

Afectación de los ingresos operacionales de empresa distribuidora de energía eléctrica por penetración de energía solar en su área de influencia

Angela María Mendoza García¹
angelam_mg@hotmail.com

Alfredo Trespalacios Carrasquilla²
alfredo.trespalacios@gmail.com

Resumen

Los anuncios de impacto por cambio climático han llevado a los países a crear estrategias de mitigación y adaptación, dentro de las cuales se considera la promoción de generación de electricidad a través de fuentes renovables no convencionales. El avance logrado ha incentivado a los usuarios del servicio de energía eléctrica a invertir en plantas de generación, eliminando la necesidad parcial de utilizar las redes de transmisión y distribución del sistema eléctrico, de tal forma que las redes eléctricas presentan una holgura gradual en cuanto a la energía que se transporta a través de ellas. Este artículo presenta un análisis del impacto sobre los ingresos operacionales de una empresa distribuidora de energía por efecto de la entrada de soluciones de energía solar fotovoltaica en el segmento residencial de su área de influencia, encontrando que se generarían diferentes escalas de afectación, con valores de hasta el 3%.

Palabras clave

Fuentes no convencionales de energía, demanda de energía, energía solar fotovoltaica, impacto financiero

Abstract

Listings impact on climate change have led countries to develop mitigation and adaptation strategies, within which is considered the promotion of electricity generation through non-conventional renewable energy sources. The progress has encouraged service users to invest in power generation plants, eliminating the need to use transmission and distribution grids of electrical system, so the power grids have a gradual slack in terms of energy which is transported through it. This paper presents an analysis of the impact on operating income of a distributor of energy due to the entry of solar photovoltaic solutions in the residential segment of its area of influence, finding that different levels of affectation is generated with values almost up to 3%.

Key words

Non-conventional energy sources, energy demand, solar photovoltaic energy, financial impact

¹ Ingeniera Industrial de la Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales, Especialista en Gerencia para Ingenieros de la Universidad Pontificia Bolivariana, Especialista en Finanzas de la Universidad EAFIT, candidata a Magister en Administración Financiera de la Universidad EAFIT. Se desempeña como profesional en el Área Gestión Operativa de la Empresa de Energía del Quindío S.A. ESP filial del Grupo EPM.

² Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, Magíster en Ciencias en Finanzas de la Universidad EAFIT. Se ha desempeñado como analista de riesgo de mercados de electricidad, es profesor de cátedra de la Maestría en Administración Financiera de la Universidad EAFIT y de Ingeniería Financiera en el Instituto Tecnológico Metropolitano. Trabaja como consultor independiente e investigador asociado a ECSIM.

1 INTRODUCCIÓN

El sector minero energético es considerado como un actor fundamental para garantizar el desarrollo económico e inclusivo, por su capacidad para generar recursos que permitirán la financiación de inversiones requeridas para los propósitos de desarrollo que ha establecido el gobierno de Colombia y porque las fuentes de energía competitivas pueden apalancar el crecimiento, el empleo y la reducción de desigualdades en el país (Departamento Nacional De Planeación, 2014).

En el ámbito internacional, el World Energy Council en su publicación de julio 2013 indica que la energía tendrá un importante rol en las estrategias de desarrollo de las comunidades y será considerada cada vez más, como un vector no sólo para el desarrollo del medio ambiente, sino del desarrollo económico, ya que posibilita el acceso a fuentes de conocimiento y la puesta en marcha de actividades productivas que redundan en beneficio de la sociedad, al respecto comenta: (Jeandel & Suez, 2013).

“Many technical solutions are proposed along three different axis: reduction of energy demand, increase of the installation performance and improvement of people’s consumption behavior. Then all these solutions are chartered in terms of economical profitability (from quick wins to long term investments) versus energy savings (from 10% to 40 % or more). It is therefore possible to see where to study further through pre-diagnosis or more detailed studies in order to define the best options” (Jeandel & Suez, 2013).

Los operadores de redes eléctricas en Colombia no son ajenos a esta realidad y enfrentan nuevos desafíos provenientes de avances tecnológicos en la distribución de energía en sus áreas de influencia. Esto es, la reglamentación y la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional y la incursión de soluciones de eficiencia energética, posibilitarán un cambio drástico e inevitable en el modelo de negocio con el cual se presta el servicio de energía en el país y un impacto en los ingresos que las empresas propietarias de las redes de distribución eléctrica proyectan a futuro.

Para explotar el potencial que tiene Colombia, según indica Álvarez & Serna, en cuanto a la introducción de iniciativas de generación distribuida para diversificación de la matriz energética, es necesario comenzar a superar algunas dificultades como: costos iniciales elevados, ausencia de subsidios a las fuentes renovables, prejuicios sobre la utilización de nuevas tecnologías, poca aceptación en el mercado, aspectos regulatorios y políticas gubernamentales poco claras (Alvarez & Serna, 2012).

El presente estudio se ocupa de analizar los efectos que pueda tener la penetración de energía proveniente de paneles solares instalados en el segmento residencial, sobre los ingresos operacionales de una empresa de distribución de energía. Se pretende sentar las bases para la posible reestructuración del modelo de negocio de la empresa de distribución. El principal logro fue el cálculo de un costo nivelado que refleja las condiciones reales de un sistema solar fotovoltaico y su comparación con el Costo Unitario de la comercialización de

energía en Colombia; por otro lado, la principal limitación encontrada fue la acotación de información disponible para lograr un resultado concreto.

Para cumplir con el objetivo de este trabajo se hace una descripción general de la energía solar como alternativa de generación distribuida y de la empresa distribuidora de energía, así como un marco de referencia amplio de los conceptos Paridad de Red y Costo Nivelado, para luego desarrollar una metodología de análisis cuantitativo, conclusiones, recomendaciones y finalmente se encuentran las referencias bibliográficas que han servido para nutrir este estudio.

2 MARCO TEORICO

2.1 Estado del arte impactos energía solar en empresas distribuidoras

En la Tabla 1 se presenta un resumen de estudios de diferentes autores nacionales e internacionales de la energía solar fotovoltaica, los cuales indican en general que para dar funcionalidad a las iniciativas de generación distribuida es necesario tener ambientes propicios en cuanto a regulación y tecnología que permitan realizar adecuaciones técnicas para lograr sistemas integrados. También se indica que la incursión de energías renovables no convencionales juega un papel importante en el desarrollo económico de los países y que se requiere un cambio drástico en el modelo actual de generación y operación centralizadas.

Los documentos presentados a continuación a manera de resumen, han servido como marco teórico para el análisis realizado, no se encontró alguno de ellos que aborde el mismo objetivo y/o alcance del presente estudio.

Tabla 1 Resumen documentos referentes

DOCUMENTO	REFERENCIA	OBJETIVOS	CONCLUSIONES
Evaluación del impacto de la generación distribuida en la operación y planificación de las redes de distribución eléctrica	(García, 2006)	Evaluar el impacto técnico y económico que tiene la conexión de generación distribuida en las redes de distribución:	Se recomienda una gestión activa de las redes de distribución. Será necesario hacer un análisis de viabilidad económica para ver si es viable. Las pérdidas de la red disminuyen con el nivel de penetración de la generación distribuida, excepto en el caso de un único generador de gran tamaño, en dichos casos los niveles de pérdidas son similares a los del caso base. El caso que más reducción de pérdidas produce es el de la cogeneración.
Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano	(Mantilla González, Duque Daza, & Galeano Urueña, 2008)	Hacer un análisis de la pertinencia de la implementación de sistemas de generación distribuida en Colombia	Existe la posibilidad de implementación de sistemas de generación distribuida bajo condiciones de estímulo estatal para el desarrollo de tecnologías de generación basadas en energías renovables y cogeneración
La generación distribuida y su posible integración al Sistema Interconectado Nacional	(Rodríguez Hernández, 2009)	Evaluar el papel que deberá jugar en el futuro la Generación Distribuida dentro del esquema de prestación del servicio eléctrico en Colombia a partir de algunas experiencias internacionales	A la base del desarrollo de la generación distribuida está la definición de políticas claras y estables, a la que correspondan la fijación de metas y la planeación de los desarrollos. Se deben adaptar gradualmente a los esquemas actuales de prestación del servicio. Dentro de las condiciones para su desarrollo están la introducción de medición neta y la venta de excedentes de los productores. Se recomienda introducir la medición dual y las tarifas diferenciales para la energía en horas de punta y horas de valle.
Implementación de un programa de respuesta de la demanda de energía eléctrica en un mercado de clientes no regulados en Colombia	(Baratto-Callejas, 2010)	Evaluar las consecuencias de trasladar los precios de la energía desde el Mercado de Energía Mayorista al Mercado de Energía Minorista como un mecanismo para promover cambios en los patrones de consumo.	La desconexión existente entre ambos mercados implica que el mercado de energía eléctrica no sea completamente eficiente, ya que no permite la participación de todos los agentes de manera directa en la conformación del precio.
Energización de las zonas no interconectadas a partir de las energías renovables solar y eólica	(Esteve Gómez, 2011)	Evaluar la viabilidad de la generación de energía eléctrica en zonas no interconectadas en Colombia ZNI a partir de fuentes de energía renovable debido a la abundancia de recursos naturales presentes en ellas	Se recomiendan soluciones de energización para centros poblados pequeños pertenecientes a 49 municipios de las ZNI a partir de sistemas fotovoltaicos y analizar la posibilidad de implementar sistemas híbridos solar-eólico, solar-hídrico y solar-diesel, que contribuyen a diversificar la canasta energética nacional, reduciendo la vulnerabilidad frente al cambio climático y a las fluctuaciones del valor del petróleo y otros energéticos convencionales tendientes a aumentar en precio.
Solar Photovoltaics competing in the energy	(European Photovoltaic Industry Association, 2011)	Estudiar las tendencias y considerar las condiciones bajo las cuales la energía solar fotovoltaica redundará en competitividad para Europa (Francia, Alemania, Italia, España y el Reino Unido)	Bajo unas políticas y condiciones de mercado adecuadas, la competitividad de la energía solar fotovoltaica con electricidad en las redes, puede ser conseguida en algunos mercados tan pronto como sea posible y luego difundirse a través del continente en los diferentes segmentos de mercado en el año 2020.
Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico	(Carvajal & Jiménez, 2012)	Describir aspectos técnicos, económicos y propuestas regulatorias relacionadas con la inclusión de la generación distribuida GD en sistemas de potencia eléctrico.	La generación de electricidad en Colombia ha disminuido la dependencia a grandes proyectos hidroeléctricos, sin embargo se ha aumentado la generación con combustibles fósiles. La regulación colombiana no contempla la GD como una actividad presente en la cadena de suministro. La simulación de las diferentes alternativas con datos propios del sistema eléctrico de potencia colombiano puede permitir crear alternativas de experimentación antes de ser implementadas en el mundo real.
Smart Grids y generación distribuida en Colombia	(Garzon & Tunarosa, 2013)	Enunciar algunas ventajas y desventajas del método hidroeléctrico para generación de energía y con la conciencia de la confiabilidad y fiabilidad de un buen uso de la Generación Distribuida en Colombia	Es evidente el estado incipiente en cuanto al desarrollo de la tecnología para la implementación de la Generación Distribuida; por lo cual se hacen válidos estudios bibliográficos de normatividad para la interconexión e interoperabilidad, así como sus requisitos técnicos para operar en conjunto con el Sistema Interconectado Nacional, en busca de una mejor utilización de las redes existentes.

DOCUMENTO	REFERENCIA	OBJETIVOS	CONCLUSIONES
Beneficios Económicos de Energías Renovables No Convencionales en Chile	(Natural Resources Defense Council & Asociación Chilena de Energías Renovables, 2013)	Determinar si un escenario de mayor penetración de capacidad de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), contribuye a un mayor bienestar social y económico del país, en comparación con un escenario que mantiene las disposiciones de la ley 20.257 o Ley de Energías Renovables No Convencionales en Chile	Chile puede capturar importantes beneficios económicos y sociales si se logra un escenario de mayor penetración de fuentes renovables ERNC dentro del horizonte 2013 – 2028. Los resultados de las estimaciones permiten concluir con alto grado de robustez que el Escenario ERNC examinado para Chile ofrece beneficios netos al país.
Escenarios de paridad de red fotovoltaica en Colombia	(Jiménez, Cadavid, & Franco, 2014)	Determinar la paridad de red fotovoltaica residencial para 11 ciudades colombianas, comparando los precios de la electricidad ofrecida por las compañías locales y el costo promedio de generación fotovoltaica para un hogar	Estos resultados señalan la viabilidad para la instalación de generación de energía solar en Colombia en el lado de los consumidores, ya que en la mayoría de los escenarios y ciudades se logrará la paridad de red antes de 2021. Debido a que los resultados en el escenario base no se ve afectado por los mecanismos de gobierno, es posible que esta paridad de red se alcance con el estado actual de la tecnología, las condiciones de sol del territorio y las tarifas de electricidad en las ciudades analizadas
The Utility of the Future Study	(I. Pérez-Arriaga, Knittel, & Lester, 2014)	Determinar las características que definen una compañía de electricidad de 2025, identificando modelos de negocio exitosos, tendencias del regulador y la transformación de la tecnología	Durante las dos últimas décadas la industrialización y la reestructuración regulatoria de las empresas eléctricas ha evolucionado a partir de las franquicias protegidas de los proveedores de electricidad, hacia una mezcla diversa de regulación integrada por servicios públicos, empresas monopolísticas, competencia entre generadores, minoristas y otros proveedores de servicios. Hoy en día, el crecimiento de los sistemas de Generación Distribuida está acelerando aún en más el modelo de negocio, la innovación en el sector energético.
Smart Grid y la energía solar fotovoltaica para la generación distribuida: una revisión en el contexto energético mundial	(Berrío & Zuluaga, 2014)	Abordar el tema de las energías renovables y los sistemas fotovoltaicos como tecnología promisoría para generar energía eléctrica a partir de la energía solar.	Existe la necesidad de un marco regulatorio en cuanto a generación distribuida a partir de energías renovable. La energía solar fotovoltaica está siendo considerada una alternativa eficiente y económica para la generación de energía, utilizada cada vez más a nivel mundial. Smart Grid abre la oportunidad para que los competidores ofrezcan precios bajos como respuesta a la demanda, además de permitir e impulsar la generación de energía distribuida. La red de energía solar fotovoltaica cambia radicalmente el perfil de carga de un cliente de una empresa que presta el servicio eléctrico, por lo que la integración a la red actual es un frente importante para las smart grid.
PV Grid Parity Monitor Chile 1er número	(Briano, Fondo Roca, & Fasolino, 2015)	Analizar la competitividad fotovoltaica para tres tipos diferentes de instalación: segmento residencial, comercial y plantas utility-scale (generación a gran escala).	Las principales variables a estudiar en el análisis de la competitividad fotovoltaica son la evolución del coste de generación (definido específicamente para cada segmento considerado) y el estado de los precios eléctricos de los mercados que se toman como referencia para cada tipo de instalación.
Recent Facts about Photovoltaics in Germany	(Wirth, 2015)	Compilar hechos actuales, cifras y resultados para ayudar en la creación de una evaluación global de crecimiento energía solar fotovoltaica en Alemania.	Alemania abandona la edad fósiles nucleares, allanando el camino para la energía fotovoltaica (PV) que juega un papel importante en un futuro en forma de producción de energía sostenible.
National Electricity Forecasting Report (NEFR)	(Australian Energy Market Operator, 2015)	Hacer un análisis instantáneo del consumo operacional y previsiones máximas de demanda en el Mercado Nacional de Electricidad Australiano (NEM) en el corto plazo (2014-15 a 2017-18), ante un escenario medio de consumo	Rápido cambio en la naturaleza de los mercados de energía y creciente cambio en la generación de carga base centralizada
Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2015	(U.S. Energy Information Administration, 2015)	Presentar los valores medios de los costos nivelados de generación de tecnologías de las Perspectivas de Energía 2015 incluidas en el Sistema Nacional de Energía Modelado	Información cuantitativa

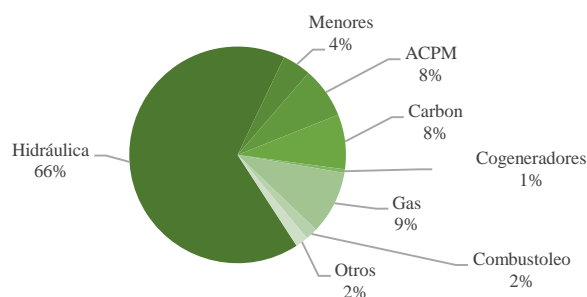
2.2 Energía solar como generación distribuida

La radiación producida por el sol puede captarse por medio de dispositivos semiconductores como células fotovoltaicas para transformarse en energía eléctrica, llamada energía solar fotovoltaica, y ser usada en aplicaciones casi iguales a las de la energía proveniente de fuentes convencionales de energía transportada a través de redes de distribución.

En el contexto mundial, el 81% de la energía consumida en el mundo proviene de fuentes convencionales o no renovables y el 19% restante de fuentes renovables; a nivel nacional esta composición es del 78% y 22% respectivamente (Unidad de Planeación Minero Energética, 2014).

Como se muestra en la Figura 1, el Sistema Interconectado Nacional de energía – SIN de Colombia cuenta con una capacidad total instalada de 16,378MW a diciembre de 2015 (XM, 2015), en él la participación de fuentes no convencionales de energía es del 2.71% con potencialidades para continuar expandiendo su participación en la canasta de generación eléctrica en el país.

Figura 1. Composición SIN a 21 de diciembre de 2015



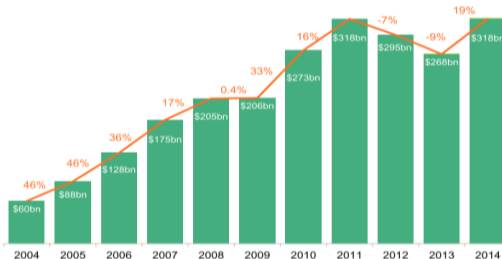
Fuente: (XM, 2015)

Los sistemas de energía solar fotovoltaica pueden ser instalados cerca de los centros de consumo y conectados a los Sistemas de Distribución Local – SDL, lo que en Colombia se conoce como Generación Distribuida. Los países angloamericanos suelen utilizar el término "generación integrada", los países de América del Norte el término "generación dispersa" y en Europa y partes de Asia el término "generación descentralizada" para definir ese mismo tipo de generación (Ackermann, Andersson, & Söder, 2001).

La instalación de sistemas de energía solar fotovoltaica evita las pérdidas de energía por transporte ya que la energía producida se consume directamente en los centros de producción, además otra gran ventaja es que la fuente es el sol, un recurso infinito, cuya radiación puede ser aprovechada en casi todo el planeta. El beneficio medioambiental más relevante que tiene es su contribución a la mitigación del cambio climático.

La evolución de la tecnología, el crecimiento de la demanda y la caída de los precios de inversión inicial, han permitido que en los últimos años haya incrementado considerablemente la inversión en energía limpia (Mills, 2015), tal como se muestra en la Figura 2.

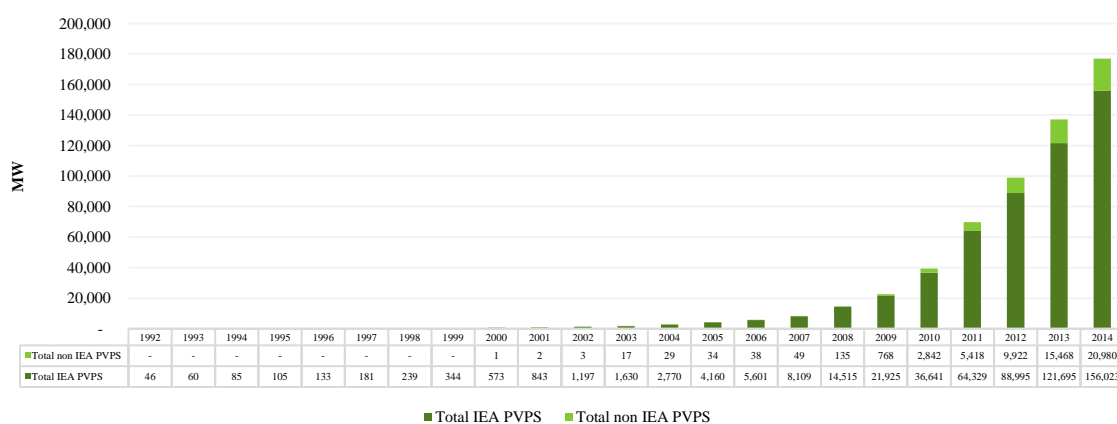
Figura 2. *New Investment in clean energy 2004-2014*



Fuente: (Mills, 2015)

Concordante con lo anterior y como se muestra en la Figura 3, la agencia internacional de energía, IEA por su siglas en inglés (International Energy Agency) enfatiza la tendencia creciente y evolución de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica que presentan tanto sus países asociados, como otros cuantos.

Figura 3. Capacidad instalada acumulada (MW) desde 1992 hasta 2014



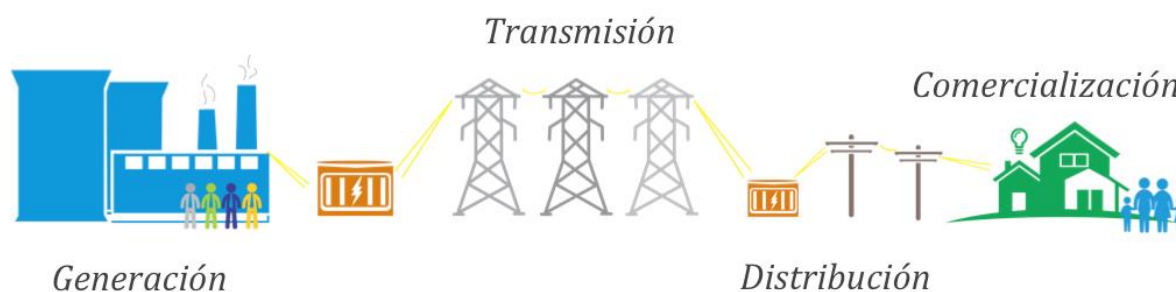
Fuente: (International Energy Agency, 2015)

2.3 Empresa distribuidora de energía

Con la promulgación de la Constitución Política de 1991 y las leyes 142 y 143 de 1994, Colombia inició la reestructuración de su sector eléctrico con bases y condiciones para garantizar la cobertura y prestación del servicio público de energía a los usuarios y la participación de empresas privadas en el sector, con el fin de mejorar la eficiencia en la gestión, dentro de un mercado de libre competencia con beneficios para los consumidores finales traducidos en calidad y continuidad del servicio y costos razonables.

Consecuentemente, se materializó la separación de las actividades que componen la cadena productiva de la energía eléctrica, esquematizadas en la Figura 4: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización como servicios públicos de carácter esencial, obligatorio y solidario y de utilidad pública, destinados a satisfacer de manera continua las necesidades sociales, y la creación de entidades estatales para realizar el papel de regulación, vigilancia y control y planeación del sector eléctrico nacional.

Figura 4. Cadena productiva sector eléctrico colombiano



Fuente: Elaboración propia

Asimismo, la normatividad indica que las empresas eficientes tendrán garantizada la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, con el valor de las ventas de energía, entre otros.

Por su parte la resolución 119 de 2007 emitida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, establece la fórmula tarifaria para los costos de la comercialización de la energía a usuarios regulados en Colombia, definiendo el Costo Unitario de prestación del servicio de energía eléctrica así:

“El costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) y en pesos por factura que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida en la presente resolución, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica” (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2007).

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

Donde:

n : Nivel de tensión de conexión del usuario.

m : Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

i : Comercializador Minorista.

j : Es el Mercado de Comercialización.

CUv_{n,m,i,j}: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión *n*, correspondiente al mes *m*, del Comercializador Minorista *i*, en el Mercado de Comercialización *j*.

G_{m,i,j}: Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes *m*, del Comercializador Minorista *i*, en el Mercado de Comercialización *j*, determinados conforme se establece en la Resolución CREG 119 de 2007.

T_m: Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes *m* determinado conforme se establece en la Resolución CREG 119 de 2007.

D_{m,n}: Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión *n* para el mes *m*, determinados conforme se establece en la Resolución CREG 119 de 2007.

Cv_{m,i,j}: Margen de Comercialización correspondiente al mes *m*, del Comercializador Minorista *i*, en el Mercado de Comercialización *j* que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en (\$/kWh) y determinado conforme se establece en la Resolución CREG 119 de 2007.

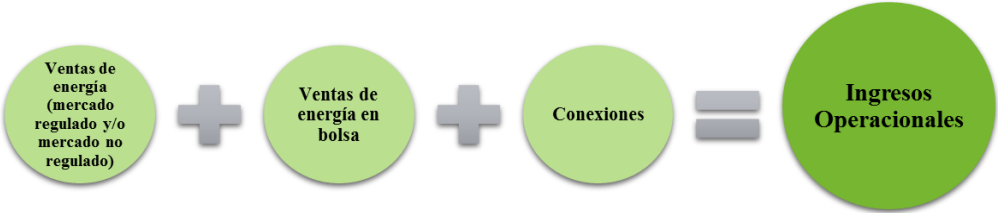
R_{m,i}: Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista *i* en el mes *m*, conforme se establece en la Resolución CREG 119 de 2007.

PR_{n,m,i,j}: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión *n*, para el mes *m*, del Comercializador Minorista *i*, en el Mercado de Comercialización *j*, determinado conforme se establece en la Resolución CREG 119 de 2007.

La Figura 5 corresponde a una representación de que la composición de los ingresos operacionales de una empresa distribuidora de energía está dada por las ventas de energía en

su mercado natural, que se calcula como la energía vendida por el Costo Unitario aplicable según las condiciones de los usuarios, más las ventas en bolsa de los excedentes de energía que le resulten en aquellos períodos de tiempo en los cuales la energía disponible sea mayor que la demandada, y las conexiones que la empresa efectúe en su infraestructura para distribución de energía.

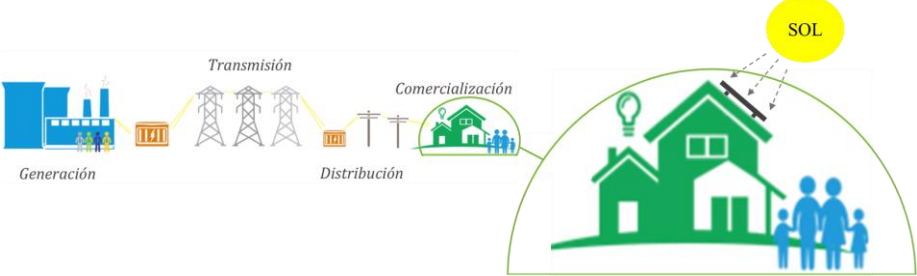
Figura 5. Estructura general Ingresos y Costos empresa distribuidora de energía



Fuente: Elaboración propia

La incorporación de soluciones de energía provenientes de fuentes renovables no convencionales, como la energía solar fotovoltaica, a la matriz energética de un área determinada puede ocasionar reducciones en la demanda de energía de la empresa distribuidora del área en cuestión y por ende, afectar sus ingresos. En la Figura 6 se muestra un esquema general de la incorporación de este tipo de tecnología a la cadena productiva de la energía.

Figura 6. Diagrama incorporación energía solar en sistema de distribución local



Fuente: Elaboración propia

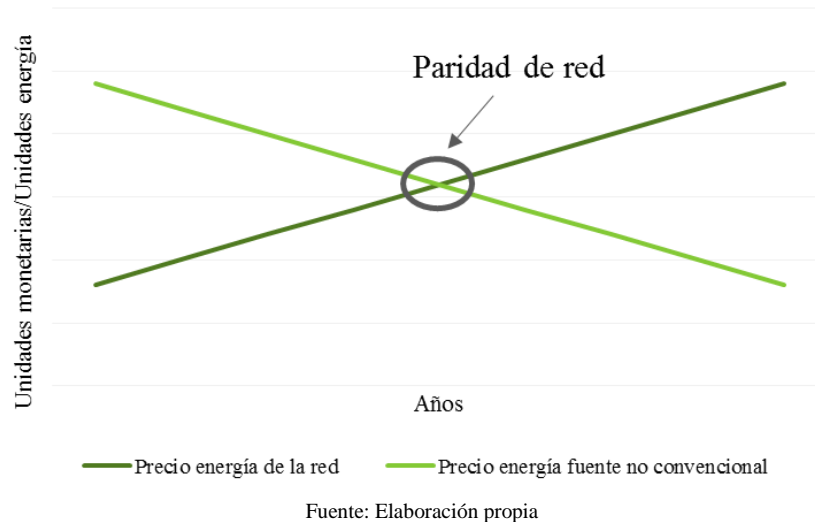
Según indica Ignacio Perez-Arriaga en su estudio “*From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs*”, (I. J. Pérez-Arriaga, Ruester, Schwenen, Battle, & Glachant, 2013).

Es así como la planificación y operación de los sistemas eléctricos convencionales cambiaría en gran medida al requerirse inversiones en las conexiones y adecuaciones técnicas para controlar las fluctuaciones que se presentarían con ocasión de la integración de energías renovables no convencionales a su infraestructura. Lo anterior permitiría aliviar congestiones puntuales a ciertas horas del día, lo que actualmente se conoce como Respuesta a la demanda, generar estabilidad en el sistema eléctrico y retrasar la necesidad de realizar inversiones en nuevas redes o reposición de las existentes.

2.4 Paridad de red

La Paridad de Red o *Grid Parity* es un concepto usado para hacer referencia al punto en el cual el costo de la energía generada por una fuente no convencional, iguala o está por debajo del precio de compra de la electricidad directamente de la red eléctrica, ver ilustración en Figura 7. Este concepto es ampliamente usado para la energía solar fotovoltaica y la energía eólica y es definitivo en el desarrollo de las tecnologías de generación distribuida ya que les permite ser competidoras directas con las tecnologías de generación convencionales, posibilitando así un cambio importante en las matrices energéticas de los países a futuro.

Figura 7. Ilustración concepto Paridad de red



La paridad de red debe considerar la comparabilidad que pueda hacerse entre las soluciones de energía por fuentes no convencionales que tenga un usuario y la energía de la red eléctrica, así:

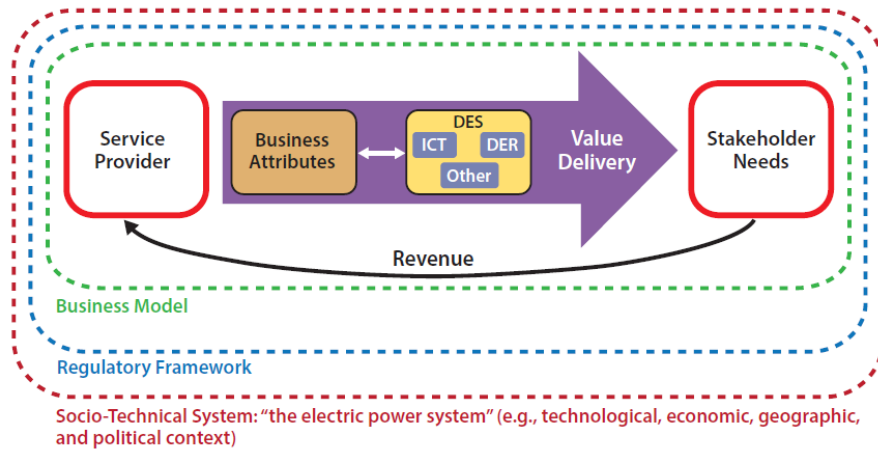
- Soluciones aisladas en las cuales el costo de la autogeneración sea menor o igual al costo de construcción de las redes eléctricas hasta los puntos de consumo, mas el costo de la energía a suministrar.
- Soluciones conectadas a la red en las que el costo de autogeneración sea menor o igual al Costo Unitario de prestación del servicio de energía eléctrica, o al costo de generación del sistema eléctrico centralizado. En estos casos el usuario, además de producir energía para su consumo, permanece conectado al sistema para garantizar el suministro eléctrico cuando su instalación de generación no esté disponible o no sea suficiente para cubrir sus necesidades. Según la regulación vigente y la tecnología

disponible, estos usuarios pueden entregar al sistema la energía producida que no sea consumida.

Alemania fue uno de los primeros países donde se alcanzó la paridad de red en instalaciones fotovoltaicas desde 2011 (Wirth, 2015), mientras que se estima que en 2016 aproximadamente 47 estados de los Estados Unidos de América, incluido Washington DC alcanzarán la paridad de red y con expectativas de tener cubiertas demandas pico en el segmento residencial, mientras haya una masificación de proveedores que permitan tantas instalaciones económicas, como los usuarios lo requieran (Deutsche Bank, 2015). A principios de 2014, la paridad de red fotovoltaica se había alcanzado en al menos 19 países en todo el mundo (I. Pérez-Arriaga et al., 2014).

Con lo anterior se puede vislumbrar un inminente cambio en el modelo de negocio del sector energético mundial, para lo cual Massachusetts Institute of Technology en su estudio *Utility of the future* (I. Pérez-Arriaga et al., 2014) brinda un amplio panorama a las empresas para hacer frente a cuestiones emergentes en el sector de la energía eléctrica, y proporciona un marco neutral para evaluar los impactos económicos, regulatorios y tecnológicos de la continua evolución del sector de la energía en todo el mundo.

Figura 8. Modelo sistema de sistemas: Roles e interacciones entre diversos grupos de interés en los sistemas eléctricos



Fuente: (I. Pérez-Arriaga et al., 2014)

Como se aprecia en el esquema de la Figura 8, el estudio afirma que los sistemas de distribución de energía en el futuro serán la combinación de recursos de distribución de energía, generación distribuida y almacenamiento, en combinación de los patrones de uso de la energía para exigir respuesta de la demanda por parte de las empresas prestadoras del servicio, con tecnologías de información y comunicación bidireccional que permitan la recolección de grandes volúmenes de datos sobre las operaciones del sector de energía y su uso, control sobre la generación, las redes y cargas y que provean información sobre las nuevas oportunidades para la prestación de servicios de energía.

2.5 Costo nivelado de la energía

El costo nivelado de energía, en inglés *Levelized Cost Of Electricity* (LCOE), es un valor que permite comparar económicamente, en largo plazo, diferentes tecnologías de generación

de energía. LCOE se define como una medida de competitividad global de diferentes tecnologías de generación de energía, representada en el costo por unidad de energía, de construir y operar una planta de generación de un ciclo de vida, sus costos de financiamiento, los costos de capital, costos de combustible y costos de operación y mantenimiento (U.S. Energy Information Administration, 2015).

El LCOE puede dar indicios sobre el momento en el cual una determinada tecnología puede ser competitiva frente a la energía transportada a través de redes de distribución, propiedad de una empresa distribuidora de energía.

Para el cálculo del costo nivelado se asumen los siguientes supuestos:

- El ciclo de vida y financiero son iguales y están medidos en años.
- La generación esperada es constante e igual en cada uno de los años del proyecto.
- Los costos esperados son constantes e iguales en cada uno de los años del proyecto.

Es posible demostrar que el valor de LCOE puede ser obtenido mediante la siguiente relación (Ver anexo 7.1. Desarrollo algebraico):

$$LCOE = c + k * inv \quad (1)$$

Donde:

LCOE: Costo nivelado de energía

c: Relación entre costo total de la operación de la planta y la cantidad de energía esperada para un periodo

k: factor de descuento adimensional kappa

inv: relación entre el valor presente de la inversión neta del proyecto y la cantidad de energía esperada para un periodo

Para el caso del factor de descuento adimensional k , este depende el periodo de la inversión y la tasa de descuento que un inversionista racional cobra por realizar la inversión mencionada:

$$k = \frac{1 - (1 + i)^{-1}}{(1 + i)^{-1} - (1 + i)^{1-n}} \quad (2)$$

Donde:

i : tasa de interés

n : tiempo de la inversión o vida útil del proyecto

La tasa de interés es el costo de oportunidad del capital invertido en la operación, que se estimará con la metodología del costo promedio ponderado de capital y el modelo de valoración de activos financieros; WACC y CAPM respectivamente por sus siglas en inglés (*Weighted Average Cost of Capital - Capital Asset Pricing Model*).

$$i = WACC = w * k_d + (1 - w) * k_e \quad (3)$$

Donde:

w : nivel de apalancamiento del proyecto

k_d : costo de la deuda

k_e : costo del patrimonio que se estima por la metodología del CAPM

Ahora bien,

$$k_d = \text{Costo de la deuda} * (1 - T) \quad (4)$$

Donde:

T : tasa impositiva

Y,

$$k_e = R_f + \beta_l(R_m - R_f) + CRP \quad (5)$$

R_f: tasa libre de riesgo

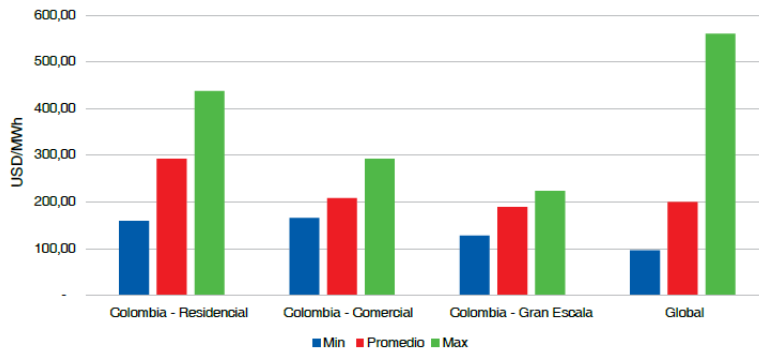
β_l: beta del sector apalancada por la razón Deuda/Patrimonio del proyecto

R_m: rendimiento del mercado

CRP: prima de riesgo país

Según el estudio “Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia” realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética, los niveles LCOE en Colombia son en general más altos que los valores globales, pero se encuentran dentro de rangos comparables, datos que se muestran en la Figura 9 (Unidad de Planeación Minero Energética, 2014).

Figura 9. LCOE de energía solar fotovoltaica en Colombia y el mundo



Fuente: (Unidad de Planeación Minero Energética, 2014)

3 METODOLOGÍA

El cálculo del LCOE considera la inversión inicial como el conjunto de elementos necesarios para producir la energía solar, así: Panel(es) monocristalino(s) de potencia determinada, Controlador(es) de carga, Inversor(es) y batería(s) y otras características.

3.1 Tasa libre de riesgo R_f

Como inversión libre de riesgo, se seleccionó el rendimiento de los Bonos del Tesoro de Estados Unidos con vencimiento a 10 años, teniendo en cuenta su baja probabilidad de no pago y según información disponible en la página web Yahoo Finance – Market data.

$$R_f = 2.21\%$$

3.2 Beta desapalancada β_u

Tomado de datos de la página web de Aswath Damodaran, docente de finanzas corporativas de New York University, sobre la línea correspondiente a la industria de la energía, así:

Tabla 2 Beta desapalancada industria energía

Industry	Number of firms	Beta	D/E Ratio	Tax rate	Unlevered beta	Cash/Firm value	Unlevered beta corrected for cash	HiLo Risk	Standard deviation of equity
Power	82	0.83	75.74%	20.77%	<u>0.52</u>	1.93%	0.53	0.3032	29.70%

Nota: Recuperado de Damodaran online (2015)

3.3 Beta apalancada β_l

Teniendo en cuenta que la empresa no cotiza en bolsa se hizo una estimación de la beta apalancada, así:

$$\beta_l = \beta_u + \frac{D}{P} * (1 + T)$$

Donde:

B_l: beta del sector apalancada por la razón Deuda/Patrimonio del proyecto

B_u: beta del sector desapalancada, es decir, sin tener en cuenta endeudamiento financiero

D: Endeudamiento

P: Patrimonio

Se asume que los costos financieros de la empresa son insensibles a las fluctuaciones o factores del mercado, por lo que la beta de la deuda es igual a cero.

$$\beta_l = 0.52 + \frac{60\%}{1 - 60\%} * (1 + 33\%)$$

$$\beta_l = 1.04$$

3.4 Apalancamiento w

Corresponde al % de deuda financiera que la empresa tiene para financiar su operación regular.

$$w = 60\%$$

3.5 Relación Deuda/Patrimonio

Indica la proporción existente entre la deuda de la empresa y el aporte de los socios, calculada mediante la expresión:

$$\frac{D}{P} = \frac{D}{1 - D}$$

Donde:

D: Deuda del proyecto
P: Patrimonio

$$\frac{D}{P} = \frac{60\%}{1 - 60\%}$$

$$\frac{D}{P} = 1.5$$

3.6 Prima de riesgo del mercado $R_m - R_f$

La prima de riesgo del mercado indica cuál es la rentabilidad por encima de la libre de riesgo que está entregando el mercado, así:

$$\text{Prima de riesgo del mercado} = R_m - R_f$$

Para el cálculo de los rendimientos esperados en el mercado, se tuvo en cuenta los rendimientos mensuales del índice bursátil S&P500 desde enero de 2010 hasta diciembre de 2015, considerando que refleja la capitalización bursátil de 500 grandes empresas que poseen acciones cotizadas en las bolsas NYSE o NASDAQ y que es el más representativo de la economía de los Estados Unidos.

$$R_m = 10.1\%$$

$$\text{Prima de riesgo del mercado} = 10.1\% - 2.21\% = 7.89\%$$

3.7 Prima de riesgo país *CRP*

Se tomó el índice *Energy Market Bonds Index –EMBI* elaborado por el J.P. Morgan que tiene en cuenta los hechos macroeconómicos y refleja los retornos del portafolio de deuda del país: eurobonos, bonos Brady y en menor medida deudas locales y préstamos. Este dato corresponde al promedio desde el 17 de noviembre de 2015 hasta el 17 de diciembre de 2015, del diferencial de rendimientos con respecto al Bono del Tesoro de Estados Unidos de similar duración de la deuda en cuestión.

$$CRP = 3.01\%$$

3.8 Tasa impositiva *T*

$$T = 33\%$$

3.9 Costo de la deuda

Calculado con base en las disposiciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas en su documento 022 de 2002 “Costo promedio de capital: metodología de cálculo para la

distribución de energía eléctrica y gas combustible por redes” (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2002), el cual establece lo siguiente:

$$\text{Costo de la deuda} = \text{DTF} + 4 \text{ puntos}$$

DTF: Es una tasa de referencia calculada como el promedio ponderado de las diferentes tasas de interés de captación utilizadas por los bancos, corporaciones financieras, corporaciones de ahorro y vivienda y compañías de financiamiento comercial para liquidar los intereses que reconocerán a los certificados de depósito a término (CDT) con duración de 90 días.

DTF semana del 14 de diciembre de 2015 al 20 de diciembre de 2015 = 5.16%

$$\text{Costo de la deuda} = 5.16\% + 4 \text{ puntos}$$

$$\text{Costo de la deuda} = 9.16\%$$

3.10 Aplicación metodología CAPM

Asumiendo que el proyecto tiene una duración de 20 años, se desarrolla el modelo CAPM, así:

Reemplazando valores en la ecuación (4):

$$k_d = 9.16\% * (1 - 33\%)$$

$$k_d = 6.14\%$$

Reemplazando valores en la ecuación (5):

$$k_e = 2.21\% + 1.04(10.1\% - 2.21\%) + 3.01\%$$

$$k_e = 13.44\%$$

Para aplicar en la ecuación (3):

$$i = WACC = 60\% * 6.14\% + (1 - 60\%) * 13.44\%$$

$$i = WACC = 9.06\%$$

Ahora bien, teniendo en cuenta que el WACC corresponde a la tasa de descuento que un inversionista racional cobra por realizar la inversión mencionada y que con ella se puede calcular el valor de kappa, se tiene reemplazando en la ecuación (2):

$$k = \frac{1 - (1 + 9.06\%)^{-1}}{(1 + 9.06\%)^{-1} - (1 + 9.06\%)^{1-20}}$$

$$k = 11.47\%$$

Con lo cual se puede calcular el LCOE para sistemas de diferentes potencias a partir de los datos enunciados en la Tabla 3.

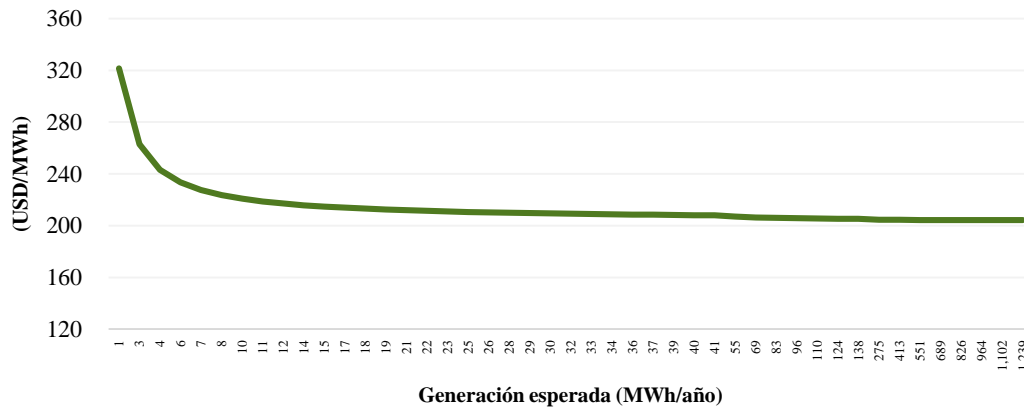
Tabla 3 Datos para cálculo de LCOE

INVERSIÓN	
Inversión total inicial (I_0), variable dependiente de la potencia del sistema solar instalado	
PLANTA	
Potencia (kW)	1 – 900kW
Factor de utilización promedio (%)	90%
Horas sol pico (kWh/m ² -día) Ver anexo 7.4	4.25

COSTOS DE OPERACIÓN	
Costo fijo (USD/año)	158.77
Costo variable (USD/kWh)	0
TASA REPRESENTATIVA DEL MERCADO	
\$3,149/USD (dato del 4 de diciembre de 2015)	

Se tiene la curva de LCOE para sistemas de diferentes potencias indicadas en el eje X de la Figura 10. El LCOE tiende a ubicarse sobre 220USD/MWh para sistemas solares fotovoltaicos para potencias a partir de los 7kW y presentaría una leve disminución a mayores potencias.

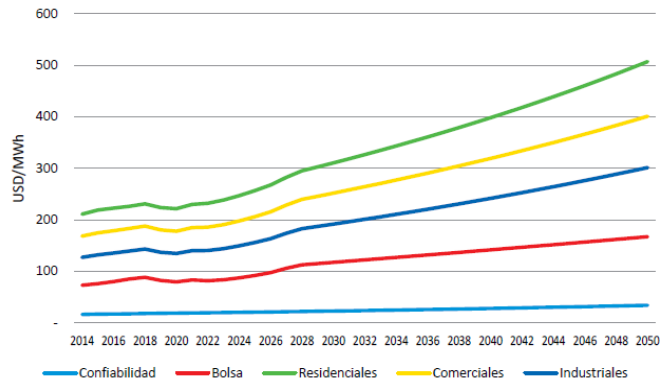
Figura 10. Gráfico LCOE – Costo nivelado por unidad de generación



Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, según la Unidad de Planeación Minero Energética (Unidad de Planeación Minero Energética, 2014) se tienen las proyecciones de precios de la energía para los próximos años en la cual se nota un claro incremento con el paso del tiempo, ver Figura 11.

Figura 11. Proyección precio energía eléctrica en Colombia

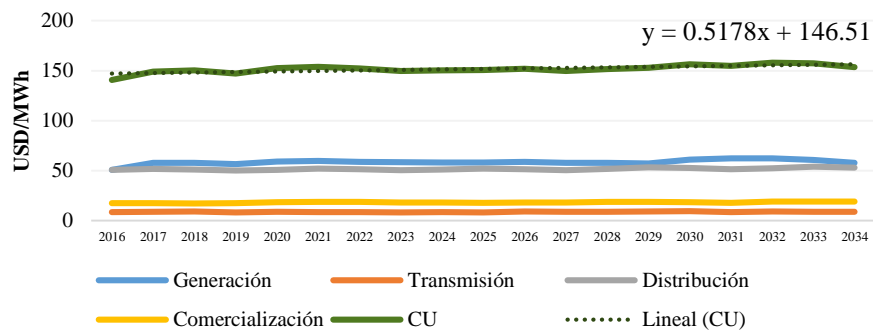


Fuente: (Unidad de Planeación Minero Energética, 2014)

Ahora bien, para la empresa distribuidora analizada, se tienen las proyecciones de Costo Unitario y sus componentes graficados en la Figura 12, que se basan en:

- Costos de la operación comercial: Costos asociados a la Generación, Transporte, Pérdidas y Restricciones que dependen de la demanda que se espera atender, la cual se basa en el comportamiento del mercado del área de influencia de la empresa.
- Costos asociados a la Distribución y Comercialización de energía que son los que componen su ingreso como tal.

Figura 12. Gráfico Proyección CU y componentes



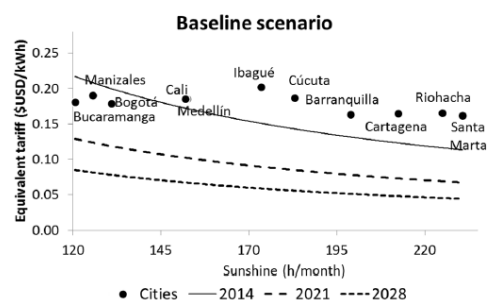
Fuente: Elaboración propia

Para conocer el año en qué sería más favorable para un usuario tener una solución solar fotovoltaica instalada en su predio, que consumir energía de la red, se debería conocer la eficiencia comprobada de dichos sistemas para proyectar un LCOE que sea comparable con el CU de la empresa distribuidora en análisis.

Luego las proyecciones indican que mientras el precio de la energía tiende a incrementar con el tiempo, el LCOE tiende a disminuir por efectos de perfeccionamiento de la tecnología y la curva de aprendizaje que se logre para ella, así que se podría esperar que la paridad de red se dé en mediano plazo. Al respecto los autores Maritza Jiménez, Lorena Cadavid, Carlos J. Franco en su investigación “*Scenarios of photovoltaic grid parity in Colombia*” (Jiménez et al., 2014), indicaron que la paridad de red en diferentes ciudades de Colombia se lograría antes de 2021, teniendo en cuenta las siguientes características mencionadas en la Figura 13.

Figura 13. Características y resultados por I. Pérez-Arriaga 2014

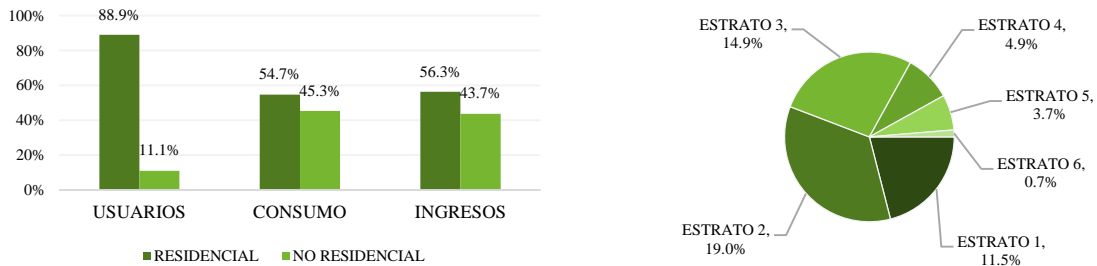
Scenarios	
Variable	Baseline
Horizon	20 years
Discount rate	1.39% EA
Initial investment	\$USD 2430
Funding method	own equity
Battery replacement	\$USD 215
Learning curve	(-50%, 2021), (-75% 2028)
Capacity	0.6 kW
Efficiency	-1% per year
Charge factor	depends on each city
Electricity grid tariff	depends on each city



Fuente: (I. Pérez-Arriaga 2014)

Ahora bien, el mercado atendido por la empresa distribuidora analizada se compone como se muestra en la Figura 14:

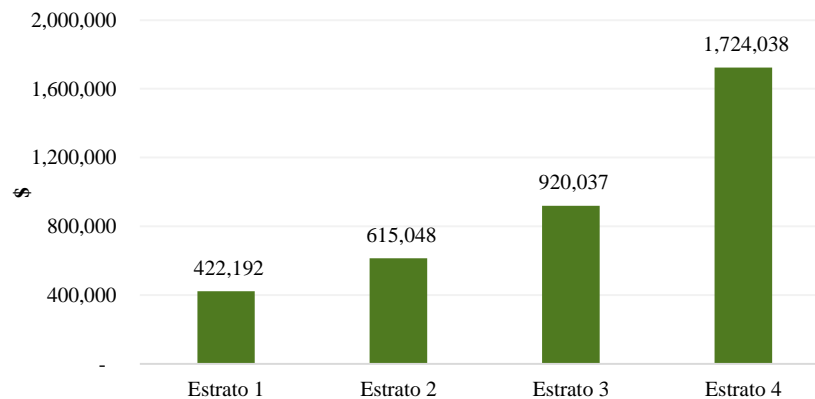
Figura 14. Composición mercado atendido empresa distribuidora y participación total consumo Sector residencial



Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta la capacidad adquisitiva representada en los ingresos promedio de los hogares de diferentes estratos, según estudio hecho por la Universidad de los Andes (Universidad de los Andes, 2015), los estratos 4, 5 y 6 son los más susceptibles de adquirir soluciones solares fotovoltaicas en el sector residencial, ver Figura 15; para la empresa analizada, ellos suman el 9.3% en cuanto a su consumo en energía, el 13.1% de los usuarios totales y el 9.2% de la facturación mensual del total del mercado atendido de la empresa distribuidora analizada, por lo cual se tomarán como el universo de estudio.

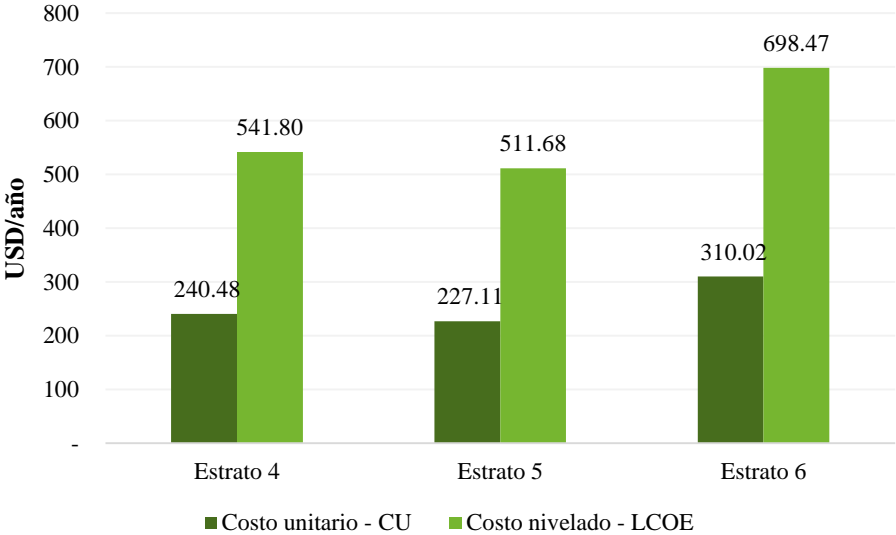
Figura 15. Gráfico Salario promedio por estrato Colombia



Fuente: (Universidad de los Andes, 2015)

Al respecto, haciendo un comparativo entre el valor pagado por el servicio de energía eléctrica por un usuario residencial de los estratos 4, 5 y 6 a costo de CU, contra el LCOE correspondiente calculado de acuerdo a la energía requerida, se tienen los resultados presentados en la Figura 16, siendo claro que el LCOE para sistemas solares fotovoltaicos aún no es menor que el CU y que su inversión inicial requerida en activos fijos tangibles CapEx es alta para cubrir demanda completa de un usuario, lo que hace que la paridad de red pueda darse en mediano plazo. Se encontró que el incremento en el valor pagado por el servicio de energía sería del 125% para todos los estratos.

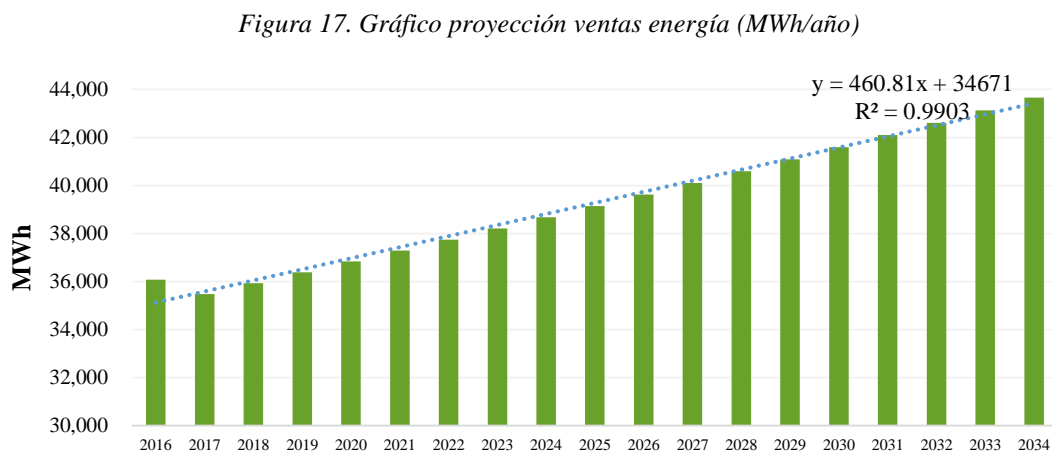
Figura 16. Gráfico comparativo pago anual por energía sector residencial



Fuente: Elaboración propia

4 RESULTADOS

Con base en datos históricos de la demanda de energía de la empresa distribuidora analizada, se calcularon proyecciones para el período 2016 – 2034 haciendo uso del paquete estadístico e-views, cuyos resultados se muestran en la Figura 17:



Fuente: Elaboración propia

Para determinar cuál sería la afectación de los ingresos de la empresa por efecto de entrada de soluciones solares fotovoltaicas en su mercado, se asumen escenarios y probabilidades de penetración en el segmento analizado que se muestran en la Tabla 4 y que la tecnología para los estratos mencionados será únicamente para sustituir la iluminación de cada vivienda. Los porcentajes determinados corresponden a estudios de mercado que tienen en cuenta el comportamiento las tendencias en crecimiento de la población y las condiciones socio-económicas del territorio en cuestión.

Tabla 4 Escenarios de penetración energía solar fotovoltaica en el tiempo

	CORTO PLAZO (1-3 años)	P	MEDIANO PLAZO (3-6 años)	P	LARGO PLAZO (6 años en adelante)	P
ALTO	8%	2%	20%	5%	30%	8%
MEDIO	4%	35%	11%	37%	20%	40%
BAJO	1%	90%	3%	95%	5%	98%

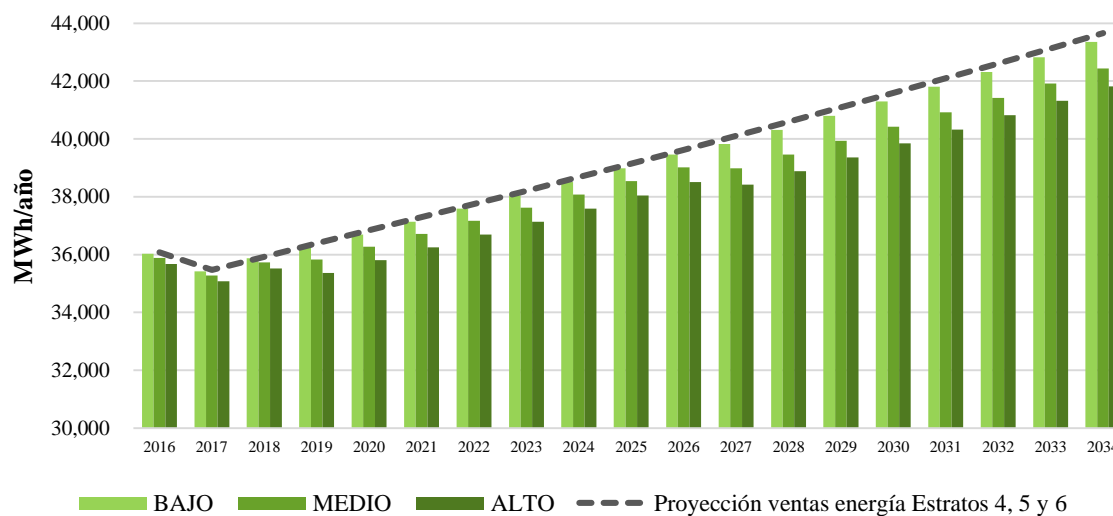
Para cada vivienda, dependiendo de su estrato, se proyecta una reducción en su consumo de energía por la instalación de tecnología solar para consumo de iluminación, información mostrada en la Tabla 5.

Tabla 5 Reducción consumo energía por estrato

ESTRATO	REDUCCIÓN CONSUMO ENERGÍA
4	12.39%
5	15.72%
6	16.29%
TOTAL PONDERADA	14.02%

Luego los efectos que se tendrían son los siguientes se ilustran en la Figura 18.

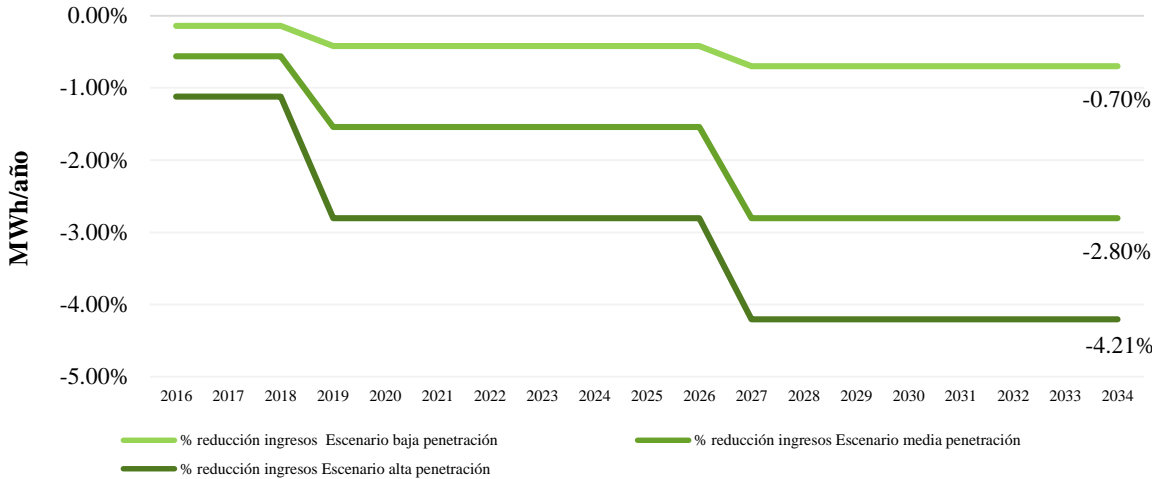
Figura 18. Gráfico Proyección efectos ventas energía por escenarios



Fuente: Elaboración propia

Lo cual representado en reducción de ingresos operacionales teniendo en cuenta el CU proyectado por la empresa distribuidora analizada, generaría diferentes escalas de afectación, con valores desde 0.49% hasta 3.13%, ver Figura 19.

Figura 19. Gráfico Proyección afectación Ingresos Operacionales



Fuente: Elaboración propia

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El dinamismo actual de los mercados de energía y el creciente cambio en la generación centralizada, hace que las empresas distribuidoras de energía en Colombia deban asumir como reto la inminente entrada de soluciones de generación distribuida con fuentes no convencionales de energía que posibilita la Ley 1715 de 2014. Asimismo los aspectos técnicos incidirán de manera determinante en una eventual reestructuración del sector eléctrico

a futuro dado que deben adaptarse para permitir el flujo bidireccional con medición, lo cual requerirá inversiones importantes en sus sistemas de potencia.

Para lograr un análisis holístico de la competitividad de la energía solar fotovoltaica frente a la energía eléctrica de las redes de distribución, se debe estudiar la evolución de los costos de generación de energía y el estado de los precios de los mercados eléctricos que se toman como referencia para cada segmento de mercado.

El incremento de sistemas de generación distribuida conectados a los sistemas de distribución eléctrica impulsará un cambio en el modelo de negocio de la distribución y comercialización de energía y la innovación en el sector energético. De mantenerse los modelos de negocio actuales de las empresas distribuidoras de energía, sus ingresos operacionales podrán verse afectados ante la entrada gradual de la energía solar fotovoltaica en sus mercados naturales ante el dinamismo que la curva de aprendizaje tome.

Los agentes tendrán incentivos para instalar soluciones solares fotovoltaicas en el año en que LCOE sea menor que CU o por lo menos igual a este, puesto que el primero involucra los costos y variables que únicamente serán competitivas frente a la energía transportada a través de redes de distribución, propiedad de una empresa distribuidora de energía, en el momento que las inversiones iniciales estén al alcance de los usuarios y el valor de reposición de los activos sea menor que los costos de Administración, Operación y Mantenimiento de las redes eléctricas.

Según los resultados obtenidos y teniendo en cuenta el sector analizado, la entrada de soluciones solares fotovoltaicas no es muy amenazante en el corto plazo para la empresa distribuidora analizada y no amenaza su viabilidad a futuro, puesto que la curva de aprendizaje y la tecnología disponible están supuestas a desarrollarse mucho más. Un sistema solar fotovoltaico es una solución adecuada para cubrir necesidades puntuales en zonas no interconectadas por el Sistema de Transmisión Nacional colombiano y/o por necesidades puntuales de los inversionistas.

La energía solar fotovoltaica aún no puede ser considerada sustituta perfecta de la energía eléctrica de la red; adicionalmente para asegurar la continuidad del servicio de energía provisto por energía solar fotovoltaica se requeriría de inversiones considerables en bancos de baterías de sistemas aislados, que es precisamente el elemento más costoso y que requiere reposición con mayor rata de frecuencia dentro del sistema, tanto en CapEx, como en costos asociados a la operación y mantenimiento - OpEx.

Se recomienda extender este análisis de los sectores comercial e industrial y/o para todo el mercado atendido por la empresa distribuidora analizada.

Este estudio podría enriquecerse mediante el cálculo de la eficiencia real de los sistemas solares fotovoltaicos para proyección de LCOE y su posterior comparación con el CU de la prestación del servicio de energía eléctrica, con el fin de conocer el momento del tiempo en que la generación distribuida puede hacerse mas costo-eficiente que las redes eléctricas.

6 REFERENCIAS

- Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Distributed generation: A definition. *Electric Power Systems Research*, 57(3), 195-204. [http://doi.org/10.1016/S0378-7796\(01\)00101-8](http://doi.org/10.1016/S0378-7796(01)00101-8)
- Alvarez, C., & Serna, F. (2012). *Análisis local y mundial de tendencias en generación distribuida*.
- Australian Energy Market Operator. (2015). *National Electricity Forecasting Report Overview*.
- Baratto-Callejas, P. (2010). Implementación de un programa de respuesta de la demanda de energía eléctrica en un mercado de clientes no regulados en Colombia, 6, 259-292.
- Berrío, L. H., & Zuluaga, C. (2014). Smart Grid y la energía solar fotovoltaica para la generación distribuida : una revisión en el contexto energético mundial, 32.
- Briano, J. I., Fondo Roca, C., & Fasolino, J. D. (2015). Pv Grid Parity Monitor, (October), 59.
- Carvajal, S., & Jiménez, J. M. (2012). Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico. *Revista Tecnura*, 17(35), 77-89. <http://doi.org/10.14483/rt.v17i35.518>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2002). Costo Promedio de Capital: Metodología de Cálculo para la Distribución de Energía Eléctrica y Gas Combustible por Redes. Recuperado a partir de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/03427441a3e853030525785a007a64b7/\\$FILE/DOC-CREG-013-COSTO DE CAPITAL 01.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/03427441a3e853030525785a007a64b7/$FILE/DOC-CREG-013-COSTO DE CAPITAL 01.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2007). Resolución 119 de 2007.
- Departamento Nacional De Planeación. (2014). *Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018*.
- Deutsche Bank. (2015). F.I.T.T. for Investors: Crossing the Chasm. Recuperado a partir de https://www.db.com/cr/en/docs/solar_report_full_length.pdf
- Esteve Gómez, N. (2011). Energización de las zonas no interconectadas a partir de las energías renovables solar y eólica, 99.
- European Photovoltaic Industry Association. (2011). Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector – On the road to competitiveness, (September).
- García, A. M. (2006). Evaluación del impacto de la generación distribuida en la operación y planificación de las redes de distribución eléctrica, 192.
- Garzon, Y., & Tunarosa, F. (2013). Smart Grids y generación distribuida en Colombia. *Vinculos*, 10, 303-310.
- International Energy Agency. (2015). Trends 2015 in Photovoltaic Applications. Recuperado a partir de <http://www.iea->

pvps.org/fileadmin/dam/public/report/national/IEA-PVPS_-_Trends_2015_-_MedRes.pdf

- Jeandel, A., & Suez, G. D. F. (2013). *Energy Efficiency Technologies ANNEX II Technical Report for Existing Communities*.
- Jiménez, M., Cadavid, L., & Franco, C. J. (2014). Scenarios of photovoltaic grid parity in Colombia. *Dyna*, 81(188), 237-245. <http://doi.org/10.15446/dyna.v81n188.42165>
- Mantilla González, J. M., Duque Daza, C. A., & Galeano Urueña, C. H. (2008). Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano. *Revista Facultad de Ingeniería*, (44), 97-110.
- Mills, L. (2015). *Global Trends in Clean Energy*.
- Natural Resources Defense Council, & Asociación Chilena de Energías Renovables. (2013). *Beneficios Económicos de Energías Renovables No Convencionales en Chile*.
- Pérez-Arriaga, I. J., Ruester, S., Schwenen, S., Battle, C., & Glachant, J.-M. (2013). *From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs*. Recuperado a partir de <http://cadmus.eui.eu/handle/1814/27615>
- Pérez-Arriaga, I., Knittel, C. R., & Lester, R. (2014). *Utility of the Future Study. Prospectus for an Interdisciplinary MIT Energy Initiative Consortium*.
- Rodríguez Hernández, A. (2009). *La Generación Distribuida y su posible integración al Sistema Interconectado Nacional*.
- U.S. Energy Information Administration. (2015). Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014, 12. Recuperado a partir de http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2014). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*.
- Universidad de los Andes. (2015). Encuesta Longitudinal Colombiana - Mercado laboral, 4-18.
- Wirth, H. (2015). Recent facts about photovoltaics in Germany. Fraunhofer ISE. Recuperado a partir de <http://pschuetzenduebe.webclient5.de/wp-content/uploads/130912-Recent-Facts-PV-Germany.pdf>
- Aswath Damodaran (2015). *Betas by sector, 9 Diciembre 2015*. Recuperado de: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html
- Yahoo Finance (2015). *Market data, 9 Diciembre 2015*. Recuperado de: <http://finance.yahoo.com/market-overview/>

7 ANEXOS

7.1. Desarrollo algebraico Costo Nivelado LCOE

En el momento de hacer la inversión inicial en el proyecto (I_0) los ingresos esperados hasta el periodo n , para un precio de la energía constante igual al LCOE deben ser iguales a los costos esperados; aparece la relación que se presenta a continuación (6), donde OI^* representa otros ingresos diferentes a la venta de energía, como la venta por potencia o firmeza, bonificaciones por tipo de tecnología, servicio de regulación de frecuencia, entre otros.

$$OI^* + \sum_{t=0}^n \frac{LCOE \cdot E(Q_t)}{(1+i)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{E(C_t)}{(1+i)^t} + I_0 \quad (6)$$

$E(Q_t)$: Cantidad de energía esperada por el proyecto
 $E(C_t)$: Costos esperados del proyecto

Debido a que al inicio del proyecto solo se hace la inversión inicial, para este momento del tiempo tanto los costos como la como la energía generada son cero y como el valor de LCOE se asume constante por su definición, así mismo se hace con el valor esperado de los costos y la energía generada con lo que se obtiene:

$$OI^* + LCOE \cdot E(Q_t) \cdot \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^t} = E(C_t) \cdot \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^t} + I_0 \quad (7)$$

Si se define la inversión neta como la diferencia entre la inversión inicial y los otros ingresos que no dependen de la venta de energía, tiene sentido la siguiente agrupación de términos:

$$LCOE \cdot E(Q_t) \cdot \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^t} - E(C_t) \cdot \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^t} = (I_0 - OI^*) \quad (8)$$

$$\rightarrow (LCOE \cdot E(Q_t) - E(C_t)) \cdot \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^t} = (I_0 - OI^*) \quad (9)$$

$$\rightarrow (LCOE \cdot E(Q_t) - E(C_t)) = \frac{(I_0 - OI^*)}{\sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^t}} \quad (10)$$

Si se hace kappa igual a una constante: $k = \left(\sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^t} \right)^{-1}$, la expresión (10) puede describirse así:

$$LCOE = \frac{E(C_t)}{E(Q_t)} + k \cdot \frac{(I_0 - OI^*)}{E(Q_t)} \quad (11)$$

Para simplificar la expresión, si L es el LCOE, C_t es el costo total esperado por unidad de energía esperada en un periodo e *inv* es la inversión neta a valor presente dividida entre la cantidad de energía esperada a generar en un periodo:

$$L = C_t + k \cdot inv \quad (12)$$

Por su parte kappa converge a la expresión:

$$k = \frac{1 - (1+i)^{-n}}{(1+i)^{-1} - (1+i)^{-(n+1)}} < 1 \quad (13)$$

Por expansión en series de Taylor alrededor de $i=0$, queda:

$$\kappa = \frac{1}{n} + \frac{(n+1)}{2n}i + \frac{(n^2-1)}{12n}i^2 + error \quad (14)$$

Y para la cual se puede encontrar que si la tasa de interés es cero, el valor de kappa coincide al inverso de los años de vida útil, coherente con el hecho de que ante la ausencia de costo de oportunidad del dinero, el costo nivelado debe remunerar en cada uno de los años una porción igual de la inversión.

$$\lim_{i \rightarrow 0} k = \frac{1}{n}$$

Además, cuando el número de años tiende a infinito, se encuentra que el valor de kappa es igual a la tasa de interés, coherente con el hecho de que no habría que amortizar a la deuda:

$$\lim_{n \rightarrow \infty} k \rightarrow i$$

		VIDA ÚTIL EN AÑOS							
		5	10	15	20	25	30	35	50
TASA DE INTERÉS REAL, EA	5%	23.10%	12.95%	9.63%	8.02%	7.10%	6.51%	6.11%	5.48%
	6%	23.74%	13.59%	10.30%	8.72%	7.82%	7.26%	6.90%	6.34%
	7%	24.39%	14.24%	10.98%	9.44%	8.58%	8.06%	7.72%	7.25%
	8%	25.05%	14.90%	11.68%	10.19%	9.37%	8.88%	8.58%	8.17%
	8%	25.38%	15.24%	12.04%	10.57%	9.77%	9.31%	9.02%	8.65%
	9%	25.71%	15.58%	12.41%	10.95%	10.18%	9.73%	9.46%	9.12%
	9%	26.04%	15.93%	12.77%	11.35%	10.60%	10.17%	9.91%	9.60%
	10%	26.38%	16.27%	13.15%	11.75%	11.02%	10.61%	10.37%	10.09%
	10%	26.72%	16.63%	13.52%	12.15%	11.44%	11.05%	10.83%	10.57%
	11%	27.06%	16.98%	13.91%	12.56%	11.87%	11.50%	11.29%	11.06%
	12%	27.74%	17.70%	14.68%	13.39%	12.75%	12.41%	12.23%	12.04%

7.2. Definición Hora sol pico

La hora sol pico es una unidad que mide la radiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiancia solar constante de 1,000 W/m². Una hora solar pico equivale a 3.6 MJ/m² o, lo que es lo mismo, 1 kWh/m², tal y como se muestra en la siguiente conversión:

$$1HSP = \frac{1000W * 1h}{m^2} * \frac{3600s}{1h} * \frac{1J/s}{1W} = 3.6 \text{ MJ}/m^2$$

Donde:

J: Julio