

Alternativas para la inclusión de FNCER en la matriz energética colombiana

SER Colombia

Mayo 2017



Building a better
working world

■ ■ ■
The better the question. The better the answer.
The better the world works.

1.

Introducción



1.1 Introducción

El presente documento analiza la viabilidad de la inclusión de las fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) y además, propone un nuevo mecanismo regulatorio para su incorporación en la matriz energética colombiana.

Para empezar se definen los escenarios de penetración de las energías renovables no convencionales en la matriz energética colombiana, teniendo en cuenta el potencial en términos de recursos, la disponibilidad del terreno y el registro de proyectos de FNCER ante la UPME. Y por otra parte, se presenta la metodología utilizada para convertir los datos de recurso en datos de generación para la tecnología solar y eólica.

En el siguiente capítulo se realiza un análisis de complementariedad de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). En primer lugar, se analiza la relación que puede existir entre el recurso hídrico y los recursos no convencionales (sol y viento), así como la complementariedad en términos de generación. Por otro lado, se estudia la complementariedad de la generación de energía de las FNCER con la demanda y se concluye si existe algún tipo de relación entre las variables. Finalmente, se analiza si la entrada de las FNCER puede impactar el comportamiento del precio de bolsa en periodos de baja hidrología.

Además se propone un nuevo mecanismo regulatorio, para incentivar la inclusión de fuentes no convencionales de energía renovables, para la cual se describen los aspectos generales y aspectos específicos tales como: el mecanismo de formación de precios y asignación de cantidades, el mecanismo de liquidación, y se realizan presiones adicionales sobre quienes podrían participar del mecanismo, la moneda en la cual se presentarían las ofertas, la metodología de indexación, el despacho, entre otros.

También se presenta la descripción del modelo de simulación elaborado con el fin de realizar un análisis costo - beneficio de la inclusión de las FNCER en la matriz energética colombiana. Se encuentran los resultados del análisis costo - beneficio arrojados por el modelo de simulación, clasificados como resultados financieros y resultados probabilísticos, desarrollados desde el punto de vista de cada uno de los generadores supuestos, la demanda y el sistema.

A continuación, se cuantifica cual hubiese sido el impacto de la incorporación de las energías renovables no convencionales en la matriz energética del país, concluyendo si las mismas hubieran podido tener impactos positivos en términos de confiabilidad, disponibilidad de contratos y ahorros financieros durante el pasado Fenómeno de El Niño 2015 - 2016.

Finalmente, se estudia la viabilidad de la propuesta mediante ajustes regulatorios que se deberían dar en el mercado energético para que las energías renovables puedan incorporarse a través del mecanismo propuesto en este informe.



2.

Definición de Escenarios

Subcapítulos

2.1 Potencial

2.2 Disponibilidad del terreno

2.3 Registro de proyectos de generación UPME

2.4 Escenarios de inclusión definidos

2.5 Modelamiento de generación eólica

2.6 Modelamiento de generación solar

En este capítulo se definen los escenarios para de penetración de las energías renovables no convencionales en la matriz energética colombiana, teniendo en cuenta el potencial en términos de recursos, la disponibilidad del terreno y el registro de proyectos de FNCER ante la UPME.

Por otra parte, se presenta la metodología utilizada para convertir los datos de recurso en datos de generación para la tecnología solar y eólica.

2.1 Potencial

Con el fin de realizar los análisis sobre complementariedad, viabilidad del mecanismo regulatorio propuesto e impacto de la inclusión de energías renovables no convencionales para la generación de electricidad en Colombia, se definieron tres distintos escenarios de inclusión de estas tecnologías, teniendo en cuenta el potencial geográfico en el país. Adicionalmente, con el fin de validar que los escenarios propuestos correspondan a la realidad y sean posible, se analizaron las siguientes variables:

- Disponibilidad del terreno
- Registro de proyectos de generación de la UPME.

Teniendo en cuenta que las tecnologías a analizar en el presente estudio son la solar y eólica, se definieron las zonas geográficas de la siguiente manera:

- Recurso Eólico: Dado el comportamiento de la rosa de vientos, se diferenciaron las zonas con mayor potencial, es decir la Guajira y Santander.
- Recurso solar: Se eligió un punto de máximo potencial y uno de mínimo potencial para obtener un panorama conservador sobre el potencial de inclusión de FNCER en todo el país. Esto arrojó como resultado, al igual que para el caso eólico las regiones de la Guajira y Santander, que al mismo tiempo permitieron realizar un análisis comparable en términos de geografía.

2.1.1 Potencial eólico

Para el caso del recurso eólico (constituido por la velocidad del viento en m/s a una altura de 80mts, la densidad de aire en kg/m³, la dirección del viento y la temperatura del aire en °C), el potencial se encuentra disponible en regiones específicas en Colombia, como el departamento de La Guajira, la mayor parte la región Caribe, y parte de los departamentos de Santander y Norte de Santander, y en menor proporción en zonas específicas de Risaralda y Tolima. El Valle del Cauca, Huila y Boyacá por su parte, cuentan con recursos aprovechables.

En el caso específico de La Guajira los vientos son considerados como de los mejores en Sur América, dado que allí se concentran los mayores regímenes de vientos alisios que recibe Colombia durante todo el año con velocidades promedio cercanas o superiores a los 9 m/s (a 80 m de altura), a partir de los cuales se estima un potencial energético de capacidad instalable del orden de 18 GW eléctricos. Adicionalmente, al agregar el resto de la costa Caribe, que presenta velocidades un poco menores con zonas costeras igualmente atractivas, el potencial de toda la región Caribe colombiana ascendería a una capacidad instalada de 20 GW.

En el caso de Santander, debido a que el comportamiento de la velocidad del viento es menor de 3 m/s durante una gran parte del día, se calcula un potencial energético de aproximadamente 5 GW.

Con base en esta información los escenarios de generación eólica, son definidos como un porcentaje del potencial nominal como se muestra en la tabla a continuación.

Tabla 1: Porcentajes del potencial nominal para la definición de escenarios - Recurso eólico

	Potencial Nominal	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo
Guajira y Costa Norte	20.000 MW	7,5% - 1.500 MW	3,25% - 650 MW	1,5% - 300 MW
Santander	5.000 MW	10% - 500 MW	3% - 150	0% - 0 MW

Fuente: Datos de potencial nominal UPME - Elaboración propia

2.1.2 Potencial solar

Para el caso del recurso solar, las condiciones del país para el aprovechamiento de la energía solar son muy favorables, ya que la irradiación solar promedio es de 4,5kWh/m²/día, lo cual es mayor que el promedio mundial de 3,9kWh/m²/día. Al igual que el recurso eólico, la costa norte, específicamente la Guajira y Costa Atlántica presentan las mayores irradiaciones promedio, seguidas por la Orinoquía y la Amazonía.

Para la definición de los escenarios, se tuvo en cuenta las mismas regiones geográficas del país que para el recurso eólico, los cuales representan el potencial máximo (Guajira) y el potencial mínimo (Santander).



2.2 Disponibilidad del terreno

El área requerida para cada uno escenario se presenta en las tablas a continuación. Para los cálculos de requerimientos de disponibilidad de terreno para plantas fotovoltaicas, se utilizó el promedio de área directa impactada en plantas fotovoltaicas existentes en Estados Unidos antes de 2013 de capacidad mayor a 20 MW, que incluyeron 744 plantas de eje fijo y 630 plantas de un eje, de acuerdo a lo descrito por Ong et al. (2013). Para los cálculos de requerimientos de disponibilidad de terreno de plantas eólicas, se utilizó el promedio de área directa de 161 plantas eólicas existentes en Estados Unidos construidas entre 2000-2009, de acuerdo a lo descrito por Denholm et al. (2009).

Para ambos casos se utiliza la medida de impacto directo de área, que incluye la construcción de la planta y la infraestructura eléctrica (subestación, inversor y otros componentes eléctricos).

Tabla 2: Requisito de terreno para cada zona, bajo tres escenarios de integración de capacidad fotovoltaica en Colombia (2.3-3.6 hectárea/MW)

	Zona 1: Santander 1	Zona 2: Santander 2	Zona 3: Guajira 1	Zona 4: Guajira 2	Total Nacional Solar
Bajo	12,5 MW	12,5 MW	12,5 MW	12,5 MW	50 MW
	29-45 hectáreas	29-45 hectáreas	29-45 hectáreas	29-45 hectáreas	115-180 hectáreas
Medio	42,5 MW	42,5 MW	42,5 MW	42,5 MW	170 MW
	100-150 hectáreas	100-150 hectáreas	100-150 hectáreas	100-150 hectáreas	400-600 hectáreas
Alto	75 MW	75 MW	75 MW	75 MW	300 MW
	175-275 hectáreas	175-275 hectáreas	175-275 hectáreas	175-275 hectáreas	700-1100 hectáreas

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3: Requisito de terreno para cada zona, bajo tres escenarios de integración de capacidad fotovoltaica en Colombia (2.3-3.6 hectárea/MW)

	Zona 5: Santander viento	Zona 6: Guajira viento	Total Nacional Eólico* (MW)
Bajo	0 MW	300 MW	300 MW
		240 (20-700) hectáreas	240 (20-700) hectáreas
Medio	150 MW	650 MW	800 MW
	120 (10-350) hectáreas	520 (40-1.650) hectáreas	640 (50-2.000) hectáreas
Alto	500 MW	1.500 MW	2.000 MW
	400 (30-1.200) hectáreas	1.200 (60-3.600) hectáreas	1.600 (120-4.800) hectáreas

Fuente: Elaboración propia

(*) El 80% de las plantas estudiadas utilizan 0,8 hectáreas/MW. La muestra presenta una variación entre 0,06-2,4 hectárea/MW, y este número se muestra en paréntesis. El uso del terreno depende del aprovechamiento de la dirección del viento y la distancia entre aerogeneradores.



2.3 Proyectos de generación UPME

Para conocer la realidad de los proyectos de generación solar y eólica, se consultó el registro de proyectos de generación de la UPME, el cual es un mecanismo de inscripción voluntario e informativo para que la Unidad pueda tenerlo en cuenta en las proyecciones de demanda y de generación.

Tabla 4: Proyectos de generación UPME (2016)

Tecnología	Capacidad MW	Número de proyectos registrados
Solar	1.246	160
Eólico	1.638	14

Fuente: Datos UPME - Elaboración propia

Tabla 5: Porcentajes de Construcción

Tecnología	Capacidad MW	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo
Solar	1.246	24%	13%	4%
Eólico	1.638	122%	48%	18%

Fuente: Datos UPME - Elaboración propia



2.4 Escenarios de inclusión definidos

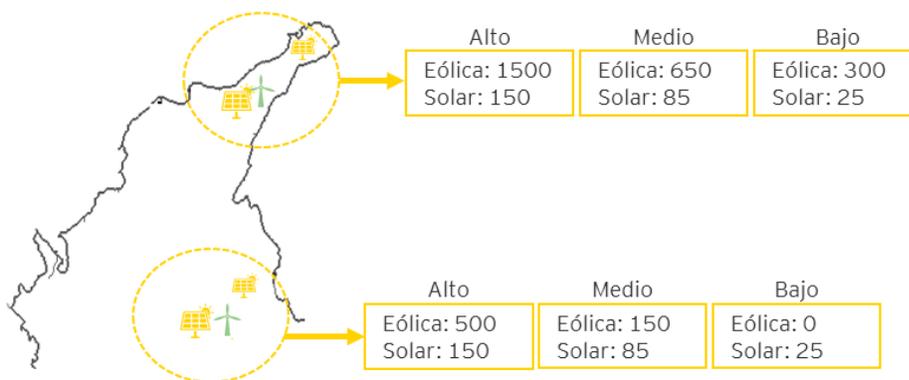
Teniendo en cuenta todas las variables anteriormente mencionadas, se determinó que los escenarios posibles serían los siguientes:

Tabla 6: Escenarios de capacidad fotovoltaica y eólica en Colombia

Escenario	Solar fotovoltaico (MW)	Eólico (MW)
Alto	300	2.000
Medio	170	800
Bajo	50	300

Fuente: Elaboración propia

Gráfica 1: Distribución de la capacidad en Colombia



Fuente: Elaboración propia

En las secciones a continuación se describe el modelamiento de la generación para el cual se utilizaron dos metodologías de simulación: para el recurso solar, se utilizó el software de modelamiento de NREL SAM, con información de recurso histórico de NREL. Y para la generación eólica, se modeló la energía generada por aproximación de factor de capacidad variable de Rayleigh, con información de recurso histórica horaria proporcionada por Vestas. Así mismo se utilizó información proporcionada por algunas las empresas miembro de SER Colombia.



2.5 Modelamiento de generación eólica

Para obtener datos de generación eólica a partir de la información de recurso disponible, se realizó una simulación por factor de capacidad variable de aproximación Rayleigh, con datos de recurso históricos horarios a 80m - 120 m; en las coordenadas geográficas de un punto en la Guajira y uno en Santander.

Para modelar el caso de la Guajira se supusieron unas turbinas V90/3000, con las siguientes características:

- Fabricante: Vestas (Dinamarca)
- Potencia: 3 000 kW
- Diámetro: 90 m
- Área de barrido: 6 362 m²
- Densidad de potencia: 2.13 m²/kW
- Número de palas: 3
- Velocidad del viento: ~ 9 m/s

Para el caso de Santander, teniendo en cuenta que existen zonas horarias donde la velocidad del viento baja significativamente, se tuvieron en cuenta las turbinas V136/3450, más modernas las cuales tienen un mayor diámetro y requieren menor mínima velocidad del viento para funcionar, sus características son:

- Fabricante: Vestas (Dinamarca)
- Potencia: 3 450 kW
- Diámetro: 136 m
- Área de barrido: 14 527 m²
- Densidad de potencia: 4.22 m²/kW
- Número de palas: 3
- Velocidad del viento: ~ 9 m/s

La ubicación exacta (latitud y longitud) de la capacidad eólica en Colombia, es de carácter confidencial.

Los datos de recurso utilizados son históricos horarios desde el 2000 hasta el 2017, a 80m - 120m de altura, también se tuvo en cuenta la velocidad y dirección del viento, y las condiciones de funcionamiento de los dos tipos de turbina para modelar la generación.



2.6 Modelamiento de generación solar

Para encontrar los datos de generación a partir de recurso solar se seleccionaron dos puntos de la Guajira y dos puntos de Santander, uno como límite superior y otro como límite inferior de irradiación directa normal promedio del año tradicional (TMY), visible de acuerdo a la escala de color de la base de datos de irradiación nacional (NSRDB, por sus siglas en inglés), del Laboratorio Nacional de Energía Renovable de Estados Unidos (NREL 2015).

Los cuatro puntos seleccionados presentan un rango de elevación entre 18 - 3.353 m sobre el nivel del mar. La descripción de cada punto y su ubicación geográfica se documentan en la tabla siguiente:

Tabla 7: Ubicación de capacidad solar instalada

Zona	Código NSRDB	Latitud	Longitud	Nombre	Irradiación diaria promedio de año tradicional (kWh/m ² /día)	Detalle
1	1267540	7.17	-72.9	Santander 1	5,26	Aprox. 60 km oriente de Bucaramanga
2	1256596	6.69	-73.22	Santander 2	6,06	Aprox. 120 km sur de Bucaramanga
3	1310753	12.01	-71.54	Guajira 1	6,49	Aprox. 170 km Nororiente de Maicao
4	1293160	11.97	-72.1	Guajira 2	6,11	Aprox. 90 km Nororiente de Maicao

Fuente: Elaboración propia

Los datos de recurso utilizados son horarios para el año tradicional (TMY), y semi-horarios para los años 2000-2015. El modelamiento de generación solar a partir de datos de recurso se realizó con la herramienta SAM¹, diseñada por NREL.

Se utilizó como parque base una instalación solar de capacidad de 20 MW en cada uno de los cuatro puntos y se realizó un escalamiento directo para cada uno de los escenarios, asumiendo que parques de capacidad mayor a 20 MW no tendrán ganancias en eficiencia representativas.

¹ Los presupuestos de SAM incluyen: tasa de conversión del inversor DC/AC=1.1; eficiencia del inversor=0.96; paneles de eje fijo con tilt= 39 grados y azimuth=180 grados; total pérdidas del Sistema=14.08%; tasa de degradación de los paneles=0.5%/año; vida útil de los paneles=25 años.



3.

Análisis de Complementariedad

Subcapítulos

3.1 Complementariedad en términos de recursos y generación de energía

3.2 Complementariedad con la curva de demanda

2.3 Complementariedad con el precio de bolsa

En el siguiente capítulo se realiza un análisis de complementariedad de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).

En primer lugar, se analiza la relación que puede existir entre el recurso hídrico y los recursos no convencionales (sol y viento), así como la complementariedad en términos de generación.

Por otro lado, se estudia la complementariedad de la generación de energía de las FNCER con a demanda y se concluye si existe algún tipo de relación entre las variables.

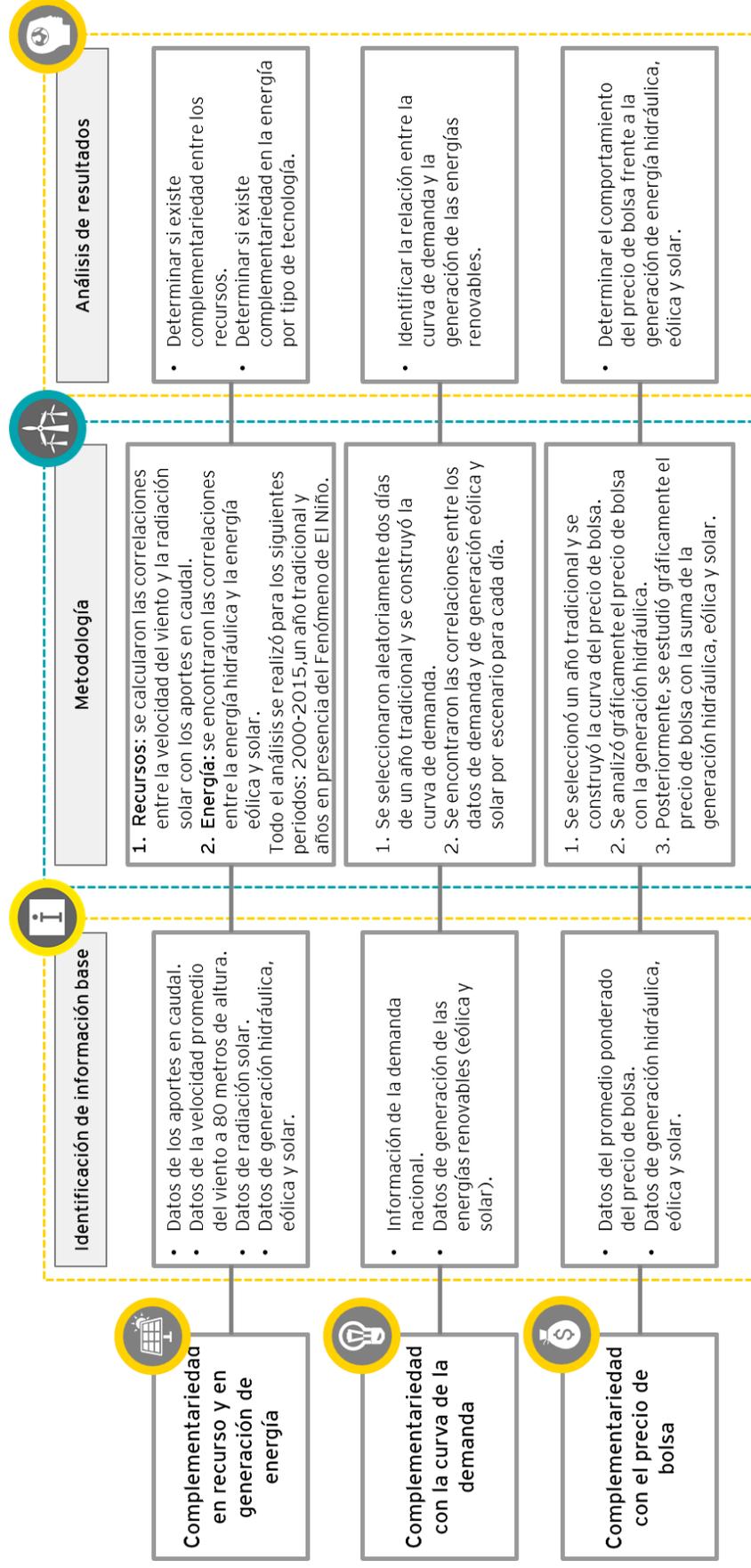
Finalmente, se analiza si la entrada de las FNCER puede impactar el comportamiento del precio de bolsa en periodos de baja hidrología.



3. Análisis de Complementariedad

La siguiente metodología describe los componentes del análisis de complementariedad:

Gráfica 2 : Metodología análisis de complementariedad



Fuente: Elaboración propia

3.1 Recursos y generación de energía

Con el fin de determinar la viabilidad y conveniencia de la implementación de nuevos tipos de tecnología para la generación de energía eléctrica en Colombia, es relevante determinar si existe complementariedad en términos de recursos naturales y de generación de energía, para lo cual se realizó un análisis a partir de los datos de recurso (sol y viento) y de generación, determinados de acuerdo a los escenarios descritos previamente. La metodología utilizada se describe a continuación:

3.1.1 Metodología para el análisis de complementariedad

- **Recursos naturales**

Teniendo en cuenta que el recurso hidráulico es predominante en Colombia, para analizar la complementariedad existente entre los recursos naturales disponibles para generación, se contó con la información sobre aportes hídricos en caudal (m³/s) publicada por XM.

Asimismo, se tuvo en cuenta los datos de velocidad promedio del viento (m/s) a 80 metros de altura (proporcionados por VESTAS), y los datos de radiación directa (w/m²) de NREL, para los recursos eólico y solar respectivamente. Estos datos fueron analizados con una periodicidad mensual desde el año 2000 hasta el 2015, para comparar gráfica y estadísticamente la relación que existe entre estos tres tipos de recurso.

Como resultado se identificó la correlación existente entre la radiación y los aportes en caudal; y la velocidad del viento y los aportes en caudal para los siguientes periodos:

1. Año tradicional: 2007
2. 1º Periodo en presencia del el Fenómeno de El Niño: Entre octubre de 2009 y marzo de 2010
3. 2º Periodo en presencia del el Fenómeno de El Niño: Entre octubre de 2015 y marzo de 2016

Para comprobar la existencia de complementariedad entre los recursos naturales, se espera que los coeficientes de las correlaciones sean negativos, reflejando que durante los momentos de baja hidrología, los recursos de las energías renovables son abundantes.

- **Generación de energía**

Teniendo en cuenta los escenarios descritos en la sección anterior, se obtuvieron datos de generación de energía eólica y solar para el periodo 2000 - 2015. Además, se consideró la información de generación hidráulica publicada en el portal virtual de XM, para los mismos 15 años. A partir de estos datos se identificó el comportamiento de la generación por tipo de tecnología y se analizó estadísticamente.

Adicionalmente, el análisis se llevó a cabo para los tres escenarios de generación (alto, medio y bajo) en diferentes los periodos:

1. Año tradicional: 2007
2. 1º Periodo en presencia del el Fenómeno de El Niño: Entre octubre de 2009 y marzo de 2010
3. 2º Periodo en presencia del el Fenómeno de El Niño: Entre octubre de 2015 y marzo de 2016

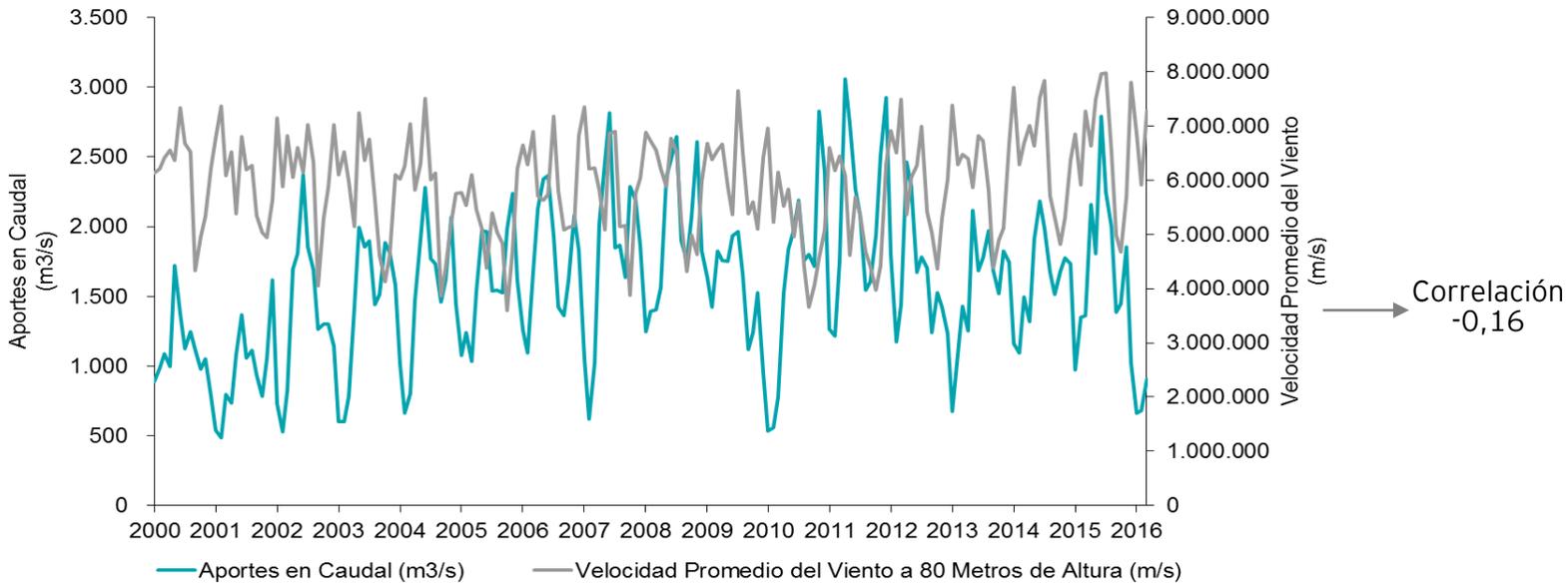
Al igual que para el análisis de complementariedad de recursos naturales, para el caso de la generación, se obtuvo el coeficiente de correlación de Pearson entre las variables de generación eólica y solar con la generación hidráulica, de los cuales se espera obtener valores negativos, que comprueben que ante momentos de baja generación hidráulica, la generación de las FNCER aumenta.

3.1.2 Análisis de Resultados

- **Recurso Eólico**

Al aplicar la metodología expuesta anteriormente, se evidencia que el comportamiento de los aportes en caudal presenta una correlación negativa, respecto a la velocidad promedio del viento durante el periodo analizado, encontrando así que en épocas de baja hidrología existe mayor presencia de recurso eólico. En particular, en la siguiente gráfica se puede apreciar que el coeficiente de correlación entre las variables es de -0,16, hecho que comprueba la existencia de complementariedad.

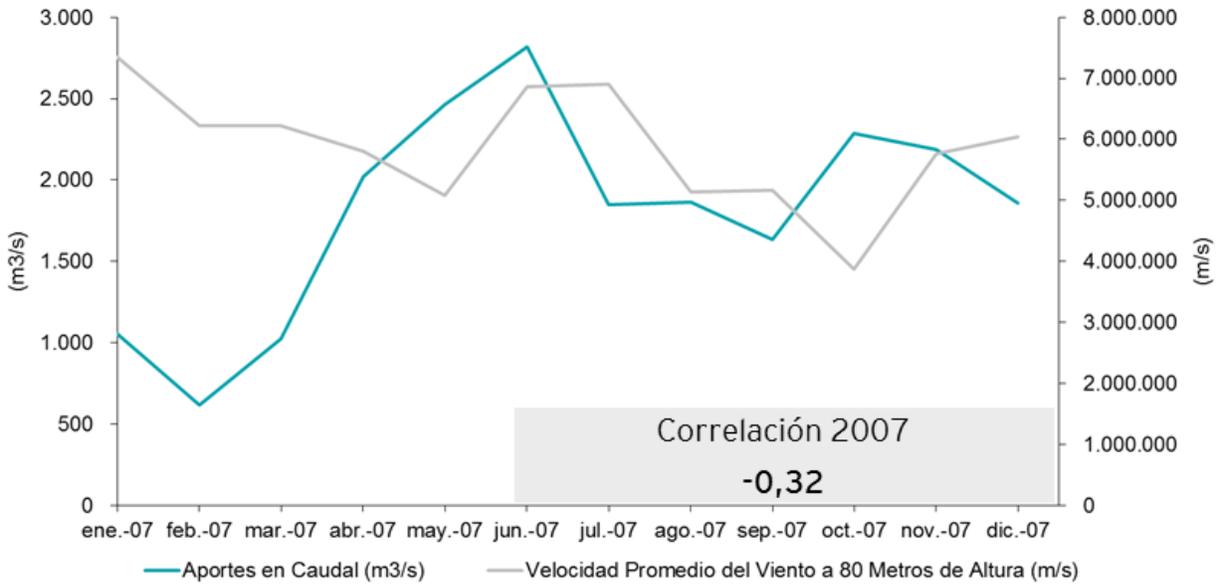
Gráfica 3: Complementariedad entre el recurso hídrico y eólico (2000-2015)



Fuente: Datos XM, VESTAS - Elaboración propia

A su vez, cuando se analizan las variables para un año tradicional, se encuentra el mismo comportamiento. En la gráfica que se presenta a continuación se evidencia la existencia de complementariedad entre los recursos durante el año 2007, mostrando una correlación negativa (-0,32).

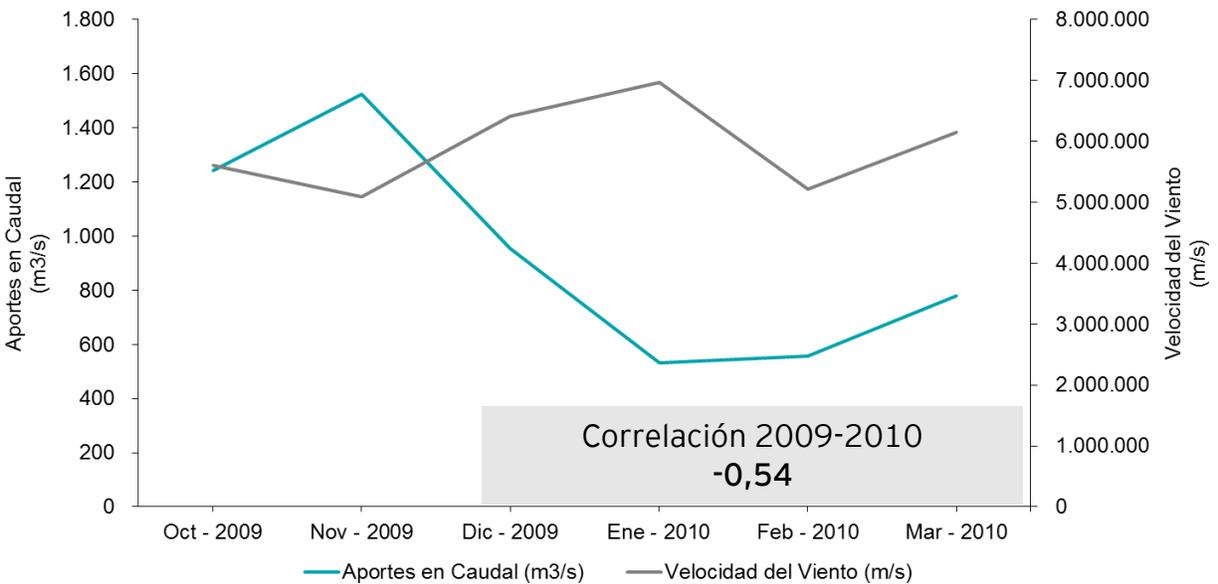
Gráfica 4: Complementariedad entre el recurso hídrico y eólico (2007)



Fuente: Datos XM, VESTAS - Elaboración propia

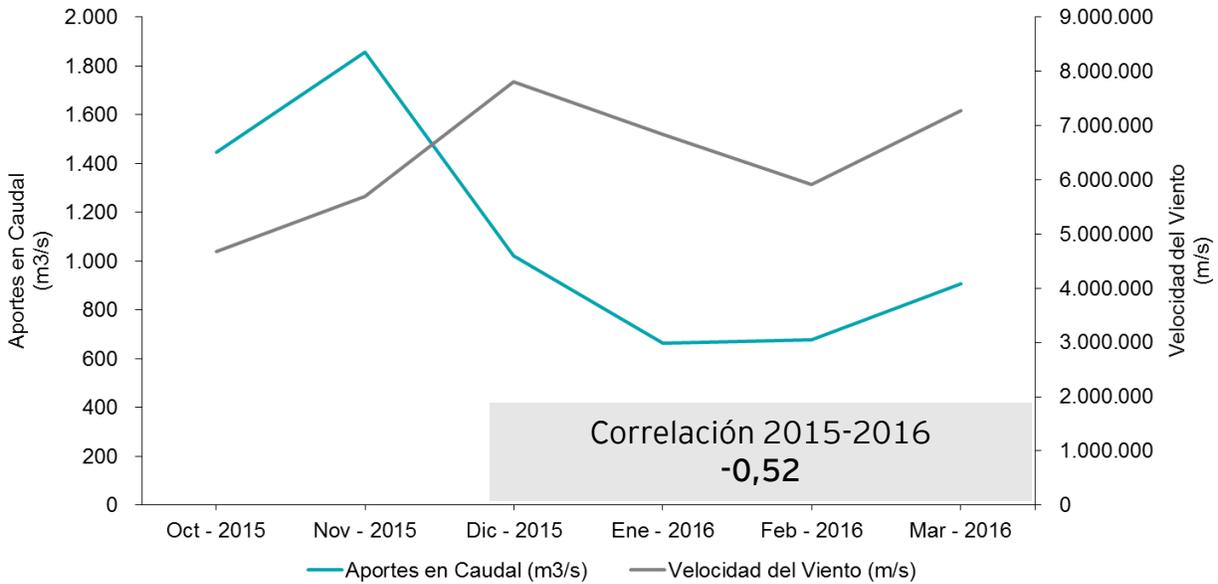
Tal situación también se observa cuando se analizan los periodos en presencia del Fenómeno de El Niño, en los cuales se evidencia una correlación negativa en ambos periodos. En efecto, esta característica corrobora la existencia de una complementariedad fuerte (-0,53 y -0,51) en los momentos de hidrología crítica, situación que podría ser favorable para la confiabilidad del sistema.

Gráfica 5: Complementariedad entre el recurso hídrico y eólico (2009-2010)



Fuente: Datos XM, VESTAS - Elaboración propia

Gráfica 6: Complementariedad entre el recurso hídrico y eólico (2015-2016)

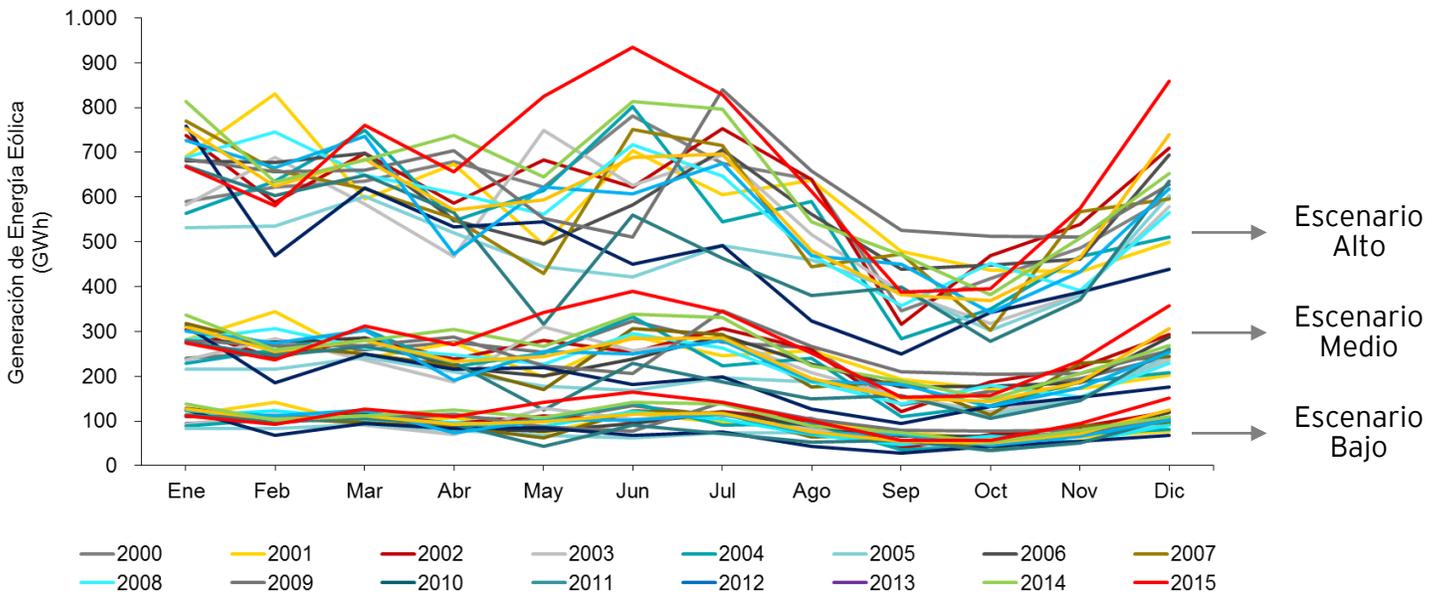


Fuente: Datos XM, VESTAS - Elaboración propia

• **Generación Eólica**

Ahora bien, revisando la serie histórica de la generación de energía eólica por escenario, desde el año 2000 hasta el 2015, se puede evidenciar una alta dispersión de la generación entre meses. Además se observa una mayor dispersión de los datos a medida de que los escenarios de generación aumentan.

Gráfica 7: Generación de energía eólica por escenario (2000 - 2015)



Fuente: Datos VESTAS - Elaboración propia

La tabla a continuación presenta los promedios y desviaciones mensuales de generación desde el 2000 hasta el 2015, allí se observa que en un año la dispersión promedio es de 130 GWh, 56 GWh y 26 GWh, para los escenarios alto, medio y bajo, respectivamente.

No obstante la tendencia entre años se comporta de manera similar. Cuando se analiza la desviación entre años se observa que esta es en promedio 91 GWh para el escenario alto, 39 GWh par el escenario medio y 18 GWh para el escenario bajo.

Por lo cual se puede concluir que la dispersión anual disminuye en un 30% para todos los escenarios en comparación con la dispersión mensual.

**Tabla 8: Estadísticas descriptivas mensuales por escenario
Generación eólica (2000-2015)**

Año	Promedio por escenario			Desviación por escenario			Varianza por escenario		
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
2000	591	241	95	120	52	24	14.341	2.671	560
2001	590	239	93	124	53	24	15.272	2.819	580
2002	612	249	98	126	54	24	15.808	2.913	599
2003	548	222	86	136	59	27	18.562	3.483	742
2004	555	225	88	146	63	29	21.419	3.970	825
2005	474	190	71	91	39	18	8.328	1.558	332
2006	583	237	93	106	45	20	11.154	2.038	410
2007	574	232	90	142	61	28	20.187	3.757	786
2008	571	231	90	128	55	26	16.428	3.078	654
2009	620	252	99	101	44	20	10.292	1.893	385
2010	468	187	70	138	59	26	19.139	3.458	676
2011	491	198	76	139	60	28	19.307	3.640	784
2012	568	232	92	129	56	26	16.690	3.139	672
2013	587	240	95	135	58	27	18.193	3.385	708
2014	640	263	106	141	61	28	19.772	3.702	785
2015	674	277	112	175	76	35	30.730	5.736	1206

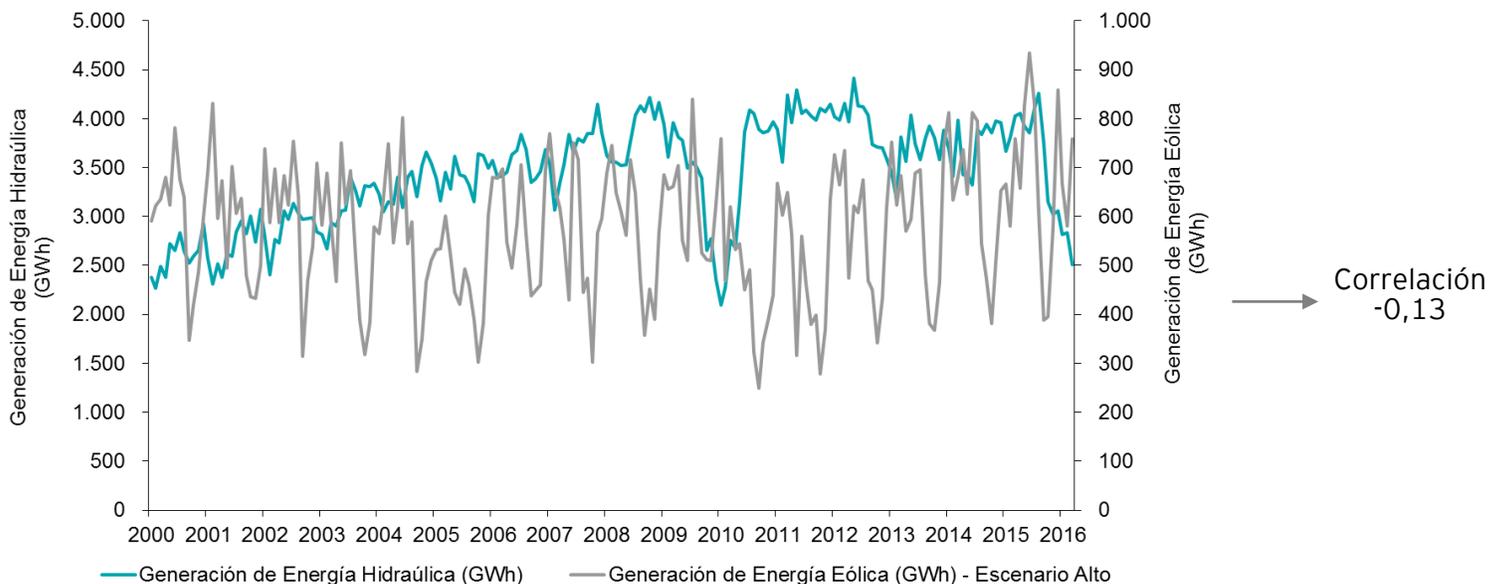
**Estadísticas descriptivas anuales por escenario
Generación eólica (2000-2015)**

Periodo	Promedio por escenario			Desviación por escenario			Varianza por escenario		
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
2000-2015	572	232	91	91	39	18	9.201	1.650	344

Fuente: Datos VESTAS - Elaboración propia

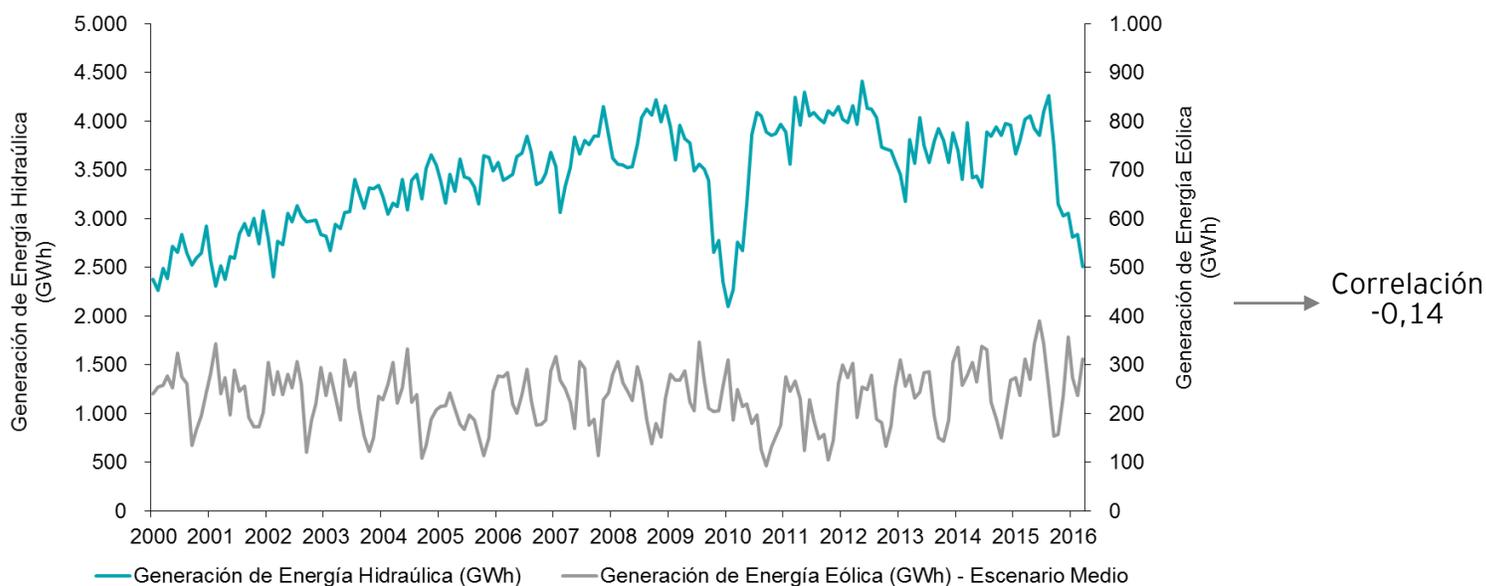
Teniendo en cuenta el comportamiento de la generación eólica, se analiza la complementariedad existente con la generación de energía hidráulica, para cada uno de los escenarios con una periodicidad de quince años. Lo que se aprecia en las siguientes gráficas es un comportamiento inverso entre las variables de generación. En general, esta tendencia se mantiene para los tres escenarios.

Gráfica 8: Complementariedad entre la generación hidráulica y eólica (2000-2015)
Escenario alto



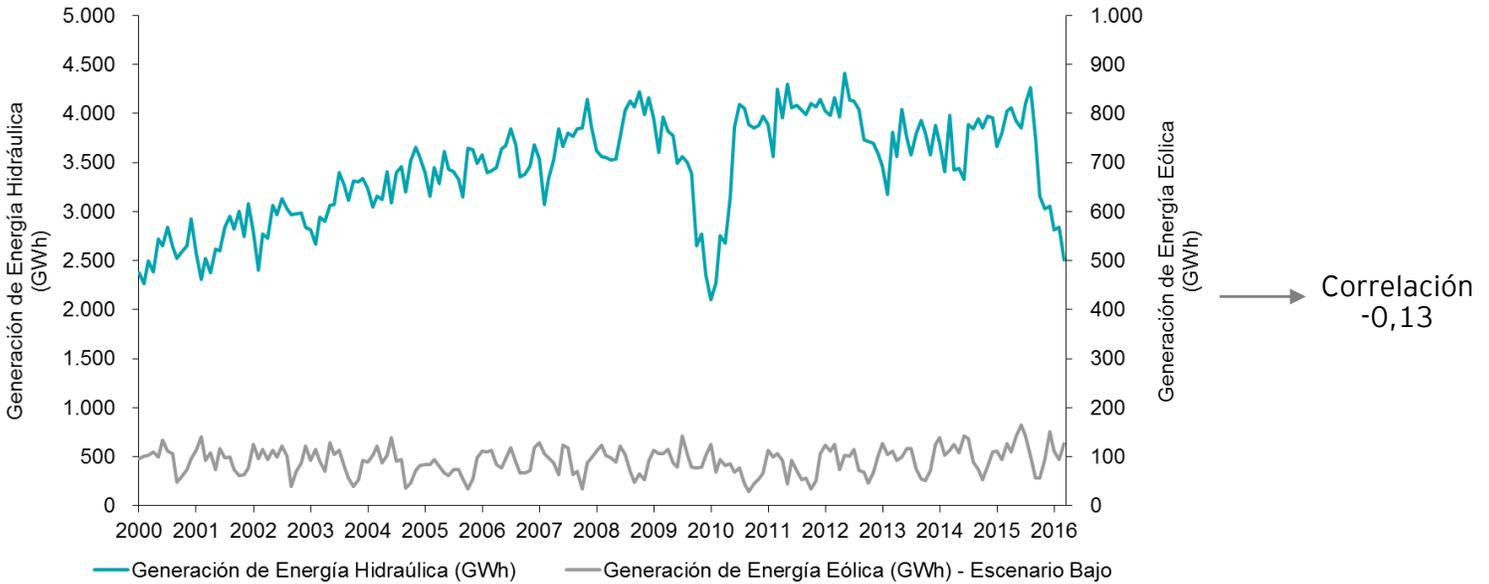
Fuente: Datos XM, VESTAS - Elaboración propia

Gráfica 9: Complementariedad entre la generación hidráulica y eólica (2000-2015)
Escenario medio



Fuente: Datos XM, VESTAS - Elaboración propia

**Gráfica 10: Complementariedad entre la generación hidráulica y eólica (2000-2015)
Escenario bajo**

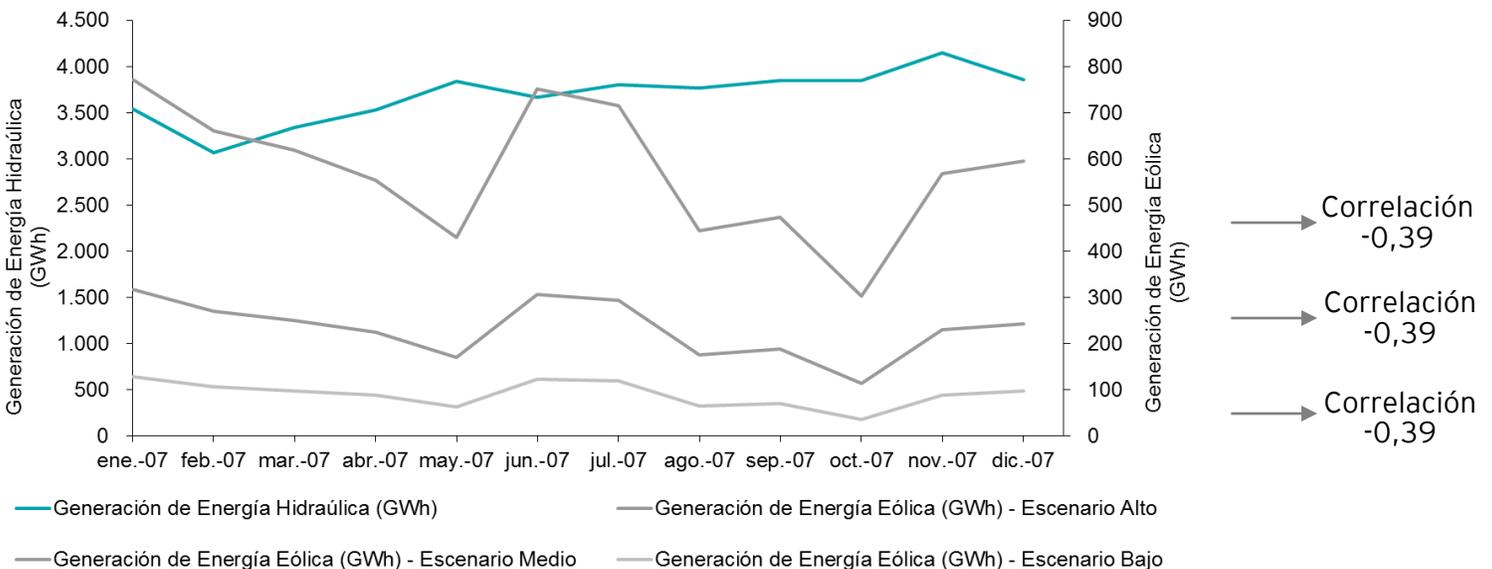


Fuente: Datos XM, VESTAS - Elaboración propia

En efecto, el comportamiento inverso de las gráficas se observa mediante el análisis de correlación, en el cual se encuentra que para los tres escenarios su coeficiente es en promedio de -0,13, presentándose la mayor correlación en el escenario medio.

La tendencia encontrada anteriormente también se evidencia durante el análisis de un año tradicional (año 2007). En la gráfica a continuación, se puede ver que la generación de energía hidráulica presenta complementariedad con la generación eólica, de hecho, para el periodo de tiempo analizado, en cada uno de los escenarios, el coeficiente de correlación fue de -0,39.

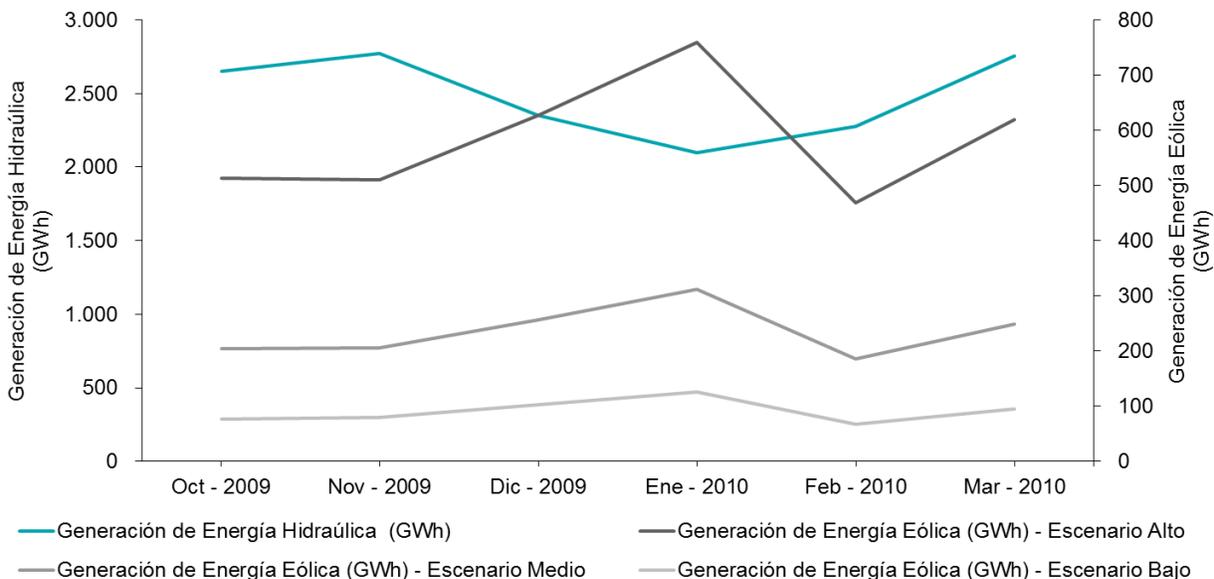
Gráfica 11: Complementariedad entre la generación hidráulica y eólica por escenario (2007)



Fuente: Datos XM, VESTAS - Elaboración propia

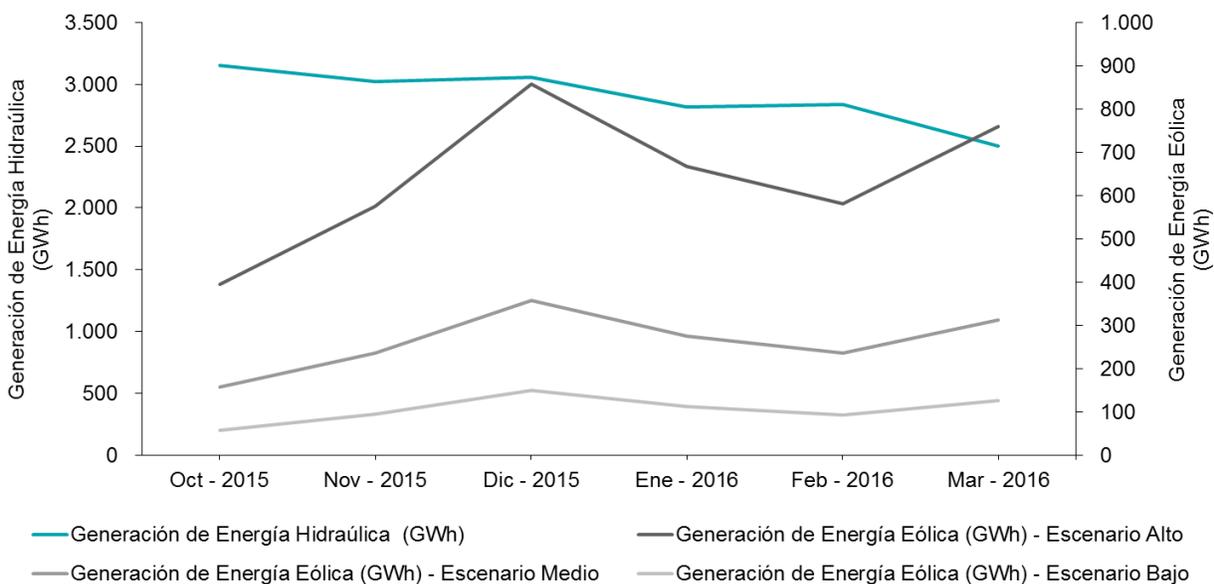
Asimismo se evidencia para los periodos analizados en presencia del Fenómeno de El Niño, que en los momentos de menor generación de energía hidráulica, es cuando se cuenta con una mayor generación eólica. Por ejemplo, la relación se hace evidente entre los meses de noviembre del 2009 y enero del 2010, al igual que en los meses de febrero y marzo del 2016.

Gráfica 12: Complementariedad la generación hidráulica y eólica por escenarios (2009-2010)



Fuente: Datos XM, VESTAS - Elaboración propia

Gráfica 13: Complementariedad la generación hidráulica y eólica por escenarios (2015-2016)



Fuente: Datos XM, VESTAS - Elaboración propia

La siguiente tabla de correlaciones destaca la complementariedad entre las variables de generación durante los episodios de baja hidrología. Durante el primer periodo en presencia del Fenómeno de El Niño, el coeficiente de correlación para los tres escenarios fue en promedio de -0,49, el cual representa una mayor complementariedad en comparación con el año tradicional (-0,39). De igual forma, para el segundo periodo, el coeficiente de correlación promedio fue de -0,41, lo que confirma que el comportamiento se repite durante este periodo.

Tabla 9: Correlaciones entre la energía hidráulica y eólica por escenario (2009-2010 y 2015-2016)

Escenario	Correlaciones	
	4º trimestre del 2009 - 1º trimestre del 2010	4º trimestre del 2015 - 1º trimestre del 2016
Alto	-0,48	-0,44
Medio	-0,49	-0,42
Bajo	-0,50	-0,39

Fuente: Datos XM, VESTAS - Elaboración propia

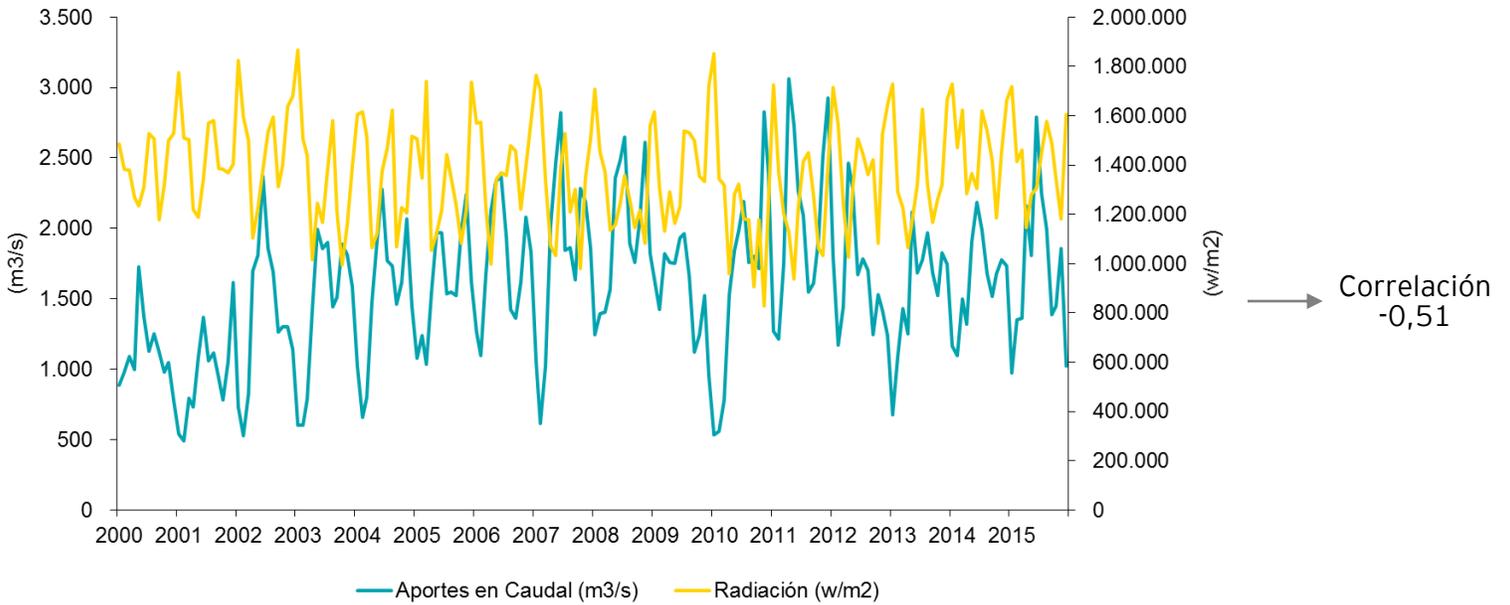
Del análisis anterior se destaca que la complementariedad existente entre el recurso eólico (medido en velocidad promedio del viento) y el recurso hídrico (medido en aportes en caudal) es mayor (-0,16) que la complementariedad existente entre la generación eólica e hidráulica (-0,13), en cualquiera de los tres escenarios.

Lo cual puede atribuirse al hecho de que, por limitaciones técnicas, el total de los recursos naturales no puede ser convertido en energía. Sin embargo, en épocas de baja hidrología, se esperaría que la generación de energía eólica aporte una cantidad importante de energía al sistema.

• Recurso Solar

Las gráficas presentadas a continuación presentan la correlación existente entre los datos de recurso hidráulico y solar. En estas se observa un comportamiento inverso entre los años 2009 y 2010, es decir, que cuando los aportes hídricos medidos en caudal disminuyen, la radiación solar aumenta y viceversa. Además, se evidenció el mismo comportamiento durante el año 2007 y durante el fenómeno de El Niño del que se presentó durante el periodo comprendido entre el último trimestre del año 2015 y el primer trimestre del 2016.

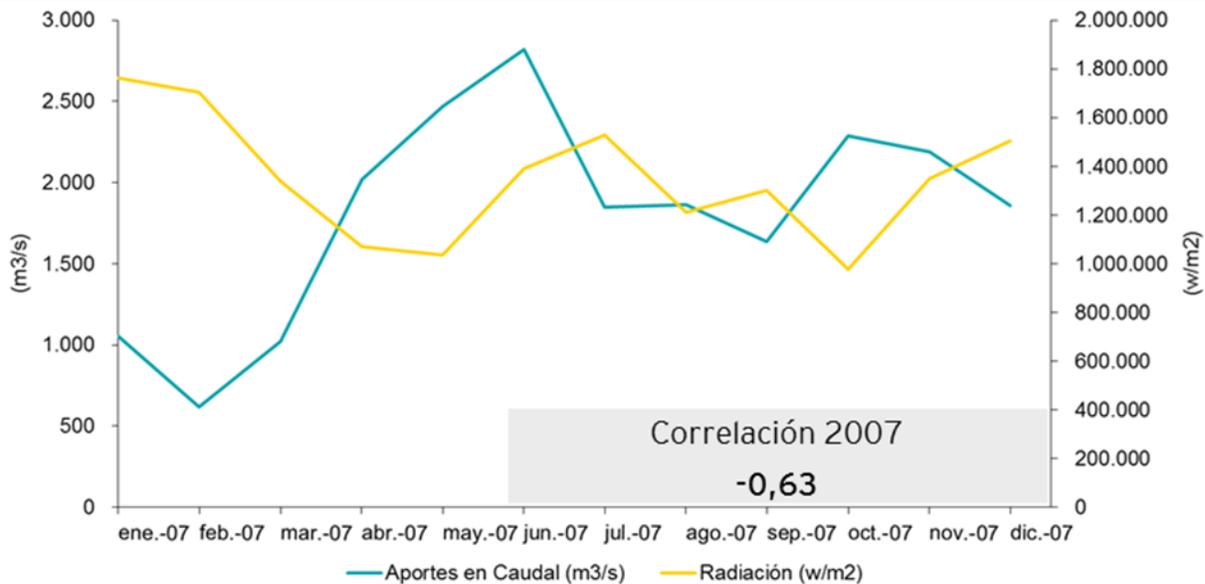
Gráfica 14: Complementariedad entre el recurso hídrico y solar (2000-2015)



Fuente: Datos XM, NREL - Elaboración propia

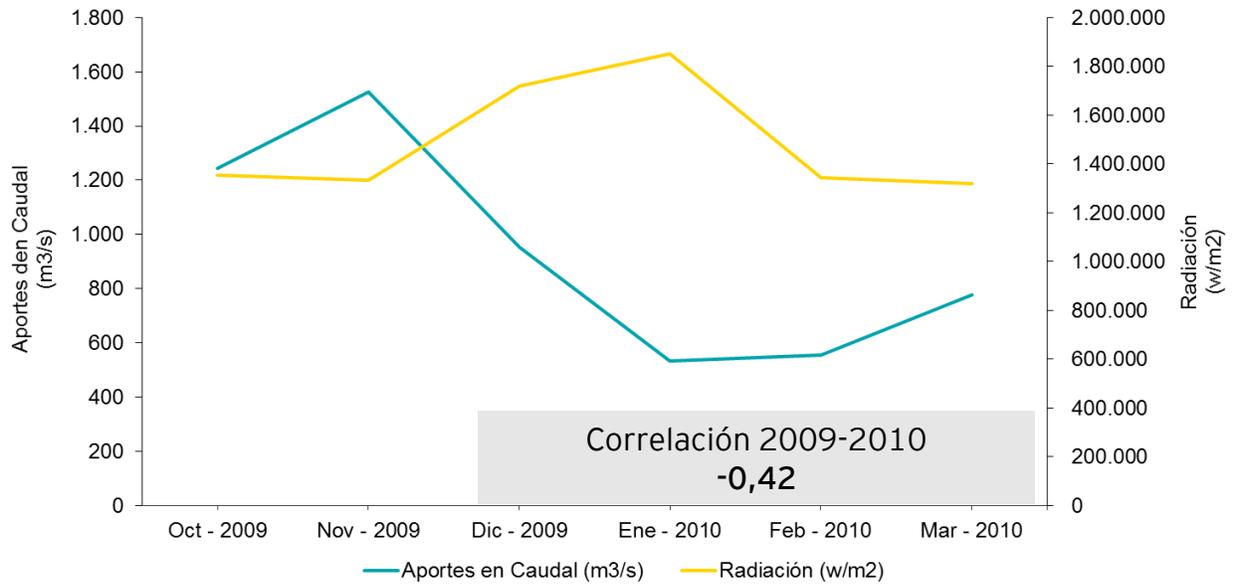
De la gráfica anterior, se destaca una tendencia inversa entre las variables. A su vez, el indicador de correlación es lo suficientemente alto como para afirmar que existe una complementariedad fuerte entre los aportes en caudal y la radiación directa en el periodo que comprende los años 2000-2015. Ahora bien, cuando se analizan por separado un año tradicional y los dos trimestres en presencia del Fenómeno de El Niño, también se evidencia una relación marcada en todos los periodos, siendo el coeficiente de correlación del año tradicional de (-0,63), y el del primer y segundo periodo en presencia del Fenómeno de El Niño de -0,41 y -0,79, respectivamente. Para ilustrar, se presentan las siguientes gráficas:

Gráfica 15: Complementariedad entre el recurso hídrico y solar (2007)



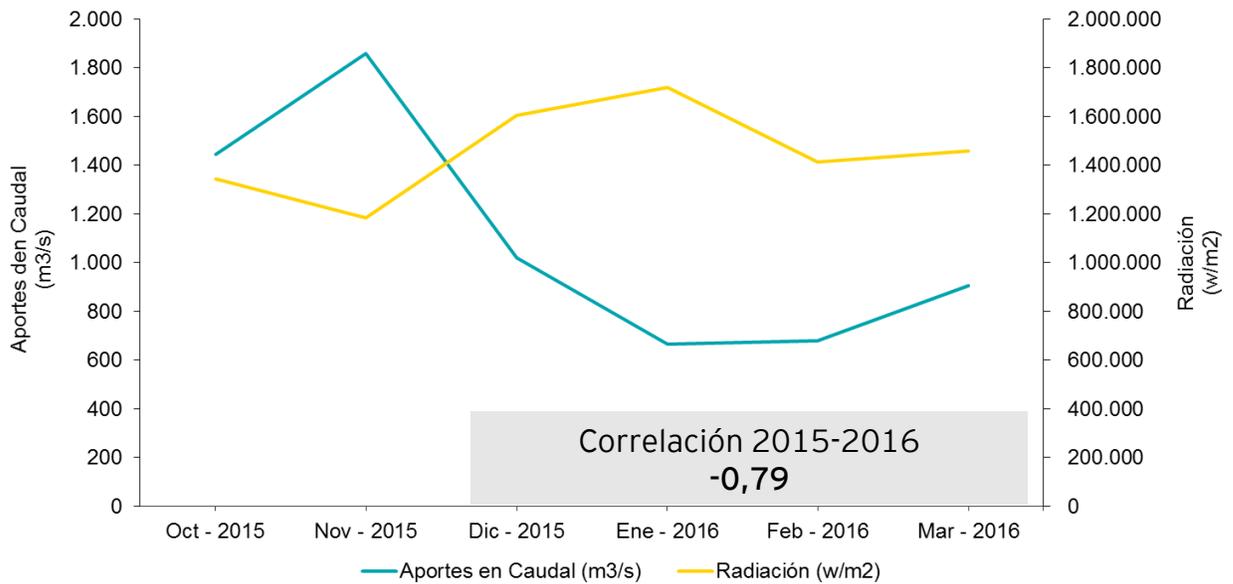
Fuente: Datos XM, NREL - Elaboración propia

Gráfica 16: Complementariedad entre el recurso hídrico y solar (2009-2010)



Fuente: Datos XM, NREL - Elaboración propia

Gráfica 17: Complementariedad entre el recurso hídrico y solar (2015-2016)

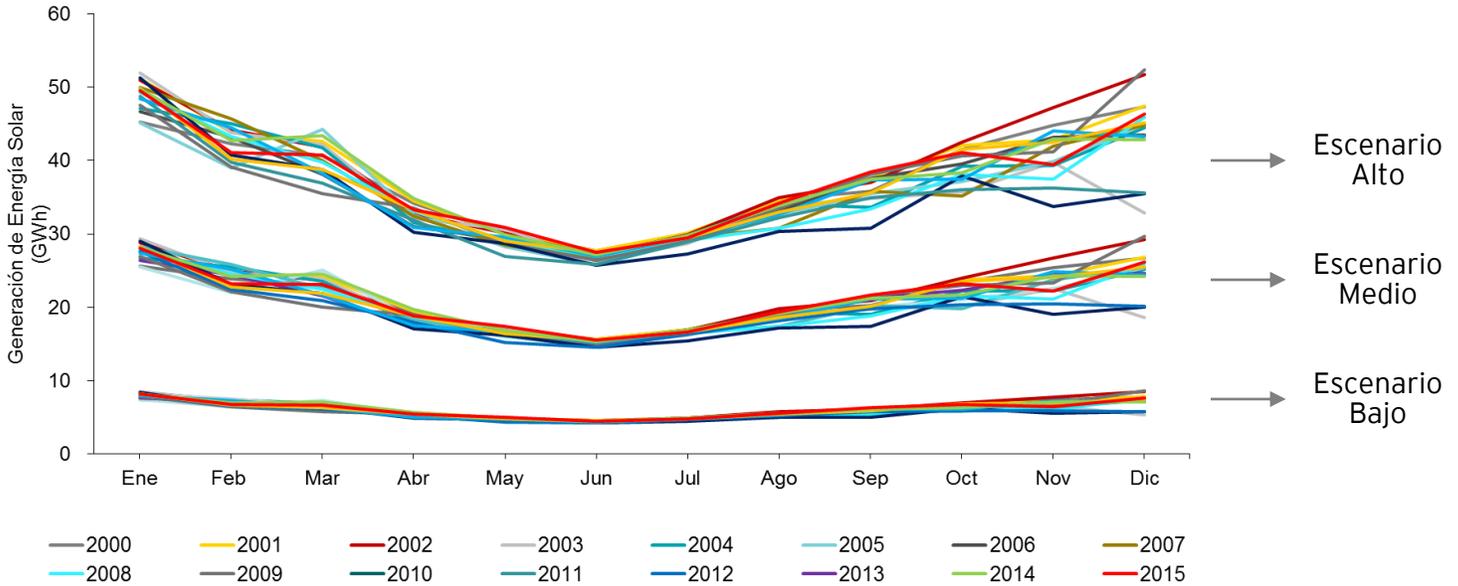


Fuente: Datos XM, NREL - Elaboración propia

• Generación Solar

Una característica de la generación de energía solar es el hecho de que para todos los años y para cada escenario, los datos siguen la misma tendencia. Esto se puede evidenciar a través del cálculo de estadísticas descriptivas, que indica que la desviación de la generación entre años es de 2 GWh, 1 GWh y 0,3 GWh, para cada escenario respectivamente (alto, medio y bajo).

Gráfica 18: Generación de energía solar por escenario (2000-2015)



Fuente: Datos NREL - Elaboración propia.

No obstante, también se observa una variabilidad importante entre los meses del año, con una marcada disminución de la generación durante la mitad del año. De acuerdo a las estadísticas descriptivas analizadas, se encontró que la desviación estándar para el escenario alto es en promedio de 37 GWh, mientras que para los escenarios medio y bajo es de 21 GWh y 6 GWh, respectivamente.

Lo anterior significa que la dispersión anual para el escenario alto, medio y bajo disminuye 71% frente a la dispersión mensual.

**Tabla 10: Estadísticas descriptivas mensuales por escenario
Generación solar (2000-2015)**

Año	Promedio por escenario			Desviación por escenario			Varianza por escenario		
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
2000	38	22	6	7	4	1	44	14	1
2001	39	22	6	7	4	1	56	18	2
2002	39	22	7	8	5	1	71	23	2
2003	36	20	6	7	4	1	52	17	1
2004	37	21	6	7	4	1	47	15	1
2005	36	21	6	7	4	1	45	14	1
2006	37	21	6	7	4	1	45	15	1
2007	37	21	6	8	4	1	58	19	2
2008	36	21	6	7	4	1	51	17	1
2009	37	21	6	8	4	1	60	19	2
2010	34	19	6	7	4	1	51	16	1
2011	35	20	6	6	3	1	38	12	1
2012	37	21	6	7	4	1	49	16	1
2013	37	21	6	7	4	1	49	16	1
2014	38	21	6	7	4	1	47	15	1
2015	38	21	6	7	4	1	45	15	1

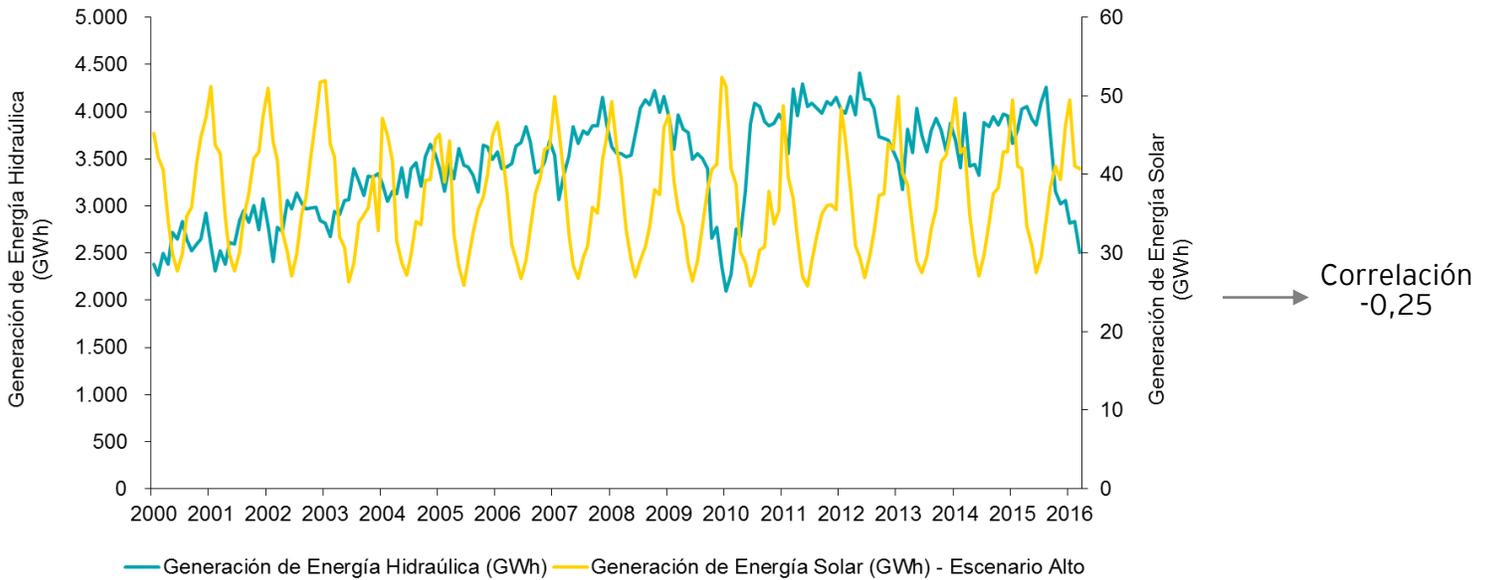
**Estadísticas descriptivas anuales por escenario
Generación solar (2000-2015)**

Periodo	Promedio por escenario			Desviación por escenario			Varianza por escenario		
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
2000-2015	37	21	6	2	1	0,3	6	2	0,2

Fuente: Datos NREL - Elaboración propia

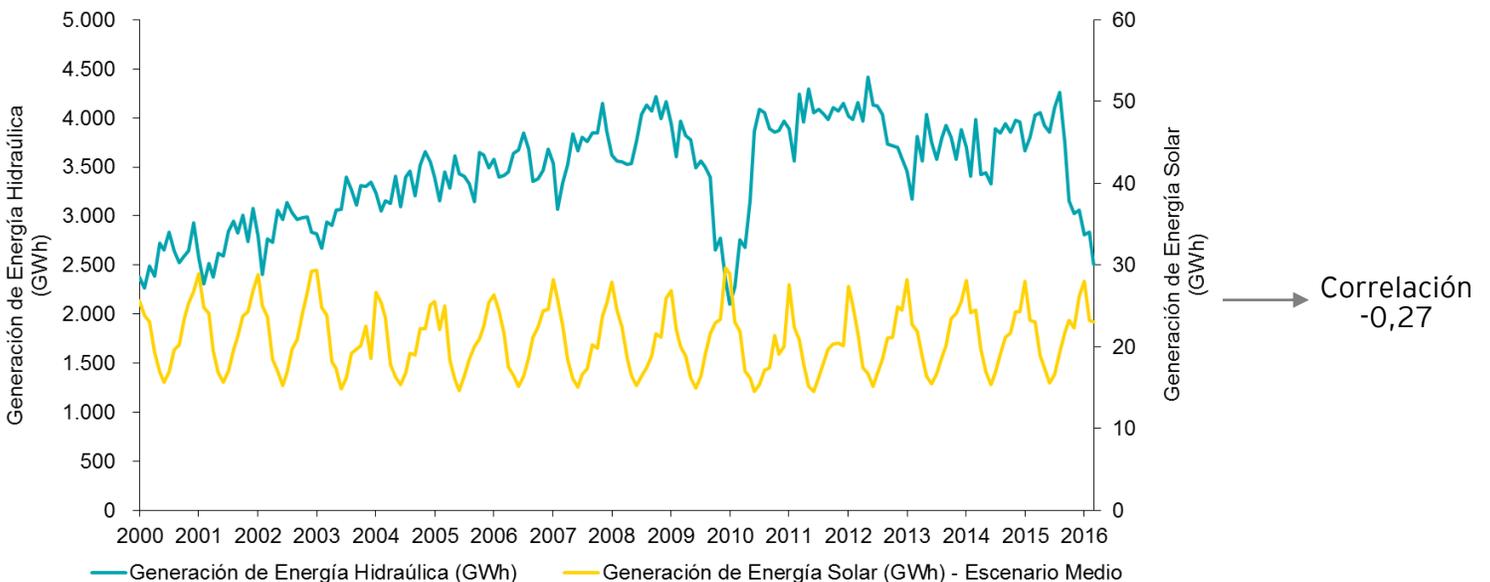
Del diagnóstico previo se desprende el análisis de complementariedad entre la generación de energía hidráulica y la generación solar para un periodo de 15 años. Al analizar gráficamente cada uno de los escenarios, se observa que las variables se relacionan negativamente, y que a pesar de que en cada escenario la generación de energía solar es menor que la generación de energía hidráulica, existe complementariedad entre ambos tipos de tecnología.

Gráfica 19: Complementariedad entre la generación hidráulica y solar (2000-2015) - Escenario alto



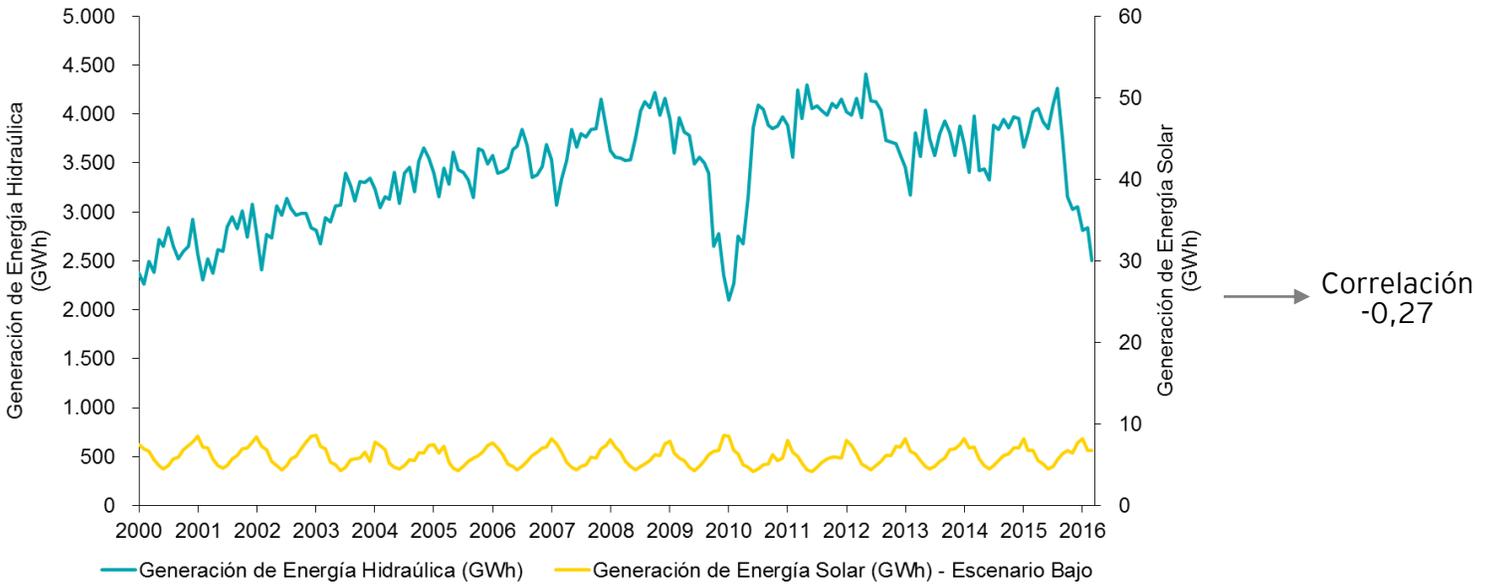
Fuente: Datos XM, NREL - Elaboración propia

Gráfica 20: Complementariedad entre la generación hidráulica y solar (2000-2015) - Escenario medio



Fuente: Datos XM, NREL - Elaboración propia

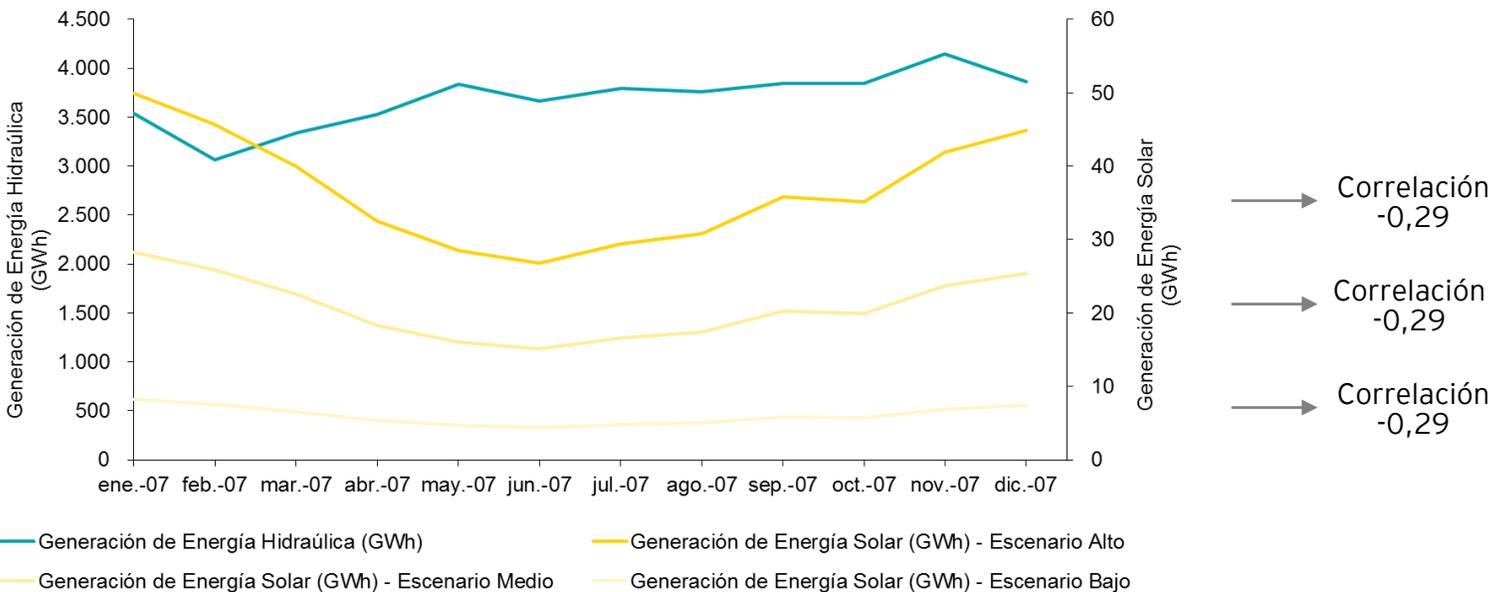
Gráfica 21: Complementariedad entre la generación hidráulica y solar (2000-2015) - Escenario bajo



Fuente: Datos XM, NREL - Elaboración propia

En lo que se refiere al análisis de correlación, los escenarios que presentan un mayor coeficiente de correlación son el bajo y el medio, con $-0,27$ en ambos casos, mientras que en el escenario alto se observa una correlación de $-0,25$. De los resultados anteriores se infiere que para todo el periodo de tiempo existe complementariedad. Por otro lado, cuando se analiza un periodo en específico como un año tradicional, la complementariedad se mantiene. En la siguiente gráfica se evidencia que la correlación para este periodo de tiempo es de $-0,29$ en todos los escenarios.

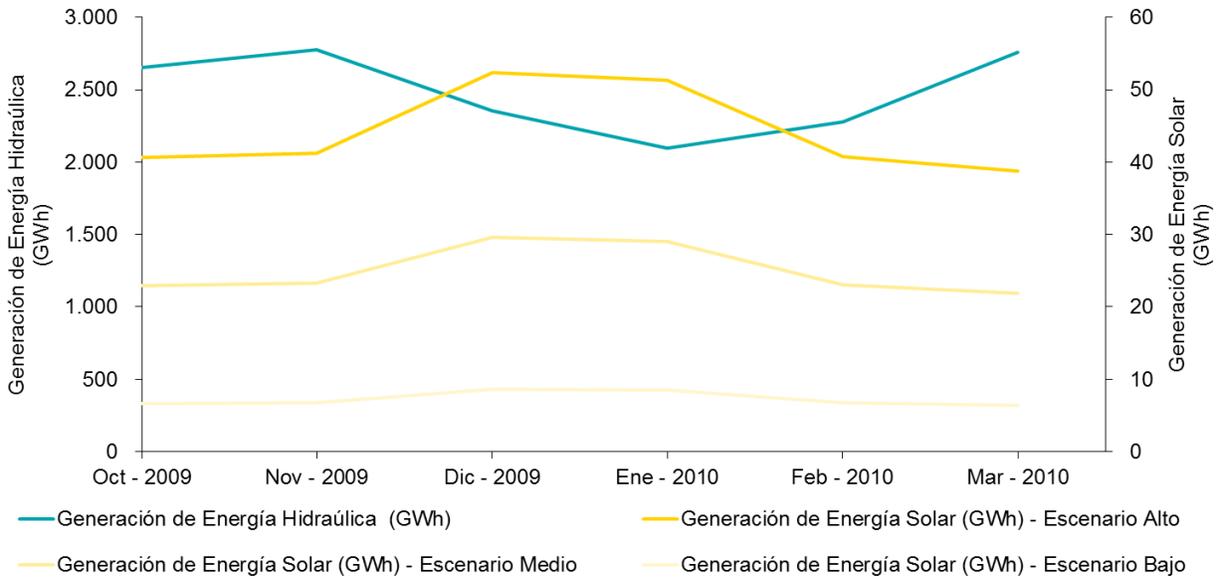
Gráfica 22: Complementariedad entre la generación hidráulica y solar por escenario (2007)



Fuente: Datos XM, NREL - Elaboración propia

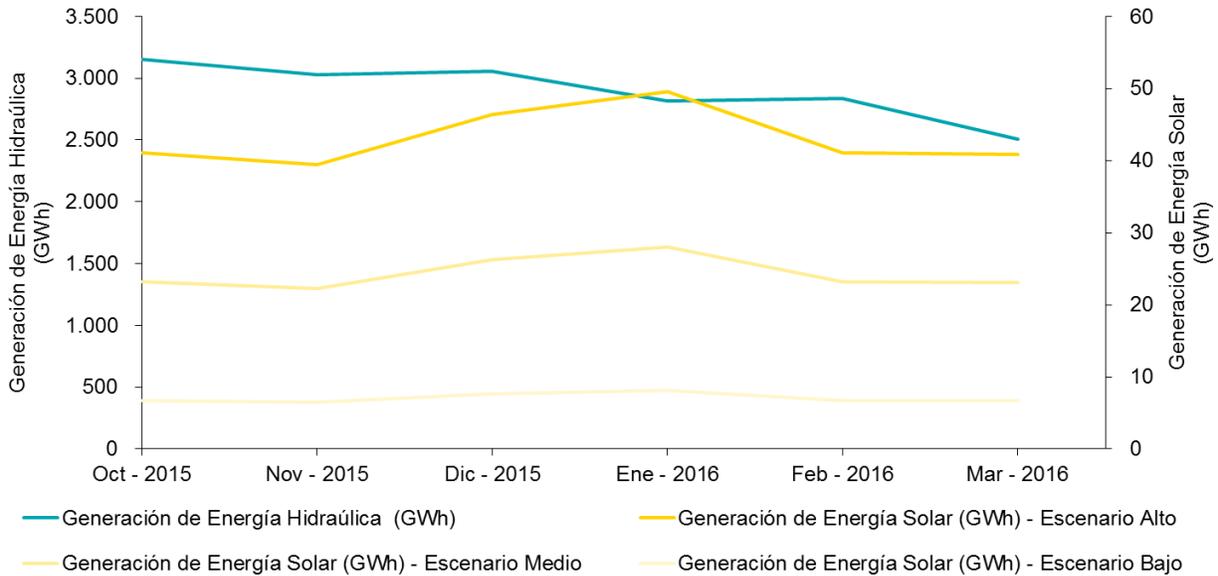
Durante la ocurrencia del Fenómeno de El Niño 2009-2010 se evidencia un índice de correlación negativo (-0,71) para los tres escenarios, mientras que en el Fenómeno de El Niño 2015-2016 este es positivo (0,001).

Gráfica 23: Complementariedad entre la generación hidráulica y solar por escenario (2009-2010)



Fuente: Datos XM, NREL - Elaboración propia

Gráfica 24: Complementariedad entre la generación hidráulica y solar por escenario (2015-2016)



Fuente: Datos XM, NREL - Elaboración propia

Tabla 11: Correlaciones entre la energía hidráulica y solar por escenario (2009-2010 y 2015-2016)

Correlaciones		
Escenario	4º trimestre del 2009 - 1º trimestre del 2010	4º trimestre del 2015 - 1º trimestre del 2016
Alto	-0,71	0,001
Medio	-0,71	0,001
Bajo	-0,71	0,001

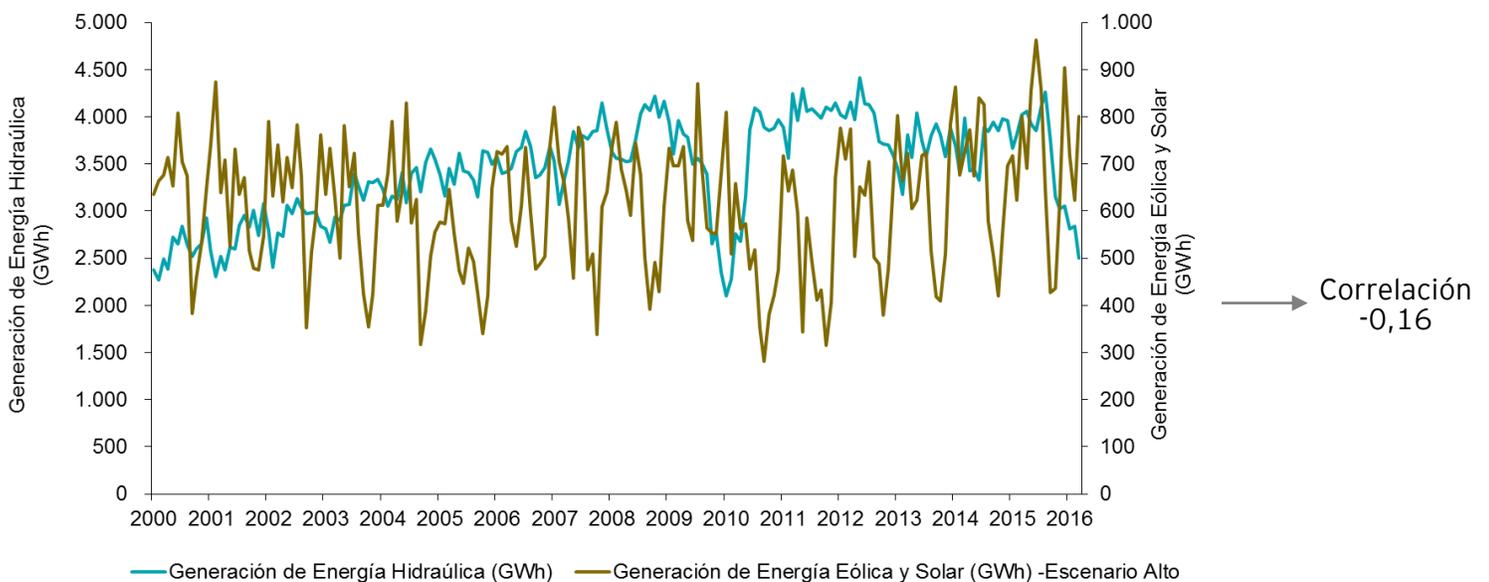
Fuente: Datos XM, NREL - Elaboración propia

Del análisis anterior se destaca que la complementariedad existente entre el recurso solar (medido en radiación directa) y el recurso hídrico (medido en aportes en caudal) es mayor (-0,51) que la complementariedad existente entre la generación solar e hidráulica, en cualquiera de los tres escenarios. Como se mencionó para el caso eólico, esto puede atribuirse al hecho de que, por limitaciones técnicas, el total de los recursos naturales no puede ser convertido en energía.

- Generación de FNCER (eólica y solar agregadas):**

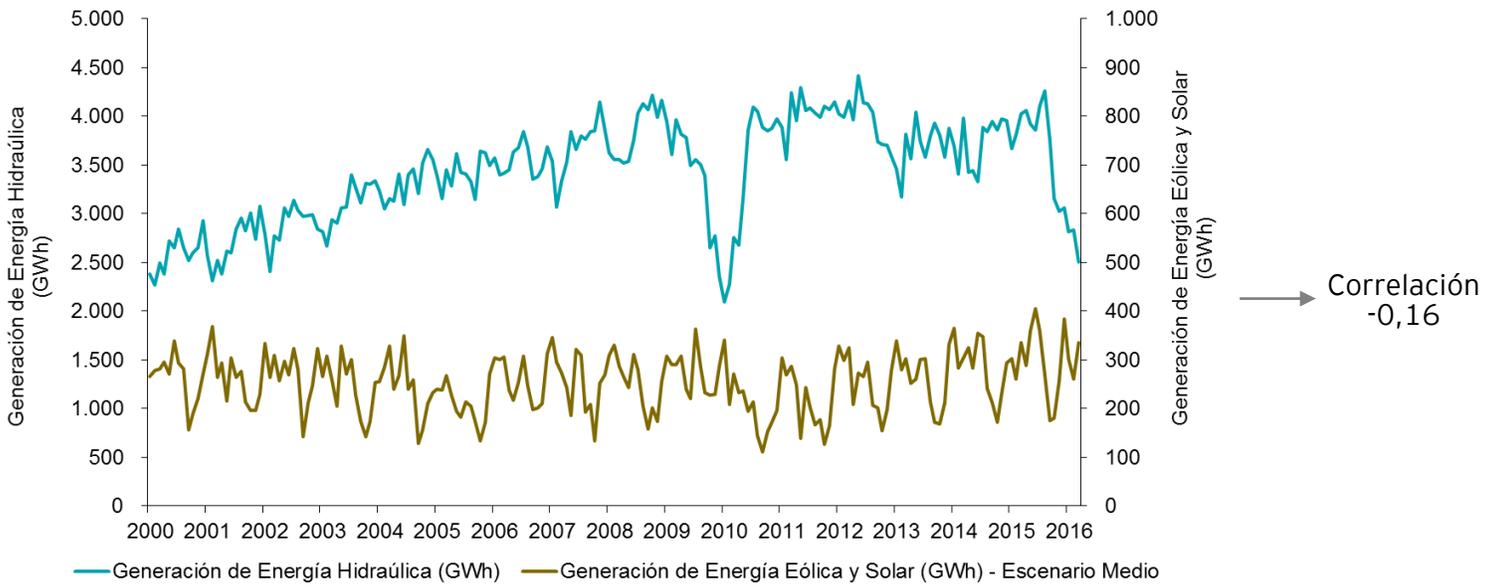
De otro lado, cuando se estudia la complementariedad entre la generación hidráulica y la generación de las energías renovables (solar y eólica agregadas) al mismo tiempo, se encuentra que para todo el periodo de estudio la complementariedad se sigue presentando. Como se puede observar en las siguientes tablas, las correlaciones son negativas en cada uno de los escenarios.

Gráfica 25: Complementariedad entre la generación hidráulica y las energías renovables (2000-2015) Escenario alto



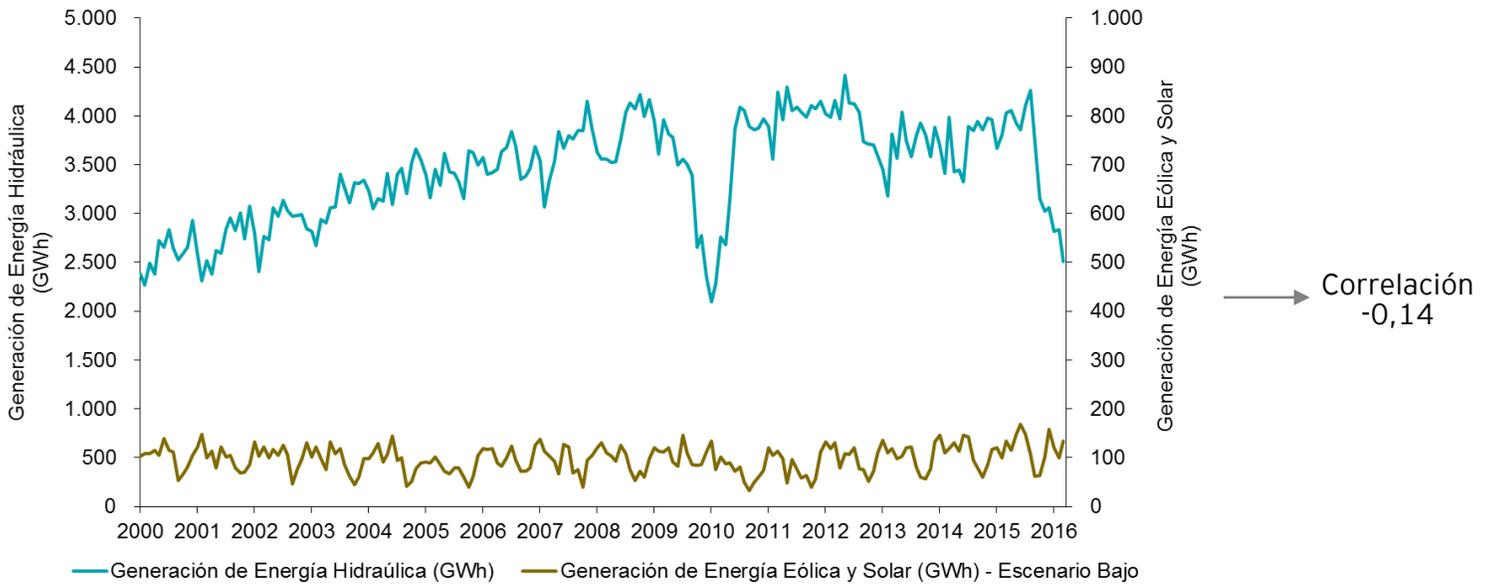
Fuente: Datos XM, VESTAS, NREL - Elaboración propia

Gráfica 26: Complementariedad entre la generación hidráulica y las energías renovables (2000-2015)
Escenario medio



Fuente: Datos XM, VESTAS, NREL - Elaboración propia

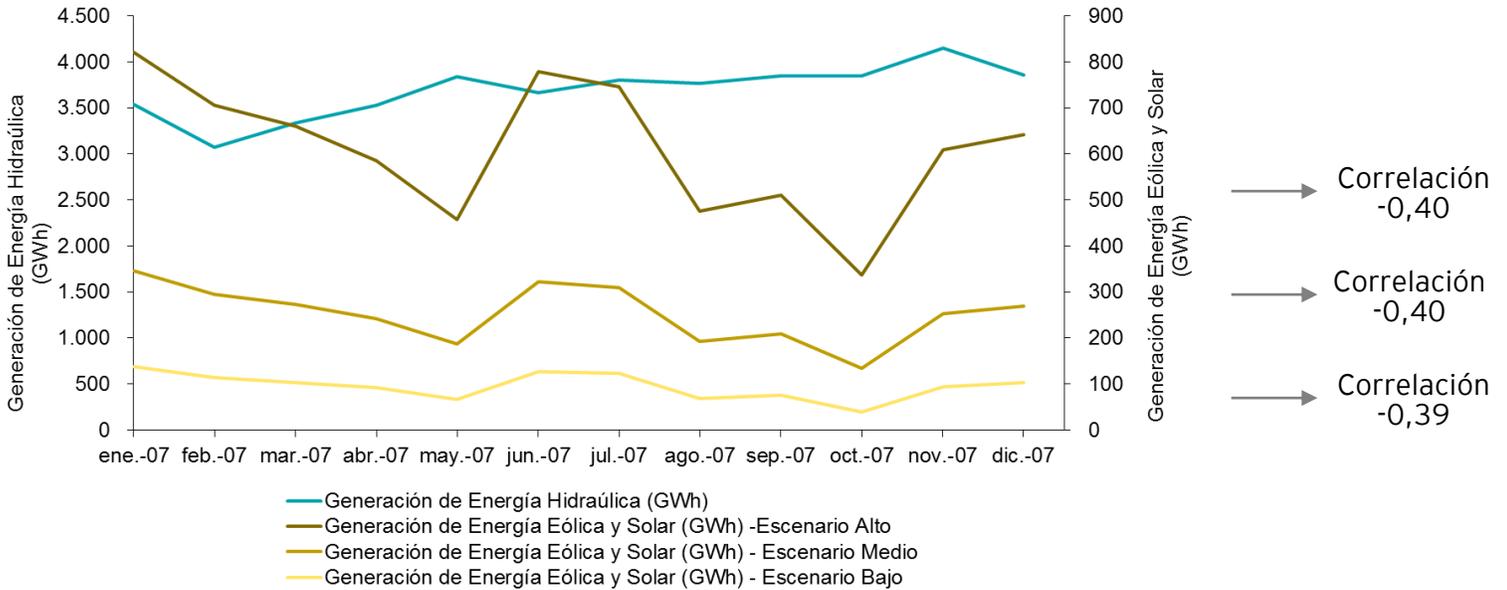
Gráfica 27: Complementariedad entre la generación hidráulica y las energías renovables (2000-2015)
Escenario bajo



Fuente: Datos XM, VESTAS, NREL - Elaboración propia

Por otra parte, cuando se analizan las variables para un año tradicional, el coeficiente de correlación promedio de todos los escenarios es -0,4, lo cual indica una complementariedad mayor que cuando se tiene en cuenta un solo tipo de tecnología.

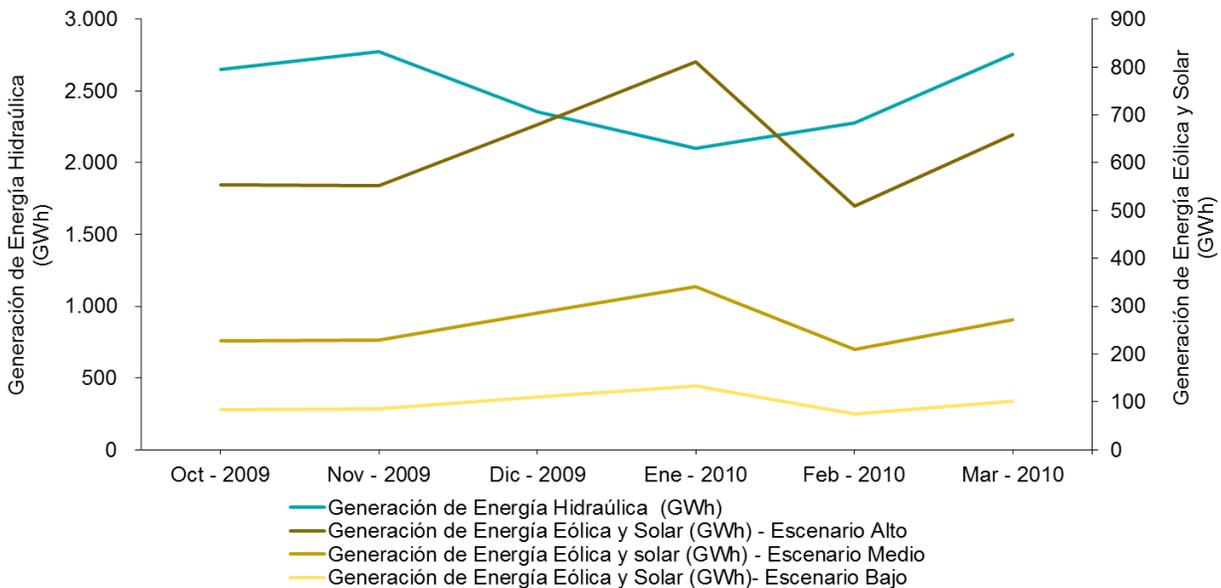
Gráfica 28: Complementariedad entre la generación hidráulica y las energías renovables por escenario (2007)



Fuente: Datos XM, VESTAS, NREL - Elaboración propia

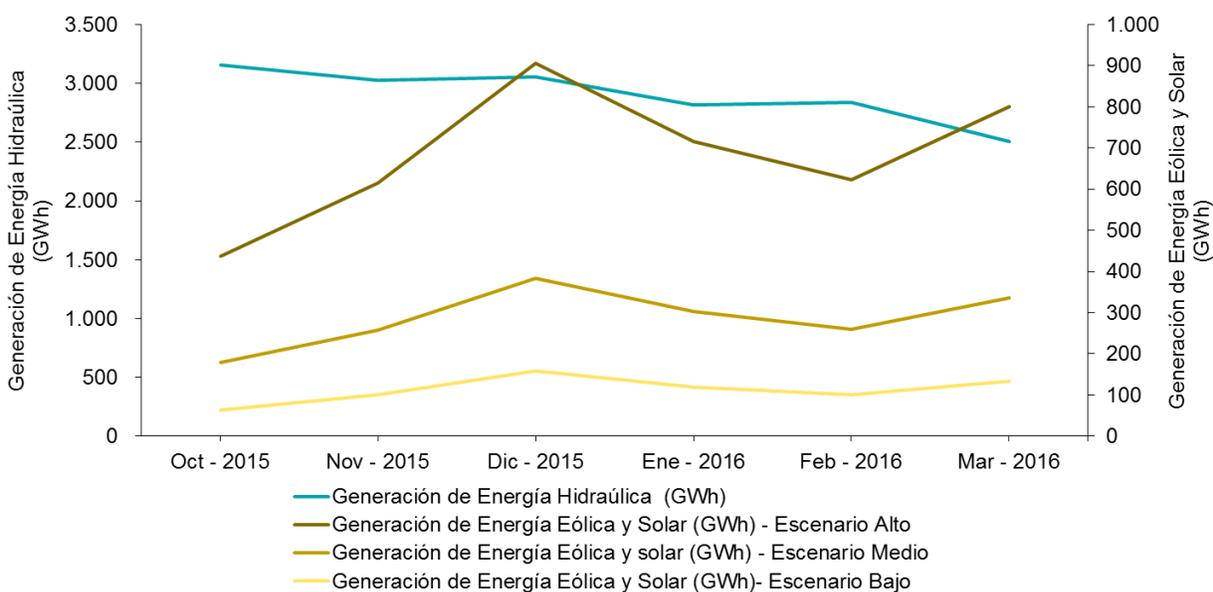
Ahora bien, al analizar los periodos del Fenómeno de El Niño 2009-2010 y 2015-2016 se encuentra que todas las correlaciones son negativas y fuertes para cada escenario, tal y como presenta a continuación:

Gráfica 29: Complementariedad entre la generación hidráulica y las energías renovables por escenario (2009-2010)



Fuente: Datos XM, VESTAS, NREL - Elaboración propia

Gráfica 30: Complementariedad entre la generación hidráulica y las energías renovables por escenario (2015-2016)



Fuente: Datos XM, VESTAS, NREL - Elaboración propia

Tabla 12: Correlaciones entre la energía hidráulica y las energías renovables por escenario (2009-2010 y 2015-2016)

Correlaciones		
Escenario	4º trimestre del 2009 - 1º trimestre del 2010	4º trimestre del 2015 - 1º trimestre del 2016
Alto	-0,50	-0,43
Medio	-0,51	-0,42
Bajo	-0,51	-0,39

Fuente: Datos XM, NREL, VESTAS - Elaboración propia

Finalmente, a partir de los resultados analizados, se destacan dos comportamientos. El primero tiene en cuenta la existencia de complementariedad cuando se analiza la generación hidráulica y las energías renovables de forma individual, de la cual se encuentra una relación negativa. Adicionalmente, cuando se agregan la energía eólica y solar y se compara con la generación hidráulica, se evidencia que en la mayoría de los periodos la relación se hace más fuerte. Lo que sugiere que el sistema eléctrico del país tendría un mayor potencial de generación para los momentos de baja hidrología si se incluye la energía eólica y solar de forma simultánea.



3.2 Complementariedad con la curva de demanda

3.2.1 Metodología para el análisis de complementariedad de la generación con la curva de demanda

Con el objetivo de evaluar la viabilidad de la inclusión de las energías renovables en la matriz energética del país, se analizó el comportamiento entre la curva de demanda de energía y las curvas de generación de las energías renovables no convencionales (eólica y solar), para lo cual se seleccionaron aleatoriamente dos días de un año tradicional (año 2013), el primero durante un día "normal" (entre semana) y el otro, durante un fin de semana, con el fin de medir si existe alguna diferencia en el comportamiento de las variables.

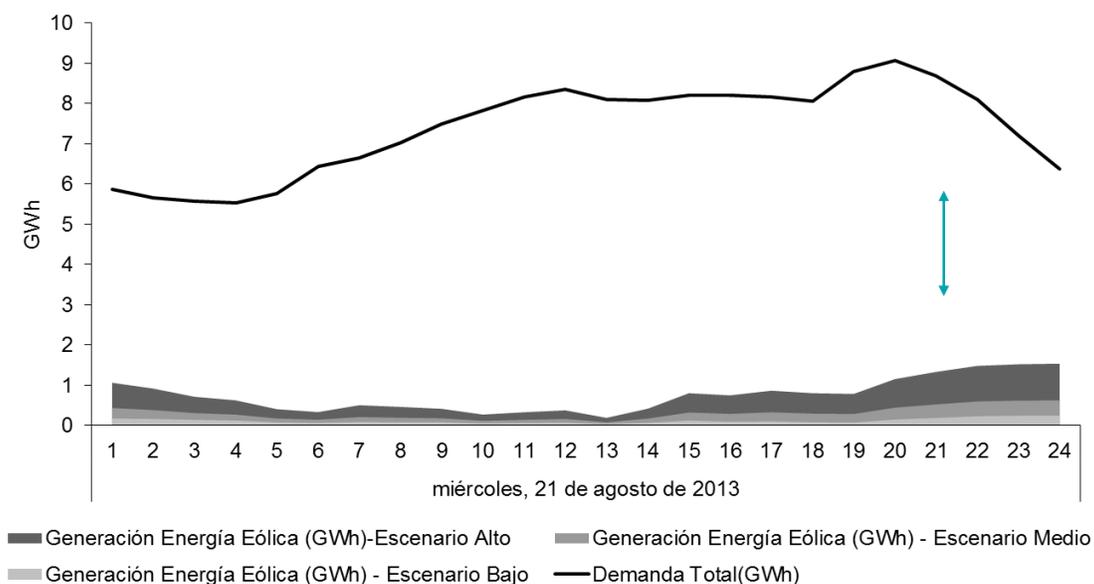
En primer lugar, se analizaron individualmente los datos de generación por tipo de tecnología. Luego, se agregaron los datos de generación de FNCER con la los datos de generación hidráulica y se analizó su comportamiento. Al final, se calculó el coeficiente de correlación de Pearson para cada uno de los casos de estudio. De los resultados, se espera obtener valores positivos para comprobar si en los momentos de mayor generación de las renovables se presenta una mayor demanda de energía.

3.2.2 Análisis de Resultados

Al analizar la curva de demanda, para el miércoles 21 de agosto de 2013 y 24 de marzo de 2013, se puede observar que esta presenta dos picos relevantes. El primero de ellos ocurre a las 12 horas, pero es a partir de la hora 6 que el consumo comienza a aumentar constantemente. Un segundo pico aparece entre la hora 18 y 20, en el cual la curva de demanda alcanza su valor más alto.

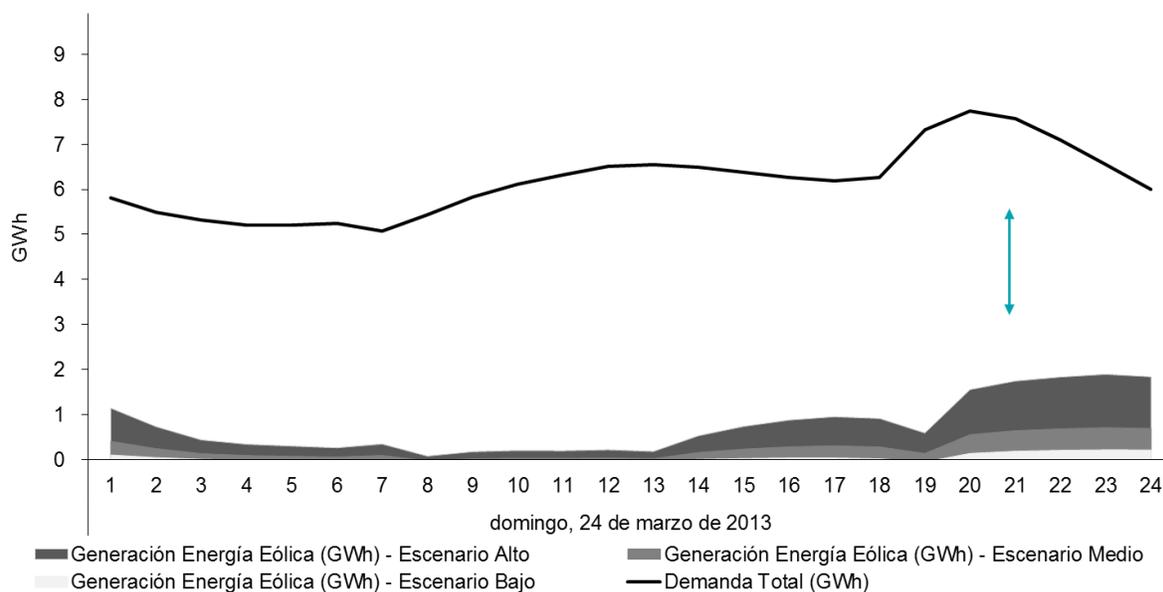
Por otro lado, al analizar la curva de generación eólica, se evidencia que esta es intermitente durante las primeras 12 horas del día, pero comienza a aumentar de forma relativamente constante a partir de las 13 horas, alcanzando el pico de generación 19 y 24.

Gráfica 31: Complementariedad entre la generación eólica y la curva de demanda (miércoles, 21 de agosto)



Fuente: Datos XM, VESTAS - Elaboración propia

Gráfica 32: Complementariedad entre la generación eólica y la curva de demanda (domingo, 24 de marzo)



Fuente: Datos XM, VESTAS - Elaboración propia

Como se puede observar en las dos gráficas anteriores, el mayor pico de demanda (entre la hora 18 y la hora 20), coincide con el mayor pico de generación eólica. Al realizar el análisis de correlación se encontró que solo en el escenario alto, existe una correlación positiva, mientras que en el escenario medio y bajo para el día miércoles, se presenta una correlación negativa. Es decir que para este día en particular, mientras se dio un aumento de la demanda, la generación eólica hubiera podido disminuir.

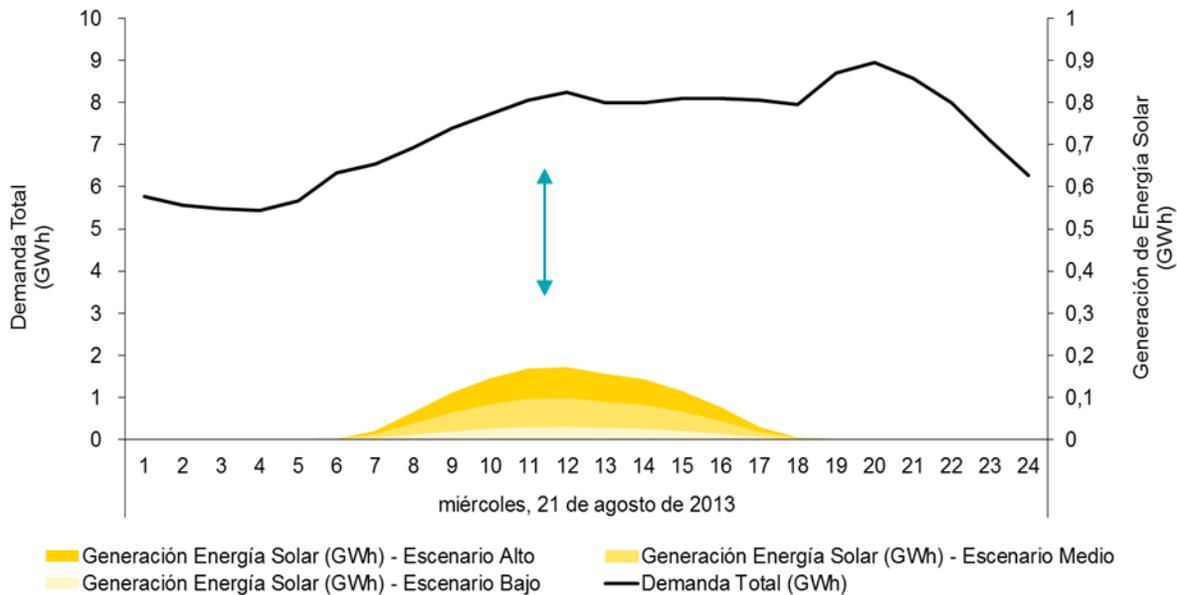
Tabla 13: Correlaciones entre la generación eólica y la curva de demanda por escenario

Correlaciones		
Escenario	Miércoles, 21 de agosto	Domingo, 24 de marzo
Alto	0,03	0,55
Medio	-0,02	0,52
Bajo	-0,2	0,43

Fuente: Datos XM, VESTAS - Elaboración propia

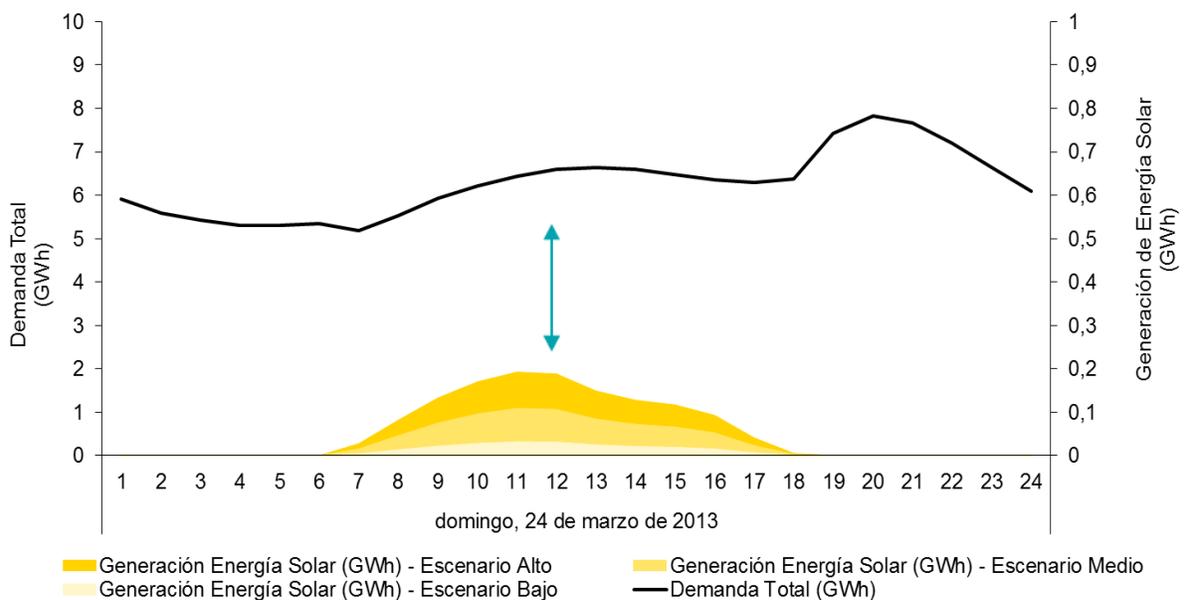
Un comportamiento similar se observa entre la curva de demanda y la curva de generación solar para los mismos periodos. En las siguientes gráficas se evidencia que cuando el consumo de energía comienza a aumentar (entre las horas 6 y 12), la generación de energía solar presenta su máximo pico entre las horas 6 y 17.

Gráfica 33: Complementariedad entre la generación solar y la curva de demanda (miércoles, 21 de agosto)



Fuente: Datos XM, NREL - Elaboración propia

Gráfica 34: Complementariedad entre la generación solar y la curva de demanda (domingo, 24 de marzo)



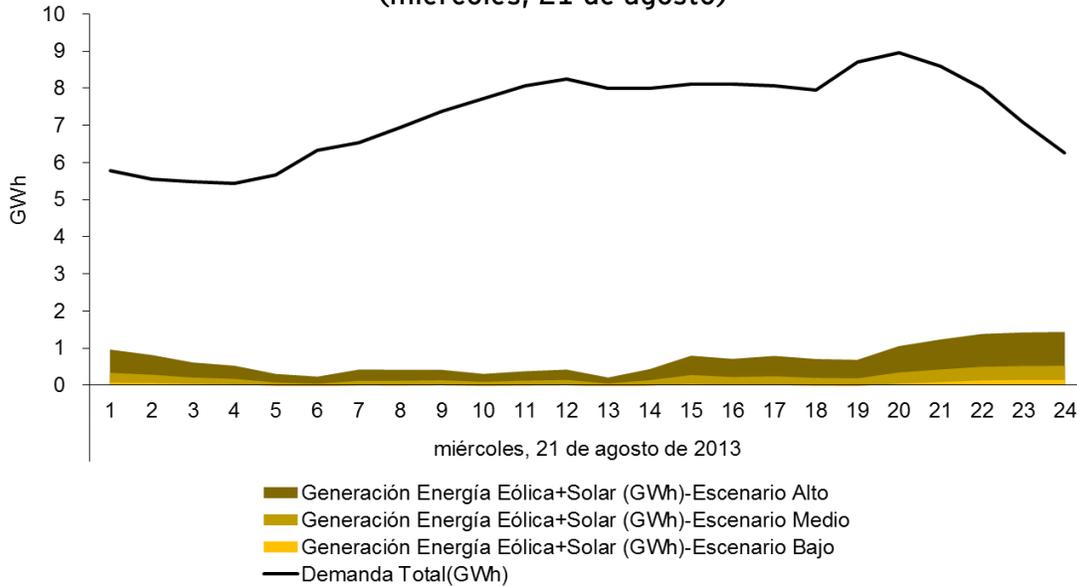
Fuente: Datos XM, NREL - Elaboración propia

Al llevar a cabo el análisis de correlación se encuentra que los coeficientes son los mismos en cada escenario:

- Miércoles 21 de agosto de 2013: 0,41
- Domingo 24 de marzo de 2013: 0,07.

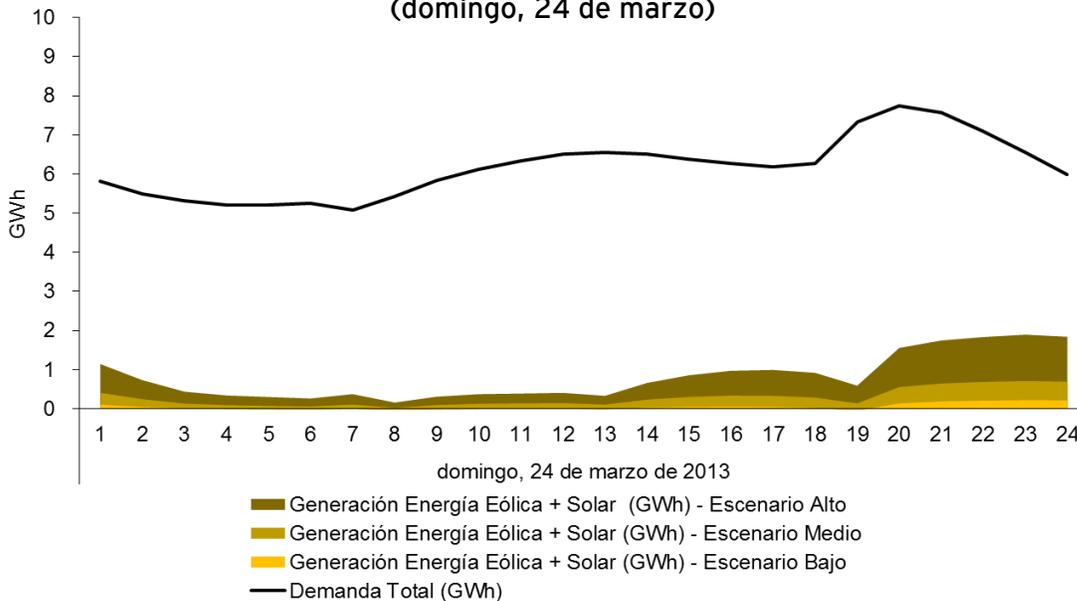
Por otro lado, cuando se agrega la generación eólica y solar por escenario, se obtienen los siguientes resultados:

Gráfica 35: Complementariedad entre la suma de las energías renovables y la demanda (miércoles, 21 de agosto)



Fuente: Datos XM, NREL, VESTAS - Elaboración propia

Gráfica 36: Complementariedad entre la suma de las energías renovables y la demanda (domingo, 24 de marzo)



Fuente: Datos XM, NREL, VESTAS - Elaboración propia

Tabla 14: Correlaciones entre la generación agregada (eólica y solar) y la curva de demanda por escenario

Correlaciones		
Escenario	Miércoles, 21 de agosto	Domingo, 24 de marzo
Alto	0,1	0,59
Medio	0,06	0,58
Bajo	-0,15	0,47

Fuente: Datos XM, NREL, VESTAS - Elaboración propia

La tabla anterior permite inferir que cuando se agregan los datos de las energías renovables, la complementariedad se hace más evidente, debido a que durante el mayor pico de demanda también se presentan los valores más altos de la generación eólica. A su vez, cuando el consumo de energía comienza a incrementar (a partir de la hora 6), coincide con los aumentos de la generación solar.

Por consiguiente, se comprueba que existe una relación positiva entre la curva de demanda y los datos de generación de las FNCER, lo que quiere decir que las variables se complementan y por ende podrían aportar al abastecimiento de la demanda en horas pico. Adicionalmente, se evidencia una complementariedad más fuerte cuando se agrega la generación eólica y solar, lo que permite inferir que habrían menores requerimientos de generación térmica en el mercado energético, dada la inclusión de las energías renovables.



3.3 Precio de Bolsa

Como es de amplio conocimiento la generación de electricidad en Colombia es primordialmente hidráulica, representando el 66,1%² del total de la capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional en 2016. Esto ocasiona que en los momentos en los cuales se prevé que podría presentarse baja hidrología, el precio de bolsa se vea afectado por una importante volatilidad e incrementos.

3.3.1 Metodología para el análisis de complementariedad de la generación con el precio de bolsa

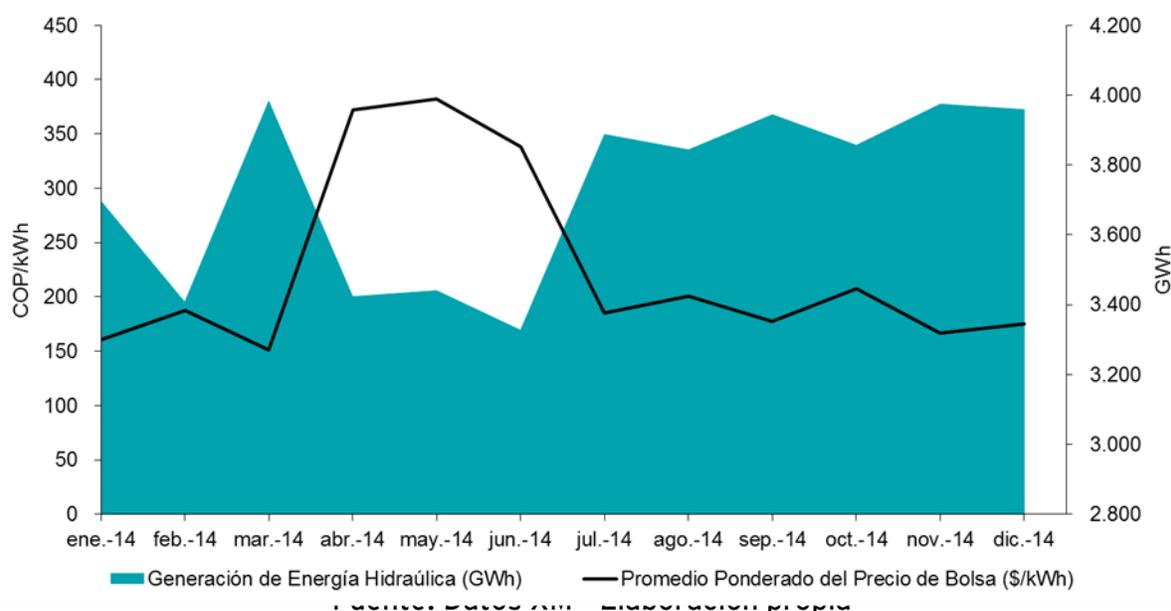
En este capítulo se estudió la complementariedad entre la generación de energía hidráulica, eólica y solar frente al precio de bolsa, con el fin de analizar si gracias a la incorporación de las FNCER, el precio de bolsa hubiese podido ser menor en los momentos en que la generación hidráulica fue baja. Para el análisis se tuvieron en cuenta los datos de generación a partir de energías renovables no convencionales, y de generación hidráulica con una periodicidad mensual para el año 2014, en el cual no hubo afectación de fenómenos climáticos como el de El Niño y/o La Niña.

A partir de los datos se construyeron dos gráficas, la primera con el fin de observar el comportamiento del precio de bolsa con el comportamiento de la generación hidráulica, y la segunda, contrastando el precio de bolsa con la suma de la generación de los tres tipos de tecnología.

3.3.2 Análisis de Resultados

En la gráfica siguiente se puede observar que durante el periodo comprendido entre los meses de abril y junio de 2014, la generación hidráulica estuvo 8,9% por debajo del promedio de generación de ese año (3.728 GWh). Por su parte, el precio de bolsa empezó a incrementarse a partir del mes de marzo, cuando alcanzó un valor de 151 \$/kWh, y luego en junio, aumentó a 338 \$/kWh, representando un incremento de 124%.

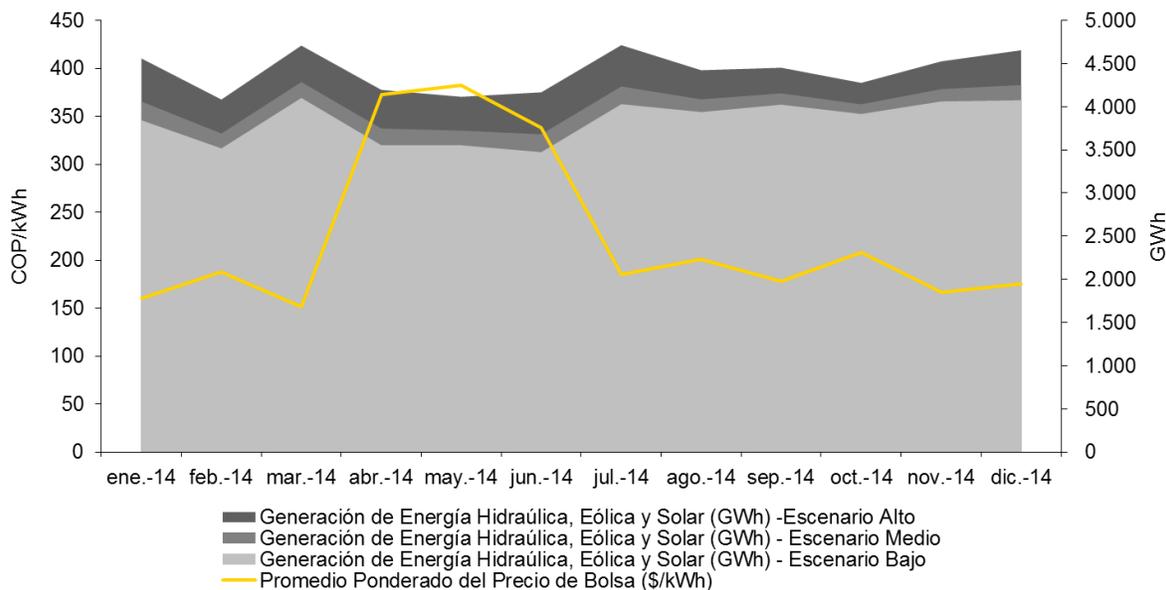
Gráfica 37: Complementariedad entre el precio de bolsa y la generación de energía hidráulica



² XM, "Capacidad efectiva neta", 2016. Disponible en: <http://informesanuales.xm.com.co/2016/SitePages/operacion/2-6-Capacidad-efectiva-neta.aspx>

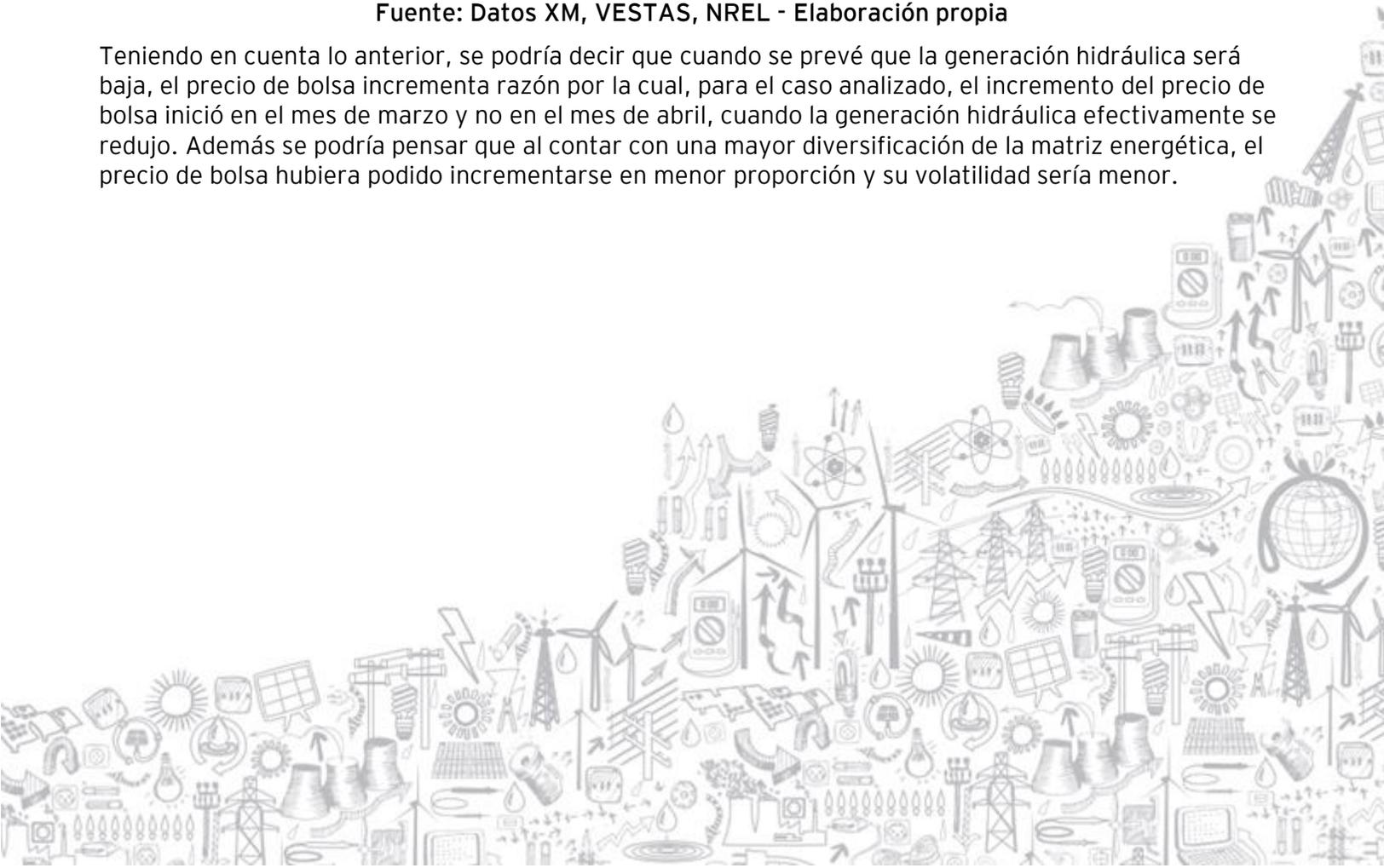
Por otro lado, se puede evidenciar que al agregar la generación eólica y solar a la generación hidráulica, esta hubiera podido alcanzar un promedio de 4.406 GWh, 4.218 GWh y 3.841 GWh para el escenario alto, medio y bajo, respectivamente en el mismo año (2014). Y que para el caso particular del periodo comprendido entre abril y junio (cuando la generación hidráulica fue baja) se hubiera podido contar con una generación total de 4.159 GWh, 3.717 GWh y 3.527 GWh, lo que hubiera significado un 22,4%, 9,4% y un 3,8% por encima de la generación exclusivamente hidráulica en cada escenario (alto, medio y bajo).

Gráfica 38: Complementariedad entre el precio de bolsa y la generación hidráulica, solar y eólica



Fuente: Datos XM, VESTAS, NREL - Elaboración propia

Teniendo en cuenta lo anterior, se podría decir que cuando se prevé que la generación hidráulica será baja, el precio de bolsa incrementa razón por la cual, para el caso analizado, el incremento del precio de bolsa inició en el mes de marzo y no en el mes de abril, cuando la generación hidráulica efectivamente se redujo. Además se podría pensar que al contar con una mayor diversificación de la matriz energética, el precio de bolsa hubiera podido incrementarse en menor proporción y su volatilidad sería menor.



4.

Descripción de la propuesta

Subcapítulos

4.1 Aspectos generales

4.2 Mecanismo de formación de precios y asignación de cantidades

4.3 Mecanismo de liquidación

4.4 Precisiones adicionales

En este capítulo se propone un nuevo mecanismo regulatorio, para incentivar la inclusión de fuentes no convencionales de energía renovables, para la cual se describen los aspectos generales y aspectos específicos tales como: el mecanismo de formación de precios y asignación de cantidades, el mecanismo de liquidación, y se realizan precisiones adicionales sobre quienes podrían participar del mecanismo, la moneda en la cual se presentarían las ofertas, la metodología de indexación, el despacho, entre otros.

4.1 Aspectos Generales

SER Colombia ha querido aprovechar la oportunidad que ha abierto la CREG para recibir comentarios y propuestas sobre los mecanismos para incentivar la integración de generación proveniente de fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER), no solo para retroalimentar la Comisión sobre las propuestas publicadas, sino para proponer un mecanismo producto de las conclusiones del presente estudio. Este tiene como objetivo buscar una solución que maximice los impactos positivos de las FNCER, que sea compatible con el mecanismo actual del cargo por confiabilidad y que permita al país cumplir con los objetivos trazados en la política energética y que muy bien resume la CREG al inicio del documento 161:

"... La incorporación de estas tecnologías se considera necesaria para asegurar la diversificación de la oferta energética, mejorar la competitividad de la economía, promover la protección del ambiente, incentivar el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables".

A continuación se pretende presentar una propuesta de mecanismo que permita el logro de los objetivos de la política energética de una manera sostenible y factible. Dichos objetivos se podrían alcanzar si se trabaja puntualmente en algunos puntos del mercado de energía que se resumen en:

-  1. Tener una propuesta sostenible y armónica con el mercado actual
-  2. Mantener la confiabilidad del sistema eléctrico nacional
-  3. Aumentar la competencia en el mercado con la entrada de nuevos agentes.
-  4. Tener un despacho más eficiente que se refleje en los precios del mercado.
-  5. Fomentar procesos competitivos de compra centralizada y anónima de contratos de suministro de energía que revelen un precio eficiente.
-  6. Reducir el déficit en el mercado de contratos (de aquellos que dan cobertura en precio y cantidad).
-  7. Habilitar la posibilidad a los comercializadores de suscribir contratos de largo plazo.

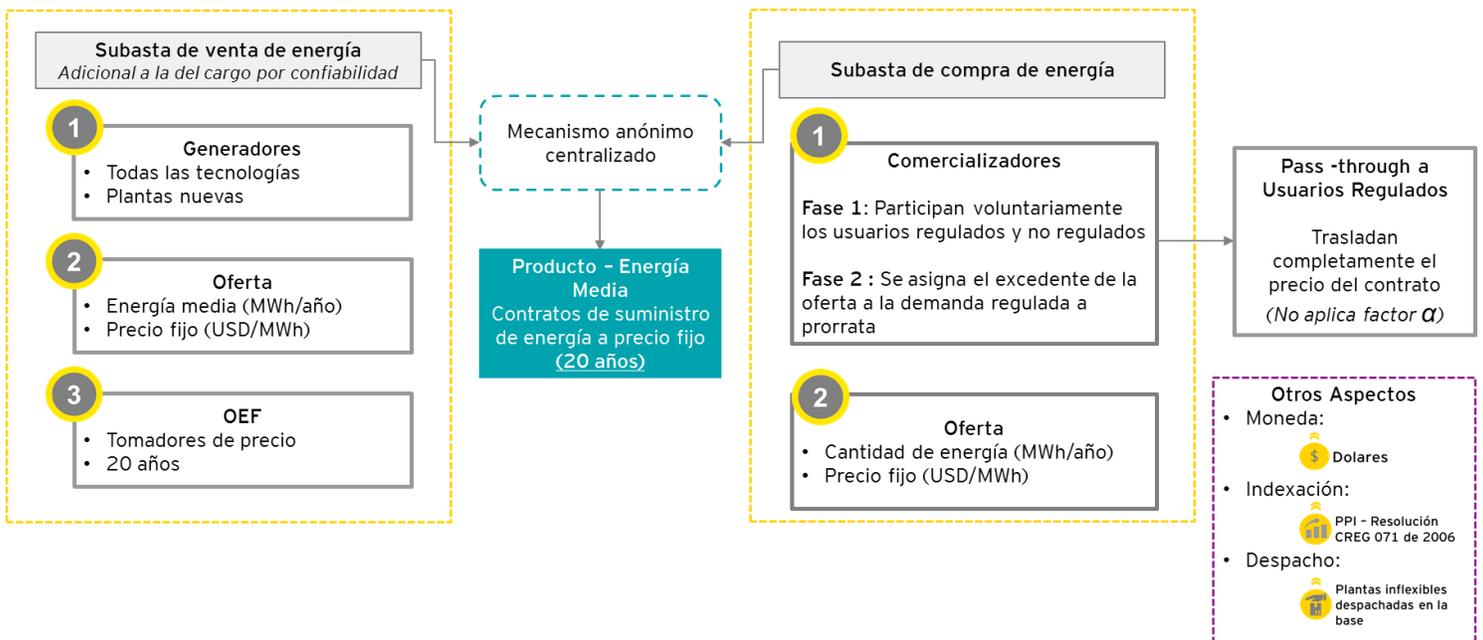
Teniendo en cuenta los objetivos descritos anteriormente, se propone un mecanismo mediante el cual, los comercializadores-generadores y aquellos que representan la demanda puedan suscribir contratos de suministro a largo plazo, a través de un mecanismo centralizado y anónimo.

- La propuesta de mecanismo es una subasta, adicional a la del cargo por confiabilidad (CxC), en la que se convoca una compra centralizada de energía anual por 20 años.

- La subasta está abierta para que los generadores interesados ofrezcan la energía con la que se pueden comprometer en un contrato de suministro a un plazo de 20 años y el precio al que están dispuestos a venderla.
- Una vez finalizada la subasta de compra, se procede a convocar a una subasta de venta en la que los comercializadores interesados podrán comprar contratos de suministro de energía a un precio fijo.
- El producto subastado es un contrato de suministro de energía con precio fijo a 20 años, en el que el generador se compromete a entregar un determinado volumen de energía al año. Los comercializadores que compran dicho producto podrán trasladar completamente, el precio del contrato a sus usuarios regulados,
- Adicionalmente, aquellos generadores que salgan seleccionados en el proceso de subasta, y cuya energía ofrecida provenga de nuevos proyectos, se les otorgarán obligaciones de energía en firme (OEF) por 20 años por su energía en firme, tal y como se hace para los proyectos nuevos seleccionados en la subasta del CxC, diferenciándose únicamente por que en este caso serían tomadores de precio para el cargo por confiabilidad.

Lo descrito anteriormente se resume en el diagrama a continuación:

Gráfica 34: Aspectos generales del mecanismo propuesto



Fuente: Elaboración propia.

4.1.1 Producto

Es importante poder aprovechar las fortalezas que tienen las FNCER. Dentro de estas se destacan los bajos costos nivelados de producción de energía, luego dan la posibilidad de ofrecer contratos de energía de largo plazo a precios competitivos.

También hay que tener en cuenta las características del recurso renovable, que en el caso eólico y solar es estacional, como se describió previamente, y en muchos casos con grandes dispersiones de disponibilidad entre una época del año y otra, pero con promedio anuales muy estables.

Por tal razón el producto subastado que se propone es un contrato de suministro de energía con precio fijo a 20 años, en el que el generador se compromete a entregar un determinado volumen de energía al año. Los comercializadores que compran dicho producto podrán trasladar completamente, el precio del contrato a sus usuarios regulados, es decir que el factor alfa del que habla la Resolución CREG 119 de 2007, no aplicaría para este tipo de contratos, por lo que el precio resultado de la subasta sería un pass-through para los usuarios finales.

4.1.2 Duración del contrato

Para encontrar la correlación entre el precio de cierre y la duración de los contratos se identificó primero, el tiempo de adjudicación de las ofertas y el precio de cierre actualizado a 2016 con la inflación de cada país como se muestra en el mapa anterior. Se identificó una correlación negativa de (-0,02) lo que refleja que mayor duración genera eficiencia de precios.

De lo anterior se concluye que el contrato producto de la subasta de venta de energía debería ser un contrato de energía de 20 años de plazo, con un balance anual. Dada la naturaleza estacional del recurso, es normal pensar que en algunos momentos del año se genere una energía que puede estar por encima del promedio simple mensual de energía producida para cumplir con la obligación que tiene balance anual, y en otros momentos se generará una cantidad menor a este promedio simple mensual.

Como esta alternativa no contempla de ninguna manera un deterioro en la confiabilidad del sistema, lo anterior implica que en aquellos periodos en que se genere por debajo del promedio mensual, otros generadores del mercado saldrán despachados para cubrir ese "déficit", así como en los periodos en los que se genere por encima, algunos de los otros generadores deberán apagarse (suponiendo que no se implemente ningún sistema de almacenamiento masivo de energía).

En cuanto al balance físico del sistema esto no implica ninguna dificultad adicional, pues la oferta siempre igualará a la demanda, sin embargo, desde la perspectiva de la liquidación esto implica un gran reto, pues es posible que el contrato de energía media se haya celebrado a un precio diferente al del precio de bolsa en las horas en las que sucedió lo descrito anteriormente.

A manera de ejemplo

Un generador eólico con una capacidad de 100 MW, se compromete a entregar 438.000 MWh/año, a un precio de 50 USD/MWh. Esto implicaría un promedio simple mensual de 36.500 MWh/mes, y un promedio simple horario de 50 MWh/h.

Si bien la obligación solo tiene balance anual, habrá horas en las que la planta entregue 100 MWh (estando por encima de su compromiso equivalente horario de 51 MWh) y algunas en las que entregue 10 MWh (estando por debajo).

Imaginemos una hora en la que solo se generen 10 MWh, y en la que bolsa esté a un precio en pesos cuyo equivalente en dólares sea de 70 USD/MWh. Como es evidente hay un desbalance en las cuentas, y es necesario definir quién asume el riesgo asociado a estos desbalances en la liquidación.

Por una parte si este riesgo se deja en manos del generador renovable, resultaría trasladado a los usuarios vía las ofertas que hagan para el contrato de energía media, lo que quiere decir que la demanda terminaría pagando por la imposibilidad de gestionar este riesgo por parte del generador.

Si el riesgo se deja en manos de la demanda, pareciera ser un poco injusto. Si se tiene en cuenta que existe una importante complementariedad entre los recursos renovables y el recurso hídrico, la probabilidad de ocurrencia de un evento como el descrito en el ejemplo sería baja (como se demostrará más adelante). En los meses secos (normalmente de precios de bolsa altos) habría una importante generación renovable, y en aquellos meses en los cuales la generación renovable esté muy por debajo de los promedios simples horarios, se espera que coincida con hidrologías altas, usualmente asociadas a precios bajos de bolsa.

Vale la pena mencionar que de todas maneras la complementariedad no sería total, como se evidenció previamente, sobre todo con el precio de bolsa, y que persiste el riesgo de una falla técnica de los generadores, lo que puede implicar que la combinación de impacto y probabilidad sea alta a la hora de valorar el riesgo en cuestión. Sin embargo, si se revisa lo sucedido en la historia y se contrasta con las posibles generaciones de energía si hubiese existido un parque renovable en funcionamiento, el resultado siempre es positivo, a favor de la demanda en caso de que esta deba asumir dicho riesgo.

En conclusión, lo más apropiado sería que sea la demanda quien asuma el riesgo asociado a los desbalances de liquidación.

El mecanismo propuesto podría incentivar la entrada nuevos proyectos con tecnologías de generación con fuentes renovables no convencionales, que por sus características operativas no tienen una energía en firme suficiente para que el ingreso del cargo por confiabilidad sea suficiente para apalancar el proyecto, pero que pueden comprometerse con una cantidad de energía anual, por cada año de la duración del contrato a un costo competitivo. Lo anterior, no sólo permite diversificar el mix tecnológico del parque generador colombiano, sino que además facilita la contratación a largo plazo de la demanda a un bajo costo.

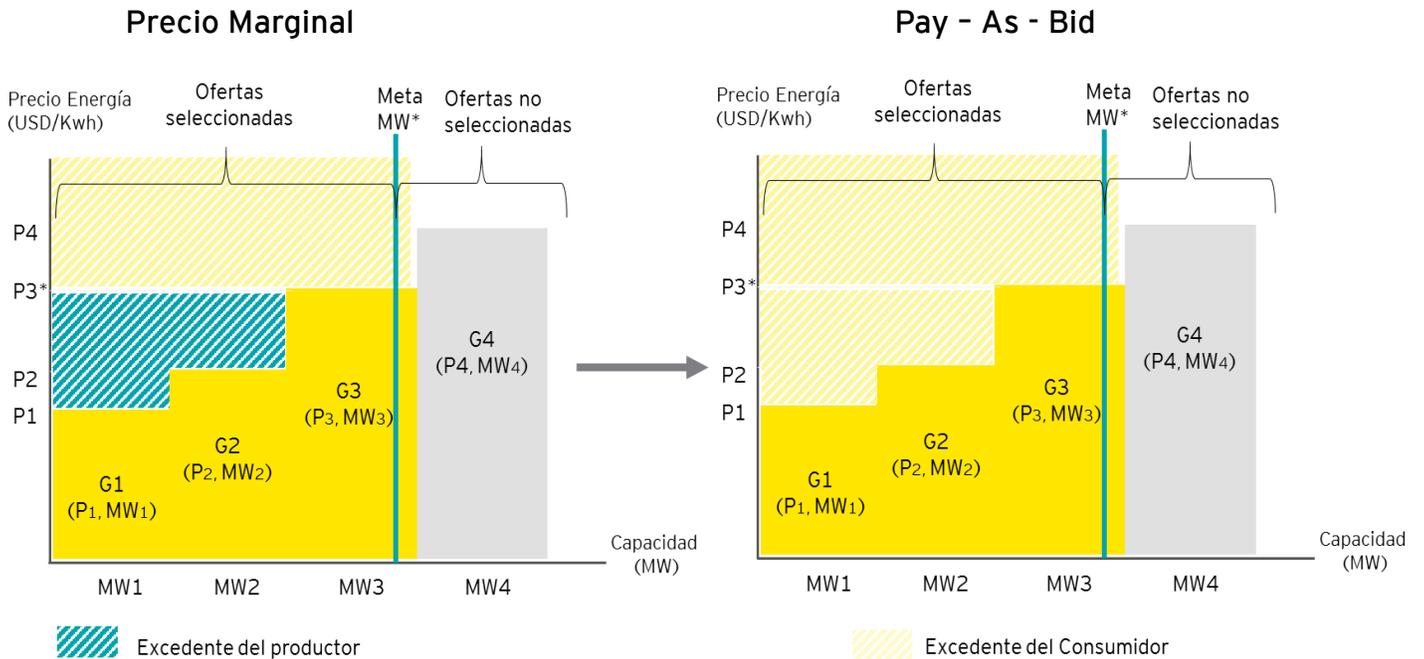
Adicionalmente, es preciso señalar que los proyectos nuevos que sean seleccionados mediante el mecanismo que se propone, además de firmar contratos de suministro a largo plazo, tendrán la posibilidad de adquirir obligaciones de energía en firme (OEF) por la energía en firme que puedan ofrecer al sistema interconectado nacional (SIN) y entrar así, en el mecanismo del CxC.

4.2 Mecanismo de formación de precios y asignación de cantidades

4.2.1 Subasta de venta de energía

De acuerdo a lo observado en la experiencia de los países que hoy en día gozan de los beneficios de contar con FNCER a precios competitivos, el mecanismo que da mejores resultados es una subasta de sobre cerrado en donde cada uno de los oferentes que resultan seleccionados recibirán el precio ofertado por cada uno de ellos (pay-as-bid).

Gráfica 35: Mecanismo de asignación de precios



Fuente: Elaboración propia

Las cantidades ofrecidas deben ser calculadas por cada uno de los generadores y serán los incentivos regulatorios los que determinan si estas cantidades corresponderán a la energía media o si por el contrario son mucho más bajas como acercándose a la energía en firme; y en caso de no existir obligación de despacho físico por parte de estas plantas para honrar sus contratos, tales cantidades podrían incluso exceder la energía media.

Ahora bien, teniendo en cuenta los objetivos de la política energética, se debe propender porque las cantidades ofrecidas por cada uno de los generadores sean lo más altas posibles, pero asegurando que estas sean cumplidas con el despacho propio de cada una de las plantas comprometidas.

Lo anterior garantiza que los precios ofertados cubren los costos de operación, y no corresponden a estrategias de especulación. Es potestad del regulador o de quien dicta la política energética, establecer una demanda objetivo que no debería ser demasiado alta pues daría cabida a todo tipo de proyectos incluso a los muy costosos, pero tampoco debe ser demasiado baja, pues podría cerrarle la puerta a proyectos que pueden tener importantes economías de escala.

Por lo cual la propuesta se centra en la realización de una subasta de venta energía media anual. Dicha subasta se convoca para que generadores presenten una oferta con dos componentes:

1. Un precio por unidad de energía expresado en dólares por kilovatio hora (USD/kWh) por el que están dispuestos a vender.
2. Una cantidad de energía anual proveniente de su proyecto, expresada en kilovatios hora al año (kWh-año) que quieran comprometer en la suscripción de contrato con un plazo de 20 años.

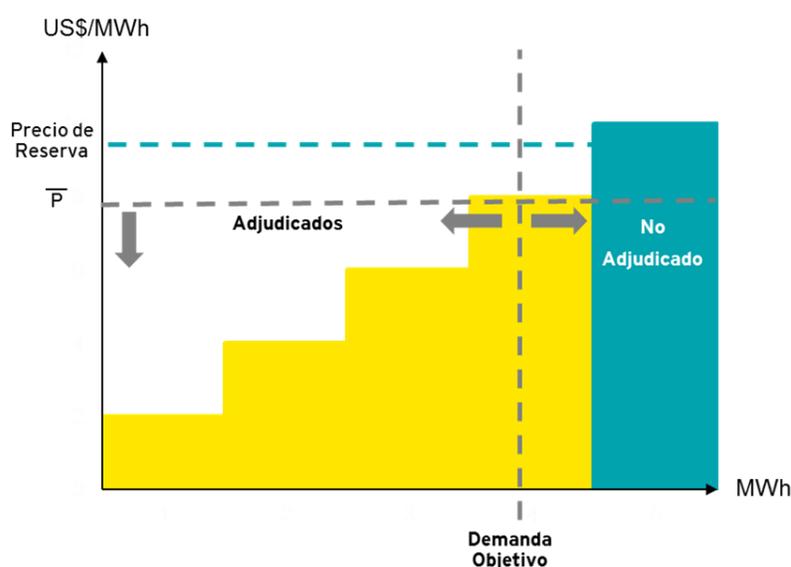
La energía requerida que será comprada en la subasta (demanda objetivo), se expresará en (MWh-año) y deberá ser determinada por la CREG antes de dar inicio al proceso de subasta, bien sea a través de la fijación explícita de una cantidad, o mediante la determinación del precio de reserva, lo cual indirectamente fijaría la demanda objetivo.

Los participantes en la subasta de compra de energía que actuarán como vendedores, serán todos los generadores de energía con un proyecto o portafolio de proyectos de generación que estén interesados en vender energía media.

Todos los proyectos asignados deberán haber hecho ofertas con valores inferiores al precio de reserva de la subasta, (USD/kWh), el cual será definido por la CREG.

Al recibir las ofertas se ordenaría según mérito, es decir, se ordenan los precios propuestos de menor a mayor. Si se presentara un empate de precios se daría prioridad a la oferta con mayor energía ofertada y se adjudicarían todas las ofertas que estén por debajo del precio de reserva hasta cubrir la demanda objetivo.

Gráfica 36: Mecanismo de asignación de cantidades (subasta de sobre cerrado)



Fuente: Elaboración propia

$$D_{ofertada} = \sum_{i=1}^M e_i$$

e_i = Energía ofertada por la planta i :

$$\sum_i^M e_i \leq D_{objetivo} < \sum_i^{M+1} e_i$$

$\forall i$:

$$P_{i-1} < P_i < P_{i+1}$$

P_i = Precio ofertado por e_i

D = Demanda

La entrada en operación de los proyectos deberá coincidir con el periodo en que inician las obligaciones de entrega de energía suscritas en el contrato. Dado que a los generadores seleccionados también se les podrá asignar obligaciones de energía en firme (OEF) por 20 años por su energía en firme, la entrada en operación del proyecto también deberá coincidir con el comienzo de la vigencia de sus OEF.

Los generadores seleccionados mediante la subasta, obtendrán por el contrato de suministro el valor ofertado que puso a consideración en la subasta, es decir que la subasta es pay-as-bid.

Es importante que los contratos que firmen los generadores-comercializadores de esta naturaleza no se tengan en cuenta para el cálculo del porcentaje de participación en el mercado, que actualmente se encuentra limitado a menos del 30%. Con esto se elimina una barrera más de entrada para algunos oferentes, propendiendo por una participación más amplia, luego se puede obtener más competencia.

4.2.2 Subasta de compra de energía

Es clave determinar un mecanismo para asignar las cantidades de la energía comprada entre la demanda, para ello se propone que se convoque una subasta de compra de energía media anual, en la que puedan participar como compradores de la subasta todos los comercializadores de energía interesados en suscribir contratos de suministro de energía a largo plazo.

La subasta de compra de energía media anual será una subasta de reloj ascendente cuyo precio de reserva corresponde al promedio ponderado de los precios y las cantidades de energía que resultaron en la subasta de compra de energía más el costo equivalente de energía, CERE:

$$P_{r2} = \sum_1^n \frac{P_i \cdot e_i}{(\sum_1^n e_i)} + CERE$$

La subasta de compra se desarrolla teniendo en cuenta lo siguiente:

1. Se reciben las demandas de los comercializadores interesados, considerando que el precio de inicio, P_{r2} , está determinado por la subasta anterior, es decir por la de compra de energía.
2. Si la demanda total es menor a la oferta agregada se asigna al precio de reserva la totalidad de la

energía demandada.

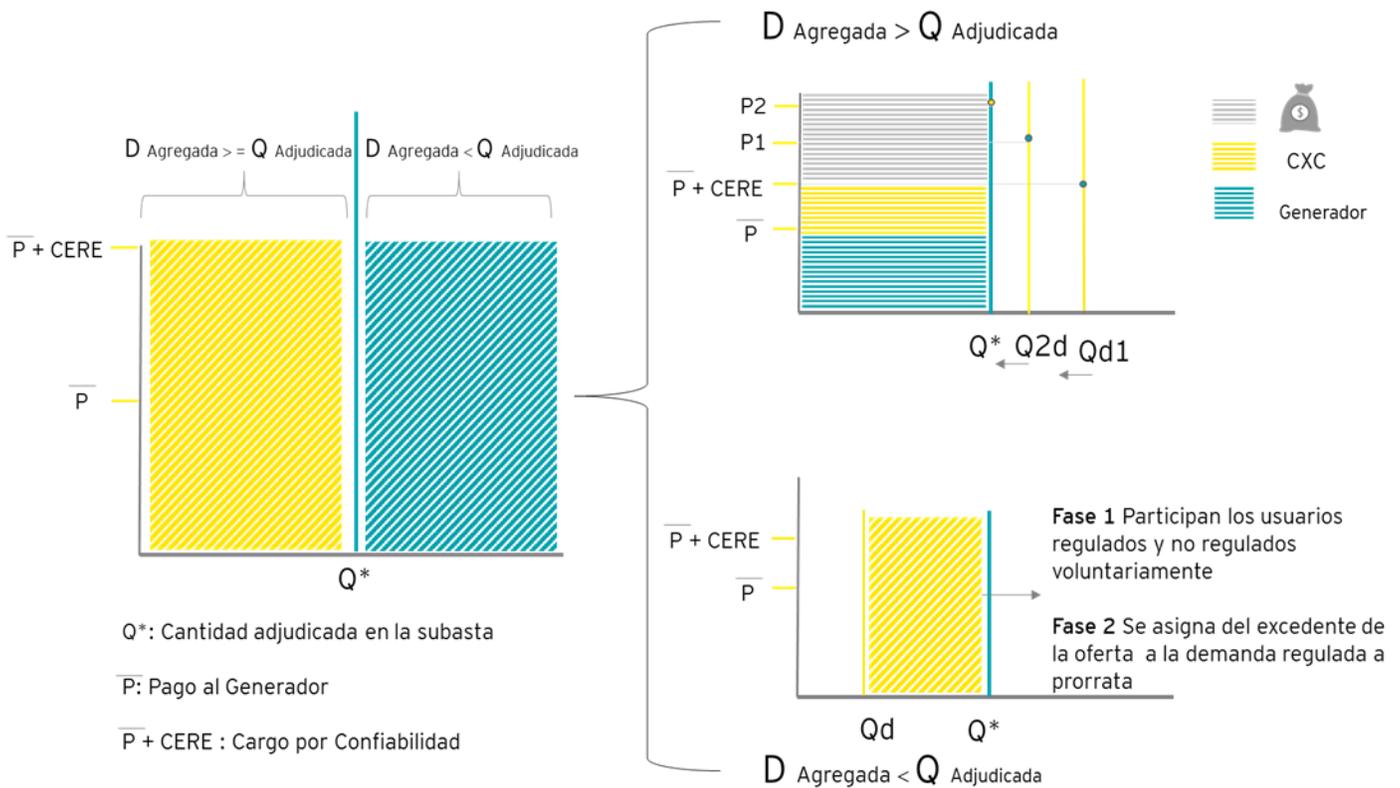
3. Si la demanda total es mayor a la oferta agregada, se incrementa el precio y se reciben nuevamente las ofertas.
4. Se repite el procedimiento en el numeral 3 hasta que se logre que la demanda sea igual a la oferta.
5. Se adjudican los contratos a la o las empresas beneficiadas al precio de cierre de la subasta.

La participación en esta subasta se puede dar en dos fases: Hay una primera instancia en la que tanto demanda regulada como no regulada pueden participar voluntariamente. Sin embargo, en caso de que la demanda que participe en esta segunda subasta sea inferior a lo adjudicado en la primera, el saldo se repartirá entre todos los comercializadores a prorrata de su demanda no cubierta en contratos. En esta segunda instancia sería obligatoria para los comercializadores que representan demanda regulada.

La diferencia entre los precios de las dos subastas que esté por encima del CERE irá destinada a alimentar una cuenta de fiducia cuyos detalles serán desarrollados en la sección 4.4.

Es indispensable que estos contratos se puedan trasladar directamente a los usuarios finales, lo cual se debe reflejar en la metodología del costo unitario de energía eléctrica que pagan los usuarios regulados, es decir que, dado que este es un mecanismo que no es susceptible de ser manipulado por ninguna de las partes, se considera apropiado el traslado en su totalidad del costo asociado a tales contratos, a los usuarios regulados.

Gráfica 37: Subasta de compra



Fuente: Elaboración propia



4.3 Mecanismo de liquidación

Un mecanismo como el que se propone en el presente documento implica desbalances horarios entre la generación contratada y lo aportado por otros generadores que participen en el despacho, no desde el punto de vista de entrega física de energía, pero sí desde el punto de vista financiero, pues el precio de bolsa y el precio del contrato pueden no coincidir, y de hecho no lo harán en la mayoría de las horas. Para hacer los ajustes del caso, se propone un sistema fiduciario que se detalla más adelante.

Con este contrato, el generador seleccionado g a través de la subasta se compromete a entregar una cantidad de energía al año, que se denotará EC_g , dicho compromiso se divide en 12 meses para encontrar un compromiso mensual $EC_{g,m}$, el que a su vez se divide entre las horas del mes $EC_{g,m,h}$. La energía comprometida en el contrato se pagará a un precio fijo que se denotará PC_g .

Dada la naturaleza del contrato, una vez los agentes lo suscriben en el ASIC, las transacciones en bolsa resultantes de éste, se liquidarán a favor/contra del generador, así:

1. Si en la hora h , el generador produce $GR_{g,m,h}$ una mayor cantidad de energía que la del equivalente horario del compromiso en el contrato, $EC_{g,m,h}$, entonces se registrará una venta en bolsa a favor del generador que será igual a ³:

$$VB_{g,m,h} = (GR_{g,m,h} - EC_{g,m,h}) * PB_h$$

2. Si en la hora h , el generador produce $GR_{g,m,h}$ una menor cantidad de energía que la del equivalente horario del compromiso en el contrato $EC_{g,m,h}$, entonces se registrará una compra en bolsa a favor del generador que será igual a:

$$CB_{g,m,h} = (EC_{g,m,h} - GR_{g,m,h}) * PB_h$$

3. En caso que la energía generada sea exactamente igual al equivalente horario del compromiso, entonces no se registrará una transacción en bolsa para el generador g , en dicha hora.

Al final del mes, se hace el neto entre las ventas en bolsa del generador versus sus compras en bolsa como resultado del contrato. Este valor que se denotará $LB_{g,m}$ será reconocido al generador, en caso que sea positivo, o pagado por el generador, en caso que sea negativo.

$$LB_{g,m} = \sum_h VB_{g,m,h} - CB_{g,m,h}$$

Con respecto al pago que el comercializador deberá hacer al generador, se aclara que de cara a la demanda este es un contrato pague lo contratado (take or pay), este deberá pagar todos los meses la misma suma en dólares, liquidados con la tasa de cambio representativa del mercado, correspondiente al último día del mes en el que se le prestó el servicio. Sin embargo, el generador solo podrá contar con el dinero correspondiente a la liquidación de la energía efectivamente entregada, sin que este sea mayor al equivalente mensual del compromiso, a la tarifa en dólares ofrecida en la primera subasta. En caso de haber un saldo positivo, este deberá ser enviado a una fiducia manejada por el ASIC.

³ El compromiso adquirido por el generador es anual. $EC_{g,m,h}$, solo corresponde a una equivalencia necesaria para hacer la liquidación. No es posible afirmar que si la generación real que se da en la hora h ($GR_{g,m,h}$) es menor a $EC_{g,m,h}$, entonces el generador g no ha cumplido su compromiso para la hora h , solo es posible determinar el cumplimiento o no de las obligaciones anuales con la generación real a lo largo de todo el año.

Con respecto al pago que el comercializador deberá hacer al generador, se aclara que de cara a la demanda este es un contrato pague lo contratado (take or pay), este deberá pagar todos los meses la misma suma en dólares, liquidados con la tasa de cambio representativa del mercado, correspondiente al último día del mes en el que se le prestó el servicio. Sin embargo, el generador solo podrá contar con el dinero correspondiente a la liquidación de la energía efectivamente entregada, sin que este sea mayor al equivalente mensual del compromiso, a la tarifa en dólares ofrecida en la primera subasta. En caso de haber un saldo positivo, este deberá ser enviado a una fiducia manejada por el ASIC.

$$PC_{g,m} = \min\{EC_{g,m}, GR_{g,m}\} * PC_g$$

Lo anterior significa que el pago por el contrato que recibirá el generador g en el mes m, $PC_{g,m}$ será igual al mínimo entre el equivalente mensual del compromiso de energía del contrato en el mes m y la energía realmente producida durante ese mes $GR_{g,m}$, por el precio del contrato.

$$\text{Si, } EC_{g,m} < GR_{g,m} \text{ entonces,} \\ ((GR_{g,m} - EC_{g,m}) * PB) \text{ se enviará a la fiducia}$$

En consecuencia, los ingresos mensuales del generador g serán la suma entre el pago del contrato y las transacciones en bolsa⁴.

$$IG_m = PC_{g,m} + LB_{g,m}$$

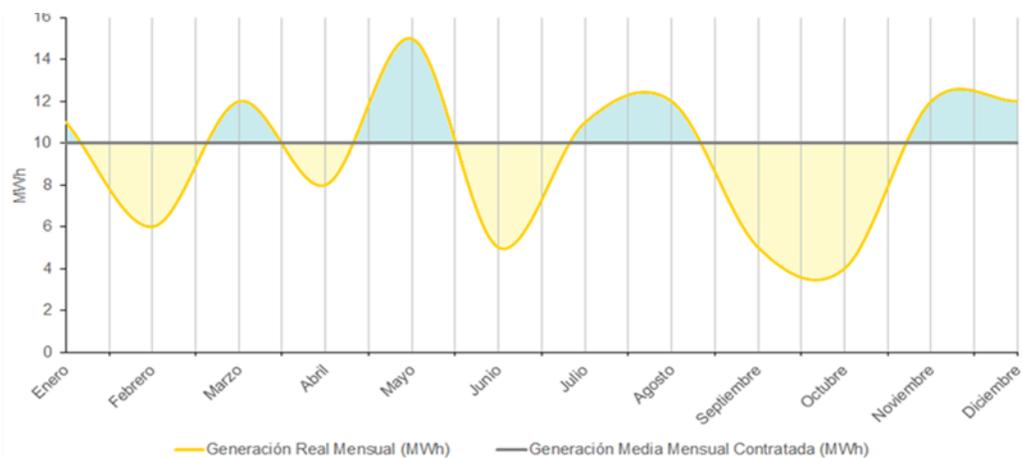
En el último pago del año se debe, además de aplicar la regla expuesta anteriormente, realizar un chequeo del cumplimiento del compromiso anual. Es decir que se debe revisar que el generador g, haya cumplido efectivamente su contrato. En este chequeo final se pueden presentar los siguientes casos:

1. Que el generador haya producido en el año, más de lo comprometido y el valor de sus ingresos durante el año, sea mayor o igual al valor del contrato.
2. Que el generador haya producido en el año, más de lo comprometido y el valor de sus ingresos sea menor al valor del contrato.
3. Que el generador haya producido en el año, menos de lo comprometido y el valor de sus ingresos durante el año, sea mayor o igual al valor del contrato.
4. Que el generador haya producido en el año, menos de lo comprometido y el valor de sus ingresos sea menor al valor del contrato.

En la gráfica a continuación ilustra este caso, bajo un supuesto de energía media anual de 120 MWh (equivalente al 10 MWh/mes):

⁴A este ingreso hay que sumarle lo percibido por cargo por confiabilidad para remunerar las obligaciones de energía en firme que se le hayan asignado al generador.

Gráfica 38 - Ejemplo ilustrativo Caso 4



	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Balance
Generación Media Mensual Contratada (MWh)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	120
Generación Real Mensual (MWh)	11	6	12	8	15	5	11	12	5	4	12	12	
Generación Acumulada (MWh)	11	17	29	37	52	57	68	80	85	89	101	113	
Pago Mensual	10	7	12	8	13	7	11	12	5	4	12	12	113
Pago Acumulado		17	29	37	50	57	68	80	85	89	101	113	-7

Fuente: Elaboración propia

El caso 1 refleja la situación, en la que el generador cumple la energía comprometida a lo largo del año y los ingresos que recibió por el pago del contrato y la liquidación de las transacciones en bolsa son al menos el ingreso esperado del agente por la firma del contrato. Dado que aquí no hay ningún desbalance, puesto que el comercializador pagó la energía contratada al precio pactado y los excesos de generación fueron saldados al precio de bolsa al generador, no hay necesidad de realizar ajustes.

Por el contrario, en los casos 2 y 3 hay desbalances. En el caso 2 porque, aunque el generador cumplió con su compromiso anual, las liquidaciones por sus transacciones en bolsa son tales que el ingreso percibido no es el que se espera, sí se cumple el contrato. Esta situación puede pasar cuando de forma persistente se genera más del compromiso horario cuando el precio de bolsa es bajo y se genera por debajo de la obligación cuando el precio de bolsa es alto. En este caso, la diferencia entre el valor total del contrato y los ingresos percibidos por el generador son cubiertos, en primer lugar por lo que haya en la fiducia en la cuenta del ϵ , es decir por el valor por encima del precio de reserva al que haya cerrado la segunda subasta, si lo que hay en esta cuenta no es suficiente, se deberá utilizar el dinero que haya en la fiducia correspondiente a lo aportado a la cuenta cuando se presente el caso 3, si persiste el desbalance, este será cubierto por la demanda que es atendida por estos contratos a través de los comercializadores respectivos.

El tercer caso es el opuesto al segundo, es decir que el generador no cumplió con su obligación anual, pero gracias a las transacciones de compra y venta en bolsa, obtuvo un ingreso superior al valor del contrato. En este caso, la diferencia deberá ser enviada por el generador a la fiducia que maneja el ASIC. Finalmente, en el cuarto caso no hay desbalance, en la medida que el generador no cumplió el contrato y por ende, recibe un ingreso menor al valor del contrato.

Teniendo en cuenta lo anterior, este mecanismo propone dos fiducias, la fiducia de los generadores y la fiducia de la demanda. La primera tiene como propósito cubrir los desbalances en la liquidación

mensual de los pagos. Se incrementa cuando se presenta el caso #1 y disminuye cuando se presentan los casos 2,3 o 4.

Con el objetivo de incentivar a los generadores, el dinero que se encuentre en su fiducia al final del año podrá ser retirado por los generadores. No obstante, con el fin de mitigar los riesgos de incumplimiento por parte del generador, se propone contar con una garantía que debe ser pagada por los generadores antes de que cada planta comience su operación. Si llegara a presentarse el caso #4, entonces se haría efectiva esta garantía.

Por otra parte la fiducia de la demanda busca mitigar el riesgo de que la demanda deba realizar pagos adicionales a los que ya a realizado por el contrato, cuando se da el caso en el que el generador cumple o excede su compromiso de energía media, pero su fiducia presenta un saldo negativo (caso #2). Esta fiducia se incrementa en dos casos:

1. Cuando en la subasta de reloj descendente, el precio al cual se le adjudica la energía a la demanda es superior que el precio ofertado por el generador en la subasta de sobre cerrado, esta diferencia se envía a la fiducia de la demanda.
2. Cuando el generador incumple su compromiso de energía media, pero su fiducia representa un saldo positivo, este monto debe trasladarse a la fiducia de la demanda.



4.4 Precisiones adicionales

4.4.1 Participantes en la subasta

- La oferta

Este punto nos lleva al debate de quiénes deberían ser los generadores que se presenten y con qué tipo de plantas.

Por una parte, atendiendo el principio económico de la formación de precio en un ambiente de competencia, que establece que entre mayor sea la oferta, menor debería ser el precio, lo lógico sería promover la participación de la mayor cantidad de oferta posible, esto se lograría si la subasta se hace para todo tipo de tecnologías, no exclusivamente para FNCER, en este caso solo aquellas que sean más competitivas bajo estas reglas, serán adjudicadas con los contratos de energía media. Por lo cual se sugiere que sea una subasta abierta a todo tipo de tecnología, pero con el limitante de que sean plantas nuevas.

La participación de los generadores en la subasta puede ser muy alta si se les obliga a participar, o si se establecen reglas para la demanda regulada, que los obligue a cubrir una parte importante de sus necesidades con contratos de largo plazo.

La participación de plantas existentes en la subasta puede ser percibida como una amenaza para la entrada de nueva generación, y para el caso, con FNCER, lo cual iría en contravía con el objetivo del mecanismo, sin embargo la experiencia internacional ha demostrado que el marco regulatorio apropiado, incluso en estas circunstancias, las FNCER resultan ser muy competitivas y los precios que se han obtenido en estos casos han sido sorpresivamente bajos.

De acuerdo con la preocupación que deja ver el regulador sobre si deben o no competir en igualdad de condiciones cada una de las tecnologías, y teniendo en cuenta lo que ha sucedido en otros países, consideramos que lo más apropiado sería que la participación desde el punto de vista de la oferta esté abierta a todos los proyectos nuevos, sin discriminación alguna de las tecnologías, eso sí asegurándose que el resultado final implique un mínimo de inclusión de las FNCER.



Tabla 15: Participantes en la subastas realizadas en Latinoamérica

País	Tipo	Detalle
Peru	Sólo Renovables	Se subasta la energía requerida en MWh/año de las siguientes tecnologías: biomasa, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz y pequeñas hidroeléctricas (menores a 20 MW) -100% renovables (2% biomasa, 42% eólica, 30% solar, 26% hidro) *2016
México	Sólo Renovables	Se llevan a cabo subastas de energías renovables de forma independiente a las fuentes tradicionales. 2016 - Eólica 19% , Solar 81%
Argentina	Sólo Renovables	Se llevan a cabo subastas de energías renovables de forma independiente a las fuentes tradicionales. 2016 - Eólica, Solar, Biomasa, Biogás, PAH
Chile	Renovables + otras tecnologías (nuevas y existentes)	Se hacen subastas de energía sin diferenciar la tecnología: -52% corresponde a proyectos nuevos de (Eólico 83%, Solar 16%, Hidro 1%) -48% corresponde a mix existente (Hidro de pasada, Carbón, Hidro de embalse, Petróleo Diésel, Gas Natural) *Licitación 2015 - 01
Uruguay	Sólo Renovables	Se llevan a cabo subastas de energías renovables de forma independiente a las fuentes tradicionales y adicionalmente son segregadas por tecnología 2011 - eólica 2013 - solar

Fuente: Elaboración propia - Datos Osinergmin, CENACE, CAMESA, Ministerio de Energía - Chile y MIEM

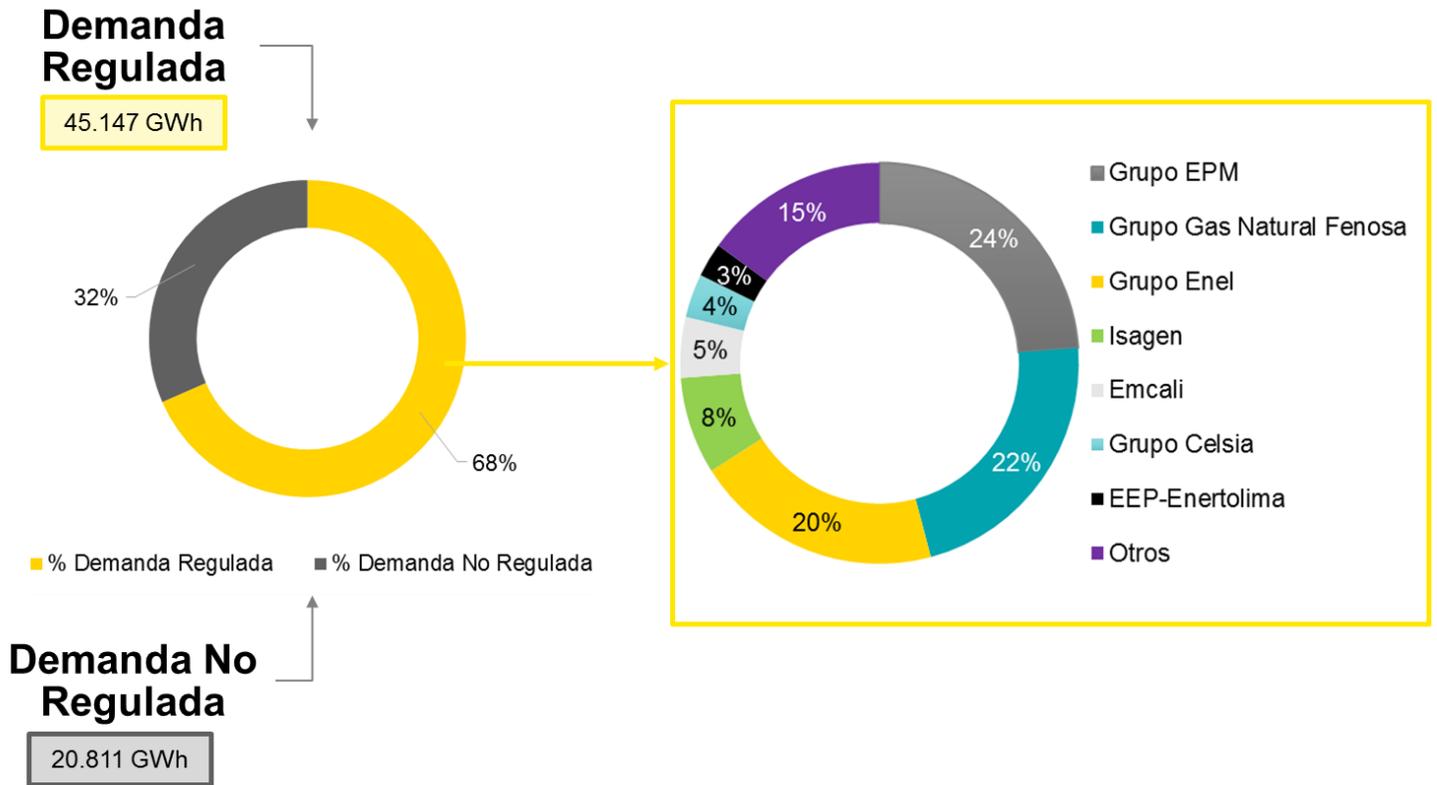
Una alternativa válida podría ser implementar una primera subasta en la que solo puedan participar las FNCER, y unas subastas posteriores abiertas a todas las tecnologías. Esto tendría la ventaja de que aseguraría la inclusión de una porción de FNCER, mientras se hacen los ajustes y los análisis necesarios para la implementación de un mecanismo más complejo en el que todas las tecnologías compitan por igual.

• La demanda

En este punto el debate se centra en si los participantes como compradores deber ser los usuarios regulados, o los no regulados, y si la demanda regulada debe asistir voluntariamente o si lo debe hacer de forma obligatoria. Para que sea exitoso el mecanismo, en el sentido de que los resultados de su implementación estén alineados con los objetivos, es necesario que tenga una alta liquidez. Por esto es necesario que la demanda interesada sea tan grande como sea posible.

A continuación se presentan dos gráficas para el año 2015, la primera refleja el porcentaje de representación de la demanda regulada y no regulada sobre el total de la demanda, y la segunda indica la participación de los diferentes grupos empresariales en la atención de la demanda regulada.

Gráfica 39: Participación en la atención de la demanda por grupo empresarial (2015)



Fuente: Datos XM - Elaboración propia

En estas se puede evidenciar que el 86% de la atención de la demanda regulada se encuentra concentrada en manos de 7 grupos empresariales.

Teniendo en mente la estructura del mercado colombiano, descrita anteriormente, en el que un porcentaje importante de la demanda es atendido por empresas que están integradas verticalmente con generadores, existe el riesgo de que si el mecanismo es voluntario, esta demanda no acuda, pues es posible que su generador tenga intereses contrarios.

Por otra parte, un esquema voluntario que no tenga la demanda suficiente para asegurar el cierre financiero de los proyectos, equivaldría a lo que se observaría en un mercado de compradores, pudiendo terminar en precios demasiado bajos, que pongan en riesgo la factibilidad de las inversiones.

4.4.2 Moneda en que se presentan las ofertas

La experiencia internacional que se vio en cinco países analizados en la región, muestra que la oferta y adjudicación de precios se debería realizar en dólares. La tasa de cambio, incide en el momento de evaluar un proyecto teniendo en cuenta si la moneda se está devaluando o revaluando. En el caso que los servicios necesarios para la realización del proyecto se encuentren en dólares y la oferta se realice en otra moneda, la incertidumbre en la tasa de cambio genera un riesgo ya que para encontrar el flujo de caja se debe realizar una aproximación de lo que será la TRM generando un riesgo para el generador.

Este punto analiza la conveniencia de recibir ofertas en dólares americanos o en pesos colombianos, a la luz del logro efectivo de los objetivos planteados en la política energética.

Se puede argumentar que el riesgo debe quedar en cabeza de aquel que tenga la capacidad de gestionar el riesgo, pero debe tenerse en cuenta cuáles son los mecanismos que se podrían utilizar para realizar la respectiva cobertura.

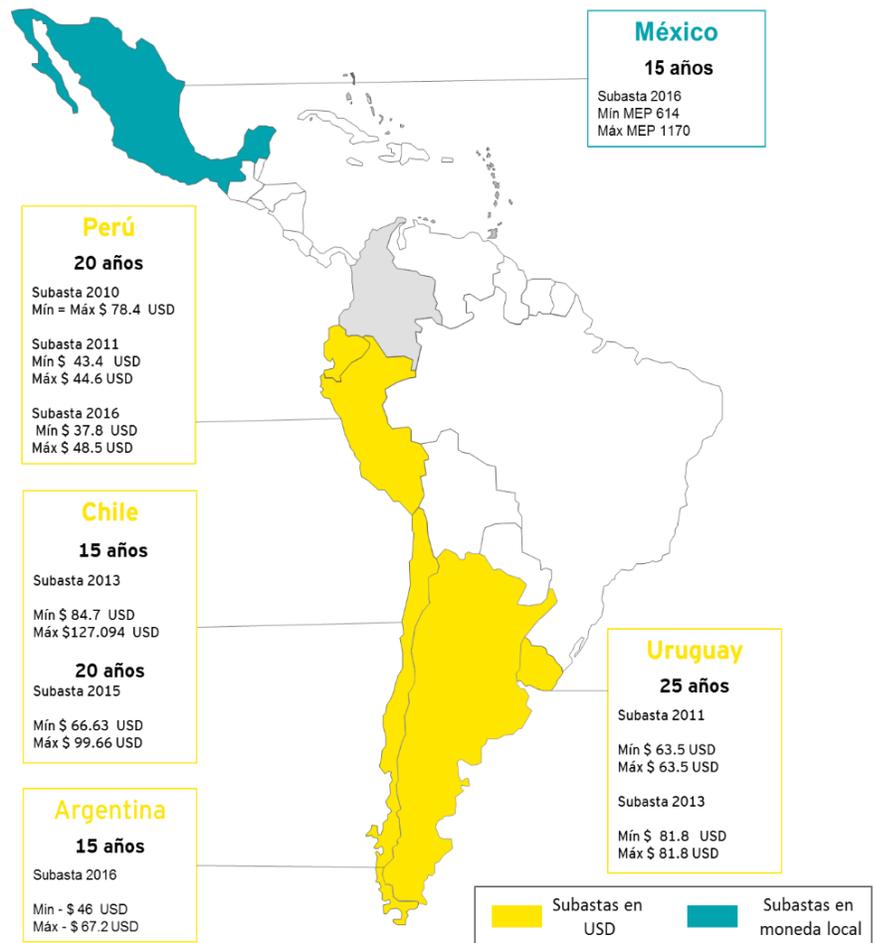
Se considera que por parte de la demanda tan solo un grupo de los usuarios no regulados están en capacidad de manejar el riesgo de tasa de cambio; el resto, usuarios regulados y el resto de los no regulados, no lo están, por esta razón pareciera ser buena idea que sean los generadores renovables quienes asuman dicho riesgo, sin embargo ellos tendrían la opción de cubrir su posición vía mayores valores en las ofertas ofertadas: Lo que se traduce en que vía las ofertas le estarían trasladando este riesgo a la demanda, sin la posibilidad de que esta capitalice los beneficios asociados a un posible revaluación.

Si se revisan las experiencias internacionales, lo que se observa en las mejores prácticas, es que dado que la mayor porción de los costos de inversión son en dólares, es en esta moneda en la que se establecen los ingresos. Luego la mejor alternativa es fijar los ingresos en dólares por unidad de energía, USD/MWh.

4.4.3 Indexación

Para indexar el precio resultante del mecanismo propuesto, se sugiere utilizar la metodología actual para las subastas del CxC, la cual se encuentra detallada en la Resolución 071 de 2006 (Artículo 28). Al presente, la actualización del precio de cierre de las subastas en Colombia se realiza utilizando la variación del PPI de Estados Unidos. Sin embargo, existen otras alternativas para indexar este precio como por ejemplo: la variación del IPC del país o mantener constante el precio de cierre a lo largo de los años.

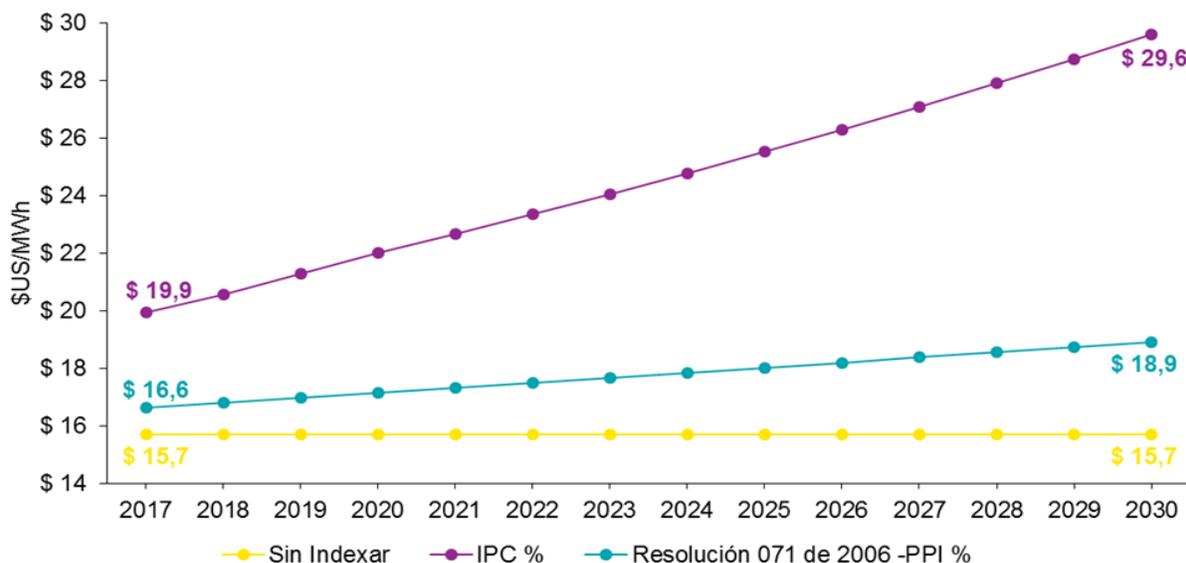
Gráfica 40: Mecanismos para inclusión de FNCER en Latinoamérica



Fuente: Elaboración propia.

En la gráfica a continuación se puede observar una aproximación de la evolución del precio de cierre de la última subasta para la adjudicación del CxC en 2011, cuyo valor fue de \$15,7. Allí se observan los siguientes las tres alternativas de indexación mencionadas anteriormente y se puede evidenciar que si se proyecta este precio hasta el año 2030, la metodología que presenta un crecimiento relevante pero más conservador es la del tercer escenario (variación del PPI) y por lo tanto se recomienda seguir utilizándola.

Gráfica 41 : Escenarios de indexación



Fuente: Datos Banco de la República, Banco Mundial - Elaboración propia

4.4.4 ¿Qué debe pagar la demanda?

La demanda debe pagar el precio que resulte de la subasta de reloj descendente (subasta de compra de energía), en el caso en caso que esta se presentara, de lo contrario pagar el precio de la subasta de sobre cerrado². Como es posible que las plantas adjudicadas hayan tenido diferentes precios, lo que se debería trasladar a la demanda sería el promedio ponderado por la cantidad de energía de los precios de los proyectos seleccionados por la subasta. Adicional a este valor la demanda deberá pagar el CERE. Lo que equivale a que en la práctica las ofertas de los generadores serán iguales a lo solicitado más el CERE.

4.4.5 Despacho

Dada la imposibilidad de gestionar el recurso por parte de los generadores con FNCER, especialmente de los recursos solares y eólico, estas plantas deberían ser tratadas como plantas inflexibles y ser despachadas en la base, sin que participen en la formación de precios en el despacho diario. Esto no implica que estas deban ser tomadoras de precio, porque su precio fue formado en la subasta de sobre cerrado.

5.

Análisis costo - beneficio

Subcapítulos

5.1 Modelo de simulación para el análisis costo - beneficio

5.2 Resultados del análisis costo - beneficio

Este capítulo, presenta la descripción del modelo de simulación elaborado con el fin de realizar un análisis costo - beneficio de la inclusión de las FNCER en la matriz energética colombiana.

Además se encuentran los resultados del análisis costo - beneficio arrojados por el modelo de simulación, clasificados como resultados financieros y resultados probabilísticos, desarrollados desde el punto de vista de cada uno de los generadores supuestos, la demanda y el sistema.

5.1 Modelo de simulación para el análisis costo - beneficio

Con el fin de realizar un análisis costo - beneficio de la inclusión de las FNCER en Colombia, se elaboró un modelo de simulación en Excel para el cual se contempló un periodo de análisis de 16 años (2000 a 2015), 6 ubicaciones para localizar parques de generación (4 solares y 2 eólicas) y 3 escenarios de generación (alto, medio y bajo).

Al final de cada simulación, se pueden observar algunos indicadores para analizar los resultados obtenidos por cada generador y del conglomerado nacional. En general, el objetivo es cuantificar la probabilidad de que ocurra alguno de lo siguientes casos a lo largo de todo el periodo de análisis:

Para elaborar el modelo, se llevaron a cabo tres etapas principales, identificación de información base, definición de variables y parámetros y finalmente la elaboración de la simulación.

5.1.1 Identificación de información base

- Definición de escenarios

Con el propósito de desarrollar el modelo de simulación, se utilizaron los escenarios establecidos en el capítulo 2, en el cual se encuentra el procedimiento utilizado para la definición de los mismos. Estos tres escenarios de capacidad instalada (bajo, medio y alto), fueron distribuidos en seis diferentes ubicaciones, en las regiones de la Guajira y Santander, suponiendo la presencia de un único generador en cada zona, como se detalla en la tabla a continuación:

Tabla 16: Escenarios de Generación

Escenario	Santander Solar 1	Santander Solar 2	Guajira Solar 3	Guajira Solar 4	Santander Eólica 5	Guajira Eólica 6	Total Nacional
Alto	75	75	75	75	500	1.500	2.300
Medio	42,5	42,5	42,5	42,5	150	650	970
Bajo	12,5	12,5	12,5	12,5	0	300	350

Fuente: Elaboración propia

- Datos de generación

Para la elaboración del modelo se contó con datos de generación eólica y solar, para los tres escenarios y las seis zonas, con frecuencia horaria para el periodo comprendido entre el año 2000 y 2015.

Como se explicó antes, estos datos fueron obtenidos a partir de la información de recurso solar de NREL y la información del recurso eólico brindada por Vestas, la cual fue convertida en datos de generación mediante el modelo SAM de NREL y una aproximación de factor de capacidad de Rayleigh, para el recurso solar y eólico respectivamente.

5.1.2 Definición de variables y supuestos

• Definición de variables

El modelo elaborado permite analizar y cuantificar los resultados que se hubieran podido obtener, bajo el supuesto de que Colombia hubiera contando con una capacidad instalada de FNCER desde el año 2000 y de que el mecanismo propuesto se hubiera implementado, por lo cual se definieron diferentes variables para el análisis:

- ✓ **Escenario:** Esta variable permite el análisis comparativo de los resultados de la implementación del mecanismo propuesto en un escenario de generación alto, medio y/o bajo.
- ✓ **Delta - Δ (\$US/MWh):** Se refiere a la diferencia entre el precio del contrato adjudicado en la subasta de sobre cerrado (subasta de venta) y el precio al que podría cerrar la subasta de reloj ascendente (subasta de compra). El Δ toma valores mayores a cero cuando en la segunda subasta o subasta de compra, la energía demandada es mayor que la energía ofertada y por lo tanto se procedería a realizar una subasta de reloj ascendente, en la cual el precio iría incrementando hasta que la demanda y la oferta se crucen. En el modelo esta variable puede tomar valores de 0, 0.5, 1 y 3 \$US/MWh.
- ✓ **Garantía (meses):** Teniendo en cuenta que el mecanismo propuesto comprende la implementación de un esquema de garantías, dentro del modelo se incluyó esta variable, la cual se refiere al valor de la garantía que cada generador debería presentar con el fin de cubrir el riesgo de incumplimiento de su compromiso de energía media anual. Esta variable fue definida en número de meses, sin embargo representa el valor equivalente de la garantía calculado como el producto de la generación comprometida por el precio del contrato de cada mes. Esta variable puede tomar valores de 1, 2 o 3 meses.

• Definición de supuestos

Con el fin de complementar los datos de entrada requeridos por el modelo construido se asumieron los siguientes supuestos:

- ✓ **ENFICC:** Se asumió como 8% para las plantas solares y 12% para las plantas eólicas.
- ✓ **PPI:** Se tuvo en cuenta el valor del PPI de USA de los últimos 16 años para indexar el precio de los contratos en el modelo. Se utilizó la metodología propuesta por la resolución CREG 071 de 2006.
- ✓ **Energía media anual:** Para calcular la energía media de cada uno de los generadores, se promedió el total de energía generada anualmente desde el 2000 hasta el 2015, obteniendo un valor estimado del compromiso de energía media anual que podría asumir cada generador.
- ✓ **Precio de los contratos:** Para calcular el precio del contrato para cada uno de los generadores se asumió un precio base de \$45 USD/MWh para los contratos de generación solar y \$50 USD/MWh para los contratos de generación eólica (estos valores se definieron de acuerdo a información brindada por las empresas miembro de SER Colombia).

En primer lugar, se calculó el promedio del factor de planta para cada uno de los generadores, dividiendo el total de energía generada cada año entre la capacidad instalada de cada una de las plantas supuestas. En seguida se calculó la variación y el promedio total de estos factores de planta de forma independiente para los generadores de cada tipo de tecnología. Finalmente, se aplicó esa variación al precio base inicial para poder estimar un precio específico para cada uno de los generadores.

Asimismo, se asumió que la relación entre el precio y el factor de planta es inversa, es decir, que en la medida de que el factor de planta sea mayor, el precio que ofertaría un generador por su contrato podría ser menor.

Adicionalmente, y como se mencionó antes, los seis precios calculados para los contratos de todos los generadores se indexaron utilizando el PPI de USA, de acuerdo a la Resolución CREG 071 de 2006.

- ✓ **Cargo por confiabilidad:** Para el cálculo del cargo por confiabilidad que recibiría cada generador, se utilizó el valor al que cerró la subasta de 2008 (\$14 USD/MWh). Este valor se indexó para todo el periodo de análisis utilizando la metodología establecida en la Resolución CREG 071 de 2006.
- ✓ **Precio de bolsa:** El precio de bolsa horario para el periodo en cuestión fue tomado de XM, en COP/kWh, y se convirtió a USD/MWh tomando la TRM del último día de cada mes, publicada por el Banco de la República, con el fin de hacer el precio de bolsa comparable con el precio de los contratos.
- ✓ **CERE:** El CERE fue tomado de XM de forma mensual y en COP, y se ajustó con la tasa de cambio para obtener US\$/MWh.

5.1.3 Elaboración de la simulación

La simulación de la propuesta se llevo a cabo de forma horaria, mensual y anual y el procedimiento y valores calculados se explicarán a continuación:

- **Simulación Horaria:**

En el modelo se incluyó la simulación horaria para cada uno de los 6 generadores, los cuales son utilizados como base para la simulación mensual y anual. Durante esta etapa de análisis se realizó el cálculo de:

- ✓ **Generación Real (GR):** Se refiere a los datos de la generación horaria de cada uno de los generadores del modelo. Con el fin de determinar el cumplimiento de compromiso de energía media anual de cada uno de los generadores, se analizó la generación real horaria acumulada y se determinó el cumplimiento o incumplimiento del generador frente a lo comprometido en el contrato.
- ✓ **Generación Comprometida (GC):** Para el análisis horario fue necesario calcular el compromiso horario equivalente, el cual corresponde al compromiso de energía media anual dividido entre 8760 horas para los años tradicionales y 8784 para los años bisiestos.
- ✓ **Recaudo de la demanda total (RDT):** Este valor hace referencia al recaudo que se hace a la demanda para cubrir el pago de los contratos de energía media de los generadores. Este recaudo incluye el precio del contrato, el CERE y el Δ para los escenarios en los que aplique.

-
- ✓ **Cargo por confiabilidad (CxC):** Debido a que en la propuesta se asume que los generadores podrían ser tomadores de OEF para recibir cargo por confiabilidad, este valor se incluyó en el modelo, como el precio de cierre de la subasta del 2008 de cargo por confiabilidad indexado con PPI. Por ende los ingresos que recibirían los generadores por concepto de CxC, se calculó como el producto entre el valor del CxC indexado y la energía en firme de cada generador, representada por el producto entre la capacidad instalada de cada generador y el ENFICC de cada tecnología.
 - ✓ **Pago al generador por contrato total (PGCT):** El pago mensual realizado a cada uno de los generadores según la propuesta, corresponde al mínimo entre la energía generada y la energía comprometida, multiplicada por el precio del contrato más el cargo por confiabilidad correspondiente a cada uno.
 - ✓ **Fiducia de la demanda (FD):** Este corresponde la diferencia horaria entre el recaudo de la demanda (RDT) y el pago por contrato al generador (PGCT). De esta manera, en las horas donde el generador no cumple su compromiso, la demanda tiene la oportunidad de ir acumulando un saldo positivo. Se analiza el saldo acumulado de la fiducia de la demanda con el objetivo de determinar al final cada año si es necesario realizar cobros adicionales la demanda, o si el saldo final es suficiente para cubrir con el pago de los compromisos asumidos.
 - ✓ **Fiducia del generador (FG):** Este valor corresponde a los saldos a favor o en contra del generador causados cuando su generación real difiere de la pactada en el contrato. Es decir, la diferencia entre sus ventas en bolsa y sus compras en bolsa. El saldo de la fiducia del generador se calcula multiplicando la diferencia entre la generación real y la comprometida por el precio de bolsa. El resultado de esta fiducia se analiza al final del año para determinar si los ingresos del generador fueron superiores, inferiores o iguales a los pactados en el contrato.

• Simulación Mensual

Teniendo en cuenta que la propuesta sugiere pagos mensuales al generador, se realizó un análisis mensual de la simulación. Para esto se eligieron las variables más relevantes: Generación real acumulada, generación comprometida acumulada, recaudo de la demanda total, los ingresos del generador por pago del contrato, la fiducia de la demanda y la fiducia del generador. Teniendo en cuenta estas variables se determinó el comportamiento del flujo real de efectivo del generador.

• Simulación Anual

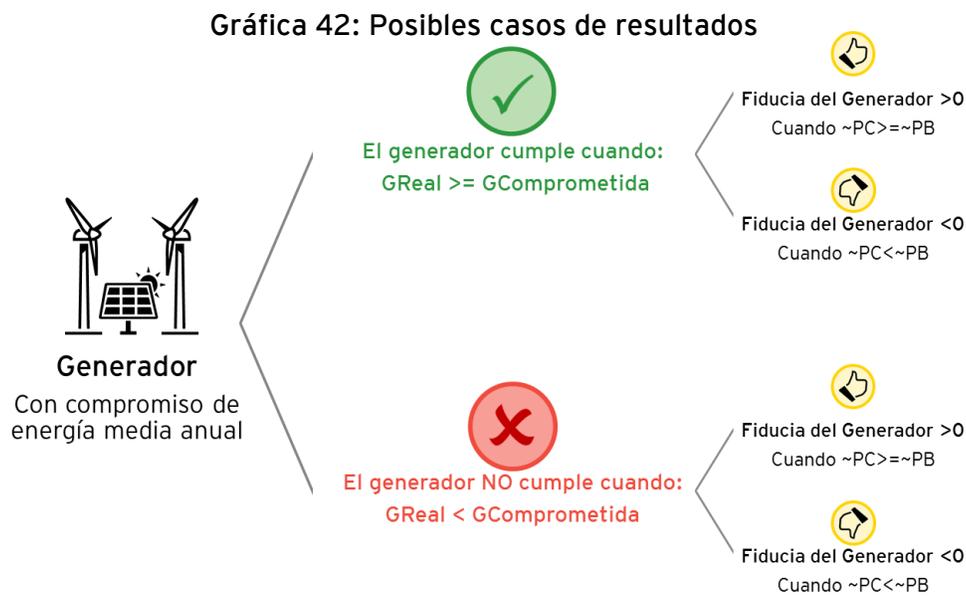
La simulación anual del modelo permite analizar los resultados tanto al final de cada año como al final de todo el periodo de análisis (16 años). En el caso de la simulación anual los resultados se analizaron en dos fases. La primera, consistió en el análisis de las variables más relevantes mencionadas previamente: Generación real acumulada, generación comprometida, recaudo de la demanda total, los ingresos totales del generador por pago del contrato, fiducia de la demanda y fiducia del generador, con una periodicidad anual. Adicional a estas variables se analizaron:

- ✓ **Gastos Adicionales del Generador (GAG):** Este valor corresponde al gasto adicional que cada generador tiene que asumir para asegurar que siempre está cumpliendo con la garantía del contrato. Cada año los generadores deben invertir el equivalente monetario a uno, dos o tres meses de generación (dependiendo el escenario de garantía elegido) como garantía. Si el

generador incumple su compromiso, y no tiene fondos disponibles en su fiducia , se encontraría en la situación donde se ejecutaría su garantía para cubrir sus compromisos. Cuando esto sucede, al inicio del siguiente año el generador deberá colocar nuevamente su garantía para poder participar en el mercado. En caso de no tener incurrir en este gasto, solo sería necesario aumentar su garantía en el porcentaje en el que aumenta el PPI, debido a que también es un valor indexado.

- ✓ **Ingresos adicionales del Generador (IG):** Los ingresos adicionales del generador hacen referencia al dinero adicional que obtienen resultante del saldo de la fiducia al final de cada año, cuando la diferencia obtenida entre sus ventas y sus compras en bolsa es positiva.
- ✓ **Egresos del Generador (EG):** Los egresos del generador hacen referencia al dinero adicional que debe asumir el generador resultante del saldo de la fiducia al final de cada, cuando la diferencia obtenida entre sus ventas y sus compras en bolsa es negativa.
- ✓ **Resultados del generador (UG):** Las utilidades para cada uno de los generadores son calculadas al final de cada año y al final de los 16 años realizando un balance de las siguientes variables: pago por contrato, gastos adicionales, ingresos, y egresos.

La segunda y última etapa de la simulación anual, constó de un análisis de los resultados finales de las variables descritas, con el propósito de determinar, la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los siguientes casos:



Fuente: Elaboración propia

Adicional al cálculo de esas probabilidades fue importante hacer un análisis final para identificar el estado final de las fiducias e identificar si el generador obtuvo utilidades o pérdidas al final del periodo analizado. Los resultados finales obtenidos se analizarán en la siguiente sección.



5.2 Resultados del análisis costo - beneficio

Como se mencionó en la sección anterior, para analizar el balance costo - beneficio de la propuesta, se elaboró un modelo de simulación del proceso de liquidación que comprende el mecanismo propuesto y sus posibles resultados. Para esto, se corrió el modelo en los tres escenarios de generación (alto, medio y bajo) con la variable Δ en 0, y con la variable de garantía igual a dos meses. A continuación se presentan los resultados obtenidos, clasificados en dos tipos de resultados: financieros y probabilísticos.

Los resultados financieros comprenden el análisis de los ingresos recibidos por parte de los generadores por concepto del pago de su contrato, los saldos de la fiducia de la demanda y los saldos de la fiducia de los generadores con el fin de determinar si el esquema propuesto incentiva el cierre financiero de los proyectos de energías renovables no convencionales en Colombia.

5.2.1 Resultados Financieros

En primer lugar, se analizaron los resultados nacionales como se muestra en la siguiente tabla.

Por un lado, los ingresos recibidos por los seis generadores durante el periodo comprendido entre el 2000 y el 2015 por concepto del pago de sus contratos de energía media, ascendieron a \$6,2 billones de USD, con un promedio anual de \$390 millones USD en el escenario alto (aproximadamente 6 veces mayor que los resultados del escenario bajo). Además se evidenció que los ingresos y egresos registrados en la fiducia de los generadores, en el escenario alto, generaron un balance positivo de \$309 millones USD.

Por otra parte, los resultados de la fiducia de la demanda muestran que al final del 2015 hay un saldo a favor de la demanda por un valor de \$950 millones de dólares USD.

Tabla 17: Resultados nacionales

Escenario	Alto		Medio		Bajo	
	Tipo	Total 2000-2015	Promedio Anual	Total 2000-2015	Promedio Anual	Total 2000-2015
Pago Total por Contratos (USD)	6.241.291.505	390.080.719	2.558.955.280	159.934.705	1.057.882.486	66.117.655
Fiducia de la Demanda (USD)	950.424.824	59.401.552	410.041.051	25.627.566	120.789.246	7.549.328
Ingresos - Fiducia de los Generadores (USD)	431.223.569	26.951.473	183.898.754	11.493.672	148.293.075	9.268.317
Egresos - Fiducia de los Generadores (USD)	121.253.081	7.578.318	54.678.567	3.417.410	27.226.351	1.701.647
Balance Total - Fiducia de los generadores (USD)	309.970.488	19.373.155	129.220.187	8.076.262	121.066.724	7.566.670

Fuente: Elaboración propia

Estos resultados muestran un balance positivo tanto para la demanda, donde en ningún escenario se presentan déficits que deban ser cubiertos con recaudos adicionales; como para los generadores agregados, ya que la fiducia al finalizar los 15 años cierra con un balance positivo.

A continuación se muestran los resultados por zonas y por tipo de tecnología.

De acuerdo a los resultados del modelo, en Santander y bajo un escenario de análisis alto, los generadores con tecnología solar recibieron \$97,3 millones de USD y \$99,6 millones de USD en la zona 1 y 2 respectivamente. En cuanto a la fiducia de los generadores, se encontró que el balance entre el valor de los egresos y los ingresos fue positivo, con un monto de \$98,6 millones de USD, en el cual los egresos representaron un 2,72% para la zona 1. Para la zona 2, el balance positivo fue de \$101,8 millones de USD, con un 1,2% de representación de los egresos, siendo este porcentaje el más bajo de todas las zonas analizadas.

Con respecto a la fiducia de la demanda, en las dos zonas se presento un balance positivo para los tres escenarios.

Tabla 18: Resultados generador Zona 1 (Solar - Santander)

Escenario	Alto		Medio		Bajo	
	Total 2000-2015	Promedio Anual	Total 2000-2015	Promedio Anual	Total 2000-2015	Promedio Anual
Pago Total por Contrato (USD)	97.348.884	6.084.305	55.164.367	3.447.773	16.224.814	1.014.051
Fiducia de la Demanda (USD)	2.319.503	144.969	1.314.385	82.149	386.584	24.161
Gasto Adicional por Garantías (USD)	1.848.717	115.545	1.047.606	65.475	308.119	19.257
Ingresos - Fiducia del Generador (USD)	3.081.952	192.622	1.746.439	109.152	513.659	32.104
Egresos - Fiducia del Generador (USD)	837.187	52.324	474.406	29.650	139.531	8.721
Balance total del Generador (USD)	98.581.274	6.161.330	55.862.722	3.491.420	16.430.212	1.026.888
% Egresos/Resultado	2,72%		2,72%		2,72%	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 19: Resultados generador Zona 2 (Solar - Santander)

Escenario	Alto		Medio		Bajo	
	Total 2000-2015	Promedio Anual	Total 2000-2015	Promedio Anual	Total 2000-2015	Promedio Anual
Pago Total por Contrato (USD)	99.635.905	6.227.244	56.460.346	3.528.772	16.605.984	1.037.874
Fiducia de la Demanda (USD)	2.679.789	167.487	1.518.547	94.909	446.632	27.914
Gasto Adicional por Garantías (USD)	1.170.754	73.172	663.427	41.464	195.126	12.195
Ingresos - Fiducia del Generador (USD)	2.473.069	154.567	1.401.406	87.588	412.178	25.761
Egresos - Fiducia del Generador (USD)	52.597	3.287	29.805	1.863	8.766	548
Balance total del Generador (USD)	101.730.156	6.358.135	57.647.089	3.602.943	16.955.026	1.059.689
% Egresos/Resultado	1,20%		1,20%		1,20%	

Fuente : Elaboración propia

La siguiente zona a analizar fue La Guajira, en donde los generadores con tecnología solar recibieron en el escenario alto \$98,1 millones de USD y \$98,2 millones de USD en la zona 3 y 4 respectivamente. En cuanto a la fiducia de los generadores, se encontró que el balance entre el valor de los egresos y los ingresos fue positivo (\$101,9 millones de USD) con una representatividad de los egresos del 1,88% para la zona 3. Para el caso del generador ubicado en la zona 4, el balance fue de \$102,3 millones de USD, con un porcentaje de egresos que representó el 2,21%.

Con respecto a la fiducia de la demanda, en las dos zonas se presento un balance positivo para los tres escenarios.

Tabla 20: Resultados generador Zona 3 (Solar - Guajira)

Escenario	Alto		Medio		Bajo	
	Total 2000-2015	Promedio Anual	Total 2000-2015	Promedio Anual	Total 2000-2015	Promedio Anual
Pago Total por Contrato (USD)	98.117.489	6.132.343	55.599.911	3.474.994	16.352.915	1.022.057
Fiducia de la Demanda (USD)	2.042.194	127.637	1.157.243	72.328	340.366	21.273
Gasto Adicional por Garantías (USD)	1.466.306	91.644	830.907	51.932	244.384	15.274
Ingresos - Fiducia del Generador (USD)	4.901.610	306.351	2.777.579	173.599	816.935	51.058
Egresos - Fiducia del Generador (USD)	452.767	28.298	256.568	16.035	75.461	4.716
Balance total del Generador (USD)	101.938.030	6.371.127	57.764.884	3.610.305	16.989.672	1.061.854
% Egresos/Resultado	1,88%		1,88%		1,88%	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 21: Resultados generador Zona 4 (Solar -Guajira)

Escenario	Alto		Medio		Bajo	
	Total 2000-2015	Promedio Anual	Total 2000-2015	Promedio Anual	Total 2000-2015	Promedio Anual
Pago Total por Contrato (USD)	98.273.805	6.142.113	55.688.490	3.480.531	16.378.968	1.023.685
Fiducia de la Demanda (USD)	2.681.828	167.614	1.519.703	94.981	446.971	27.936
Gasto Adicional por Garantías (USD)	1.641.682	102.605	930.286	58.143	273.614	17.101
Ingresos - Fiducia del Generador (USD)	5.482.564	342.660	3.106.786	194.174	913.761	57.110
Egresos - Fiducia del Generador (USD)	620.677	38.792	351.717	21.982	103.446	6.465
Balance total del Generador (USD)	102.338.185	6.396.137	57.991.638	3.624.477	17.056.364	1.066.023
% Egresos/Resultado	2,21%		2,21%		2,21%	

Fuente: Elaboración propia

Por ultimo, el generador de energía eólica ubicado en Santander (Zona 5) recibió, en un escenario de análisis alto, \$1,5 billones de USD. Asimismo, la fiducia de este generador terminó con un balance positivo de \$1,5 billones de USD, con una representación de los egresos del 2,30% .

En la Guajira (Zona 6), por su parte el generador eólico \$4,4 billones de USD, siendo este pago el mas alto en todas las zonas. En cuanto a la fiducia del generador, se encontró que el valor de los egresos y los ingresos arrojó un balance positivo de \$4,8 billones de USD con unos egresos equivalentes al 6,14%.

Con respecto a la fiducia de la demanda, en las dos zonas se presento un balance positivo para los tres escenarios.

Tabla 22: Resultados generador Zona 5 (Eólica - Santander)

Escenario	Alto		Medio		Bajo	
	Total 2000-2015	Promedio Anual	Total 2000-2015	Promedio Anual	Total 2000-2015	Promedio Anual
Pago Total por Contrato (USD)	1.485.408.874	92.838.055	445.622.662	27.851.416	-	-
Fiducia de la Demanda (USD)	37.533.227	2.345.827	11.259.968	703.748	-	-
Gasto Adicional por Garantías (USD)	23.196.924	1.449.808	6.959.077	434.942	-	-
Ingresos - Fiducia del Generador (USD)	49.548.384	3.096.774	14.864.515	929.032	-	-
Egresos - Fiducia del Generador (USD)	11.649.832	728.115	3.494.950	218.434	-	-
Balance total del Generador (USD)	1.513.450.868	94.590.679	454.035.260	28.377.204	-	-
% Egresos/Resultado	2,30%		2,30%		0%	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 23: Resultados generador Zona 6 (Eólica - Guajira)

Escenario	Alto		Medio		Bajo	
	Total 2000-2015	Promedio Anual	Total 2000-2015	Promedio Anual	Total 2000-2015	Promedio Anual
Pago Total por Contrato (USD)	4.362.506.549	272.656.659	1.890.419.505	118.151.219	992.319.805	62.019.988
Fiducia de la Demanda (USD)	570.260.473	35.641.280	247.112.872	15.444.554	119.701.363	7.481.335
Gasto Adicional por Garantías (USD)	161.344.923	10.084.058	69.916.133	4.369.758	35.061.726	2.191.358
Ingresos - Fiducia del Generador (USD)	726.645.312	45.415.332	314.880.133	19.680.008	145.329.809	9.083.113
Egresos - Fiducia del Generador (USD)	135.544.812	8.471.551	58.736.085	3.671.005	27.108.962	1.694.310
Balance total del Generador (USD)	4.832.310.643	302.019.415	2.094.001.776	130.875.111	1.084.682.826	67.792.677
% Egresos/Resultado	6,14%		6,14%		5,73%	

Fuente: Elaboración propia

5.2.2 Resultados Probabilísticos

Una vez finalizado el análisis financiero, se continuó con el análisis de los resultados probabilísticos, el cual consistió en el cálculo de la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los siguientes casos, tanto para el agregado nacional como para cada generador de forma individual:

1. Que el generador haya producido en el año, más de lo comprometido y el valor de sus ingresos durante el año, sea mayor o igual al valor del contrato.
2. Que el generador haya producido en el año, más de lo comprometido y el valor de sus ingresos sea menor al valor del contrato.
3. Que el generador haya producido en el año, menos de lo comprometido y el valor de sus ingresos durante el año, sea mayor o igual al valor del contrato.
4. Que el generador haya producido en el año, menos de lo comprometido y el valor de sus ingresos sea menor al valor del contrato.

El resultado de este análisis está dado como un porcentaje, que representa el número de veces que durante el periodo de análisis se presentó cada uno de los casos mencionados arriba. Este resultado no tiene en cuenta el resultado al final del periodo, ni el promedio de los resultados de cada año analizado, ya que este análisis se realiza en la sección previa.

Durante este análisis se identificó que los resultados entre escenario bajo, medio y alto no cambian debido a que la generación de energía es la información base del modelo y ésta varía de forma proporcional para cada escenario.

Como se puede ver en la siguiente tabla, el caso # 1, donde el generador cumple y adicionalmente queda con un saldo a favor en su fiducia, ocurre en promedio el 50% de las veces. El caso 2, cuando el generador cumple pero quedó con un saldo negativo en su fiducia, el cual es el caso menos favorable para la demanda, ya que esta debería entrar a cubrir el déficit, únicamente se da en la zona 2 (Solar - Santander) con 6,3% de probabilidad (1 de los 16 años en cuestión).

El caso # 3, cuando el generador no cumple con su compromiso pero obtuvo ganancias adicionales por sus ventas en bolsa y por ende obtiene un saldo positivo en su fiducia se da en promedio el 25% del tiempo, en la zona 1 y 6 con un 12,5% de probabilidad (la menor) y en la zona 2 con un 43,8% de probabilidad (la mayor). En este caso el excedente obtenido por el generador es trasladado a la demanda.

Finalmente el caso #4, el menos favorecedor para los generadores debido a que no estarían cumpliendo con su compromiso y adicionalmente resultaría con un saldo negativo en su fiducia ocurre en promedio el 24% del tiempo, la zona 1 y 6 con un 31,3% probabilidad de ocurrencia y en la zona 2 con un 6,3% de probabilidad.

6.

Viabilidad de implementación de la propuesta

Subcapítulos

6.1 Análisis de la viabilidad de la propuesta

6.2 Ajustes regulatorios necesarios

En el capítulo a continuación se estudia la viabilidad de la propuesta mediante ajustes regulatorios que se deberían dar en el mercado energético para que las energías renovables puedan incorporarse a través del mecanismo propuesto en este informe.

6.1 Análisis de la viabilidad de la propuesta

Dentro del alcance del presente estudio se encuentra analizar la viabilidad de implementar un mecanismo por parte del regulador, para que un tercero como SER Colombia por ejemplo, organice un proceso de contratación que sea competitivo y por lo tanto no exista duda sobre un posible ejercicio de posición dominante por parte de los agentes y, luego, se permita trasladar directamente a los usuarios regulados su valor.

El análisis realizado a lo largo de este trabajo, permite concluir que para que el mecanismo de contratación que se adopte sea viable y sostenible en el tiempo, requiere del cumplimiento de varios objetivos. Entendiendo por esto que promueva de manera efectiva la entrada en el mercado de proyectos de generación con FNCER, se armonice con el funcionamiento actual del mercado, no descuide los beneficios del actual sistema como el preservar la confiabilidad; y alcance los otros objetivos de la política energética del país, tales como la eficiencia y la suficiencia económica.

Una compra centralizada podría ser una solución para la viabilidad de los proyectos de más de 20 MW, sobre todo porque permitiría la participación de una mayor cantidad de demanda, lo que equivale a una probabilidad más alta de que exista una contraparte para toda la vida del contrato.

Dada la estructura oligopólica del mercado de energía mayorista colombiano, y la integración vertical de algunas de las empresas que prestan el servicio a la mayoría de los usuarios (61% de la demanda regulada es atendido por agentes integrados), existe el riesgo de tener resultados indeseados en la subasta, como por ejemplo, que no asista la demanda suficiente para cerrar los contratos; o que la energía transada a través de este mecanismo no sea suficiente para justificar, o para lograr el cierre financiero de proyectos de más 100 MW, dejando de aprovechar una porción importante del recurso y perdiendo importantes economías de escala.

Por lo anterior es fundamental que se materialice una serie de reformas regulatorias que se mencionan en el siguiente numeral.

Una conclusión adicional es que lo deseable podría ser que se implemente un mecanismo abierto a todas las tecnologías, es decir, que no se limite la participación sólo a proyectos de generación con FNCER. Esto hace que un gremio como SER Colombia no aparezca automáticamente en la lista de subastadores ideales para hacer esta labor, de la misma manera en que tampoco sería ecuánime que la subasta fuera organizada por otros gremios que agrupan una parte importante de los generadores en Colombia.

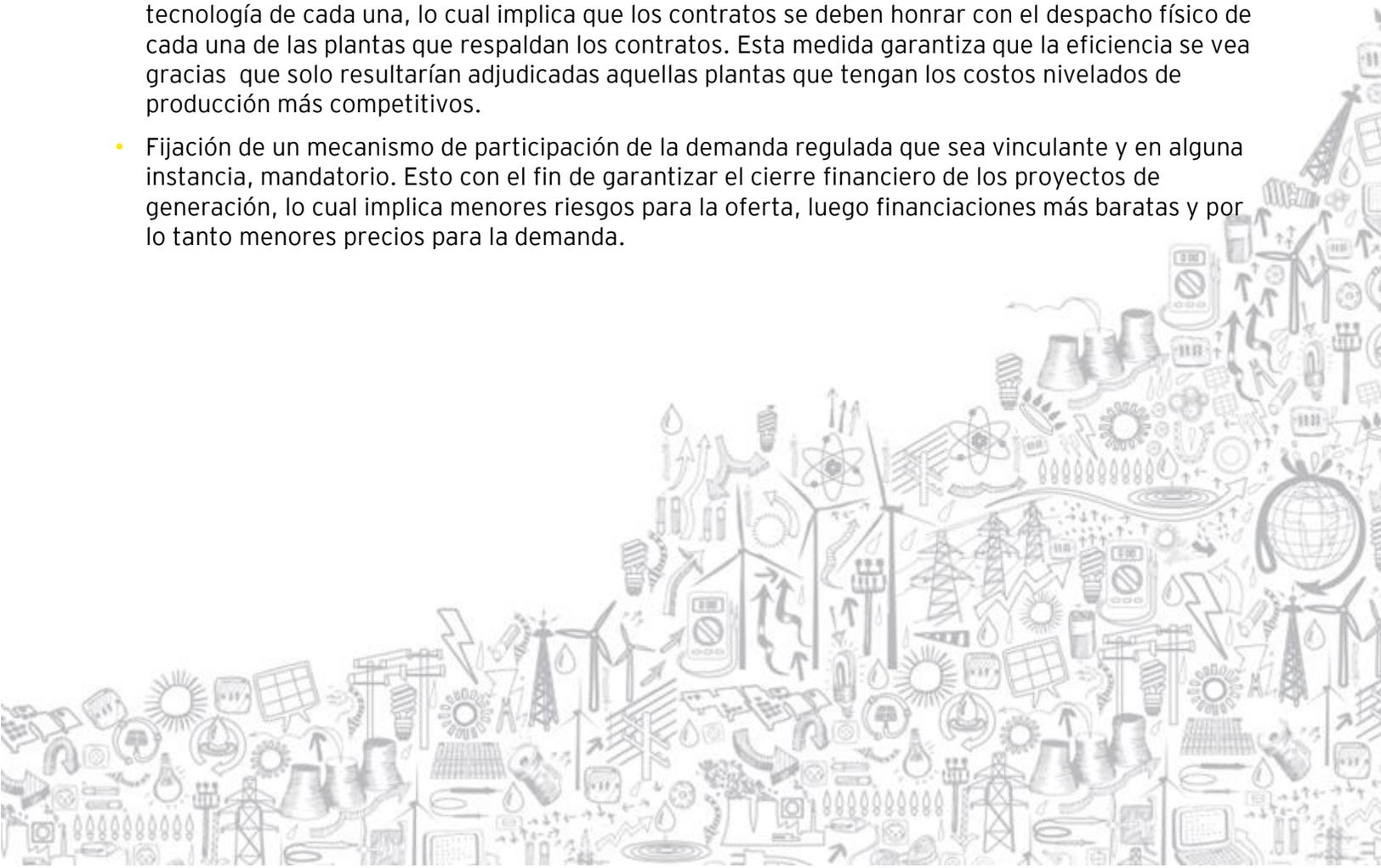
Ahora bien, que la subasta propuesta sea convocada, organizada y liderada por SER Colombia podría ser viable en la medida en que se presenten algunos ajustes regulatorios necesarios para que la distribución de los riesgos entre las partes, de tranquilidad a los inversionistas y a quienes financien los proyectos.



6.2 Ajustes regulatorios necesarios

Para promover el logro de los objetivos de la implementación de un mecanismo que incentive la expansión de un parque de generación complementario al actual sistema del cargo por confiabilidad, se requiere una serie de ajustes regulatorios que se enumeran a continuación:

- Adopción de un sistema de subastas conducente a la adquisición de compromisos de largo plazo de entrega de energía por parte de los generadores con un perfil armónico con la disponibilidad del recurso de cualquiera de las tecnologías (contratos de energía media, o contratos pague lo generado), y por parte de la demanda, compromiso de consumo y pago de dicha energía. Este sistema de subastas debe garantizar la competencia.
- Determinación de un mecanismo para la liquidación y el balance horario, de tal manera que se armonice el mecanismo de subastas con el funcionamiento actual del mercado.
- Eliminación del factor alfa para la energía contratada a través de este mecanismo, en el cálculo del costo unitario para los usuarios regulados.
- Flexibilización de las garantías exigidas a los generadores para la construcción de los proyectos de expansión del STR y/o del STN, de tal manera que en ningún momento aumente la exposición que tiene el sistema frente al riesgo de la no entrada en operación de los proyectos de generación beneficiados por tales expansiones en la transmisión, pero con la posibilidad de modificar lo garantizado por cada uno de estos proyectos.
- Asignación de obligaciones de energía en firme para los proyectos favorecidos con la subasta, según la ENFICC de cada uno, para lo cual tales proyectos serían tomadores de precio del cargo por confiabilidad. La duración de estas OEF deberá coincidir con el plazo de los contratos celebrados (15 o 20 años).
- Despacho en la base de todas las plantas asignadas en la subasta, independientemente de la tecnología de cada una, lo cual implica que los contratos se deben honrar con el despacho físico de cada una de las plantas que respaldan los contratos. Esta medida garantiza que la eficiencia se vea gracias que solo resultarían adjudicadas aquellas plantas que tengan los costos nivelados de producción más competitivos.
- Fijación de un mecanismo de participación de la demanda regulada que sea vinculante y en alguna instancia, mandatorio. Esto con el fin de garantizar el cierre financiero de los proyectos de generación, lo cual implica menores riesgos para la oferta, luego financiaciones más baratas y por lo tanto menores precios para la demanda.



Bibliografía

- Banco de la República (2017). *Tasa representativa del Mercado*. Disponible en: <https://www.banrep.gov.co/>. Recuperado Febrero de 2017.
- Bancolombia. (2016). *“La crisis energética de Colombia (2015- 2016)”*. ANIF. Disponible en: <http://anif.co/sites/default/files/abr6-16.pdf>. Recuperado: Marzo de 2017.
- IDEAM (2017). *“Atlas Interactivo”*. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion/>. Recuperado: Febrero de 2017.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG (2006). *“Resolución CREG 071 Artículo 2”*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG (2006). *“Resolución CREG 071 de 2006”*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG (2008). *“Obligación de Energía Firme - OEF”*. Disponible en: http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/obligacion_energia_firme/obligacion_energia_firme.htm. Recuperado: Febrero de 2017.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG (2010). *“Resolución CREG 162 de 2010”*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG (2011). *“Documento CREG 68 de 2011”*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG (2011). *“Resolución CREG 167 de 2011”*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG (2014). *“Resolución CREG 090 de 2014”*.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG (2016). *“Documento 161 CREG de 2016”*.

Bibliografía

- DENHOLM, Paul, Maureen Hand, Maddalena Jackson, and Sean Ong. (2009). "Land-Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States." 45834. National Renewable Energy Laboratory. Disponible en: <http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/45834.pdf>. Recuperado: Febrero de 2017.
- Ecopetrol (2016). "Ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol informan sobre importación de gas de Venezuela". Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/importacion-gas-Venezuela>. Recuperado: Marzo de 2017
- EMGESA (2015). "Emgesa apaga la central hidroeléctrica El Quimbo". Disponible en: www.emgesa.com.co/ES/PRENSA/COMUNICADOS/Paginas/Emgesa_apagalacentralhidroel%C3%A9ctricaElQuimbo.aspx. Recuperado: Marzo de 2017.
- FRED (2016). "Federal Reserve Economic Data - Producer Price Index". Disponible en: <https://fred.stlouisfed.org/>. Recuperado: Febrero de 2017.
- NREL (2015). "The NSRDB Data Viewer." Disponible en: <https://mapsbeta.nrel.gov/nsrdb-viewer/#/?aL=8VWYIh%255Bv%255D%3Dt&bL=groad&cE=0&IR=0&mC=40.21244%2C-91.625976&zL=4>. Recuperado: Enero de 2017.
- ONG, Sean, Clinton Campbell, Paul Denholm, Robert Margolis, and Garvin Heath (2013). "Land-Use Requirements for Solar Power Plants in the United States". National Renewable Energy Laboratory. Disponible en: <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56290.pdf>. Recuperado: Febrero de 2017.
- Presidencia de la República (2015). "Apagar Paga". Disponible en: <http://portal.gestiondelriesgo.gov.co/Paginas/Noticias/2016/Apagar-Paga.aspx>. Recuperado: Marzo de 2017.

Bibliografía

- Superservicios (2015). "*Superservicios toma posesión de Termocandelaria*". Disponible en: www.superservicios.gov.co/Sala-de-prensa/Comunicados/Superservicios-toma-posesion-de-Termocandelaria. Recuperado: Marzo de 2017.
- UPME BID (2015). "*Integración de energías renovables*". Disponible en: http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf. Recuperado: Febrero de 2017.
- VESTAS (2017). *Datos de recurso eólico*
- XM (2017). *Aportes en caudal*. Disponible en: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>. Recuperado: Enero de 2017.
- XM (2017). *CERE*. Disponible en: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>. Recuperado: Enero de 2017.
- XM (2017). *Compras en contratos*. Disponible en: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>. Recuperado: Enero de 2017.
- XM (2017). *Demanda comercial*. Disponible en: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>. Recuperado: Enero de 2017.
- XM (2017). *Generación real*. Disponible en: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>. Recuperado: Enero de 2017.
- XM (2017). *Obligaciones de energía firme*. Disponible en: <http://www.xm.com.co/Pages/ObligacionesdeEnergiaFirme.aspx>. Recuperado: Enero de 2017.

Bibliografía

- XM (2017). *Precio de bolsa*. Disponible en: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>. Recuperado: Enero de 2017.
- XM (2017). *Precio de escasez*. Disponible en: <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/default.aspx>. Recuperado: enero de 2017.
- XM (2016). *“Presentación: Situación actual de la contratación a plazo en Colombia”*. Bogotá.

8.

Anexos

Subcapítulos

8.1 Manual del modelo de simulación



8.1 Manual de Usuario

En esta sección podrán encontrar un manual de usuario para el modelo de liquidación utilizado como parte del análisis de la propuesta. Para facilitar el orden y la explicación del modelo, se dividieron las pestañas del documento en tres secciones, información base (gris), variables y parámetros (amarillo) y simulación y resultados (azul). En la tabla a continuación podrán encontrar un listado de las pestañas por categoría y por color.

1. Información Base	2. Variables y Parámetros	3. Simulación y Resultados
Listas Precios GeneraciónEnergía 20 MW -1 GeneraciónEnergía 20 MW -2 GeneraciónEnergía 20 MW -3 GeneraciónEnergía 20 MW -4 GeneraciónEnergía 50 MW -5 GeneraciónEnergía 50 MW -6 Generación Energía Z1 -S Generación Energía Z2 -S Generación Energía Z3 -S Generación Energía Z4 -S Generación Energía Z5 -E Generación Energía Z6 -E	Variables Parámetros de Entrada	Simulación Horaria Z1 Simulación Horaria Z2 Simulación Horaria Z3 Simulación Horaria Z4 Simulación Horaria Z5 Simulación Horaria Z6 Simulación Mensual Simulación Anual Resultados Finales

A continuación se explicarán las formulas utilizadas para obtener cada uno de los valores del modelo.

8.1.1 Información Base

- **Listas:** Esta pestaña, no contiene información que afecte la formulación del modelo como tal. Contiene las listas utilizadas en la pestaña de “Variables” del modelo.
- **Precios:** Esta pestaña esta compuesta por 10 columnas. Las primeras cinco son: fecha, año, mes, día, hora las cuales sirven como referencia y como herramienta de búsqueda para más adelante. Las siguientes 4 columnas son las siguientes:
 - ✓ **Precio de Bolsa COP/kWh:** Los valores que se encuentran en esta columna son horarios y fueron descargados de XM.
 - ✓ **CERE COP/kWh:** Los valores que se encuentran en esta columna fueron descargados de XM, como no existen de forma horaria sino mensual, se asumió que el CERE sería igual para todos los días del mes.
 - ✓ **Tasa de cambio (1 USD = X COP):** En esta columna se encuentran los valores de tasa de cambio descargados del Banco de la República. Debido a que no hay una tasa de cambio horaria, se hizo el supuesto de utilizar la tasa de cambio del último día de cada mes, para todos los días del mes.
 - ✓ **Precio de Bolsa US\$/MWh:** Utilizando la tasa de cambio mencionada anteriormente se calculo el precio de bolsa en dólares y en MWh con la siguiente formula:

$$\text{Precio de Bolsa } \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} = \frac{\text{Precio de Bolsa } \frac{\text{COP}}{\text{kWh}} * 1000}{\text{Tasa de Cambio}}$$

✓ **CERE US\$/MWh:** Utilizando la tasa de cambio se calculó el CERE en MWh y en dólares con la misma fórmula que se usó para el precio de bolsa.

- **Generación Energía 20MW -X:** En el modelo se pueden encontrar 4 pestañas con este nombre. Solo varían por el número después del guion el cuál corresponde al número de la zona que en este caso varían de 1 a 4. En estas pestañas se puede encontrar la generación solar asumiendo una capacidad instalada base de 20 MW.

Las columnas de B-F corresponden a la fecha, mes, día, hora y un contador del 1 al 8784 (número de horas de un año bisiesto). Las columnas de la G a la V corresponden cada una a un año del 2000-2015 y cada una contiene la generación en kWh desde la fila 4 a la 8787. Debido a que hay unos años bisiestos (2000, 2004, 2008, 2012), se validó que en los años tradicionales no existiera generación para el 29 de febrero. La generación que se puede observar en cada una de estas pestañas corresponde a la que se obtuvo utilizando el modelo SAM mencionado anteriormente.

El objetivo de estas pestañas es tener una generación base para todas las zonas, y así dependiendo del escenario elegido por el usuario en la pestaña de "variables", la generación se pueda ajustar fácilmente.

- **Generación Energía 50MW -X:** Al igual que las 4 pestañas mencionadas anteriormente, con este nombre existen dos pestañas que corresponden a la generación eólica de las zonas 5 y 6 asumiendo una capacidad instalada base de 50 MW. El contenido de estas pestañas con las solares es exactamente el mismo, solo cambia un poco el formato. La diferencia es que luego de las 5 columnas con las fechas, en vez de que exista una columna por año, hay una única columna con toda la generación de todos los años desde el 2000 hasta el 2015. El objetivo de estas dos pestañas es la misma, solo que para la generación eólica.
- **Generación Energía ZX -S:** Luego de contar con la información base, se crearon nuevamente 4 pestañas, pero esta vez con la generación solar ajustada según el escenario elegido (la letra después del guion representa S para solar o E para eólico). Estas cuatro pestañas tienen el mismo formato a las pestañas llamadas "Generación Energía 20MW -X", con unas pocas diferencias que se explicarán a continuación.
 - ✓ Por un lado en la celda B1 se encuentra la capacidad instalada de acuerdo al escenario actual, la cual trae la información del cuadro de capacidad instalada encontrado en la pestaña "parámetros de entrada".
 - ✓ La generación está formulada para que dependa del escenario y de la definición de los escenarios (capacidad instalada) en la pestaña "Parámetros de Entrada". Teniendo como base la pestaña de generación de 20 MW, se utiliza una función IF, para que ajuste esa generación por un factor de conversión dependiendo del tamaño del escenario elegido. Por ejemplo: Si el escenario elegido es Alto, entonces: el tamaño del escenario alto es mayor o menor a 20MW?, si es menor, divide la generación de 20 MW entre el factor de conversión, si es mayor, multiplique la generación de 20 MW por el factor de conversión. Lo mismo sucede para el escenario medio y bajo. Esta fórmula aplica para todas las horas y todos los años. Esta formulado de esta manera en caso de que la definición de escenarios cambie y así la generación real siempre se actualice automáticamente.
 - ✓ En la fila 8789, columna B-V, se encuentra totalizada la energía de cada uno de los años.

-
- ✓ En la fila 8791, columna B-V, se encuentra el factor de planta para cada uno de los años para esa zona. Este valor es calculado tomando el total de energía por año (fila 8789), y dividiéndolo entre la capacidad instalada (celda B1), dividiéndolo entre 1000 (para obtener MW) y entre el número de horas por año, teniendo en cuenta si es un año tradicional o bisiesto.
 - **Generación Energía ZX -E:** Al igual que las pestañas que se acaban de explicar, estas tienen el mismo objetivo solo que para la generación eólica. Con este nombre existen dos pestañas en el modelo, correspondientes a la generación real ajustada dependiendo del escenario elegido por el usuario. Al igual que las pestañas explicadas anteriormente, esta generación es calculada a partir de la generación base que se encuentra en las pestañas llamadas "Generación Energía 50MW -X" y tienen el mismo formato a excepción de unas diferencias que se explicaran a continuación:
 - ✓ En la celda B1 se encuentra la capacidad instalada de la zona.
 - ✓ La generación esta formulada de la misma manera a la generación solar real, teniendo en cuenta el escenario elegido y la definición de los escenarios en la pestaña de parámetros. Teniendo en cuenta un factor de conversión, la generación se vuelve más grande o más pequeña de acuerdo a la capacidad instalada.
 - ✓ En la columna K de la fila 4 a la 19 se puede encontrar la generación total de energía desde el año 2000 al 2015.
 - ✓ En la fila L de la fila 4 a la 19 se puede encontrar el factor de planta para cada uno de los años, y nuevamente, es calculado tomando la generación total por año dividiéndolo entre la capacidad instalada (celda B1), entre 1000 (para obtener MW) y entre el número de horas por año, considerando un año tradicional o bisiesto.

8.1.2 Variables y Parámetros

En esta categoría solo se encuentran 2 pestañas diferentes las cuales se explicarán a continuación:

- **Variables:** El objetivo de esta pestaña es que el usuario pueda elegir el escenario que quiere analizar en el modelo por medio de la configuración de las siguientes variables:
 - ✓ **Escenario:** En la celda C5, el usuario puede elegir entre Alto, Medio o Bajo. Al elegir un escenario nuevo, la generación real del modelo se ajusta automáticamente como se mencionó anteriormente y por lo tanto cambian los resultados de la simulación.
 - ✓ **Δ (US\$/MWh):** En la celda C6, el usuario puede elegir si va a correr el modelo con un Δ en el precio del contrato o sin Δ . Recordar, que el Δ hace referencia a la diferencia entre el precio de cierre de la subasta de venta y de compra de energía de la propuesta. En la segunda subasta (compra), existe la posibilidad de que la demanda sea mayor a la oferta y por lo tanto se aumente el precio del contrato en un valor " Δ " para que la demanda disminuya hasta que cierre la subasta. En este caso este valor puede variar entre 0, 0.5, 1 y 3 US\$/MWh. Si el usuario modifica esta celda, tendría un impacto directo en la fiducia de la demanda, y en el recaudo total, ya que la demanda pagaría un valor mayor por la energía que están comprando. El pago por contrato a los generadores no se ve afectado debido a que el valor que les pagan no incluye el Δ , únicamente el precio de cierre de la primera subasta y el cargo por confiabilidad.
 - ✓ **Garantía (Meses):** En la celda C8 se encuentra la garantía. En este caso, el usuario tiene la oportunidad de modificar cuanta garantía quiere que los generadores paguen año a año para

tener un dinero de contingencia en caso de que no cumplan con su compromiso. En esta celda la variable puede tomar un valor de 0, 1, 2, o 3 meses. Al modificar esta celda, el usuario está generando un impacto directo en los gastos adicionales que cada generador debe incurrir para garantizar que siempre está cumpliendo con la garantía.

- ✓ Adicionalmente, se encuentra un botón que dice "Ver Resultados", que al hacer click, lleva al usuario a la pestaña de "Análisis de Resultados" donde se puede ver un resumen de los resultados obtenidos
- **Parámetros de entrada:** El objetivo de esta pestaña es que adicional a las variables mencionadas anteriormente, el usuario pueda observar los parámetros base a partir de los cuales está construido el modelo. Los datos están organizados en 7 tablas diferentes las cuales se explicarán a continuación:

- ✓ **Ubicación Geográfica y ENFICC:** Como se había mencionado en la sección de metodología, en esta tabla se puede encontrar la latitud y longitud de cada una de las ubicaciones de las plantas, junto con el ENFICC que se asumió como 8% para las solar y 12% para eólico.
- ✓ **Capacidad instalada:** En esta tabla es donde se encuentran definidos los escenarios del modelo. Esta dividida en tres secciones verticales, solar, eólico y nacional, y en las filas se encuentran los escenarios bajo, medio y alto.

Solar: dentro de esta zona de la tabla se encuentran 4 columnas, Nacional Solar, Zona S c/u, Capacidad Original, y Factor de Conversión. En la columna Nacional Solar se encuentra la capacidad instalada solar total para cada uno de los escenarios (valores que se pueden modificar en caso de ser necesario), en la columna zona S c/u, se encuentra la capacidad instalada por zona (se dividió la capacidad total, entre el número de zonas), la capacidad original hace referencia a la información base de la generación que se encuentra en las pestañas ocultas que como se mencionó para el caso solar es 20 MW, y el factor de conversión el cual es el utilizado para convertir la generación con 20 MW a la generación real dependiendo del escenario elegido. Este factor es calculado dividiendo la capacidad por zona entre la capacidad original dependiendo que valor es más grande que el otro.

Eólico: Para el caso eólico es muy similar, la única diferencia es que como la capacidad instalada eólica total no se divide equitativamente entre las dos zonas, sino hay un valor específico para Santander y otro para Guajira. Por este motivo se tiene un factor de conversión diferente para cada una de las zonas.

Nacional: se encuentra la suma de la capacidad instalada de los dos tipos de tecnologías para los tres escenarios

- ✓ **Energía media anual:** En esta tabla se encuentra la energía media en kWh y MWh para cada una de las zonas. Para cada zona, se calculó, sacándole el promedio a la generación total de todos los años en cuestión. De esa manera obtendríamos un valor de energía que produce ese generador por año.
- ✓ **Compromiso de Generación Horario:** esta tabla tiene el mismo formato a la tabla anterior, la diferencia es que en esta tabla está el compromiso horario, el cual se calcula dividiendo la energía media anual entre el número de horas por año, teniendo en cuenta si es bisiesto o tradicional

- ✓ **Factor de Planta:** para cada una de las zonas, se calculo un promedio de los factores de planta anuales encontrados en las pestañas llamadas “Generación Energía ZX-X”. Luego se calculó por tipo de tecnología tanto el promedio como la variación para poder diferenciar más adelante los precios de contrato por cada uno de los generadores de acuerdo a su factor de planta.
- ✓ **Precio base del contrato:** Se definió como \$45 USD/MWh para los proyectos solares y \$50 USD/MWh para los proyectos eólicos.
- ✓ **Precio Base Promedio:** Para poder calcular el precio específico de contrato para cada uno de los generadores, solo se tomó el precio base mencionado anteriormente y se le aplico la variación del factor de planta.

$$\text{Precio Ajustado}_i = \text{Precio Base}_i * (1 + \text{VariaciónFactorPlanta}_i)$$

- ✓ **Precio base del contrato, delta, garantía, subasta de cxc - indexados:** Como se ha mencionado, debido a que la simulación incluye 15 años de análisis, se tomó la decisión de indexar los precios del modelo incluidos el precio del contrato, delta, garantía y subasta de cargo por confiabilidad utilizando la técnica que indica la resolución actual de la CREG, utilizando el PPI de USA. De esta manera todos estos valores quedarían ajustados año a año y lo resultados del modelo serían más exactos. La formula utilizada para indexar todos estos valores fue:

$$\text{ValorIndexado}_{\text{Año } x} = \text{ValorBase}_{\text{Año Base}} * \frac{\text{PPI USA (nov)}_{\text{Año } x}}{\text{PPI USA (nov)}_{\text{Año Base}}}$$

8.1.3 Simulación y resultados

- **Simulación Horaria ZX:** Hay 6 pestañas de este tipo en el modelo, una por cada una de las zonas. Todas son idénticas en términos de formato, solo varían un poco en términos de formulación ya que cada pestaña utiliza los parámetros correspondientes a cada una de las zonas. Las primeras 8 columnas (B-I), son datos de identificación como fecha, año, mes, día, hora, unos valores concatenados, contadores y una columna que indica si es un año bisiesto o tradicional. Luego siguen 14 columnas (J-W) las cuales se explicarán a continuación:
 - ✓ **Generación Real (J):** Esta columna contiene los datos reales de generación de la zona en cuestión de forma horaria para todos los años del análisis. Usando la formula de hlookup, simplemente se traen los valores de la pestaña “Generación Energía ZX -S” o “Generación Energía ZX -E”.
 - ✓ **Generación Real Acumulada (K):** En esta columna se va acumulando celda a celda la generación real de la columna J, y se reinicia cada vez que comienza un año nuevo.
 - ✓ **Generación Comprometida Acumulada (L):** Debido a que la generación comprometida horaria es la misma año a año, solo varía si es un año bisiesto o tradicional, el valor se encuentra en la pestaña “parámetros de entrada”. Por este motivo es que esta columna acumula los valores de la generación comprometida de una vez y reinicia
 - ✓ **Recaudo Demanda Renovables (M):** En esta columna se calcula de forma horaria cuanto es el dinero recaudado por la demanda para cubrir los contratos de generación con renovables. Este calculo se realizó multiplicando la energía comprometida por hora de la zona en cuestión multiplicada por el precio del contrato correspondiente a esa misma zona y a cada año.

- ✓ **Recaudo Demanda Renovables Acumulado (N):** El recaudo de la demanda acumulado se calculó multiplicando la generación comprometida acumulada por la suma del precio del contrato correspondiente más el delta.
- ✓ **Recaudo CERE (O):** Esta columna representa otro segmento del dinero que se recauda de la demanda. Para calcularlo, se multiplicó el CERE correspondiente a cada hora específica (encontrado en la pestaña de "Precios") por el compromiso horario correspondiente a cada zona y a cada año encontrado en la pestaña de "Parámetros de Entrada"
- ✓ **Recaudo Total (Demanda de Renovables + CERE) Acumulado (P):** Esta columna representa el recaudo total de la demanda teniendo en cuenta el CERE, por lo tanto solo fue necesario sumar la columna M+O (Recaudo horario), sumándole siempre el acumulado hasta el periodo anterior.
- ✓ **Pago al Generador por Contrato Total (Q):** El pago real por contrato equivale al mínimo entre su generación real (K) y su generación comprometida (L) acumulada, multiplicado por el precio del contrato, restándole el pago total al generador que ya se hizo hasta el periodo anterior (R).
- ✓ **Pago al Generador por Contrato Total Acumulado (R):** El pago al generador por contrato se acumula hora a hora, hasta final el año, luego se vuelve a reiniciar.
- ✓ **CxC (S):** El cargo por confiabilidad es calculado de la siguiente manera: capacidad instalada(B1) por el ENFICC correspondiente a la zona y por el precio actualizado de la subasta de cargo por confiabilidad del 2008.
- ✓ **Pago al Generador por Contrato Total (Pago Real x Contrato + CxC) (T):** Esta columna contiene los valores del pago total horario de los generadores incluyendo el contrato y el cargo por confiabilidad.
- ✓ **Fiducia de la Demanda de Renovables (U):** La fiducia de la demanda de renovables se calcula restando todo los pagos realizados por contrato a los generadores (R) menos todo el dinero recaudado de la demanda (N).
- ✓ **Fiducia del Generador Horario (V):** La fiducia del generador, debe registrar únicamente movimientos de dinero cuando el generador no cumple o excede su compromiso. Por lo tanto se calcula la diferencia entre la generación real con la generación comprometida horaria, y se multiplica por el precio de bolsa de la hora correspondiente.
- ✓ **Fiducia del Generador Acumulado (W):** En esta columna se acumula hora a hora el saldo de la fiducia y se reinicia año a año.

• Simulación Mensual

En esta pestaña, no se realizó ninguna formulación compleja, únicamente se utilizó la función vlookup, para traer los valores necesarios de la pestaña de simulación horaria. Es una gran matriz organizado en columnas por zona, y sub columnas las variables mencionadas en la metodología.

• Simulación Anual

En la sección de metodología se explico de forma general cual fue el paso a paso y algunos de los cálculos realizados en esta pestaña del modelo. En esta pestaña, se encuentra un total de 7 tablas, una por zona y una tabla nacional cada una compuesta por 19 filas y 22 columnas. Las tablas de cada una de las zonas son idénticas, su diferencia radica en que la información que contienen es específica para cada una de las zonas. La tabla de los resultados nacionales tiene los resultados consolidados de

los 6 generadores. Por lo tanto a continuación se explicará el análisis realizado para una zona x. Las filas de las tablas corresponden a los años del análisis y las columnas corresponden a las variables analizadas.

Las primeras 8 columnas corresponden a las variables más relevantes que se eligieron de la simulación horaria para poder analizar y concluir sobre los resultados obtenidos. Estas variables fueron las siguientes: generación real acumulada (F), generación comprometida acumulada (G), recaudo de la demanda de renovables acumulado (H), recaudo total de la demanda (I), pago al generador por contrato acumulado (J), pago real al generador total (K), fiducia de la demanda de renovables (L) y fiducia del generador (M). Para estas variables se utilizó un vlookup para traer los valores correspondientes al fin de año por zona.

En seguida vienen otras 10 columnas, donde se encuentra el análisis final realizado para cada una de las zonas y su calculo se explicará a continuación:

- ✓ **¿Cumple? (N):** En esta columna se hace una comparación entre la generación real y la generación comprometida, para identificar si el generador cumplió o no con el contrato al final de cada año, estas celdas solo pueden tomar dos valores, SI o NO.
- ✓ **Fiducia de los generadores actualizada (O):** Esta columna contiene el saldo final de la fiducia de los generadores de cada año luego de sumarle la garantía correspondiente que el generador paga año a año.
- ✓ **\$ Adicional del generador para cobertura de garantía (P):** En esta columna, se analiza el saldo final de la fiducia del generador (M) para ver si fue positivo o negativo. En caso de que sea positivo quiere decir que hubo saldo a favor y el generador no le toco tocar la garantía para cubrir sus obligaciones de ese año. Por lo tanto para el siguiente año solo sería necesario que el generador pague lo que aumentó la garantía del año x al año x+1. En caso de que el saldo de la fiducia del generador sea negativa, indica que en ciertas horas del año al generador le toco pagarle a otros generadores para cubrir su déficit de energía y estos pagos adicionales fueron mayores que los ingresos adicionales que obtuvo por generar en exceso. Por lo tanto le toco gastarse una parte de la garantía. Por este motivo entonces ese año el generador tendría que pagar lo que se gasto de la garantía y adicionarle el valor que aumento la garantía del año x al año x+1.
- ✓ **¿Le falto plata? (Q):** Las celdas de esta columna contiene únicamente valores de Si y No indicando si al generador le hizo falta plata al final de cada año. La validación realizada fue solo ver el saldo final de la fiducia del generador (M) para ver si fue positivo o negativo, si fue positivo no le falto plata si fue negativo si le falto plata.
- ✓ **Fiducia de la demanda actualizada al final del año (R):** La fiducia de la demanda debe ser actualizada al final de cada año dependiendo del caso particular de cada generador. Si el generador no cumplió con su compromiso pero tuvo un saldo positivo en su fiducia, en otras palabras si la celda de la columna N es "No" y la celda de la columna Q es "No", entonces la fiducia de la demanda debe aumentar en el saldo que le sobro al generador en su fiducia (sin la garantía). Por otro lado, si el generador cumple con su compromiso pero tuvo un saldo negativo en su fiducia, ese valor lo debe cubrir la fiducia de la demanda y por lo tanto el valor de la columna L debe disminuirse en ese valor negativo. Por lo tanto la formulación de esa columna son dos IFs validando el estado de las columnas N y Q, y le resta o le suma el valor respectivo a la fiducia de la demanda para actualizar el valor.

-
- ✓ **Cobros adicionales a la demanda (S):** En esta columna, se calcula el valor que la demanda debe pagar adicional año a año. La demanda únicamente debe pagar un valor adicional, en el caso en que el generador cumplió su compromiso, le hizo falta plata y adicionalmente a la fiducia de la demanda no le alcanza el fondo para pagarle. En ese caso el valor pendiente lo debe completar la demanda. Por lo tanto se usa un IF donde se valida que se cumplan esas 3 condiciones, y si es así entonces que registre en esa celda el valor que tuvo que poner la demanda en ese periodo.
 - ✓ **Ganancias fiducia del generador (T):** Las ganancias de la fiducia del generador equivalen al valor positivo de la fiducia, en caso de que cumpla con el compromiso y tenga un saldo a favor. No tienen en cuenta la garantía.
 - ✓ **Egresos fiducia del generador (U):** Los egresos de la fiducia del generador equivalen al valor negativo de la fiducia, en caso de no cumpla con el compromiso y no tenga un saldo a favor. No tienen en cuenta la garantía.
 - ✓ **Utilidad del generador (V):** La utilidad del generador se calcula sumando todos los ingresos y restándole todos los egresos para todos los años. Se toma el pago que se le hace al generador por contrato (K), se le suma las ganancias de la fiducia (T), se le resta el desembolso adicional que debe hacer para cubrir siempre la garantía (P), y se le restan los egresos (U).
 - ✓ **Caso (W):** En esta última columna, el objetivo es clasificar a cada generador, todos los años en alguno de los 4 casos que se mencionaron en la introducción de la metodología. En este caso la formulación es una simple validación con un IF, de las columnas N y Q, donde se valida si cada generador cumplió o no con su compromiso y si tuvo un saldo a favor o en contra en su fiducia

Al final se elaboró una tabla resumen para cada uno de los generadores y para el conglomerado nacional en las columnas AA a AC del modelo. Se resumen las probabilidades de cada caso y los valores totales y promedio de las variables: pago total por contrato, fiducia de la demanda, fiducia de los generadores, gastos adicionales, ganancias y egresos de la fiducia, resultado final, y %egresos/utilidades.

De esta manera termina la explicación del caso de negocio elaborado en Excel. En el documento de excel como tal se puede encontrar una pestaña de índice donde se encuentran numeradas y explicadas cada una de las pestañas en caso de cualquier duda adicional.



Equipo Consultor

EY

Directora Ejecutiva
Dafna Siegert

Consultora Senior
Mónica Amaya

Consultoras
Isabela Pardo
Natalia Moreno
Paula Gutiérrez

Consultoría Regulatoria

Director Técnico
Mauricio Gómez

Consultora Senior
Kelly Martínez



Acerca de Nosotros

Acerca de EY

EY es líder global en servicios de aseguramiento, impuestos, transacciones y asesoría.

Las ideas y servicios de calidad que proveemos nos ayudan a construir credibilidad y confianza en los mercados de capitales y en las economías alrededor del mundo. Desarrollamos líderes excepcionales que trabajan en equipo para cumplirle con lo que prometemos a todas las partes interesadas. Haciendo esto jugamos un papel crítico en la construcción de un mejor entorno para nuestra gente, nuestros clientes y nuestras comunidades.

EY se refiere a las firmas miembro de la organización global Ernst & Young Global Limited, cada Firma miembro es una entidad legal distinta. Ernst & Young Global Limited, una compañía de responsabilidad limitada en Inglaterra, no provee servicios a clientes.

© 2017 EYGM Limited.
Todos los derechos reservados.

Acerca de Consultoría Regulatoria

Consultoría Regulatoria SAS es una banca de inversión especializada en los sectores de servicios públicos, energía y gas combustible. Dentro de sus actividades principales se destaca la asesoría a los grupos de interés de estos sectores en los temas legales y regulatorios, permitiendo a sus clientes tomar decisiones informadas, con estimaciones de impacto realistas.

La experiencia de sus socios es de más de 25 años en estructuración exitosa de proyectos de infraestructura en generación de energía eléctrica, gas, electrificación rural, entre otros. Así mismo en el diseño de mercados de electricidad y de gas, y en el establecimiento de disposiciones regulatorias para la inclusión de FNCER en las matrices energéticas de países como Argentina y México.

Consultoría Regulatoria se destaca por ser el socio estratégico de varias empresas de los sectores de su competencia, apoyando las decisiones estratégicas y apersonándose de los retos que impone la dinámica legal y regulatoria a sus clientes