

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE PROYECTOS ENERGÉTICOS A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN COLOMBIA

Juan Camilo Cardona Castañeda[†]

**Universidad Pontificia Bolivariana, Cir. 1 #70-01, of. 11-259, Medellín, Colombia.*

La matriz de producción de energía eléctrica en Colombia, aunque ha demostrado fortaleza del parque generador en cuanto a confiabilidad en el suministro de energía, también ha demostrado alta vulnerabilidad en su política energética, muestra de ello se reflejó ante los fallos en el uso eficiente de los recursos energéticos del país ante la presencia del fenómeno del Niño. Además, demostró alta fragilidad en el mercado competitivo de energía mayorista cuando se tuvo que acudir a generación con combustibles líquidos, los cuales además de ser más costosos, son altamente contaminantes e incrementan exponencialmente el precio de bolsa nacional. La creciente preocupación por el medio ambiente y el cambio climático, requiere la incorporación de proyectos de generación con fuentes de energía renovable, de manera que se reduzca la huella de carbono. Este artículo considera el ambiente de competencia del mercado eléctrico colombiano y la regulación del sector, esperando que en un futuro próximo, contemos con una canasta energética con fuentes limpias, que reemplacen los combustibles fósiles y que logren tarifas más competitivas en el mercado.

Palabras clave: Abastecimiento de energía, recursos renovables, evaluación del impacto, desarrollo sostenible.

TECHNICAL-ECONOMIC EVALUATION OF ENERGY PROJECTS FROM RENEWABLE ENERGY SOURCES IN COLOMBIA

The matrix of electric power production in Colombia, although it has demonstrated the strength of the generating park in terms of reliability in the energy supply, has also shown a high vulnerability in its energy policy, sample of that, was reflected by the failures in the efficient use of the country's energy resources in the presence of the Niño phenomenon. In addition, it showed high fragility in the competitive market of wholesale energy when we had to use generation with liquid fuels, that, besides of being more expensive, are highly polluting and exponentially increase energy stock price. The growing concern about environment and climate change requires the incorporation of generation projects with renewable energy resources, in order to reduce the carbon footprint. This paper considers the competitive environment of the Colombian electric market and the electric regulation, hoping that in the near future, we will have an energy basket with clean sources that replace fossil fuels and achieve more competitive tariffs in the market.

Keywords: Energy supply, renewable resources, environmental impact assessment, sustainable development.

[†] Juan Camilo Cardona Castañeda:

Tel. 301 274 1782.

E-mail: juankardonac@gmail.com (Juan Camilo Cardona).

1. INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años el impacto socio-ambiental ocasionado por la generación de energía eléctrica, ha provocado preocupación por parte de la comunidad hacia el cuidado del medio ambiente. Esto ha generado interés por buscar fuentes de generación alternas que traigan consigo menores impactos sociales y ambientales, y además, que puedan satisfacer las necesidades presentes y futuras de la sociedad.

Actualmente, se busca generar electricidad con fuentes no contaminantes, que preserven tanto los recursos fósiles como la capa de ozono, el medio ambiente y la naturaleza en general. Colombia es privilegiada por la posición geográfica en la que se encuentra, además de contar con gran potencial hídrico como fuente de energía primaria, tiene un gran potencial para la explotación de energías alternativas como lo son la eólica y la solar.

Ante esto, se vuelve indispensable evaluar los impactos ocasionados por un proyecto de generación con fuentes renovables de energía en el entorno donde es desarrollado, debido a que la correcta ejecución de un proyecto de este tipo depende de múltiples consideraciones, como lo son: económicas, políticas, técnicas, ambientales y sociales.

La toma de decisiones de inversión en proyectos de generación en el sector eléctrico colombiano es cada vez más compleja. A pesar de ser un país con diversidad energética, cerca del 80% de la energía que se produce en el país es generada con plantas hidroeléctricas, cuyo costo es más barato que las térmicas. Sin embargo, en época de sequía o de reducción de lluvias como la que vivimos a causa del fenómeno del Niño, los embalses de agua bajan, se aumenta la generación térmica y los costos de la bolsa suben. Esto ocurre, porque es más costoso generar con gas, carbón y combustibles líquidos, como el diésel. Se originan nuevas condiciones para el sector, y un ambiente de gran incertidumbre en los procesos de toma de decisiones de inversión en las empresas.

Es por esta razón que este artículo presenta una metodología de evaluación económica de proyectos de generación a partir de fuentes de energía renovable, para que tanto los generadores establecidos, como los nuevos inversionistas que desean incursionar en el sector eléctrico

Colombiano, puedan sustentar sus decisiones de inversión en el mercado eléctrico mediante la formulación de modelos de simulación que contemplen, entre otros, diferentes criterios de expansión, y escenarios de crecimiento de la demanda y disponibilidad de recursos energéticos.

2. MATRIZ DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

La generación de electricidad tiene asociados una serie de impactos ambientales y sociales, esto sumado a la creciente preocupación por el estado del medioambiente y por el cambio climático, ha generado mucho interés en la búsqueda de alternativas de generación que sean amigables con el medioambiente, reduciendo su impacto en el mismo y mitigando su impacto social. El uso de energías renovables, es una herramienta importante para reducir la generación de Gases de Efecto Invernadero (GEI), aumentar la eficiencia energética, y brindar acceso a aquellas comunidades que hoy no tienen servicio de electricidad.

En Colombia el tema es primordial, ya que el país y su red de generación eléctrica es altamente vulnerable al cambio climático. En la actualidad, el parque de generación eléctrica está compuesto en un 69,97% por generación hidroeléctrica, y en segundo lugar se ubican las centrales térmicas (gas y carbón), las cuales alcanzan de manera agregada el 19,66% (UPME, 2016). Esta información, diferenciada por tipo de tecnología/recurso, se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1. Capacidad instalada por tecnología

Tecnología	Potencia [MW]	Participación [%]
Hidráulica	11.500,5	69,97%
Térmica Gas	1.619,5	9,85%
Térmica Carbón	1.348,4	8,20%
Líquidos	1.592,0	9,69%
Gas – Líquidos	264,0	1,61%
Viento	18,4	0,11%
Biomasa	93,2	0,57%
Total	16.436,0	100%

Fuente: UPME (2016).

Esta composición hace que la generación eléctrica en Colombia tenga una menor huella de carbono que otros países, pero en los años donde se presentan fenómenos como el del Niño hace que se aumente la producción de energía a partir de centrales térmicas que generan un mayor nivel de emisiones de GEI. Ante esto, se vuelve importante aprovechar el potencial que tiene el país para el desarrollo de energías renovables no convencionales, como lo son la generación a partir del recurso solar y eólico.

Colombia tiene grandes posibilidades para una amplia difusión de pequeñas centrales de generación en todo el país, además las empresas eléctricas e instituciones financieras muestran gran interés en un programa nacional para la adecuación de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) y construcción de centrales con energías no convencionales, ya que es una alternativa económica para el abastecimiento de energía (Mora & Hurtado, 2004).

El uso racional y eficiente de la energía, es un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar un desarrollo sostenible de la economía colombiana y aumentar su competitividad. Dado que las principales repercusiones de la producción de energía eléctrica afectan al medioambiente, el sector eléctrico tiene grandes retos en este ámbito, entre los cuales se deben destacar el desarrollo de las energías limpias, renovables y el aumento de la eficiencia energética.

Las fuentes convencionales de energía son principalmente la hidroeléctrica y la utilización de combustibles fósiles mediante procesos térmicos, es decir la generación termoeléctrica a partir de carbón, gas natural o derivados del petróleo y la generación nuclear. Cuando se habla de fuentes convencionales de energía, con frecuencia se asocia a recursos no renovables, esto es verdad para los combustibles fósiles y el uranio empleado en la energía nuclear. La energía generada a partir de fuentes hídricas es considerada como una fuente convencional (el agua es un recurso renovable), no obstante, hay que considerar que es un recurso vital para la vida humana, por lo que el crecimiento de la población y la necesidad de abastecimiento de agua potable ha ocasionado una alta demanda por un recurso limitado.

Colombia posee una ubicación privilegiada que le permite la explotación de recursos hídricos para la generación de electricidad. Desde los comienzos de la producción de electricidad en el país se aprovechó la abundante presencia de cuencas hídricas y el pronunciado relieve del país; condiciones ideales para el aprovechamiento de este recurso. Es debido a esta condición que la matriz eléctrica colombiana presenta una composición totalmente diferente a la matriz eléctrica mundial, en la cual predomina la generación a partir de combustibles fósiles.

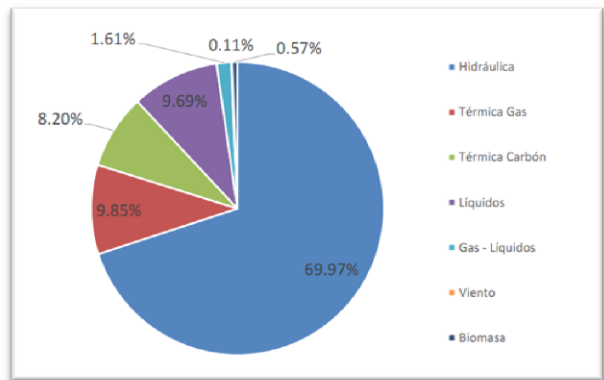


Fig. 1. Capacidad de generación por tecnología en Colombia. Tomada de UPME. (2016).

Si bien Colombia es un país que no contribuye considerablemente a las emisiones globales de GEI, contribuye aproximadamente con 0,37% de las emisiones mundiales (CAEM, 2010). La alta dependencia en el recurso hídrico del país para generación eléctrica, lo hace altamente vulnerable a los efectos del cambio climático.

Colombia, al igual que muchos países en vías de desarrollo, tiene condiciones geográficas, climatológicas y poblacionales que aumentan la vulnerabilidad frente al cambio climático. Es importante diversificar la matriz eléctrica con el objetivo de reducir el riesgo y mitigar los posibles impactos del aumento de la temperatura. Actualmente se adelanta una convocatoria desde la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), denominada “Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático”, con el fin de establecer las estrategias de la política energética frente a esta situación.

La Ley 1715 de 2014 impacta positivamente el incremento de las capacidades instaladas de energía de Fuentes No Convencionales de

Energía (FNCE). La Ley 1715 (2014) dice: “La presente ley tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda” (p.1).

Si bien la matriz eléctrica colombiana es particularmente limpia y tiene menor huella de carbono que otros países, es importante considerar que el aumento significativo de la temperatura puede afectar negativamente el funcionamiento del sistema eléctrico, tanto de distribución, transmisión y generación. Además, el riesgo de sequía como consecuencia del Fenómeno del Niño crea la necesidad de generar energía con alternativas más costosas y contaminantes como son las plantas térmicas a gas y carbón. En la actualidad, el país cuenta con los combustibles fósiles para la producción de la energía, sin embargo, para el caso específico de las térmicas a gas la disponibilidad del combustible no es clara, por este motivo se deben de explorar más los beneficios intrínsecos de los proyectos de generación con fuentes no convencionales.

3. PROYECTOS DE GENERACIÓN CON FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA

Las tendencias de los precios de la electricidad, cuyo promedio anual alcanzó un costo de 378 COP/kWh frente al riesgo de un fenómeno del Niño en 2015, los decrecientes costos que se vienen obteniendo en tecnologías como la eólica, y su característica de complementariedad con el recurso hídrico, permiten considerar que la inclusión de una fuente como ésta formaría un mercado mayorista más competitivo, en el que se minimiza el riesgo de incrementos sostenidos en los precios de energía. Al mismo tiempo, la participación de nuevas fuentes renovables

reducirá gradualmente el consumo de las fuentes fósiles utilizadas en el sector eléctrico.

No obstante, la explotación a gran escala de las energías renovables en cantidades suficientes para desplazar energías convencionales, está sujeta a la disponibilidad geográfica, el viento, el agua o el sol tienen altos potenciales de explotación en sitios específicos. Su capacidad de generación está asociada directamente a la disponibilidad del recurso, que en el caso de la energía eólica, solar e hidráulica sin embalse es muy variable, puede presentar grandes variaciones entre un periodo y otro. Otra barrera es la dificultad o imposibilidad en el transporte de energía; a diferencia de los combustibles fósiles, estos recursos deben ser utilizados y transformados en electricidad en el punto donde son generados.

Las centrales hidroeléctricas, aunque son fuentes de energía renovable, no son totalmente favorables para el medio ambiente. Durante la construcción de estas centrales se rompe la armonía del medio ambiente, una evidencia clara de esto es la tala de árboles, la construcción de represas, reasentamientos y cambios en el uso de la tierra. El llenado del embalse y la construcción de diferentes obras (carreteras, túneles, casa de máquinas, oficinas) conllevan necesariamente la reubicación de asentamientos humanos y a cambios geográficos.

3.1 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Es evidente el enorme potencial energético que tiene Colombia para “pequeñas” explotaciones hidroeléctricas. Tal potencial ofrece alternativas de generación de energía sostenible y económicamente llamativa en prácticamente todo el territorio nacional. Las PCH ofrecen numerosas ventajas, por ejemplo, abastecen la demanda eléctrica local, pues es una solución energética para zonas no interconectadas, e incluso para atender total o parcialmente la demanda de muchos municipios menores dentro de la zona interconectada.

La generación distribuida que se puede obtener con la implementación de PCH, incide de manera positiva la expansión del sistema de transmisión nacional e incrementa considerablemente la confiabilidad del servicio en regiones

constantemente afectadas por los atentados terroristas al sistema de transmisión

Las PCH constituyen alternativas financieramente atractivas que permiten la participación de inversionistas privados o entidades públicas locales en la expansión del sector.

Requieren de tiempos de construcción inferior, incluso comparable con alternativas de generación térmica, facilitando la incursión de agentes privados en el servicio de generación eléctrica.

Adicionalmente, las PCH representan una fuente de energía renovable, limpia y sostenible. Esta característica incluso puede significar ingresos para el proyecto a través de la negociación de los Certificados de Reducción de Emisiones de CO2 contemplados en el Protocolo de Kyoto, o acceder a fondos de financiación a través de los Mecanismo de Desarrollo Limpio.

La alternativa de generación resulta bastante competitiva en la atención de la demanda en los sectores industrial y minero, e incluso para el suministro de electricidad a poblaciones y municipios.

3.2 Energía eólica

En el caso particular de Colombia, el departamento de La Guajira presenta vientos con fuerza y dirección constante durante gran parte del año, por lo que algunas zonas pueden ser usadas para la generación de energía eléctrica usando la fuerza del viento (valor que hoy en día no es significativamente aprovechado y es de cierta manera desperdiciado diariamente). El alto potencial de generación eólica en La Guajira, está en la capacidad de desplazar el despacho de plantas de generación de alto costo, como son las plantas térmicas que operan con gas y líquidos en la región Caribe, costos que además de ser relativamente elevados, están sujetos a la volatilidad del mercado internacional. Otro beneficio consiste en la reducción en los costos asociados al problema de restricciones del sistema, no solo porque despachan energía más barata, sino porque aumentan la capacidad de generación en la región Caribe (UPME, 2015).

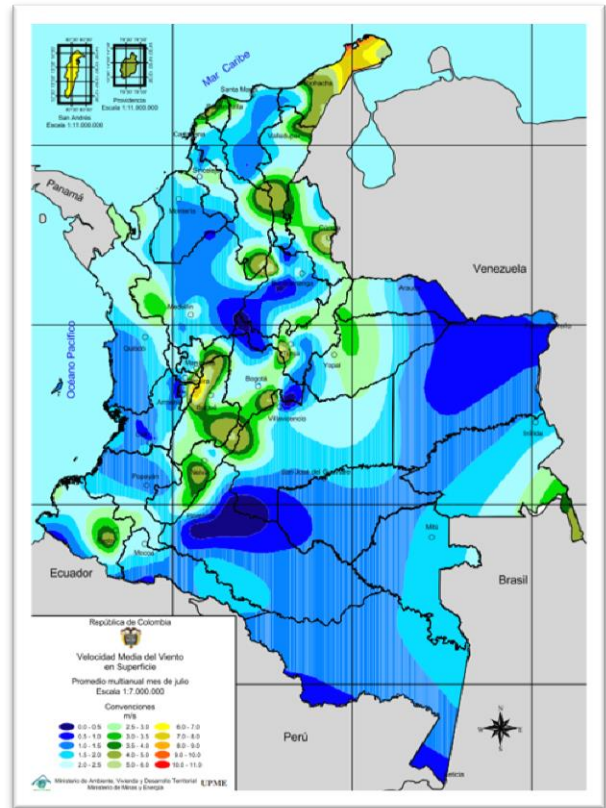


Fig. 2. Velocidad media del viento en superficie. Tomada de UPME. (2014).

La Guajira tiene un alto potencial de generación renovable, ya que la energía eólica que se puede generar con el viento, varía con el cubo de la velocidad media del mismo, y en esa zona particular, tenemos vientos que alcanzan una velocidad media superior a 8 m/s. La potencia del viento que pasa perpendicularmente a través de un área circular se puede calcular por medio de la ecuación:

$$P = \frac{1}{2} \rho \times \pi \times r^2 \times v^3, \quad (1)$$

donde:

- P Potencia del viento medida en vatios (W)
- ρ Densidad del aire medido en kilogramos por metro cúbico (kg/m³)
- π 3,14159265...
- r Radio del rotor medido en metros (m)
- v Velocidad del viento medida en metros por segundo (m/s)

En diciembre de 2014, el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2014 – 2028 (UPME, 2015) estableció la viabilidad técnica y económica de incorporar generación

eólica en la alta Guajira, inyectando potencia a las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

3.3 Energía solar

Los costos de producción y los precios de la tecnología solar Fotovoltaica (FV) han decrecido de manera considerable en la última década, además, el país cuenta con una irradiación¹ promedio de 4,5 kWh/m²/d (IDEAM, 2015), y cuenta con regiones particulares como La Guajira, una buena parte de la Costa Atlántica y otras regiones específicas en los departamentos de Arauca, Casanare, Vichada y Meta, entre otros, que presentan niveles de radiación por encima del promedio nacional.

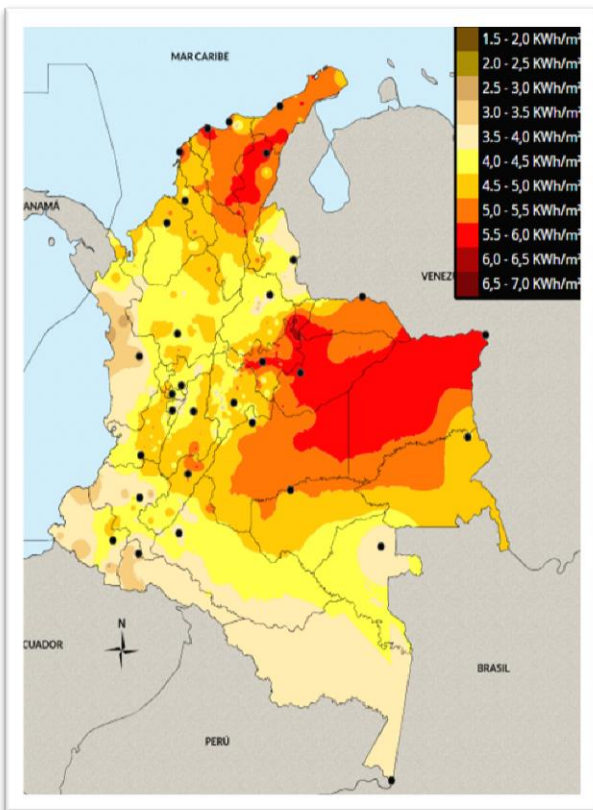


Fig. 3. Irradiación media del viento en superficie. Tomada de IDEAM. (2015).

La implementación de sistemas de tipo solar FV, permitiría reemplazar (aunque sea de manera eventual) el consumo de otras fuentes. Igualmente reduce la necesidad de nuevas líneas de

¹ Término que se usa para determinar la cantidad de energía que se capta en un área, es decir, la cantidad de radiación solar que cae en una superficie terrestre. Describe la potencia incidente por unidad de superficie (kW/m²).

transmisión a través de largas distancias hasta los centros de demanda, con todas las implicaciones a nivel ambiental y social que esto acarrea.

Asimismo, Colombia cuenta con gran potencial para el desarrollo de proyectos de cogeneración a partir del aprovechamiento de la biomasa con fines energéticos, y el desarrollo de proyectos geotérmicos en zonas de alto potencial como el área del macizo volcánico del Ruiz. Sin embargo, los análisis técnico-económicos desarrollados en el presente artículo, se centran en los proyectos de energía con mayor penetración en el mercado global, como lo son la energía eólica, la energía solar fotovoltaica y la energía proveniente de las PCH.

Los estudios de expansión en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), conexión de nuevas cargas y/o conexión de nueva generación, expansión de los Operadores de Red (OR) en el Sistema de Trasmisión Regional (STR) o en su propio Sistema de Distribución Local (SDL), requiere aprobación por parte de la UPME. Estos estudios son necesarios para evaluar la viabilidad técnica y económica de las obras de expansión propuesta, de modo que garantice una operación bajo adecuados criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, a corto plazo (año de ingreso del proyecto), a mediano plazo (5 años posteriores a la entrada del proyecto) y a largo plazo (último año de horizonte del plan de expansión de referencia vigente).

4. ESTUDIOS ELÉCTRICOS

La Resolución CREG 025 (1995), “contiene los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el planeamiento, el despacho económico, la coordinación, la supervisión y el control de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad de servicio, utilizando los recursos disponibles de la manera mas conveniente y económica para el país”.

El objetivo de los estudios eléctricos para la conexión de un proyecto energético a partir de fuentes de energía renovable, es determinar mediante estudios técnicos y económicos, las obras de conexión requeridas para su entrada en

operación a las redes del SIN, de manera que resulten viables para su implementación y que garanticen una operación sin restricciones operativas en el corto, mediano y largo plazo.

Tanto para la evaluación de confiabilidad como para los demás estudios estáticos y dinámicos del sistema interconectado nacional, las herramientas más habitualmente utilizadas por las entidades del sector eléctrico colombiano son: DIGSILENT Power Factory y NEPLAN.

4.1 Definición de alternativas de conexión

La resolución CREG 106 de 2006 resuelve en su artículo primero, el procedimiento y requisitos para la conexión de una planta o unidad de generación al Sistema Interconectado Nacional, el cual dice: “*Los interesados en conectar sus plantas o unidades de generación al STN, STR o SDL enviaran a la UPME copia del estudio sobre la factibilidad técnica y económica de la conexión, en el cual una de las alternativas de conexión analizadas debe corresponder exclusivamente a activos a cargo del generador*”.

Los estudios eléctricos para aprobación de conexión por parte de la UPME deben cumplir ciertos objetivos específicos:

- ✓ Plantear alternativas de conexión para el proyecto, considerando la información de planeamiento vigente del país y del Operador de Red (OR) para evacuar la potencia generada del nuevo proyecto
- ✓ Evaluar el comportamiento técnico de cada alternativa de conexión planteada, por medio de flujos de cargas y cortocircuito para el estado estacionario; así como de forma dinámica mediante análisis de estabilidad transitoria
- ✓ Determinar la viabilidad económica de las obras requeridas en cada una de las alternativas de conexión propuestas, a partir de los costos y beneficios para el sistema nacional. Lo anterior, empleando la metodología de remuneración de activos establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)
- ✓ Identificar finalmente mediante los análisis técnicos y económicos, la alternativa de conexión óptima para el proyecto

4.2 Estudio de flujo de potencia en operación normal y en contingencia N-1

El análisis de estado estacionario debe ser realizado a través de múltiples estudios de flujos de potencia, también conocido como flujo de carga², teniendo en operación los proyectos de generación en el área, para definir la calidad operativa de la red bajo influencia de la nueva planta en cada una de las alternativas planteadas, y bajo diferentes condiciones operativas.

Los análisis de flujos de potencia y confiabilidad, deben ejecutarse considerando una generación máxima instalada en el proyecto, a fin de investigar si existe en el área de influencia suficiente redundancia topológica con capacidad para evacuar la máxima potencia a instalar, e incluso verificar la tolerancia del sistema ante condiciones de contingencia simple N-1.

Inicialmente el estudio arroja un diagnóstico de la operación del sistema, en particular en el área de influencia del proyecto en condiciones normales de operación, para los períodos de demanda máxima, media y mínima esperada para los años de análisis. A partir de los flujos de potencia en operación normal y en condición de contingencia simple (N-1), se obtienen los perfiles de tensión en los diferentes puntos del sistema (barras, subestaciones, derivaciones, etcétera) y la cargabilidad de los equipos del sistema, específicamente transformadores y líneas. De esta manera se puede cuantificar el impacto del proyecto sobre el sistema eléctrico e identificar cualquier tipo de limitación y/o restricción en la zona del mismo.

Se adoptan criterios ceñidos a la reglamentación establecida por el código de redes (CREG, 1995), en el cual se define la calidad operativa del sistema. En estado estacionario la tensión en las subestaciones cuyo nivel de tensión sea igual o inferior a 230 kV, no debe ser inferior al 90%, ni superior al 110% de su valor nominal de operación, para las redes a 500 kV la tensión mínima permitida es del 90% y la máxima es del 105% del valor nominal. Para líneas y transformadores se consideran flujos aceptables, en condiciones normales de operación, cuando sean iguales o menores del 100% de su capacidad de transporte. En contingencia se admiten

² Análisis numérico al sistema de potencia.

sobrecargas hasta el valor máximos permitido por el elemento bajo condiciones de emergencia y que se encuentra declarado por el agente propietario en el Paratec³.

La operación del sistema dentro de los límites de transporte y de carga determinados anteriormente se considera adecuada. Fuera de ellos el sistema se considera que está en estado de alerta o de emergencia.

4.3 Análisis de pérdidas técnicas en el sistema

El cálculo de pérdidas de energía en el SIN se realiza a partir de los flujos de potencia evaluados para los escenarios de demanda máxima, media y mínima y para todo el horizonte de estudio. Los análisis se deben efectuar para el caso sin proyecto y para cada una de las alternativas de conexión propuestas, con el fin de determinar el impacto que el proyecto tiene sobre las pérdidas del sistema.

Los resultados de potencia de pérdidas arrojados por el flujo de cargas, se convierten en resultados de energía considerando una duración de 6 horas para la demanda máxima, 13 horas para la demanda media y 5 horas para la demanda mínima en cada día (según Resolución CREG 103 de 2000), y multiplicando por los 365 días del año.

Además del aumento en las pérdidas técnicas que involucra la entrada del proyecto en el SIN, cada una de las alternativas presenta pérdidas en sus activos de conexión. Esta energía en pérdidas debe ser asumida por el promotor del proyecto, y a mayores pérdidas en la conexión, menor será la energía que se transe en la frontera comercial en el nivel de tensión al cual se realiza la acometida. A continuación se presenta un ejemplo de pérdidas en los activos de conexión de dos alternativas, que conectan 19,9 MW (con un factor de planta de 0,65) en el sistema nacional, mediante una línea de conexión de 16 km de longitud, una de las alternativas se realiza a nivel de 110 kV y la otra a nivel de 44 kV:

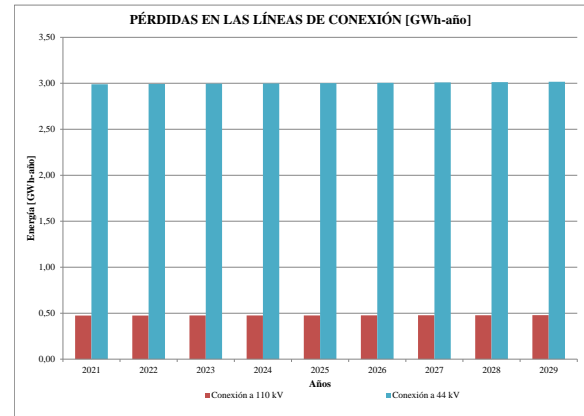


Fig. 4. Pérdidas en línea de conexión. Fuente propia.

Estos costos de pérdidas en la conexión no deben ser tenidos en cuenta para la evaluación económica, sin embargo, representan un aspecto relevante a tener en cuenta para el análisis comparativo de alternativas.

4.4 Estudio de cortocircuito

Se definen niveles de cortocircuito para falla trifásica y de una fase a tierra (monofásica), con evaluaciones determinadas por la norma IEC-60909, según la cual los resultados entregados corresponden a corrientes subtransitorias simétricas en Amperios rms.

Con las simulaciones de cortocircuito, incorporando a la red los nuevos elementos de generación, transmisión y transformación, se predice el comportamiento transitorio más severo para la red y la soportabilidad requerida por el equipo de interrupción en cada una de las subestaciones cercanas al nuevo proyecto.

Los cálculos de cortocircuito se efectúan para generación máxima, la cual consiste en tener conectadas todas las centrales de generación en el momento en que ocurre la falla. Esta condición puede estar alejada de la realidad operativa, pero representa las condiciones más críticas para el cálculo de cortocircuito. Esta corriente sirve de base para determinar la capacidad de los equipos eléctricos, empleando resultados con un alto margen de seguridad a nivel de planeamiento.

Una vez obtenidos los niveles máximos de cortocircuito (trifásico y de una fase a tierra) en cada barra del sistema dentro del área de influencia del nuevo proyecto de generación, se

³ Sistema de Información de Parámetros Técnicos de elementos del Sector Eléctrico Colombiano.

procede a verificar si estos valores exceden o no la capacidad máxima de interrupción para la cual fueron diseñados los equipos en cada una de las subestaciones.

Si en algún punto del sistema de estudio se sobrepasa la capacidad máxima de interrupción, se procede inmediatamente a realizar las recomendaciones necesarias para mitigar tales niveles a valores tolerables por los equipos, de manera que estos resultados no sean un impedimento para la aprobación del proyecto.

4.5 Estudio de estabilidad transitoria

La Estabilidad está definida por la capacidad de reacción del equipo y de la red ante perturbaciones severas, de tal forma que permita recuperar las variables eléctricas del sistema a valores dentro de límites establecidos por la reglamentación vigente (CREG, 1995).

Las simulaciones de estabilidad permiten predecir el comportamiento transitorio de la red bajo influencia del nuevo proyecto y demás generadores del sistema nacional, en el caso de que se produzca una perturbación severa, como lo es un cortocircuito simétrico o asimétrico en algún punto de la red.

Con la red definida en los análisis de estado estacionario, se procede a verificar el comportamiento dinámico de la red ante diferentes perturbaciones, por ejemplo, conexión y desconexión súbita del proyecto, falla trifásica en salida de circuitos cercanos al proyecto con despeje de falla de las protecciones principales.

Los análisis se realizan en el año de entrada en operación del proyecto y en los escenarios de demanda máxima y mínima del sistema, por ser los que presentan condiciones de mayor carga y turbinado en los generadores y constituyen el estado más crítico para la estabilidad.

Por último, debe complementarse el análisis de estabilidad con el cálculo del tiempo máximo de despeje de falla en el punto de conexión del proyecto al SIN, con el fin de determinar el margen de tiempo con el que contaría el sistema para efectuar los despejes de falla, y garantizar así la seguridad operativa y la permanencia de la estabilidad.

Las variables observadas en este estudio, para ventanas de tiempo de 10 s son: variación del ángulo par o de rotor en los generadores sincrónicos dentro de la zona de influencia del proyecto, variación de la frecuencia de los generadores sincrónicos, variación de la potencia (activa y reactiva) de los generadores de la zona de influencia del proyecto y variación de la tensión en las barras cercanas al mismo.

A modo de ejemplo, se presenta a continuación la respuesta en ángulo y frecuencia de varios generadores cercanos a un proyecto de generación de 19,9 MW, ante una falla trifásica y un posterior despeje de la misma en un tiempo de 150 ms.

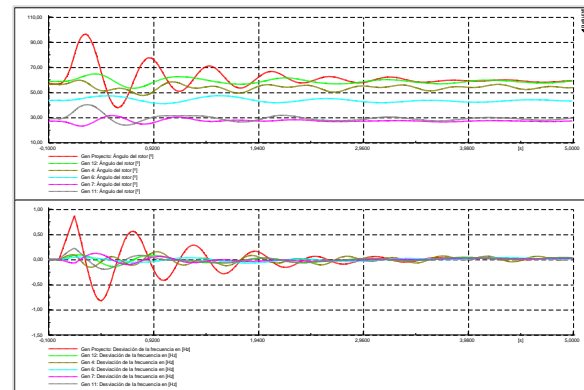


Fig. 5. Respuesta dinámica de los generadores ante una falla trifásica. Fuente propia.

Los análisis de estabilidad transitoria para las diferentes alternativas, deben demostrar que el sistema goza de una alta tendencia a la estabilización ante distintas perturbaciones en el sistema.

Los análisis eléctricos previamente mencionados, permiten evaluar la viabilidad técnica de cada una de las alternativas planteadas en función de los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente. Sin embargo, es necesario complementar los estudios técnicos con una evaluación económica de alternativas, cuyo propósito fundamental será el de identificar los costos en cada una de ellas. Por tal razón, además de los costos de inversión en obras y equipos nuevos, se deben considerar los demás costos operativos en los que influye la construcción de un proyecto de generación.

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Las componentes que se deben considerar dentro de la evaluación económica son las siguientes

5.1 Costos de inversión en equipos

La evaluación económica considera los costos de inversión de los nuevos equipos de transmisión necesarios para integrar el Proyecto al sistema nacional, utilizando los valores aprobados por la CREG para costos unitarios de líneas de transmisión, de equipos de subestación y de transformadores, formulados en las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 011 de 2009, los cuales están costeados en pesos de diciembre de 2007 y diciembre de 2008 respectivamente. Los costos unitarios de las citadas resoluciones se proyectan a precios de diciembre de 2016 por medio de la relación de los IPP⁴ de las fechas de referencia.

La metodología propuesta se ejecuta realizando un inventario de equipos nuevos requeridos en cada alternativa de conexión, tomando como referencia los costos unitarios de transformadores (MVA), líneas de transmisión (km), compensación reactiva (kVAr) y equipos de subestación.

Para la valoración de activos del STR, se toman como referencia los costos unitarios definidos en la Resolución CREG 097 de 2008; y para activos del STN, se toman como referencia los costos unitarios definidos en la Resolución CREG 011 de 2009.

Estos costos son referenciales y sólo son válidos para propósitos de comparación de las opciones de expansión analizadas.

A continuación se listan los UC requeridas para la construcción de una nueva subestación a 220 kV:

Tabla 2. Unidades Constructiva SE a 220 kV

UC	Descripción	Costo instalado [COP/dic 2016]
SE232	Módulo de barraje - tipo 1 - interruptor y medio	563.611.183

⁴ IPP: Índice de Precio del Productor; IPP (Dic 2007) = 82,95 - IPP (Dic 2008) = 90,41 - IPP (Dic 2016) = 111,34

UC	Descripción	Costo instalado [COP/dic 2016]
SE240	Diferencial de barras - tipo 1 - todas, excepto barra sencilla y anillo	878.157.459
SE242	Módulo común - tipo 1 - todas las configuraciones	6.049.300.102
SE219	Corte central - interruptor y medio	1.160.910.075
SE211	Bahía de línea - interruptor y medio	3.164.037.485
SE212	Bahía de transformador - interruptor y medio	2.495.945.762

Fuente: Elaboración propia.

5.2 Costos por Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)

Considerando que una vez construido y puesto en operación un proyecto, es necesario destinar un rubro para cubrir los gastos de su administración, operación y mantenimiento, el costo total de inversión debe contemplar el pago del AOM.

De acuerdo con la metodología definida en la Resolución CREG 011 de 2009, los gastos de AOM reconocidos a los transmisores nacionales (TN) se asignan anualmente y en forma individual.

Para el cálculo de los costos anuales que contempla el pago anualizado de la inversión más el AOM, se utiliza una tasa de descuento del 11,5% para el STN según Resolución CREG 083 de 2008, 13% para el STR y 13,9% para el SDL, según Resolución CREG 093 de 2008.

5.3 Costos de Activos No Eléctricos (ANE)

Los activos no eléctricos, “son aquellos que no hacen parte de la infraestructura de transporte de energía eléctrica de los OR, pero que son requeridos para cumplir con su objeto social” (CREG, 2008).

Hacen parte de estos activos, entre otros, los siguientes: edificios (sedes administrativas, bodegas, talleres, etc.) maquinaria y equipos (grúas, vehículos, herramientas, etc.) equipos de Cómputo y equipos de Comunicaciones.

El porcentaje del costo anual equivalente de los activos de la red que se reconoce como costo anual equivalente de activos no eléctricos, es igual a 4,1% para activos del STR y SDL según la Resolución CREG 097 de 2008, del 5% para activos del STN según resolución CREG 011 de 2009.

5.4 Costos o Beneficio por energía de pérdidas en el sistema

Para calcular el costo (incremento) o beneficio (reducción) por variación de la energía de pérdidas en cada alternativa de conexión, se toma la diferencia de potencia de pérdidas (MW) de cada alternativa con respecto al caso sin Proyecto.

La variación de energía de pérdidas en el STN se valora con la componente de Compra de Energía (G) del Costo Unitario Variable y Fijo de Prestación del Servicio (CU) reportado por el OR de la zona en diciembre del 2016, para la valoración de pérdidas en el STR se considera la suma de las componentes de Compra de Energía (G) y Cargo transporte STN (T) del CU, y para el SDL se considera la suma de las componentes de Compra de Energía (G), Cargo transporte STN (T) y Cargo Transporte SDL (D) del CU.

La Tabla 3 presenta algunos OR y sus respectivas componentes G, T y D del Costo Unitario Variable y Fijo de Prestación del Servicio (CU):

Tabla 3. Componentes de Generación (G), Transmisión (T) y Distribución (D) del CU

Operador de Red (OR)	Componentes del CU [COP/kWh de dic 2016]		
	G	T	D
Empresas Públicas de Medellín (EPM)	168,07	34,62	109,43 ⁽¹⁾ 48,31 ⁽²⁾ 20,49 ⁽³⁾
Empresa de Energía de Casanare (ENERCA)	189,85	30,81	123,73 ⁽¹⁾ 65,95 ⁽²⁾ 20,49 ⁽³⁾
Electrificadora del Caribe (Electricaribe)	163,97	30,81	72,05 ⁽¹⁾ 52,60 ⁽²⁾ 19,48 ⁽³⁾

Nota:

- (1) Cargo SDL para Nivel II de tensión
- (2) Cargo SDL para Nivel III de tensión
- (3) Cargo SDL para Nivel IV de tensión

Fuente: *Elaboración propia*

5.5 Beneficio por impacto en el precio de bolsa nacional

Sabiendo de antemano que los proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), son un recurso inflexible para el mercado de energía, es decir, plantas que salen despachadas en el mercado por mérito, se puede estimar que la energía producida siempre entra en la base del despacho y con esto, calcular un beneficio por impacto en el precio de bolsa nacional.

A partir de la información de los precios horarios de bolsa nacional, el precio diario de oferta de los generadores y el despacho ideal horario por central de generación, desde el año 2008 hasta el año 2016, se identifica la última central con la cual se cubrió la demanda comercial doméstica en el despacho ideal horario, y se evalúa si la inyección de potencia del proyecto hubiese estado en la capacidad de desplazar el despacho de esta generación marginal y obtener un precio de bolsa menor para esa hora. El beneficio económico se calcula con el diferencial de precio obtenido y la respectiva energía transada a precio de bolsa en el período horario donde se identificó la variación. Para el cálculo del beneficio por reducción de precio de bolsa, se recomienda utilizar el beneficio promedio de los años 2008 a 2014 e incluir el año 2016. El año 2015 no debe tenerse en cuenta en el cálculo de este beneficio, ya que fue un año atípico en el cual se presentaron precios de bolsa muy elevados y sería poco conservador incluir este periodo para el beneficio de la nueva planta.

De manera ilustrativa, se puede observar en la Figura 6, el conjunto de generación que cubrió la demanda comercial domestica el día 1 de noviembre del año 2015. En la Figura 7 se puede apreciar cómo se desplaza la generación marginal, después de contemplar en la base del despacho, un parque eólico de 1.200 MW con un factor de planta de 0,30. Finalmente, en la Figura 8 se puede observar el desplazamiento de la generación marginal en el periodo comprendido entre las 6:00 a.m. y las 18:00 p.m. luego de considerar la potencia inyectada de un parque solar de 200 MW de capacidad instala utilizando una curva típica de generación solar.

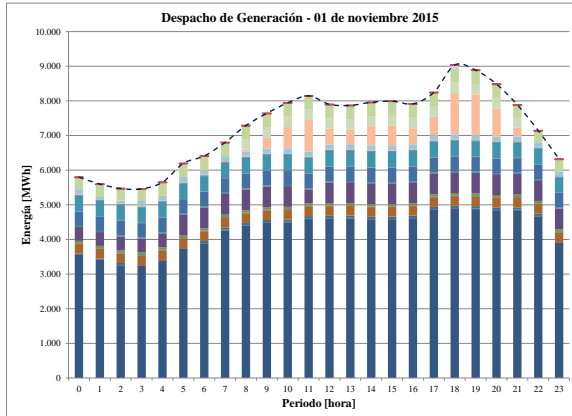


Fig. 6. Despacho de generación ideal. Fuente propia.

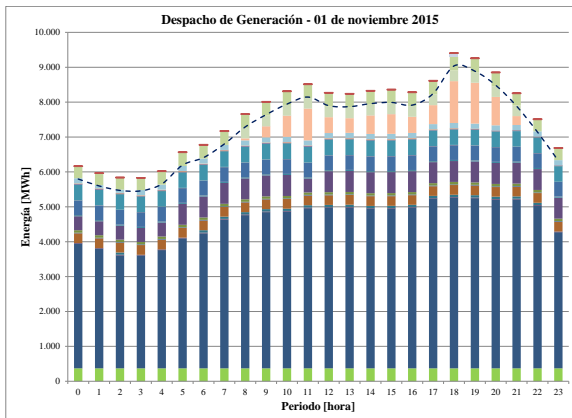


Fig. 7. Desplazamiento de generación marginal – Inclusión de generación eólica. Fuente propia.

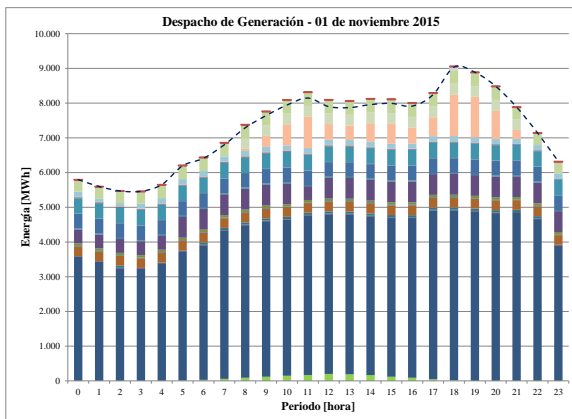


Fig. 8. Desplazamiento de generación marginal – Inclusión de generación fotovoltaica. Fuente propia.

5.6 Relación Beneficio/Costo (B/C)

Por último, se realiza la evaluación Beneficio/Costo de las alternativas de conexión analizadas, a fin de encontrar la relación entre el Costo total (inversión en unidades constructivas,

AOM, ANE, aumento de pérdidas) y los Beneficios (reducción del precio de bolsa nacional, reducción de pérdidas).

La relación B/C se puede calcular por medio de la ecuación:

$$\frac{B}{C} = \frac{B_{perd} + B_{pbol}}{C_{red} + C_{perd}}, \quad (2)$$

donde:

B_{perd} Beneficios por reducción de pérdidas en el STN/STR/SDL (COP)

B_{pbol} Beneficios por desplazamiento del precio de bolsa (COP)

C_{red} Costo de la red valorado solo los activos de uso asociados a la conexión, con unidades constructivas de las Resoluciones CREG. Incluye los Activos No Eléctricos (ANE) y la Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de los activos de uso requeridos (COP)

C_{perd} Costo por aumento de pérdidas en el STN/STR/SDL (COP)

Para la evaluación de la relación Beneficio/Costo que presente el promotor del proyecto, en primera instancia los Operadores de Red (OR) o Transportadores, validarán los beneficios por desplazamiento del precio en bolsa o la reducción de costos operativos presentados, y finalmente será la UPME quien validará los beneficios de los estudios.

Para las alternativas de conexión que impliquen activos de uso, las mismas serán viables solamente cuando la relación Beneficio/Costo sea superior a 1 y su evaluación sólo puede considerar activos e impactos en el sistema remunerado vía cargos por uso.

En conclusión, aquellas relaciones B/C superiores a 1, indican cual o cuales alternativas de conexión resultan viables económicamente, lo cual resulta benéfico para los promotores y para el país.

CONCLUSIONES

Es importante para Colombia, diversificar sus fuentes de generación eléctrica para evitar un aumento significativo en emisiones de GEI, y

reducir la vulnerabilidad del sistema ante posibles efectos del cambio climático.

El hecho de que cada vez es más difícil y tardado construir grandes proyectos hídricos con embalse, hace relevante explorar la alternativa de pequeñas centrales de energías renovables cercanas a los centros poblacionales.

Como ventajas medioambientales importantes, podemos destacar la no emisión de gases contaminantes como los resultantes de la combustión de combustibles fósiles, responsables del calentamiento global del planeta (CO₂) y la no generación de residuos peligrosos de difícil tratamiento y que suponen durante generaciones, una amenaza para el medio ambiente como los residuos radiactivos relacionados con el uso de la energía nuclear.

Sería ideal que el crecimiento de todos los sistemas de suministro de energía eléctrica, tuvieran dentro de sus variables de entrada el impacto en el medio ambiente, y que los proyectos que finalmente se ejecuten sean los que puedan considerarse como fuentes de energía más limpia.

En general, para aquellas alternativas que resulten viables técnicamente, se espera en condiciones normales de operación que presentan valores de tensión en las subestaciones del área del proyecto, dentro del límite permitido por la reglamentación vigente. Asimismo, cargabilidad en líneas y transformadores por debajo del 100% de su capacidad nominal.

En condición de contingencia simple N-1, las alternativas seleccionadas no deben presentar inconvenientes operativos con perfiles de tensión fuera del rango permitido, y tampoco presentar sobrecargas superiores a las toleradas por los equipos, según información que declarada por el agente propietario en el Paratec.

Los análisis de estabilidad transitoria ante perturbaciones severas en cada alternativa de conexión, deben demostrar tendencia a la estabilización y a la recuperación del sincronismo luego de despejada la perturbación.

Las energías renovables son fuentes de abastecimiento que respetan el medio ambiente. Lo que no significa que no ocasionen efectos

negativos sobre el entorno, pero éstos son infinitamente menores si los comparamos con los impactos ambientales de las energías convencionales.

REFERENCIAS

- CAEM. (2010). Corporación Ambiental Empresarial.
<http://www.corporacionambientalempresarial.org.co>
- CREG. (2007). Comisión de regulación de energía y gas.
http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion_energia_firme/obligacion_energia_firme.htm
- Decreto 2811 (1974). Por la cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.
- IDEAM. (2015). Atlas de Radiación Solar – Interactivo – año 2015. Bogotá, D.C.
- International Standard IEC 60909-0 “Short-circuit currents in three phase a.c. systems, Part 0: Calculation of currents”. First edition 2001-07.
- Ley 142. (1994). Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.
- Ley 143. (1994). Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.
- Ley 1715. (2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.
- Ley 697 (2001). Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones.
- Mora, D. & Hurtado, J. (2004). Guía para estudios de prefactibilidad de pequeñas Centrales Hidroeléctricas como parte de Sistemas Híbrido. Bogotá D.C. Colombia: Facultad de Ingeniería, Pontificia Universidad Javeriana.
- Resolución CREG 011 de 2009 “Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de

- transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional”
- Resolución CREG 024 de 1995. Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional.
- Resolución CREG 025 de 1995. Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.
- Resolución CREG 071 de 2006. Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.
- Resolución CREG 083 de 2008. Por la cual se define la metodología para el cálculo de la tasa de retorno que se aplicará en la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica y se fija dicha tasa.
- Resolución CREG 097 de 2008 “Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local”.
- Technical Report TR IEC 60909-1 “Short-circuit currents in three phase a.c. systems, Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents according to IEC 60909-0”. Second edition 2002-07.
- UPME. (2014). Atlas de viento y energía eólica en Colombia. Bogotá D.C.
- UPME. Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2015 – 2029. Bogotá DC, Enero de 2015.
- UPME. (Enero de 2016). Sistema de información eléctrico colombiano. Obtenido de “Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano – diciembre” de 2015:
http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2015/Seguimiento_Variables_Diciembre_2015.pdf
- energía eléctrica en la Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín, Colombia.
- Actualmente, se desempeña como ingeniero de diseño en la compañía HMV Ingenieros, Medellín, Colombia. Sus principales áreas de trabajo incluyen modelamiento, simulación, aplicación e integración de ampliaciones en sistemas eléctricos de potencia. Ha elaborado estudios eléctricos de planeación, expansión y análisis de sistemas eléctricos en alta, media y baja tensión, entre los cuales están: estudios de flujo de cargas en operación normal y contingencias, estudios de cortocircuito, análisis de pérdidas técnicas en sistemas de transmisión y distribución, análisis de energía no suministrada, estudios de armónicos, estudios de estabilidad transitoria y análisis técnico-económicos de proyectos de expansión en el Sistema Interconectado Nacional, además, ha realizado diversos proyectos de integración de energías renovables en sistemas de potencia.

SOBRE EL AUTOR

Juan Camilo Cardona

Recibió el título de ingeniero electricista en 2010 y el título de especialista en gerencia de proyectos en 2016, en la Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín, Colombia. Es candidato a especialista en sistemas de transmisión y distribución de