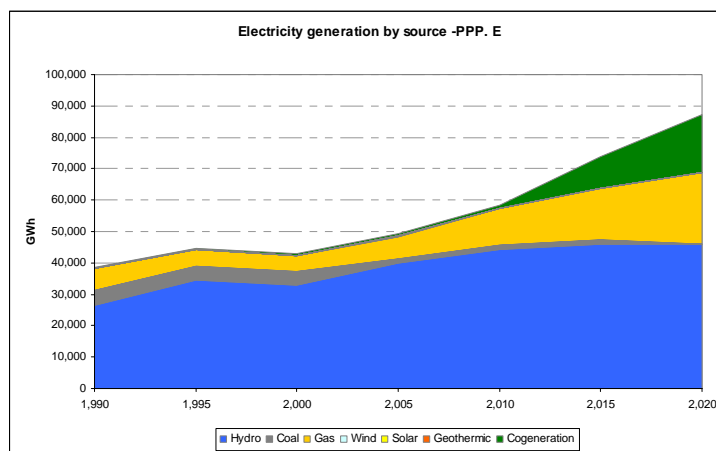


Figura 7. Generación de energía eléctrica en Colombia por fuente bajo el escenario PPP. E

El costo del sistema aumenta en un 2% para el escenario Full E y en 0,67% para PPP E. Los precios sombra de la electricidad se aumentan en promedio un 13% y 4% para cada escenario respectivamente. Las emisiones de CO₂ no presentan reducción, por el contrario en el caso Full E presenta 1,6 millones de toneladas por encima de las emisiones del caso base y para el caso PPP E, 0,5 millones de toneladas por encima, esto es causado por el mayor uso de gas natural. Además de estos efectos, también se visualiza una reducción promedio de la demanda de electricidad de 500 GWh. Para el escenario denominado Ext. E, las restricciones lograron la entrada de una planta a partir de geotermia, la reducción, más no desaparición total del carbón y la restricción al uso del gas natural, esto se muestra en la Figura 8. El costo de reducción de emisión de CO₂ a la atmósfera bajo esta configuración es de 224 USD por tonelada.

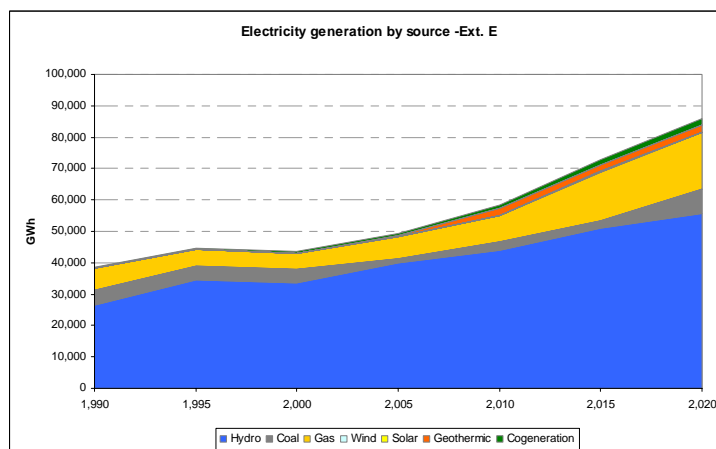


Figura 8. Generación de energía eléctrica en Colombia por fuente bajo el escenario Ext. E

Se observa que la generación de la planta geotérmica que se consigue con el escenario Ext. E es casi el 40% inferior a la que se consigue con los escenarios de portafolios o tarifas.

En la Figura 9 se presenta la participación por fuente en la generación a partir del año en que se imponen los mecanismos. Se puede observar que en los escenarios de portafolios y tarifas, cuando se implementan con geotermia se desplaza generación a carbón principalmente, mientras que cuando se implementan con eólica, se ve una reducción el componente hídrico.

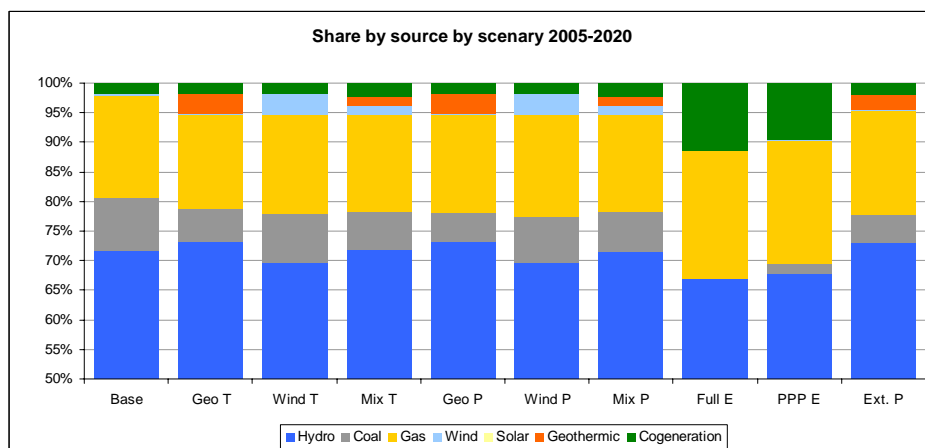


Figura 9. Porcentaje de participación por fuente en cada escenario del 2005 al 20020

En los escenarios de externalidades se presenta una fuerte reducción del carbón e hídrica y preferencia por el gas natural y de la biomasa. En el escenario Full E, se produce la desaparición total del carbón, en el escenario PPP E, no desaparece totalmente el carbón pero la reducción es significativa al pasar de 10% en el caso Base a 2% en este escenario y finalmente, en el escenario Ext. E, donde se limita la participación del gas natural y la biomasa, se produce la entrada de la geotermia.

CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y FUTUROS ANÁLISIS

Los tres mecanismos de política identificados para favorecer la participación de las energías renovables en la canasta eléctrica en el país son: portafolio estándar, tarifas garantizadas y mecanismo licitatorios. Estos mecanismos son los más utilizados en el mundo y han tenido éxito en la mayoría de países en los que se han implementado, aunque han sido complementados con otros tradicionales, que consisten en beneficios tributarios y financieros.

La utilización de estos mecanismos ha sido motivada por cinco razones en particular. Primero, la seguridad energética, con miras a reducir la vulnerabilidad ante variaciones de precios de los combustibles fósiles y los riesgos geopolíticos relacionados. Segundo, la diversificación de la canasta con el objetivo de minimizar la dependencia de un reducido número de recursos. Tercero, los compromisos ambientales con el propósito de estabilizar los impactos del calentamiento global. Cuarto, el desarrollo de una industria local con equipos de generación basados en renovables. Quinto, la articulación con políticas de largo plazo económicas, energéticas y de ciencia y tecnología.

En el caso colombiano, la introducción de estas fuentes podría contribuir con la diversificación de la canasta energética; la alta dependencia de energía hidroeléctrica se considera una debilidad del sistema eléctrico nacional. Sin embargo, los instrumentos seleccionados y evaluados resultan ser poco compatibles con el esquema de mercado implementado en el país. Sus características que hacen que se favorezca a unas formas de generar electricidad frente a otras, es contrario el espíritu de la Ley colombiana que exige neutralidad tecnológica y la búsqueda de menor precio para los consumidores.

Del análisis económico realizado en MARKAL se encontró que cualquier mecanismo va a significar un aumento en el costo de la electricidad para los usuarios finales. Un mecanismo que obligue a la demanda a consumir electricidad renovable es más costoso que uno que obligue la oferta de esta electricidad indistintamente del consumo. Un portafolio estándar que obligue a la instalación de plantas para cumplir un contrato de entrega física a un consumidor o comercializador, como el modelado en MARKAL, resultaría muy costoso en comparación con un mecanismo que garantiza la instalación y operación de estas plantas a través del ofrecimiento de

tarifas a los inversionistas. Un contrato de entrega física requiere la instalación de mayor capacidad para el cubrimiento del pico de la demanda.

Se podría proponer la creación de diferentes fondos para subsidiar el mayor costo de esta energía a los usuarios finales. El primero de ellos podría provenir de recursos del presupuesto nacional, pero este solo se podría aplicar a los estratos 1, 2 y 3. Otra posibilidad es la creación de un fondo de “inversión social” con recursos de impuestos a los combustibles fósiles para la compra de electricidad renovable. Finalmente, se podrían otorgar exenciones tributarias para empresas que instalen este tipo de tecnología. Aunque, las dos primeras propuestas son difíciles de sustentar y la tercera no ha sido al parecer suficiente pues ya la Ley colombiana contempla algunas exenciones.

Estas tecnologías tendrían gran aplicación en el corto plazo en las ZNI y áreas de difícil gestión, se podría proponer entonces que los recursos del FOES se destinen a organizaciones sin ánimo de lucro para cofinanciar la instalación de plantas de energía renovable.

Vale la pena resaltar que intervenciones al mercado o a la legislación del sector podrían conducir a desequilibrios y situaciones inusitadas que perjudiquen el buen desempeño del mercado, por esto no se considera necesario abandonar los esfuerzos que se han realizado en los últimos años por el buen funcionamiento del sistema. De acuerdo con las perspectivas internacionales y en la medida en que la demanda nacional se dinamice y los costos de inversión continúen bajando, estas fuentes y tecnologías van a participar, en un futuro, en la oferta eléctrica sin necesidad de mayores intervenciones al mercado.

Una opción, siempre disponible para este tipo de proyectos, es la de poder contar con ingresos adicionales transando Certificados de Reducción de Emisiones -REC's-, y la obtención de la consecuente reducción de impuestos de renta e IVA aprobados en la Ley 788 de 2002 o Estatuto Tributario.

El análisis realizado muestra que los costos de reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera varían según el instrumento y la tecnología que se utilice para la implementación de los mecanismos. En el caso del portafolio estándar, el costo de la reducción de emisiones resulta ser más alto que el de las tarifas garantizadas. Ahora con relación a la tecnología, el precio de los

REC's difieren considerablemente entre las diferentes configuraciones de portafolio evaluadas. Esto es ocasionado básicamente por la disponibilidad de utilización de las tecnologías. De las utilizadas en los análisis, la de menor factor de utilización es la eólica. La geotermia y la biomasa cuentan con mayor factor. En este sentido el portafolio eólico es el que presenta mayor costo de reducción de CO₂, seguido por la geotermia y finalmente, el menor costo se obtiene con una configuración que combina los tres tipos de tecnología.

Los análisis de tarifas garantizadas (también de portafolio estándar) muestran que los recursos que ofrecen firmeza al sistema como la biomasa y la geotermia, podrían tener menos riesgo para el inversionista. La instalación de proyectos con biomasa (cogeneración) podría ser una opción competitiva una vez se requiera que se instale capacidad adicional en el sistema y que el precio de bolsa alcance los niveles estimados por la UPME en el Plan de Expansión [23]. Haría falta hacer algunos ajustes regulatorios menores, calcular cargos de respaldo que sin frenar la entrada de estos sistemas, permitir remunerar la red en el corto plazo [18] y precisar las garantías exigidas para el cargo por confiabilidad.

En el caso de la geotermia, por ser un recurso que puede demostrar firmeza, es una opción bastante competitiva para proyectos basados en renovables. En todos los análisis, las tecnologías basadas en este recurso terminaron siendo instaladas como primera opción, por encima de plantas eólicas. Aunque en los análisis no se modeló estrictamente la disponibilidad del recurso a nivel nacional, pues los estudios de la UPME no dan certeza sobre su potencial, resulta extraño que dos proyectos basados en este recurso hayan sido retirados del Plan de Expansión pese a contar con estudios de factibilidad desde hace más de dos décadas. Al igual que en el caso anterior, la CREG debería hacer explícita las garantías que se exigirán a estas plantas para el cargo por confiabilidad.

Como ya se mencionó, en el caso de la generación con energía eólica y solar, los elevados costos de inversión, frente a otras opciones intermitentes como algunas pequeñas centrales hidroeléctricas, las hacen poco competitivas. Al no contar con la posibilidad de un cargo por confiabilidad, sería necesario algún incentivo adicional que complemente las negociaciones en la venta de REC's. Una opción de política sería la de solicitarle a la CREG que declare que estas plantas (de cualquier tamaño) tengan un tratamiento igual al de las plantas menores para efectos

de su elegibilidad en el despacho, aunque compitiendo por precio, con lo cual podrían mantener el cargo.

Como resultado del análisis de internalización de externalidades, se puede concluir que la utilización de este mecanismo debe darse en todo el sector energético. En el ejercicio adelantado para la generación de energía eléctrica, se produce una sustitución de carbón por gas natural, pero el carbón desplazado es consumido en otros sectores como el industrial, con lo cual, las emisiones resultantes no cambian y no se producen resultados efectivos en cuanto a la penetración de energías renovables para la generación eléctrica. De esta manera un análisis de este mecanismo exige, además de contar con los valores nacionales de los impactos de la producción y utilización de energía, un modelaje de todo el sistema energético nacional, que se deja para trabajos futuros.

REFERENCIAS

- [1] American Wind Energy Association -AWEA-. “The Renewables Portfolio Standard: How It Works and Why It's Needed”. 1998. En: <http://www.awea.org/policy/rpsbrief.html>. [Fecha de consulta: 30/abr/06].
- [2] Asian-Pacific Environmental Innovation Strategies – APEIS & Research on Innovative and Strategic Policy Options – RISPO. “Strategic Policy Options” Institute for Global Environmental Strategies – IGEIS. 2005. En: <http://www.iges.or.jp/APEIS/RISPO/spo/pdf/sp1101.pdf> [Fecha de consulta: 06/Abr/06]
- [3] Botero S. et al. “Cuarto informe de avance del proyecto: Regulación para incentivar las energías alternas y la Generación Distribuida en Colombia”. 2007.
- [4] Botero S. et al. “Mecanismos para promoción de fuentes no convencionales de energía para generación eléctrica en el mundo y una posible aplicación en Colombia”. 2006.
- [5] Botero S. et al. “Primer informe de avance del proyecto: Regulación para incentivar las energías alternas y la Generación Distribuida en Colombia”. 2006.
- [6] Díaz A., Vesga D. “Estado de las fuentes alternas para generación de energía eléctrica en doce países alrededor del mundo”. 2006.
- [7] Díaz A., Vesga D. “Diseño de mecanismos para promoción de fuentes no convencionales de energía para generación eléctrica en Colombia”. 2006.
- [8] Cadena A.. “Models to assess the implications of the Kyoto Protocol on the economy and energy system of Colombia”. 2000.
- [9] Cadena A., Eddy J. “Modeling Energy and Climate Change Scenarios in Colombia: Issues and Perspectives”. *Latinamerican Rio modeling and scenarios workshop*. 2006.
- [10] Cadena A., Gamboa C., Urrea O., Saravia E. Vargas A. “Proyecto de asesoría al IDEAM para la elaboración del estudio de mitigación en el sector energético posterior a la primera comunicación nacional en cambio climático”. 2003.

- [11] Cadena A., Marcucci A., Moreno J. “Análisis de las implicaciones de acciones de reducción y captura de emisiones de gases de efecto invernadero para Colombia”. 2004.
- [12] Center for Resource Solutions -CRS-. “Renewable Energy Policy Options for China: A Comparison of Renewable Portfolio Standards, Feed-in Tariffs, and Tendering Policies” 2002. En: <http://www.efchina.org/resources.cfm?resourceprogram=Renewable%20Energy> [Fecha de consulta: 03/Abr/06]
- [13] Departamento Nacional de Planeación -DNP-. “Plan Colombia II Centenario: 2019. Generar una infraestructura adecuada para el desarrollo”. 2006.
- [14] Fouquet R., Slade R., Karakoussis V., Gross R., Bauen A., Anderson D. “External costs and environmental policy in the United Kingdom and the European Union. Occasional Paper 3. Centre for Energy Policy and Technology, Imperial College, London”. 2001.
- [15] Fragniere E., “Choix énergétique et environnementaux pour le Canton de Geneve”. *Tesis de doctorado, Université de Geneve*. 1995.
- [16] International Energy Agency -IEA-. “Energy technology perspectives. Scenarios & strategies to 2050”. 2006.
- [17] Loulou, Goldstein, Noble. “Documentation for the MARKAL Family of Models”. 2004
- [18] PNUD, Asocaña, MinAmbiente, UPME, “Cogeneración en el sector azucarero aplicando el enfoque ESCO”. 2003. p. 41-44
- [19] Loulou R., Goldstein G., Noble K.. “Documentation for the MARKAL Family of Models”. 2004.
- [20] Sawin J. “National Policy Instruments: Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World” 2004. En: <http://www.renewables2004.de/pdf/tbp/TBP03-policies.pdf> [Fecha de consulta: 25/Abr/06]
- [21] Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-. “Atlas de viento y energía eólica de Colombia”. 2006.

[22] Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-. “Formulación de un programa básico de normalización para aplicaciones de energías alternativas y difusión”. 2003.

[23] Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-. “Plan de expansión de referencia. Generación – Transmisión. 2005 – 2019”. 2005.

[24] Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-. “Plan Energético Nacional. Contexto y estrategias 2006-2025”. 2007.

[25] Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-. “Potencialidades de los cultivos energéticos y residuos agrícolas en Colombia”. 2003.

[26] Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-. “Utilización de la energía geotérmica”. 2003.

[27] Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, INTEGRAL. “Costos indicativos de la generación en Colombia”. 2006.

[28] Villegas Nora, Fernández Oscar. “Gestión proactiva de la regulación para la incorporación de la energía eólica en el mercado de energía mayorista colombiano”. Departamento de planeación E.E.P.P.M 2004.