

**Modelo de optimización del margen variable
asociado a la producción de una central
hidroeléctrica de regulación media frente a
cambios hidrológicos y precios en el mercado
SPOT en Colombia**

Juan Sebastian Parra Gonzalez

**Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Decanatura de Ingeniería Industrial
Maestría en Ingeniería Industrial
Bogotá D.C., Colombia
2018**

**Modelo de optimización del margen variable
asociado a la producción de una central
hidroeléctrica de regulación media frente a
cambios hidrológicos y precios en el mercado
SPOT en Colombia**

Juan Sebastian Parra Gonzalez

Trabajo de grado para optar al título de
Magíster en Ingeniería Industrial

Director
David Oszerowicz Sterimberg

Co-director
Sonia Jaimes Suarez

**Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Decanatura de Ingeniería Industrial
Maestría en Ingeniería Industrial
Bogotá D.C., Colombia
2018**

© Únicamente se puede usar el contenido de las publicaciones para propósitos de información. No se debe copiar, enviar, recortar, transmitir o redistribuir este material para propósitos comerciales sin la autorización de la Escuela Colombiana de Ingeniería. Cuando se use el material de la Escuela se debe incluir la siguiente nota “Derechos reservados a Escuela Colombiana de Ingeniería” en cualquier copia en un lugar visible. Y el material no se debe notificar sin el permiso de la Escuela.

Publicado en 2018 por la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. Avenida 13 No 205-59 Bogotá. Colombia
TEL: +57 – 1 668 36 00

Reconocimiento o Agradecimientos

Al Ingeniero David Oszerowicz por su apoyo y conocimiento reconocido en el sector de energía, como director de la presente investigación; la Ingeniera Sonia Jaimes por su reconocido conocimiento en el modelado matemático y optimización, por su paciencia y vocación para transmitir su experiencia en su papel de co-directora.

A mis padres por enseñarme los verdaderos valores que me han permitido crecer como persona, por su amor incondicional e inagotable a pesar de cualquier circunstancia que se me ha presentado durante el desarrollo de la maestría; a mi hermana que aunque pronto no estaremos cerca, siempre la llevo presente a cada momento y de la cual espero muchos más éxitos y reconocimientos.

A mi compañera de vida que nunca soltó mi mano en cada momento que sentí rendirme, por ayudarme a seguir adelante, por sacrificar su tiempo conmigo para cumplir este propósito y hacerlo realidad.

A mis suegros, cuñada y amigos que siempre comprendieron la importancia de mi desarrollo como profesional y se convirtieron en una motivación más para conseguirlo.

A todos mis familiares y los que me conocen por comprender la importancia de este logro para mí, y por lo que quizá en algún momento no hayamos podido compartir de la misma manera como en algún momento lo hicimos antes de comenzar a construir este sueño.

Resumen

El constante desarrollo y competencia en el mercado de generación de energía eléctrica ha ocasionado que las compañías participantes de este sector busquen metodologías que permitan optimizar sus operaciones con el fin de poder generar mayores beneficios a sus propietarios y accionistas; por ello nace la necesidad de especializar más sus procesos y crear nuevos negocios en un mercado tan cambiante. En Colombia la energía eléctrica es producida típicamente en un 70% por centrales hidráulicas y un 30% por centrales térmicas, sin embargo, los fenómenos de variabilidad climática presentados en la zona intertropical (El Niño y La Niña), afectan considerablemente la hidroproducibilidad y el precio del mercado, al ser un país altamente dependiente de ésta tecnología. Este trabajo de investigación busca maximizar el beneficio para una compañía dedicada a la actividad de generación hidráulica, producto de la optimización del recurso de un embalse de regulación media que indirectamente reflejaría un incremento en la generación de energía y la reducción de posibles vertimientos por una inadecuada administración, mediante el desarrollo de un modelo de optimización para su gestión; teniendo en cuenta información relevante como la serie de caudales históricos propios y la afectación del precio del mercado en la bolsa de energía, entre otros.

Abstract

The constant development and competition in the electricity generation market has caused the companies participating in this sector to find new methods that allow optimizing their operations in order to generate greater benefits for their owners and shareholders; That is why the need to specialize more in their processes and create new business in such a changing market. In Colombia, electric power generation is typically produced by 70% by hydroelectric power plants and 30% by thermal power plants; however, the phenomena of climatic variability presented in the intertropical zone (El Niño and La Niña), considerably affect the hydroproducibility and the price of the market, being a country highly dependent on this technology. This research seeks to maximize the benefit for a company dedicated to the hydraulic generation activity, product of the optimization of the resource of a reservoir of average regulation that indirectly would reflect an increase in the generation of energy and the reduction of possible spills by an inadequate administration, by developing an optimization model for its management; taking into account relevant information such as the historical inflows series and the effect of the market price on the spot market, among others.

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	4
LISTA DE TABLAS.....	6
1.1 PROBLEMÁTICA (JUSTIFICACIÓN)	7
1.2 OBJETIVOS Y PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN.....	8
1.3 ALCANCE Y LIMITACIONES	9
1.4 METODOLOGÍA	10
1.4.1 <i>Planeación</i>	10
1.4.2 <i>Planteamiento del modelo de optimización</i>	11
1.4.3 <i>Recopilación de la información</i>	11
1.4.4 <i>Procesamiento de la información</i>	11
1.4.5 <i>Explicación e interpretación</i>	11
1.5 HIPÓTESIS	12
1.6 DESCRIPCIÓN	12
2 ESTADO DEL ARTE.....	15
2.1 ECUACIÓN DE BALANCE HÍDRICO EN UN EMBALSE:	15
2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS PRESAS CONSTRUIDAS EN LOS EMBALSES	16
2.3 OPTIMIZACIÓN EMBALSE ALICURÁ - ARGENTINA (CROCERI & SOTTOSANTO, 2008).....	17
2.3.1 <i>Problema de optimización:</i>	17
2.3.2 <i>Serie histórica de caudales:</i>	18
2.4 OPERACIÓN CADENAS DE LAS TRES GARGANTAS Y QINGJIANG (CHINA)	18
2.4.1 <i>Reglas de operación</i>	18
2.4.2 <i>Modelación:</i>	20
2.4.3 <i>Restricciones:</i>	21
2.5 MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN “ALGORITMO DE OPTIMALIDAD PROGRESIVA” (GUO, CHEN, LI, LIU, & LI, 2011)	22
2.5.1 <i>Resultados de la aplicación y consideraciones</i>	22
2.6 EL MERCADO ELÉCTRICO EN COLOMBIA.....	24
2.6.1 <i>Características y cadena productiva:</i>	24
2.6.2 <i>Mix energético:</i>	25
2.6.3 <i>El fenómeno de El Niño</i>	26
2.6.4 <i>Precio de la producción de energía en los últimos años:</i>	27
2.7 MODELOS DE OPTIMIZACIÓN EMPLEADOS PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICOS	27
3 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN.....	29
3.1 REGULACIÓN APLICABLE A LAS GRANDES CENTRALES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA EN COLOMBIA.....	29

3.2	ASPECTOS COMERCIALES QUE DEFINEN EL COEFICIENTE DE BENEFICIO EN LA FUNCIÓN DE OPTIMIZACIÓN.....	30
3.2.1	<i>Venta o compra en bolsa.....</i>	30
3.2.2	<i>Generación real y reconciliaciones.....</i>	32
3.3	GENERACIÓN MENSUAL HISTÓRICA DE LA CENTRAL OBJETO DE ESTUDIO.	33
3.4	MÍNIMOS OPERATIVOS TÍPICOS DE GENERADORES CON TURBINAS TIPO PELTON.....	35
3.5	CARACTERIZACIÓN DEL CICLO HIDROLÓGICO DEL EMBALSE OBJETO DE ESTUDIO.	36
3.6	DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE AFECTACIÓN DEL PRECIO SPOT, ANTE GENERACIÓN DE LA CENTRAL.....	36
4	DESARROLLO Y RESULTADOS DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN PROPUESTO	40
4.1	FUNCIÓN OBJETIVO Y RESTRICCIONES.....	40
4.2	NATURALEZA DE LAS RESTRICCIONES.....	41
4.2.1	<i>Balance hidráulico</i>	41
4.2.3	<i>Niveles máximo y mínimo de operación del embalse.....</i>	42
4.2.4	<i>Capacidad máxima de producción</i>	43
4.2.5	<i>Producción sujeta al plan de mantenimientos o a la disponibilidad de la central.....</i>	43
4.2.6	<i>Capacidad máxima del vertedero.....</i>	44
4.2.7	<i>Mínimo técnico de operación.....</i>	44
4.2.8	<i>Caudal mínimo requerido por condiciones ambientales</i>	44
4.3	CARACTERÍSTICAS Y DESEMPEÑO DEL MODELADO.....	45
4.4	RESULTADOS OBTENIDOS.....	45
4.4.1	<i>Definición de condición inicial de embalse:</i>	45
4.4.2	<i>Resultados en corridas de años bajo condición normal, niño y niña con exposición 100% al Spot</i>	46
4.4.3	<i>Resultados en corridas de años bajo condición normal, niño y niña con cobertura mediante contratos bilaterales a precio fijo.....</i>	54
4.5	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	57
4.5.1	<i>Efecto gestión mejora de aportes sobre el margen</i>	57
4.5.2	<i>Efecto sobre la generación por variación en el coeficiente de beneficio.....</i>	60
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	63
6	INVESTIGACIONES FUTURAS	65
7	BIBLIOGRAFÍA	66
	ABREVIACIONES	69
	APÉNDICES.....	71

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1. Regla de operación embalse de las Tres Gargantas	19
Figura 2-2. Regla de operación embalse de Shuibuya.....	19
Figura 2-3. Cadena Energética.	24
Figura 2-4. Capacidad Instalada SIN (Sistema Interconectado Nacional) 2014 (15 489 MW)	25
Figura 2-5. Generación SIN 2014 (64.3 TWh).....	26
Figura 2-6. Manifestación de los fenómenos El Niño y La Niña.	27
Figura 2-7. Precio producción de energía	27
Figura 3-1. Generación real anual histórica de la central objeto de estudio.....	34
Figura 3-2. Generación real histórica en resolución mensual de la central objeto de estudio.....	34
Figura 3-3. Aportes medios históricos por día para cada mes, del embalse asociado la central objeto de estudio	34
Figura 3-4. Tipos de turbinas en función de la potencia Pf y la carga de diseño Hd Fuente: Tomado de (García & Nava, 2014).....	35
Figura 3-5. Frecuencia de vertimientos de la central por mes (2000-2016)	36
Figura 3-6. Simulación efecto precio de bolsa.....	37
Figura 3-7. Afectación del precio de bolsa producto de la generación de la central objeto de estudio	38
Figura 3-8. Comportamiento del efecto sobre el precio de bolsa para el modelo de optimización propuesto	38
Figura 4-1. Niveles de embalse de la central objeto de estudio a cierre de año ...	46
Figura 4-2. Evolución embalse real y modelado 2013.....	47
Figura 4-3. Generación modelada vs real y P.Bolsa 2013	48
Figura 4-4. Resultados mensuales de margen variable 2013	48
Figura 4-5. Evolución embalse real y modelado 2011.....	49
Figura 4-6. Generación modelada vs real y P.Bolsa 2011	49
Figura 4-7. Resultados mensuales de margen variable 2011	50
Figura 4-8. Evolución embalse real y modelado 2015.....	51
Figura 4-9. Generación modelada vs real y P.Bolsa 2015	51

Figura 4-10. Resultados mensuales de margen variable 2015	52
Figura 4-11. Resultados de margen adicional del modelado vs operación real	53
Figura 4-12. Resultados de margen adicional - Modelo con contratos vs modelo exposición 100% SPOT.....	57
Figura 4-13. Sensibilidad sobre los aportes definidos en la restricción de balance hidráulico para escenario de normalidad año 2013	58
Figura 4-14. Sensibilidad sobre los aportes definidos en la restricción de balance hidráulico para escenario de Niña año 2011	59
Figura 4-15. Sensibilidad sobre los aportes definidos en la restricción de balance hidráulico para escenario de Niño año 2015	59
Figura 4-16. Sensibilidad del coeficiente de beneficio de la variable de decisión y comportamiento para escenario de normalidad año 2013	60
Figura 4-17. Sensibilidad del coeficiente de beneficio de la variable de decisión y comportamiento para escenario de Niña año 2011	61
Figura 4-18. Sensibilidad del coeficiente de beneficio de la variable de decisión y comportamiento para escenario de Niño año 2015.....	61

LISTA DE TABLAS

Tabla 2-1. Principales resultados de la modelación en operación conjunta de cadenas.....	23
Tabla 4-1. Características del modelado	45
Tabla 4-2. Resultados ONI 2010-2018.....	47
Tabla 4-3. Resumen de resultados 2013	48
Tabla 4-4. Resumen de resultados 2011	50
Tabla 4-5. Resumen de resultados 2015	52
Tabla 4-6. Resultados sobre datos históricos.....	53
Tabla 4-7. Resumen de resultados 2015 - Modelo con contratos vs modelo exposición 100% SPOT	55
Tabla 4-8. Resumen de resultados 2011 - Modelo con contratos vs modelo exposición 100% SPOT	55
Tabla 4-9. Resumen de resultados 2015 - Modelo con contratos vs modelo exposición 100% SPOT	56
Tabla 4-10. Resultados sobre datos históricos - Modelo con contratos vs modelo exposición 100% SPOT.....	56

Introducción

1.1 Problemática (Justificación)

Históricamente en la zona intertropical en donde se encuentra ubicada Colombia se han presentado dos fenómenos de variabilidad climática que afectan considerablemente la producción de energía eléctrica en el país como lo son el fenómeno de El Niño y La Niña. El déficit de lluvias generalizado en comparación con la historia (Fenómeno de El Niño), que se ha manifestado en las diferentes cuencas de los embalses concebidos para producir energía a través de las centrales hidroeléctricas, compromete la oferta del servicio de energía para la atención de la demanda industrial y residencial, al igual que el aumento significativo del precio en la bolsa de energía debido a la sustitución de la energía hidráulica por otras tecnologías más costosas en la matriz de oferta energética, tales como el carbón y gas e inclusive combustibles líquidos como A.C.P.M, Fuel Oil, Querosene, Jet, etc.

Otro fenómeno de variabilidad climática que impacta directamente al país es el Fenómeno de La Niña, el cual se manifiesta como un aumento significativo de las precipitaciones y con ello también el aumento del caudal respecto a la media histórica de los ríos del país; sus consecuencias son inundaciones en poblaciones ubicadas en zonas aledañas a los ríos y para el mercado de energía representa una mayor oferta hidroeléctrica, acompañada de precios bajos para las transacciones realizadas por los generadores y comercializadores en la bolsa de energía.

El contexto anterior genera los siguientes cuestionamientos: ¿Es relevante poder gestionar adecuadamente los recursos hidroeléctricos de manera que las empresas generadoras puedan maximizar el beneficio por la producción de energía, teniendo en cuenta que Colombia es un país de variabilidad hidrológica al igual que el precio del mercado donde la producción de energía es abastecida en mayor medida por centrales hidroeléctricas?, ¿Cuáles serían las implicaciones de una inadecuada administración del recurso?, ¿Qué modelo de optimización del margen variable asociado a la producción es el adecuado para una central hidroeléctrica de regulación media frente a cambios hidrológicos y precios en el mercado Spot en Colombia?, ¿Qué beneficios para la demanda traería consigo el desarrollo de un modelo que permita obtener mejores rentas en el mercado para las empresas?, ¿Alguna cobertura adicional en el mercado podría maximizar aún más el margen ante la volatilidad del precio Spot en Colombia?

La variabilidad de éstos dos fenómenos y los periodos de transición que ocurren entre ellos sumados a que su efecto cada vez es más intenso, no es un problema nuevo para las empresas generadoras encargadas de la administración y operación de sus embalses para la producción de energía; entonces es aquí donde cobra

relevancia poder determinar una política óptima de operación de los embalses que permita maximizar el margen percibido por la prestación de éste servicio ante el mercado, de acuerdo a la probabilidad de que se presente alguna serie histórica correlacionada con la observada actualmente en el río afluente a su respectivo embalse y una proyección del precio del mercado Spot al cual se remunera la generación.

Actualmente para las empresas generadoras, no contar con un modelo que permita evaluar constantemente la decisión de generar o no generar de acuerdo a la problemática anteriormente mencionada, podría llegar a causar una inadecuada administración del recurso hídrico y materializarse en el aumento de la probabilidad de vertimientos o déficit del recurso, en cuyo caso encarecería la oferta en el mercado de esta central una caída no planeada en la producción y en la utilidad esperada. Adicionalmente, las empresas generadoras utilizan una adecuada práctica como cobertura de riesgo ante fluctuaciones del mercado los contratos bilaterales de energía, por lo que es una variable relevante para tener en cuenta en el modelamiento.

Se espera que con la investigación, adicional a los efectos sobre el margen variable de la empresa, se presente en un segundo plano un impacto favorable en el suministro de energía a la demanda, principalmente en épocas de sequía donde se hace importante la gestión adecuada de la generación hidroeléctrica; lo cual hay que analizar detenidamente ya que los resultados del modelo puede que muestren o no una dosificación de éste recurso en el tiempo o por el contrario favorezcan la condición de generar mayores rentas cuando el precio del mercado alcanza sus mayores valores en ésta época, comprometiendo el abastecimiento futuro de la demanda.

1.2 Objetivos y Pregunta de Investigación

Objetivo General

Diseñar un modelo de optimización del margen variable asociado a la generación de energía, adecuado para una central hidroeléctrica de regulación media frente a cambios hidrológicos y precios en el mercado Spot en Colombia.

Objetivos específicos:

- Identificar las variables relevantes y restricciones de los modelos de optimización de la producción de las centrales hidroeléctricas.
- Identificar el modelo de optimización adecuado para el caso de estudio.

- Diseñar un prototipo del modelo que responda a las necesidades y requerimientos de las hidroeléctricas objeto del estudio.
- Medir el beneficio económico al aplicar el modelo de optimización en comparación con una política normal de operación, así como la disminución de los vertimientos.
- Analizar y contrastar escenarios ex-post de operación de la central, con el propósito de caracterizar políticas y así mejorar el desempeño de la operación de la central hidroeléctrica.
- Identificar posibles coberturas a través de contratos bilaterales que minimicen el riesgo de exposición a la bolsa.
- Evaluación de la función objetivo relajando las restricciones de operación, con el objetivo de proponer ideas de inversión que flexibilicen su operación justificadas con la mejora en los ingresos.

Preguntas de investigación:

- ¿Es relevante poder gestionar adecuadamente los recursos hidroeléctricos de manera que las empresas generadoras puedan maximizar el beneficio por la producción de energía, teniendo en cuenta que Colombia es un país de variabilidad hidrológica al igual que el precio del mercado donde la producción de energía es abastecida en mayor medida por centrales hidroeléctricas?
- ¿Cuáles serían las implicaciones de una inadecuada administración del recurso?
- ¿Qué beneficios para la demanda traería consigo el desarrollo de un modelo que permita obtener mejores rentas en el mercado para las empresas?
- ¿Alguna cobertura adicional en el mercado podría maximizar aún más el margen ante la volatilidad del mercado Spot en Colombia?

1.3 Alcance y Limitaciones

Este proyecto pretende definir y diseñar un modelo de optimización apropiado para la oportuna gestión del recurso hídrico de una central hidroeléctrica; el cual permita maximizar el beneficio económico producto de la generación, teniendo en cuenta los posibles vertimientos, costos de operación, precios de la bolsa de energía, contratos bilaterales y restricciones comerciales de operación. Sin embargo, para no extender considerablemente los tiempos de la investigación y depender de la información técnica de la central; la variable principal de decisión del modelo será la generación en GWh y no el gasto en agua en Hm³ o m³/s, como habitualmente se plantea en la revisión de la literatura; lo cual simplifica considerablemente las restricciones y a su vez la linealidad y los tiempos de ejecución del modelo.

Se toma como supuesto la no afectación de la capacidad de producción de la central asociada a la disminución del nivel del embalse, con el propósito de simplificar el modelo propuesto. Adicionalmente, se supone que la caída (diferencia de altura entre la cresta del embalse y la turbina en la casa de máquinas) es lo suficientemente grande, lo que hace despreciable el efecto de los cambios del nivel de embalse y el deterioro del factor de conversión.

Si bien es cierto que toda máquina requiere de mantenimiento preventivo ubicado estratégicamente para no afectar la producción de alguna manera; el estudio se centra en el problema de maximizar el beneficio económico y aunque el programa de mantenimientos forma parte de la decisión de producción, se ha considerado que será parte de una segunda etapa de investigación.

Por considerarse información sensible, la información base de la investigación fue alterada a propósito para poder ser utilizada en esta investigación y poder evaluar los beneficios del modelo sin dejar en evidencia cualquier política de operación u comportamiento de alguna compañía del sector.

El modelado de la presente investigación está diseñado para agentes de generación que cuenten con un única central de generación hidro en su portafolio; para empresas que cuenten con más de una central de generación, puede ser aplicado teniendo en cuenta las modificaciones pertinentes sobre la función objetivo y el cumplimiento de los supuestos tenidos en cuenta para la simplificación del modelado.

1.4 Metodología

El estudio a realizar es cuantitativo – correlacional y se basará sobre el proceso de investigación de Arias Galicia (Bernal T., 2016) de la siguiente manera:

1.4.1 Planeación

Se requiere de la recopilación de datos relevantes, los cuales a su vez serán alterados para preservar la confidencialidad de la información, así como la experticia de las labores de personal que trabaje en el gremio de generación de energía eléctrica en Colombia, los cuales permitan ajustar en una mayor medida la ejecución y evaluación de los resultados del modelo de optimización seleccionado.

Las actividades a desarrollar serían las siguientes:

- Generalidades del mercado eléctrico colombiano, para determinar la relevancia en factores como el costo marginal del sistema y su afectación.

- Regulación aplicable a las grandes centrales de generación hidroeléctrica en Colombia, vigente a la fecha de investigación, que afecte directamente la operación comercial del embalse y condicione las políticas de operación.
- Aspectos comerciales que definan el coeficiente de beneficio en la función de optimización (Ingresos y Costos variables).
- Generación mensual histórica de la central; con el propósito de comparar los resultados del modelo en cuanto a esta variable de decisión.
- Mínimos operativos típicos de turbinas tipo Pelton para un grupo turbina-generador.
- Caracterización del ciclo hidrológico del embalse.
- Determinación de curva de afectación al precio del mercado buscando una senda de generación de la central (Utilización de condiciones “ceteris paribus” con los demás agentes del mercado, y bajo simulaciones observar el comportamiento del precio de la bolsa cuando la central genera cierta cantidad de energía para un día en particular). Esto permitirá hacer un poco más realista la señal de precio esperada en la modelación.

1.4.2 Planteamiento del modelo de optimización

- Variables a incluir dentro de la función objetivo.
- Definición de la función objetivo.
- Definición de restricciones del problema.
- Selección del modelo de optimización.
- Desarrollo del modelo en software de optimización a convenir.

1.4.3 Recopilación de la información

La información que se utilizará en la investigación es de carácter público y será descargada de la página del operador del mercado, aunque será modificada para evitar evidenciar algún tipo de comportamiento de una central en particular del mercado de energía en Colombia.

1.4.4 Procesamiento de la información

Se utilizará Excel como herramienta para el tratamiento, modificación y procesamiento de la información.

1.4.5 Explicación e interpretación

Los resultados de la modelación serán evaluados de acuerdo al tiempo de procesamiento y el beneficio en la calidad de la información de salida. El beneficio

se medirá con una ponderación de la mayor generación, el mayor margen y el menor vertimiento. Buscando soportar el objeto de la investigación y su hipótesis.

1.5 Hipótesis

Según la serie hidrológica presentada, el efecto en el precio del mercado Spot, disponibilidad de la central y demás características mencionadas con anterioridad, los vertimientos se deberán reducir al menos en un 30% de lo que en la historia se ha presentado, lo cual impacta directamente en el margen variable obtenido producto de una mayor generación, la cual también se incrementará al menos en el 5% respecto a un año observado en particular.

1.6 Descripción

Se utilizará un modelo de programación lineal entera-mixta y determinista desarrollado en GAMS (solver CPLEX), que pretenda resolver el propósito y validar la hipótesis de esta investigación, en una primera medida se definirán los datos de entrada necesarios y que afecten la decisión del modelado, seguido de la definición de la función objetivo y la identificación de la variable de decisión, basándose en la regulación vigente del mercado eléctrico colombiano que permita definir los coeficientes de beneficio, penalizaciones de la función, y restricciones necesarias para acotar el problema a las decisiones comerciales que se toman para la producción de energía.

La primera etapa de modelado solo incluye la venta de la energía producida al precio Spot en el mercado de energía mayorista, teniendo en cuenta los aportes prestables al embalse, la disponibilidad de la central (lo cual pretende incluir las indisponibilidades por fallas o mantenimientos programados), el precio de bolsa indexado y su afectación respectiva a manera de penalización sobre la función objetivo, niveles de probabilidad de vertimiento y de ENFICC (Energía firme para el cargo por confiabilidad) probabilístico, que se definirán como restricciones a la operación del embalse ya que potencialmente pueden tener un alto impacto comercial. Se observarán resultados desde el año 2000 hasta el 2016, realizando un análisis más profundo sobre un año particular bajo presencia del Fenómeno de El Niño, Fenómeno de La Niña y neutralidad.

En la segunda etapa se incluirá la posibilidad de que el agente generador pueda realizar contratación bilateral y que corresponda con las Obligaciones de Energía Firme, para no estar expuesto teóricamente a los altos precios de bolsa y con ello el deterioro del margen por no poder atender los compromisos, o en el caso contrario el deterioro del margen por los bajos precios de bolsa; sin embargo se pretenderá

demostrar que esta solución permitirá maximizar aún más los resultados operacionales de la central objeto de estudio.

2 Estado del arte

Desde cerca de treinta años atrás se ha despertado el interés por el estudio de la optimización del uso de los embalses mediante la hidroelectricidad. Hoy en día, estas investigaciones cobran aún más relevancia acorde a los intereses de las empresas generadoras, quienes desean operar óptimamente sus embalses y con ello poder obtener mejores rentas en el mercado de energía mayorista.

Un importante artículo escrito por Yeh (Yeh, 1985), habla de la relevancia de la programación lineal y de las ventajas que trae consigo ésta optimización, como permitir la solución de problemas de grandes dimensiones, la variedad en la existencia de paquetes computacionales y el alcance de una solución óptima global. Por otra parte, afirma que la programación dinámica es más adecuada para problemas no lineales tales como la operación de los embalses, en donde se hace evidente la toma de decisiones y otros aspectos probabilísticos (estocásticos) como la incertidumbre hidrológica y el precio de mercado Spot. Los modelos de programación dinámica estocástica son pertinentes para el control de varios embalses los cuales permiten incluir características no lineales y características estocásticas del problema para ser modeladas como cadenas de Markov (Archibald, McKinnon, & Thomas, 1997).

2.1 Ecuación de balance hídrico en un embalse:

En general la ecuación de balance hídrico en un embalse se determina por:

$$Estado_{t+1} = Estado_t + \sum_{i=1}^N Entradas_i - \sum_{j=1}^M Salidas_j$$

En donde:

Estado_{t+1}: Corresponde al estado inmediatamente futuro del embalse, el cual puede ser la siguiente hora, semana, mes, etc, de acuerdo al periodo de análisis que se defina.

Entradas_i: Son todas aquellas fuentes hídricas que incrementan los niveles de los embalses como precipitaciones, afluencias del río que se encuentra represado.

Salidas_j: Son todas aquellas descargas por generación y vertimientos, así como filtraciones del embalse y evaporaciones.

El papel de los modelos matemáticos es poder describir de una manera subjetiva la representación de un problema de la vida real, en este caso el posible

comportamiento de un embalse para generación de energía eléctrica y su relación con las variables que afectan directa o indirectamente su comportamiento esperado.

Luego de su descripción matemática, se procede a buscar el objetivo del modelo en sí; para el caso de estudio podría ser maximizar utilidad, minimizar costos, minimizar riesgo ante fluctuaciones del precio de la bolsa en el mercado de energía, maximizar generación, la generación como política energética, etc. Sujeto a determinadas restricciones que permiten llegar a la solución óptima mediante métodos establecidos o programas de computación que permitan alcanzar tal fin.

2.2 Clasificación de las presas construidas en los embalses

Según la ICOLD (International Commission on Large Dams) en el mundo se encuentran clasificadas las presas, según criterios como la elevación, coronación, capacidad de almacenamiento y capacidad de vertedero entre otros, así:

Pequeñas:

Mide menos de quince metros desde la fundición hasta el punto más alto.

Grandes pueden ser:

- Altura superior a 15 m
- 10 m a 15 m de altura con una longitud de coronación mayor a 500 m.
- Capacidad para embalsar más de 1 hm³ de volumen de agua.
- Capacidad de vertedero superior a 2000 m³/s.

Mayores pueden ser:

- Altura superior a 150 m.
- Embalse de volumen mayor a 15 hm³.
- Embalse de capacidad de almacenamiento mayor a 25 km³.
- Capacidad de al menos 1 GW.

Se han realizado una serie de estudios a las aplicaciones de gestión de embalses en la producción de energía, de los cuales se mencionarán conclusiones y recomendaciones a continuación:

2.3 Optimización embalse Alicurá - Argentina (Croceri & Sottosanto, 2008)

El objetivo principal es definir la operación a mediano plazo de una central hidroeléctrica bajo una resolución mensual para maximizar el beneficio económico producto de la energía producida por la central.

El embalse de Alicurá es el primero de cinco embalses que represa el río Limay en el noroeste de la región Argentina, su principal uso es la producción de energía eléctrica y cuenta con una profundidad media de 48 m y 327000 hm³ de volumen total. Asociado al embalse se encuentra la central de producción hidroeléctrica que cuenta con cuatro unidades equipadas con turbinas tipo Francis de eje vertical cada una con capacidad de 250 MW para un total de 1 000 MW de potencia instalada.

2.3.1 Problema de optimización:

$$\begin{aligned}
 \text{Max } B &= \sum_{i=1}^n k P^i H_{med}^i V_T^i \\
 \text{s. a.} \quad &V_E^i - V_E^{i-1} + V_T^i + V_V^i - V_A^i = 0 \quad i = 1, \dots, n \\
 &0 \leq V_T^i + V_V^i \leq V_{TMAX} \quad i = 1, \dots, n \\
 &V_{MIN} \leq V_E^i \leq V_{MAX} \quad i = 1, \dots, n \\
 &0 \leq V_T^i \leq V_{TMAX} \quad i = 1, \dots, n \\
 &0 \leq V_V^i \leq V_{VMAX} \quad i = 1, \dots, n
 \end{aligned}$$

Donde:

k : Constante que involucra factor de conversión y eficiencia.

P^i : Precio al cual es remunerada la energía en el periodo i .

H_{med}^i : Cota media desde la que se turbinan en el periodo i .

V_T^i : Volumen de agua turbinado para la generación de energía en el periodo i .

V_E^i : Volumen de agua almacenado en el periodo i .

V_V^i : Volumen de agua vertido en el periodo i .

V_A^i : Volumen de aportes del río al embalse en el periodo i .

V_{TMAX} : Es el volumen máximo del túnel de carga, capaz de generar la energía por medio de las turbinas.

V_{MIN} : Volumen mínimo aprovechable por las turbinas.

V_{MAX} : Volumen máximo útil embalse.

V_{VMAX} : Volumen máximo vertido.

De la formulación del anterior problema de optimización, se puede obtener un modelo lineal haciendo la simplificación $kH_{med} = \eta = constante$, o un mayor ajuste a la realidad expresando el volumen medio en función del volumen inicial y el volumen final, aproximado a una ecuación de primer grado según experiencias anteriores del autor, es acertado plantear; de lo cual resultaría un modelo de optimización no lineal.

2.3.2 Serie histórica de caudales:

Se clasificó en cinco categorías cada año observado de acuerdo a su comportamiento hidrológico (extra seco, seco, medio, húmedo y extra húmedo).

La serie presentaba un comportamiento con tendencia lineal y componentes estacionales. Se determinó que se podía simplificar esta función mediante la siguiente ecuación:

$$\bar{Q}_A^i - |R^i| \leq Q_A^i \leq \bar{Q}_A^i + |R^i| \quad i = 1, \dots, 12,$$

Donde:

\bar{Q}_A^i : Promedio mensual para cada periodo según año hidrológico.

R^i : Estacionalidad promedio de cada periodo.

2.4 Operación cadenas de las Tres Gargantas y Qingjiang (China)

Tres Gargantas es reconocida por ser la hidroeléctrica más grande del mundo con 22 000 MW instalados, seguida por Itaipú (Brasil) de 14 000 MW instalados y el Guri (Venezuela) con 10 325 MW instalados. Su construcción duró cerca de 18 años (1994-2012).

El sistema hidroeléctrico está compuesto por cinco centrales (Tres gargantas y Gezhouba ubicadas sobre el río Yangtze y Shuibuya, Geheyan y Gaobazhou sobre el río Qingjiang), cuya capacidad instalada total asciende a los 24 200 MW y una producción de energía media anual de 110 TWh, casi el doble de la demanda de energía en Colombia para el año 2015.

2.4.1 Reglas de operación

Sólo dos de las cinco centrales poseen reglas de operación, las cuales se presentan a continuación:

Tres Gargantas:

Como se observa en la figura 2-1, el nivel del embalse se disminuye hasta alcanzar el nivel límite de inundación (145 m) desde final de mayo hasta el inicio de junio; luego en octubre el nivel se subirá paulatinamente hasta los 175 m y así se mantendrá hasta finales de abril, buscando mantener el nivel lo más alto posible para incrementar el salto y así maximizar la eficiencia y generación entregada por las unidades; posteriormente su nivel descenderá durante el mes de mayo, buscando garantizar condiciones de navegabilidad aumentando los caudales aguas abajo del embalse (Guo, Chen, Li, Liu, & Li, 2011).

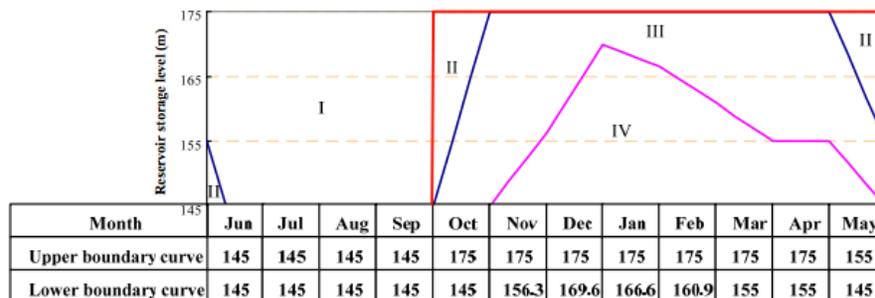


Figura 2-1. Regla de operación embalse de las Tres Gargantas
Fuente: (Guo, Chen, Li, Liu, & Li, 2011)

Shuibuya:

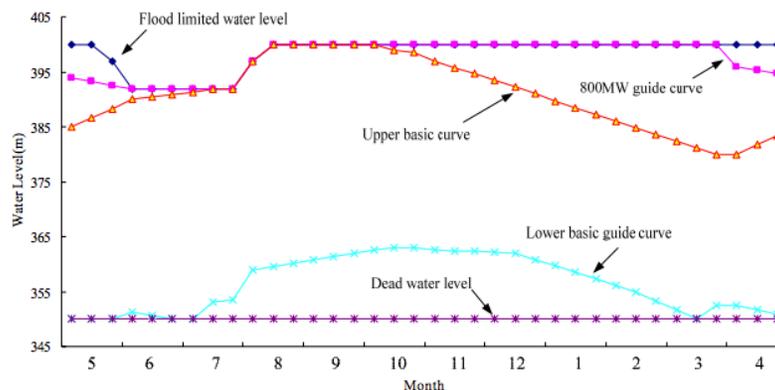


Figura 2-2. Regla de operación embalse de Shuibuya
Fuente: (Guo, Chen, Li, Liu, & Li, 2011)

La regulación del embalse consiste en operarlo de tal manera que si se excede el “Flood limited water level” o la zona de prevención en temporada de inundaciones, se debe operar de acuerdo a las reglas establecidas para dicho control de inundaciones; de no presentarse éste caso, será operado de acuerdo a la franja de operación limitada por la curva guía superior e inferior.

En la investigación desarrollada por (Guo, Chen, Li, Liu, & Li, 2011), se optimiza la generación y los ingresos producto de dicha actividad, utilizando para la optimización el método denominado “Algoritmo de optimalidad progresiva”. De igual manera realiza un comparativo de tres formas distintas de optimización como lo es la operación óptima en conjunto de ambas cadenas y su operación individual, así como la utilización de las reglas de diseño de las centrales; luego presenta comparaciones entre la generación, vertimientos e ingresos obtenidos a partir de cada una de las consignas utilizadas para la optimización.

2.4.2 Modelación:

$$Max E = \sum_{t=1}^T P_t \cdot \Delta t, \quad P_t = \sum_{i=1}^n 9.81 \cdot n_{i,t} \cdot Q_{i,t} \cdot H_{i,t}$$

Maximización de la generación hidroeléctrica

Donde:

T : Total de pasos en tiempos máquina.

n : Número de embalses.

Δt : Intervalo de tiempo.

t : Periodo actual.

P_t : Potencia entregada en el periodo t .

$n_{i,t}$: Eficiencia de generación o factor de conversión del embalse i en el periodo t .

$Q_{i,t}$: Caudal turbinado en el embalse i en el periodo t .

$H_{i,t}$: Salto o diferencia entre el nivel de agua del embalse i y el nivel aguas debajo de la presa en el periodo t .

$$Max F = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n (E_{i,t} \cdot C_{i,t})$$

Maximización de ingresos producto de la generación

Donde:

$E_{i,t}$: Es la generación hidroeléctrica asociado al embalse i en el periodo t .

$C_{i,t}$: Es el precio de la generación hidroeléctrica asociado al embalse i en el periodo t .

2.4.3 Restricciones:

$$V_{i,t} = V_{i,t-1} + (I_{i,t} - Q_{i,t} - EP_{i,t}) \cdot \Delta t$$

Ecuación de balance hidráulico

Donde:

$V_{i,t}$: Volumen o almacenamiento del embalse i en el periodo t.

$V_{i,t-1}$: Volumen o almacenamiento del embalse y en el periodo t-1.

$I_{i,t}$: Caudal de ingreso al embalse i en el periodo t.

$Q_{i,t}$: Caudal medio de salida del embalse i en el periodo t.

$EP_{i,t}$: Evaporación y filtraciones del embalse i en el periodo t.

$$ZL_{i,t} \leq Z_{i,t} \leq ZU_{i,t}$$

Límites de nivel en embalse

Donde:

$Z_{i,t}$: Es el nivel de agua del embalse i en el periodo t.

$ZL_{i,t}$: Es el mínimo nivel de agua del embalse i en el periodo t.

$ZU_{i,t}$: Es el máximo nivel de agua del embalse i en el periodo t.

$$QL_{i,t} \leq Q_{i,t} \leq QU_{i,t}$$

Límites de caudales mínimos y máximos

Donde:

$QL_{i,t}$: Es el mínimo caudal de descarga que cumple con los requerimientos ambientales aguas abajo del embalse i en el periodo t.

$Q_{i,t}$: Es el caudal de descarga del embalse i en el periodo t.

$QU_{i,t}$: Es el máximo caudal de descarga del embalse i en el periodo t, sujeto a caudales que no generan inundaciones.

$$PL_{i,t} \leq N_{i,t} \leq PU_{i,t}$$

Límites de generación eléctrica

Donde:

$N_{i,t}$: Es la potencia del embalse i en el periodo t.

$PL_{i,t}$: Es la capacidad firme del embalse i en el periodo t.

$QU_{i,t}$: Es el límite máximo de capacidad de potencia del embalse i en el periodo t .

$$\begin{aligned}Z_{i,1} &= Z_{i,b} \\ Z_{i,T+1} &= Z_{i,e}\end{aligned}$$

Condiciones iniciales y de frontera

Donde:

$Z_{i,1}$: Es el nivel de agua del embalse i en el periodo 1.

$Z_{i,b}$: Es el nivel de agua del embalse i al inicio.

$Z_{i,T+1}$: Es el nivel de agua del embalse i en el periodo $T+1$.

$Z_{i,e}$: Es el nivel de agua del embalse i al final.

Adicionalmente la operación de la cadena debe cumplir la restricción de volumen para control de inundaciones y descarga en la estación hidrológica Zhicheng no debe superar los 56 700 m³/s.

2.5 Método de optimización “Algoritmo de optimalidad progresiva” (Guo, Chen, Li, Liu, & Li, 2011)

Consiste en separar un problema de múltiples estados en varios problemas de dos estados; es así como se debe optimizar dos variables de estado y dejar fijas las restantes. Una vez alcanzado el óptimo, estos valores obtenidos se convierten en condiciones iniciales para el siguiente paso en la optimización.

2.5.1 Resultados de la aplicación y consideraciones

- Se utilizaron los caudales de entrada de las cadenas de las Tres Gargantas y Qingjiang entre los años 1982 y 1987, recogiendo de esta manera un periodo con diferentes características meteorológicas.
- El periodo húmedo (Caudales altos) se ubicó entre los años 1984 y 1985.
- El periodo seco o de bajos caudales se ubicó entre los años 1986 y 1987.
- El periodo medio se presentó de 1984 a 1985.
- Datos en resolución diaria.
- Para las comparaciones se escogieron los tres modos de operación de regla de diseño de las centrales, operación óptima de cadenas individuales y operación conjunta.

Tabla 2-1. Principales resultados de la modelación en operación conjunta de cadenas.

Caso	Beneficio
<p>Operación modelada vs. Operación bajo reglas de diseño</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento de 5 992 TWh (+5.70%) de la generación anual. • Eficiencia del uso del agua en época de inundaciones (Reduce vertimientos en 84.125 miles de millones de m3). • Incremento de ingresos en 1.45 Miles de Millones de Yuanes (5.44%).

Fuente. Elaboración propia a partir de (Guo, Chen, Li, Liu, & Li, 2011)

Otros autores han venido desarrollando modelos más complejos cuyo principal objetivo es acercarse aún más a la realidad de este propósito. Se han propuesto desarrollos de optimización estocástica para maximizar el beneficio en la producción de energía, encontrando decisiones requeridas en la operación (Valenzuela & Mazumdar, 2002); metodologías de optimización del punto interior, los cuales permiten disminuir considerablemente el tiempo de solución al evolucionar por el interior de la región factible teniendo en cuenta las restricciones de la red de transmisión (Correa, Bolaños, & Ruiz, 2007); o inclusive la incorporación del parámetro de eficiencia técnica de las turbinas, el cual puede llegar a ser afectado considerablemente para centrales tipo pie de presa sensibles a la cota de operación del embalse (Díaz & Liévano, 2009).

Por otra parte, se debe tener en cuenta que es fundamental contar con una predicción hidrológica a corto y mediano plazo la cual permite definir en una gran medida la consigna de operación de una central hidroeléctrica (Dias Serna, 2011) y por ende un factor fundamental como variable de entrada para un problema de optimización en la gestión de un embalse.

Otra variable a considerar y no menos importante que la caracterización del ciclo hidrológico de los aportes a los embalses, es el precio del mercado SPOT mediante el cual los generadores transan la energía no comprometida en contratos bilaterales (excedentes). Colombia es un país con una producción de energía altamente dependiente de la hidroelectricidad, lo cual hace que los fenómenos de variabilidad climática afecten considerablemente la oferta del mercado eléctrico colombiano y con ello el precio del mercado SPOT, el cual tiene una correlación directa con la hidrología. Realizar una predicción del precio de la energía que se genera día a día es todo un proceso ya que la condición climática se encuentra en un constante cambio, aunque el avance de la tecnología ha permitido caracterizar un poco mejor

el estado del tiempo, no es suficiente una proyección de corto plazo si no a su vez una proyección a largo plazo con el objetivo de tener una respuesta lógica de acuerdo a la capacidad de los embalses y la estación en la que se encuentre (verano o invierno) (Vargas, Palma, Moya, & Torres, 2003).

2.6 El mercado eléctrico en Colombia

2.6.1 Características y cadena productiva:

Generalmente en el mundo y en Colombia, el proceso productivo de la cadena energética, se basa en las siguientes actividades:

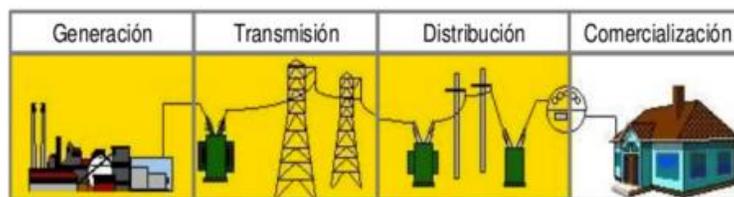


Figura 2-3. Cadena Energética.

Fuente: Tomado de (Red de energía del Perú, 2012)

Generación: Producción de energía eléctrica generalmente en una central hidroeléctrica o termoeléctrica. Es un mercado competitivo (Spot) donde los diferentes generadores realizan una oferta de precio diario por recurso, los cuales son ordenados de menor a mayor diariamente por el operador y administrador del mercado eléctrico XM, con el objetivo de abastecer la demanda al más bajo costo. El precio es determinado horariamente por la central que en el orden atiende el último kilovatio de demanda en esa hora; no existen mercados intradiarios como en la mayoría de los países europeos.

Transmisión: Transporte de la energía generada por las centrales a un nivel de tensión muy alto evitando pérdidas para poder llevarla a todo el país hasta grandes centros de consumo; es un monopolio regulado y su expansión se basa en la competencia (licitaciones) para el sistema de transmisión nacional (STN).

Distribución: Transporte de la energía eléctrica desde el sistema de transmisión hasta el usuario final, transformando la energía a los niveles de tensión requeridos de acuerdo a las necesidades del cliente (Industria, oficinas, residencias, centros comerciales, etc). Al igual que la transmisión, también es un monopolio regulado pero por zonas.

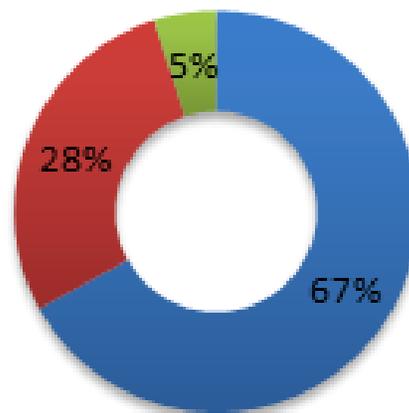
Comercialización: Compra y venta de energía eléctrica a través de un agente, quien es el encargado de la medición, atención y facturación del usuario final ante el mercado.

Los organismos encargados de velar por el correcto funcionamiento del mercado de energía en Colombia son:

- Dirección: Ministerio de minas y energía.
- Planeación: Unidad de planeación Minero-Energética (UPME).
- Regulación: Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).
- Consejo y comité: Consejo nacional de operación (CNO) y Comité asesor de comercialización (CAC).

2.6.2 Mix energético:

Colombia es un país cuya demanda de energía es abastecida en su gran mayoría por generación hidroeléctrica quien a su vez tiene una alta participación en el parque de generación instalado (Ver figura 2-4):



■ Hidráulicos ■ Térmicos ■ Menores y Cog.

Figura 2-4. Capacidad Instalada SIN (Sistema Interconectado Nacional) 2014 (15 489 MW)

Fuente: Elaboración propia con información de (XM, s.f.)

El total de la capacidad instalada de las plantas térmicas se distribuye en 44% Gas natural, 22% Carbón, 20% A.C.P.M., 7% Combustóleo y 7% mezcla Gas-Jet A1.

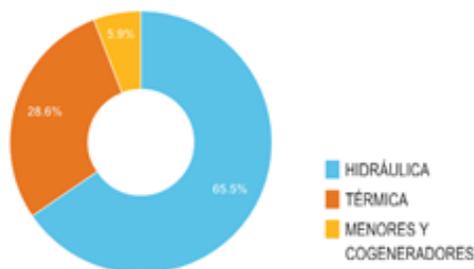


Figura 2-5. Generación SIN 2014 (64.3 TWh)
Fuente: Elaboración propia con información de (XM, s.f.)

La generación de las centrales en Colombia para abastecer la demanda de energía del 2014 evidencia una condición de normalidad climática, en donde las hidroeléctricas atienden cerca del 70% de la demanda anual, mientras que las termoeléctricas alcanzan una participación cercana al 30%.

2.6.3 El fenómeno de El Niño

Se manifiesta como un cambio en el sistema océano-atmósfera, que se caracteriza por mayor calentamiento superficial del mar desde el centro del Océano Pacífico hacia la costa pacífica de Sur América. Su manifestación puede ser entre cada 2 a 7 años y con una duración promedio de un año, y se denomina El Niño porque su declaración inicia cerca de la llegada de la época de Navidad.

El impacto en Colombia, se manifiesta como un mayor calentamiento en las temporadas secas en donde inclusive se pueden llegar a presentar incendios por aumentos generalizados de las temperaturas, y en las temporadas húmedas una disminución importante en las lluvias de las regiones Andina, Caribe y Norte del Pacífico; donde se encuentran la mayoría de los embalses utilizados para el propósito de la generación de energía. Es por esto que cuando se manifiesta dicho fenómeno, la oferta energética basada en la hidroelectricidad disminuye considerablemente por falta del recurso, y con ello también se percibe un aumento en el precio al cual se produce la energía para el país. Los eventos Niño más fuertes registrados han sido durante los años 1965-1966, 1972-1973, 1982-1983, 1986-1988 y 1997-1998. Resaltando que aunque el presentado en el año 1991-1992 no se encuentra clasificado entre los más fuertes, fue el que trajo el primer racionamiento al país.

Existen agentes quienes se encargan del seguimiento y estudio a profundidad de dicho fenómeno y su manifestación opuesta (La Niña, aumento general de lluvias) como lo son los centros meteorológicos mundiales (NASA, BoM, ECMWF) quienes monitorean las condiciones del Océano Pacífico tropical mediante los índices ONI,

SOI y MEI para dar aviso ante el probable desarrollo de los fenómenos de El Niño y La Niña.

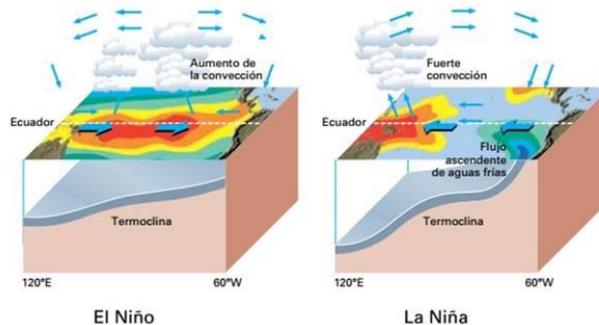


Figura 2-6. Manifestación de los fenómenos El Niño y La Niña.

Fuente: (Foro Ambiental, 2016)

2.6.4 Precio de la producción de energía en los últimos años:

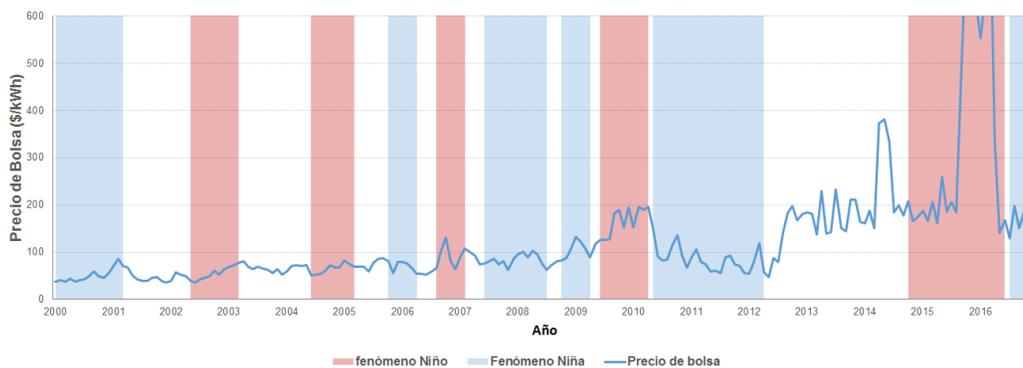


Figura 2-7. Precio producción de energía

Fuente: Elaboración propia con información de (XM, s.f.)

Se puede observar en la figura 2-7, que la serie del precio de bolsa en Colombia tiene una tendencia creciente básicamente por el mismo comportamiento de la demanda y por otra parte, la relación con la oferta en cuanto a la construcción de nuevas centrales según su pronóstico. Cabe resaltar que los periodos en donde se aprecia una variación significativa del precio, se ha manifestado la presencia del fenómeno de La Niña o El Niño, y que se demuestra la fuerte correlación que existe entre el precio del mercado y su alta dependencia hidrológica.

2.7 Modelos de optimización empleados para la solución de problemas de optimización energéticos

Para la solución de este tipo de problemas, habitualmente se utilizan modelos de programación lineal y programación dinámica. Sin embargo, también se encuentran

problemas de programación no lineal, como lo es la operación óptima de un sistema hidro-térmico (Sjølvgren, Andersson, Andersson, & Nyberg, 1983), en donde el modelado de variables como el deterioro de la cabeza del embalse es afectado en función del volumen de almacenamiento del reservorio y cuyo comportamiento no es directamente proporcional por la topografía irregular del mismo; el cual se ha podido modelar como un problema de flujo en red a mínimo costo, luego de buscar la linealidad del modelo propuesto para los cuales se ha utilizado una técnica de linearización progresiva desarrollada en la investigación.

El problema de coordinación hidro-térmico de corto plazo es no lineal, entero-mixto y de gran escala; la técnica de relajación lagrangiana es utilizada como la más adecuada para buscar la linealidad en este tipo de problemas (Redondo & Conejo, 1999), ya que permite obtener una ganancia importante en los tiempos de solución y análisis. Sin embargo, también puede llegar a presentar oscilaciones en la función objetivo con pequeñas variaciones en los multiplicadores.

Una de las motivaciones de la investigación de (Conejo, Arroyo, Contreras, & Villamor, 2002), es la de proveer un programa de generación para una central hidroeléctrica que permita maximizar su beneficio, vendiendo su energía en los mercados de corto plazo o del día siguiente, considerando todas sus restricciones operativas; modelando el problema como una programación lineal entera-mixta.

En la mayoría de los métodos de optimización, el efecto de la variación de la cabeza del embalse es modelado a través de una curva de performance, o modelando los mejores puntos locales de eficiencia sobre la curva para permitir relajar o ajustar la no-linealidad del modelado.

3 Desarrollo de la metodología de investigación

3.1 Regulación aplicable a las grandes centrales de generación hidroeléctrica en Colombia.

Con el propósito de impulsar la electrificación del país y con él su desarrollo, en 1946 se creó el instituto de aprovechamiento de aguas y fomento eléctrico (Electraguas), el cual pasó a ser el instituto colombiano de energía eléctrica (ICEL) en el año 1968. Sin embargo, la materialización de la interconexión de los sistemas regionales del país, sólo fue posible hasta el año 1967 con la creación de la empresa Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), en una época difícil para el país y el sector por la crisis de la deuda internacional, recesión a nivel mundial de la economía y aumento en el precio del petróleo (CREG, s.f.).

La operación del sector era completamente centralizada por el Estado con un capital mínimo de inversión privada, en donde fue bastante cuestionada la confiabilidad del servicio que a su vez hizo crisis en el año 1991-1992 con la presencia de uno de los fenómenos de El Niño más fuertes que ha sufrido el país, y que ocasionó el recordado racionamiento del servicio de energía por una inadecuada administración de los recursos por parte del Estado (CREG, s.f.).

En el año 1991 se crea la constitución política de Colombia y con ella la base para la creación de las leyes 142 (*“por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones”*) y 143 (*“por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética”*), del año 1994 en donde se crean las entidades de dirección (Ministerio de Minas y Energía), regulación (Comisión de Regulación de Energía y Gas), control y vigilancia (Superintendencia de servicios públicos domiciliarios); con el objetivo de buscar mejoras en la eficiencia de la prestación de los servicios, bajo los criterios de seguridad, confiabilidad y calidad.

Específicamente para el negocio de generación, se creó el régimen de competencia en el mercado de corto plazo mediante las ofertas de las centrales de generación a la bolsa de energía, declarando la disponibilidad de las centrales y una única oferta de precio por recurso de generación, el cual es despachado centralmente para centrales mayores a 20 MW, por el actual operador y administrador del mercado de energía XM S.A. E.S.P. Las centrales de generación con capacidad inferior a este límite son operadas a discreción del generador, aunque deben presentar una disponibilidad probable al operador del mercado en función del pronóstico de generación (ISA).

3.2 Aspectos comerciales que definen el coeficiente de beneficio en la función de optimización.

Los aspectos comerciales para el negocio de generación, y relevantes para el estudio del problema de la presente investigación, se encuentran establecidos en la resolución CREG 024 de 1995 de la siguiente manera:

- **“Agente generador.** *Es la empresa registrada ante el Administrador del SIC que realiza la actividad de generación de energía.*” (CREG, 1995)
- **“Generador.** *Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central conectada al SIN con una capacidad efectiva total en la central superior a los 20 MW o aquellos que tienen por lo menos una central de capacidad efectiva total menor o igual a 20 MW conectada al SIN, que soliciten ser despachados centralmente.*” (CREG, 1995)
- **“Bolsa de energía.** *Sistema de información, manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, sometido a las reglas que adelante aparecen, en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores.*” (CREG, 1995)

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, el beneficio económico de una central hidroeléctrica de despacho central, se puede definir como:

3.2.1 Venta o compra en bolsa

Toda generación que con su oferta de precio competitiva cubre idealmente la demanda de energía del sistema interconectado nacional, se clasifica como generación ideal (o generación para cubrir demanda sin tener en cuenta las restricciones de la red), a su vez esta generación cubre los compromisos adquiridos o vendidos mediante contratos bilaterales por el generador y que se pueden efectuar entre generador-generador, generador-comercializador; o comprados estratégicamente para deshacer su posición en periodos de tiempo donde el precio de bolsa puede superar el precio de cotización de los contratos en el mercado.

Adicionalmente, los consumos auxiliares que requieran las centrales para garantizar su producción y que son tomados de la red, deben ser descontados para que la central reciba el pago de la energía neta efectivamente entregada a la red.

Teniendo en cuenta lo anterior, la energía producida debe ser igual a la energía comprometida mediante el balance de venta y compra de contratos bilaterales, afectado por los consumos auxiliares en los que incurre la central; como una expresión que respeta el balance de energía:

$$Gideal_h - Vcttos_h + Ccttos_h - Caux_h = VEbol_h - CEbol_h \quad (1)$$

Donde,

$Gideal_h$: Generación ideal producida por la central de generación, para la hora h.

$Vcttos_h$: Energía comprometida por el generador mediante la venta de contratos bilaterales en el mercado de energía, para la hora h.

$Ccttos_h$: Energía adquirida por el generador producto de la compra a otro generador del mercado, para la hora h.

$Caux_h$: Energía tomada de la red en la hora h para los consumos auxiliares de la central de generación.

$VEbol_h$: Magnitud en Venta de energía en bolsa para un generador en la hora h.

$CEbol_h$: Magnitud en Compra de energía en bolsa para un generador en la hora h.

Ahora bien, si el resultado del balance anterior es positivo, se produce una venta en bolsa; si es negativo, se toma el valor absoluto de la expresión como una compra en bolsa, y si es cero no se produce ni compra ni venta en la bolsa de energía.

Si $(1) > 0$

$$VEbol_h = Gideal_h - Vcttos_h + Ccttos_h - Caux_h$$

Si $(1) < 0$

$$CEbol_h = abs(Gideal_h - Vcttos_h + Ccttos_h - Caux_h)$$

Si $(1) = 0$

$$VEbol_h, CEbol_h = 0$$

Donde,

$VEbol_h$: Magnitud en Venta de energía en bolsa para un generador en la hora h.

$CEbol_h$: Magnitud en Compra de energía en bolsa para un generador en la hora h.

3.2.2 Generación real y reconciliaciones

La generación real es la energía entregada por la central en la operación del sistema en tiempo real, enviada al operador y administrador del mercado eléctrico colombiano a través del reporte de fronteras de generación (Contadores), la cual tiene en cuenta las congestiones y mantenimientos de la red de transmisión desde los centros de producción a los centros de consumo, produciendo cambios en la generación ideal de la central, necesarios para la operación segura, económica y confiable del sistema interconectado por parte del operador.

Las diferencias presentadas entre la generación real y la generación ideal, son conocidas como reconciliaciones, las cuales ajustan las ventas y compras en bolsa de un generador al no entregar efectivamente la generación ideal (Reconciliación negativa), o al ser despachado para cubrir la atención de la demanda de manera confiable bajo una condición de la red, cuando el precio de oferta no es lo suficientemente competitivo para atender demanda en un despacho ideal del operador (Reconciliación positiva).

Si $Greal_h > Gideal_h$

$$Vrec_h = Greal_h - Gideal_h$$

Si $Greal_h < Gideal_h$

$$Crec_h = Gideal_h - Greal_h$$

Donde,

$Vrec_h$: Magnitud en Ventas en reconciliación de un generador para la hora h.

$Crec_h$: Magnitud en Compras en reconciliación de un generador para la hora h.

Entonces, el total de transacciones en la bolsa de energía para un generador, se puede expresar como:

$$Trbol_h = VEbol_h - CEbol_h + Vrec_h - Crec_h$$

Nota: El precio al que se tasan tanto las ventas-compras en bolsa como las reconciliaciones es el precio de bolsa de cada hora para una central hidroeléctrica, por lo que la anterior expresión permite agrupar los términos en su magnitud sin afectar el resultado económico.

Reemplazando se puede obtener la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} Trbol_h &= Gideal_h - Vcttos_h + Ccttos_h - Caux_h \\ &\quad - (Vcttos_h - Ccttos_h - Gideal_h + Caux_h) + Greal_h - Gideal_h \\ &\quad - (Gideal_h - Greal_h) \end{aligned}$$

Partiendo del hecho de que los casos anteriormente mencionados son excluyentes, es decir, que una central de generación en una hora vende o compra en bolsa y vende o compra en reconciliación, se puede definir que:

Venta de transacciones en bolsa

$$\begin{aligned} Vtrbol_h &= VEbol_h + Vrec_h \\ &= Gideal_h - Vcttos_h + Ccttos_h - Caux_h + Greal_h - Gideal_h \\ &= Greal_h - Vcttos_h + Ccttos_h - Caux_h \end{aligned}$$

Compra transacciones en bolsa

$$\begin{aligned} Ctrbol_h &= CEbol_h + Crec_h \\ &= Vcttos_h - Ccttos_h - Gideal_h + Caux_h + Gideal_h - Greal_h \\ -Ctrbol_h &= Greal_h - Vcttos_h + Ccttos_h - Caux_h \end{aligned}$$

Entonces:

$$Vtrbol_h = -Ctrbol_h$$

Los compromisos a atender en contratos bilaterales se pueden definir como:

$$Neto_cttos_h = Vcttos_h - Ccttos_h$$

3.3 Generación mensual histórica de la central objeto de estudio.

La generación anual y mensual histórica de la planta objeto de estudio, se ilustra a continuación (ver figuras 3-1 y 3-2):

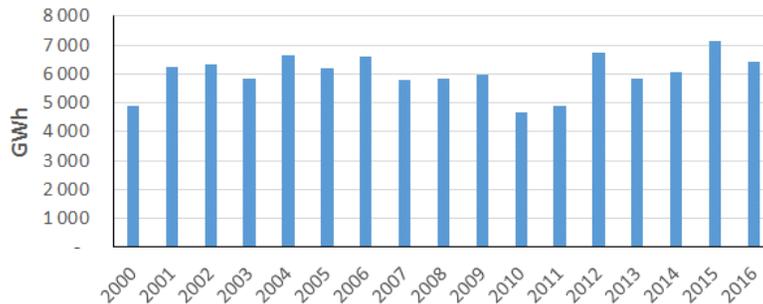


Figura 3-1. Generación real anual histórica de la central objeto de estudio
Fuente: Elaboración propia con información de portal BI (XM, s.f.)

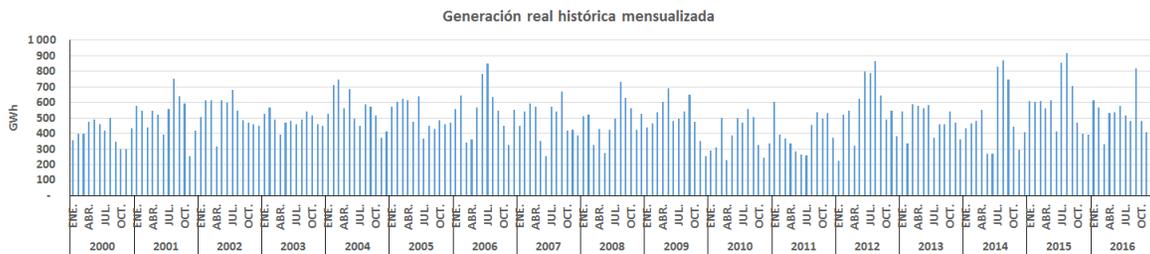


Figura 3-2. Generación real histórica en resolución mensual de la central objeto de estudio
Fuente: Elaboración propia con información de portal BI (XM, s.f.)

En la generación histórica mensual presentada, se observa que la generación toma su valor más alto hacia los meses de junio y julio normalmente, lo cual se correlaciona directamente al ciclo hidrológico histórico que presenta la central en su media histórica por mes y que se presenta a continuación:



Figura 3-3. Aportes medios históricos por día para cada mes, del embalse asociado a la central objeto de estudio
Fuente: Elaboración propia con información de portal BI (XM, s.f.)

Los aportes medios históricos que naturalmente son medidos en unidades de caudal (m^3/s), son utilizados en la modelación directamente como energía producible que llega a través del río represado, escorrentías de la cuenca y lluvias sobre el vaso del embalse; que

naturalmente son medidos a través de un balance hidráulico y los cambios de nivel del embalse de un periodo de tiempo a otro. La transformación se obtiene a través del factor de conversión medio de la planta, cuyas unidades están definidas en $(\text{MW}/\text{m}^3/\text{s})$.

3.4 Mínimos operativos típicos de generadores con turbinas tipo Pelton.

Los mínimos operativos de las turbinas tipo Pelton se definen por la siguiente curva de diseño, la cual depende del salto o altura que existe entre el grupo turbina generador y el espejo de agua del embalse, así como del caudal necesario para la operación.

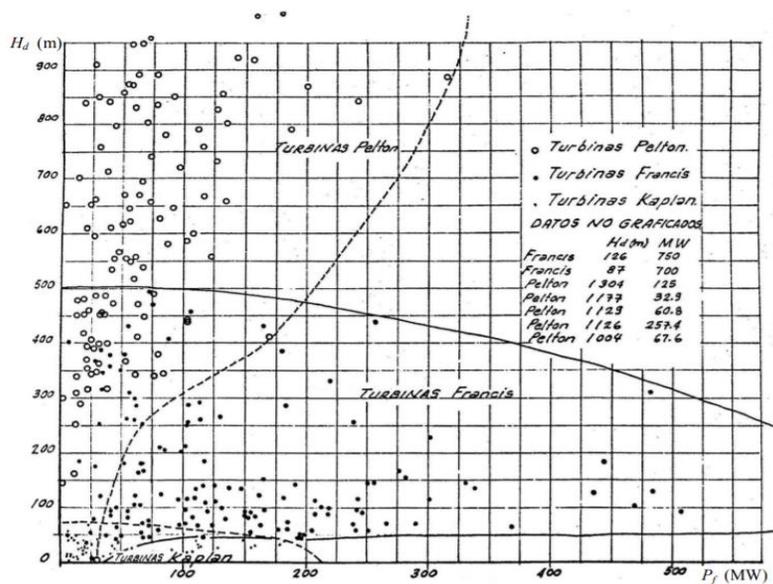


Figura 3-4. Tipos de turbinas en función de la potencia P_f y la carga de diseño H_d Fuente: Tomado de (García & Nava, 2014)

Según el diagrama anterior, los generadores que utilicen en su operación turbinas tipo Pelton, aprovechan considerablemente la energía potencial que se genera por el salto que existe, por lo que es típico que en su diseño requieran de una cantidad mínima de caudal comparado con los demás grupos de turbinas para comenzar a producir energía.

Para la central objeto de estudio del presente trabajo, el mínimo operativo para la producción de energía se definirá como 0.0001 GWh el cual será modelado a través

de una restricción que permita definir este valor como la producción mínima cuando el modelo de optimización en su solución decide encender la central.

3.5 Caracterización del ciclo hidrológico del embalse objeto de estudio.

Como se puede observar en la Figura 3.3, a partir del ciclo hidrológico de la central, se puede inferir que en promedio los meses de Mayo, Junio, Julio y Agosto, son los meses de mayores aportes del año y donde naturalmente el nivel del embalse tendería a aumentar aunque se decida copar su capacidad de producción, por lo que no sería adecuado ubicar mantenimientos programados de la central durante estos meses en donde se puede llegar a alcanzar el volumen máximo útil del embalse y con ello aumentar las probabilidades de vertimientos hacia los meses de Julio y Agosto.

Es interesante observar que la central teórica se diseñó con una potencia instalada de 1300 MW, lo que equivale a producir 31.2 GWh/día.

En la historia de operación de la central, se han comportado los vertimientos según el siguiente diagrama de frecuencias:

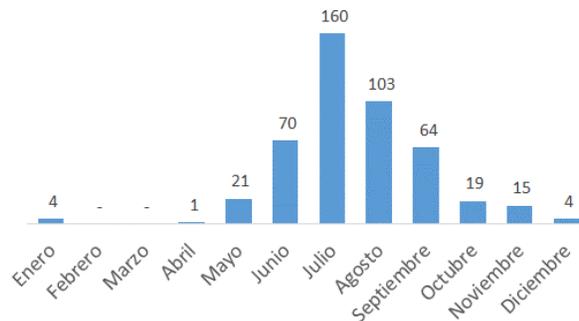


Figura 3-5. Frecuencia de vertimientos de la central por mes (2000-2016)

Fuente: Elaboración propia con información de portal BI (XM, s.f.)

Lo que confirma que en la historia analizada, los vertimientos tienen un 57% de probabilidad de materializarse entre los meses de Julio y Agosto de cada año.

3.6 Determinación de la curva de afectación del precio Spot, ante generación de la central.

En la programación del despacho de las centrales de generación del SIN, las plantas menores (Potencia instalada menor a 20 MW) y filo de agua (Centrales hidroeléctricas que no tienen la capacidad de regular mediante un embalse el caudal

utilizado para la generación), son plantas tomadoras de precio, ya que su decisión de producción no afecta considerablemente la formación del precio Spot; sin embargo, las centrales de generación mayores a 20 MW y que cuentan con capacidad de regulación como lo es la central objeto de estudio, afectan considerablemente la formación de precio, por lo que se debe incluir en el modelado el efecto que produce sobre el mercado Spot.

Para calcular el impacto por la generación de la central sobre el precio Spot, se realizaron 304 simulaciones, tomando como referencia la demanda real del sistema interconectado nacional, el precio de bolsa promedio que se obtuvo de la operación en la realidad y que se efectuó a través de la disponibilidad real de las centrales de generación y su precio de oferta a la bolsa de energía; comparándolo con el resultado de hacer lo suficientemente económica la oferta a la bolsa de energía de la central objeto de estudio, para que de esta manera fuera despachada y se recalculara el nuevo precio de bolsa con el que se atendió el último kilovatio de demanda.

Los resultados de la modelación se presentan a continuación:

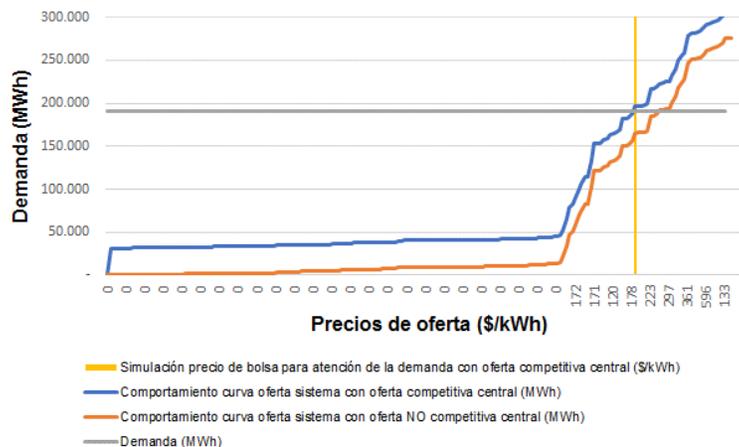


Figura 3-6. Simulación efecto precio de bolsa
Fuente: Elaboración propia

La anterior ilustración presenta la curva de oferta y demanda para un día hábil del año 2017, en donde se representa el efecto de atender la demanda sin y con la oferta de la central objeto de estudio; en donde la diferencia del precio de bolsa para este día en particular fue de 39 \$/kWh.

Teniendo en cuenta las 304 simulaciones de la metodología propuesta, se obtiene el siguiente gráfico de frecuencias:

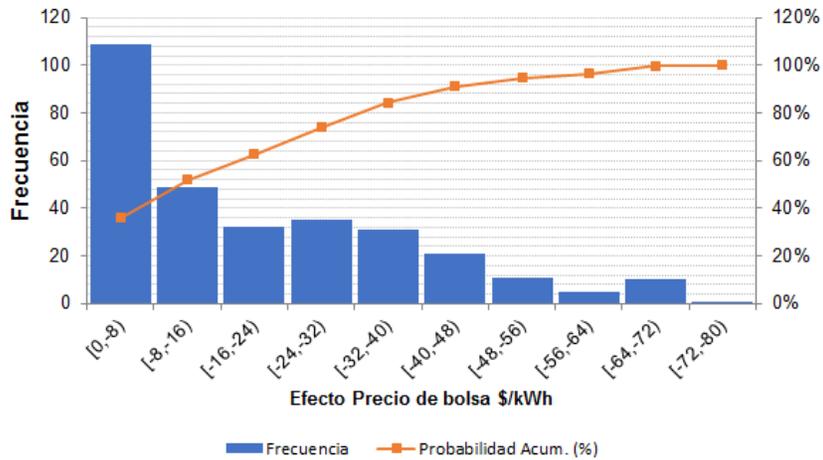


Figura 3-7. Afectedación del precio de bolsa producto de la generación de la central objeto de estudio
Fuente: Elaboración propia

El efecto que la generación puede producir sobre el precio tiene una variación desde 0 \$/kWh en su afectación mínima y -72,25 \$/kWh en su afectación máxima; para poder incluir esta variación en el modelado, se decidió tomar como valor máximo de afectación -40 \$/kWh cuando la central opera a su máxima capacidad y 0 \$/kWh cuando la central no opera, teniendo en cuenta que este efecto se presenta con una probabilidad del 84%.

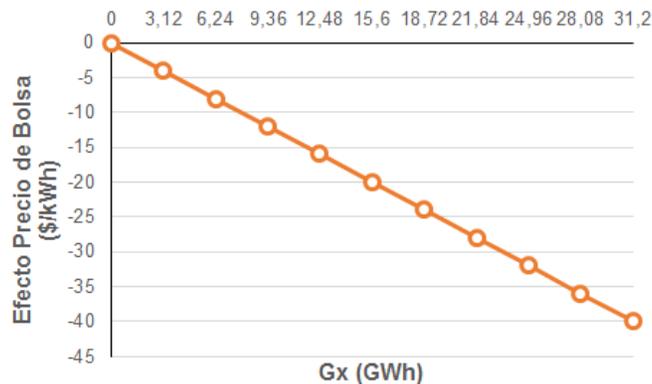


Figura 3-8. Comportamiento del efecto sobre el precio de bolsa para el modelo de optimización propuesto
Fuente: Elaboración propia

De esta manera el modelado de la afectación al precio de bolsa se evaluará periódicamente bajo un comportamiento lineal y proporcional a la producción de la central objeto de estudio e incluida como una penalización de la función objetivo,

teniendo en cuenta el efecto sobre el precio de mercado ya ocasionado por la generación real de la central en la historia, como se presenta a continuación:

$$\frac{(Greal_d - Gx_d)}{Cap_planta} \times Maxefpbol$$

Donde,

Greal_d: Generación presentada en la operación real de la central hidroeléctrica para el periodo *d*, en *GWh*.

Gx_d: Generación real del modelo como variable de decisión de la central hidroeléctrica para el periodo *d*, en *GWh*.

Cap_planta: Capacidad máxima de producción de la central hidroeléctrica para el periodo *d*, en *GWh*.

Maxefpbol: Variación máxima sobre el precio de bolsa del mercado eléctrico colombiano producido por la operación de la central hidroeléctrica, en *\$/kWh*.

4 Desarrollo y resultados del modelo de optimización propuesto

4.1 Función objetivo y restricciones

$$MV = \max \sum_d Gx_d \times (Pbol_d - CV_d) - Vert_d \times (Pbol_d - CV_d) - \left(\frac{Greal_d - Gx_d}{Cap_planta} \times Maxefpbol \right)$$

s.a.

$$Nemb_d = Nemb_{d-1} + Apor_d - Gx_d - Vert_d, \quad \forall d > 1$$

$$Nemb_1 = Emb_{ini} + Apor_1 - Gx_1 - Vert_1$$

$$Nemb_d \geq NEP_d$$

$$Nemb_d \leq NPV_d$$

$$Vert_d \leq CMP$$

$$Gx_d \leq Capplanta \times Disp_d$$

$$Gx_d \leq Capplanta \times \phi_d, \quad \phi \in \{1,0\}$$

$$Gx_d \geq Min_tec \times \phi_d, \quad \phi \in \{1,0\}$$

$$Gx_d \geq 0$$

Donde,

Gx_d : Generación real de la central hidroeléctrica para el periodo d , en GWh .

$Pbol_d$: Precio de bolsa nacional del mercado eléctrico colombiano para el periodo d , en $\$/kWh$.

CV_d : Costo variable de operación de una central hidroeléctrica de despacho central para el periodo d , en $\$/kWh$.

$Vert_d$: Energía vertida en la operación de la central hidroeléctrica para el periodo d , en GWh .

Cap_planta: Capacidad máxima de producción de la central hidroeléctrica para el periodo d , en GWh .

Maxefpbol: Variación máxima sobre el precio de bolsa del mercado eléctrico colombiano producido por la operación de la central hidroeléctrica, en $$/kWh$.

Nemb_d: Energía útil disponible en el embalse asociado a la central hidroeléctrica para el periodo d , en GWh .

Nemb_{d-1}: Energía útil disponible en el embalse asociado a la central hidroeléctrica para el periodo inmediatamente anterior, en GWh .

CMP: Creciente máxima probable del embalse asociado a la central hidroeléctrica o en su defecto la cantidad máxima que se puede evacuar por el vertedero, en GWh .

Disp_d: Disponibilidad de la central normalizada frente a su capacidad máxima de producción, expresada como un valor entre cero y uno para cada periodo d del horizonte de optimización.

Apor_d: Energía proporcionada por el afluente, precipitaciones y drenaje de la cuenca asociada al embalse de la central hidroeléctrica, para el periodo d , en GWh .

NEP_d: Energía útil y mínima disponible para cumplir con el nivel de ENFICC probabilístico del embalse asociado a la central hidroeléctrica para el periodo d , en GWh .

NPV_d: Energía útil máxima almacenable para cumplir con el nivel de probabilidad de vertimiento del embalse asociado a la central hidroeléctrica para el periodo d , en GWh .

Min_tec: Mínima energía producible por la central de generación para el periodo d , en GWh .

4.2 Naturaleza de las restricciones

4.2.1 Balance hidráulico

Aunque la ecuación de balance hidráulico de una central contiene pérdidas por evaporación y filtraciones; los datos de los aportes históricos obtenidos de la central en estudio son series calculadas a través de balances hidráulicos operativos que recogen el efecto de estas variables y realizados por el agente propietario de la

central; por lo que la ecuación general de balance hidráulico de la central hidroeléctrica objeto de estudio, se puede expresar como:

- Para el periodo inmediatamente siguiente al inicio de la ventana de análisis:

$$Nemb_d = Nemb_{d-1} + Apor_d - Gx_d - Vert_d, \quad \forall d > 1$$

- Para definir las condiciones iniciales de la ventana de análisis:

$$Nemb_1 = Emb_{ini} + Apor_1 - Gx_1 - Vert_1$$

4.2.3 Niveles máximo y mínimo de operación del embalse

En Colombia, el regulador ha establecido que cada central de generación hidroeléctrica, debe declarar los parámetros de nivel de probabilidad de vertimiento (NPV) y nivel de ENFICC probabilístico (NEP), con el propósito de promover eficiencias en el mercado de energía mayorista en el caso del NPV y asegurar la entrega de las obligaciones de energía firme (OEF) bajo una condición crítica de hidrología que pueda llevar a que el precio SPOT supere el precio de escasez (precio al cual se encuentra cubierta la demanda), como habitualmente sucede bajo la presencia de un fenómeno de “El Niño”.

El NPV condiciona aquellos generadores que tratan de ejercer poder de mercado, afectando el precio SPOT al alza, cuando su embalse se encuentra en una época donde los caudales característicos pueden llegar a exceder con una alta probabilidad, la capacidad máxima de almacenamiento y con ello producir inevitablemente un vertimiento. Es por esto que la señal que el regulador ha establecido en la resolución CREG 034 de 2001, en donde toda central de generación cuyo nivel de embalse se encuentre al inicio del día por encima del NPV declarado por el agente propietario de la central en evaluación, y que por alguna condición eléctrica el sistema requiera de su producción para atender la totalidad de la demanda aun cuando su oferta de precio no sea lo suficientemente económica para ser despachado; se le reconocerá dicha generación de seguridad a los costos variables de operación, es decir, que el beneficio económico percibido por esta condición es cero (CREG, 2001).

Teniendo en cuenta lo anterior, se puede proponer la siguiente restricción de operación del embalse, en el modelamiento del problema propuesto:

$$Nemb_d \leq NPV_d$$

Por su parte el NEP, se define como “el nivel mínimo que necesita tener un embalse para que una planta asociada pueda generar su ENFICC base por un periodo de un año y para cada una de las series de aportes históricas de que se disponga” (CREG, 2009), y que bajo la presencia de una condición crítica de hidrología, la central de generación hidroeléctrica asociada debe garantizar la entrega de las obligaciones de energía firme al sistema, que a su vez son pagadas a los generadores bajo una condición normal por el simple hecho de estar disponibles.

El incumplimiento de este parámetro tiene un costo reputacional muy alto para las empresas de generación, de cara al seguimiento que realizan los diferentes órganos de control del sector; y a su vez puede llegar a representar el pago de una alta suma de dinero si la central de generación en evaluación ha declarado una energía firme mayor a la energía firme base y se encuentra que en tres días consecutivos de activación de precio de escasez, su nivel de embalse es menor que el NEP.

Entonces, se puede proponer como nivel mínimo de operación del embalse la curva de NEP y definir una nueva restricción como:

$$Nemb_d \geq NEP_d$$

4.2.4 Capacidad máxima de producción

Para la central objeto de estudio, se definió en 31,2 *GWh* su capacidad máxima de producción al día, lo que equivale a una potencia instalada de 1300 *MW*.

En consecuencia, se define entonces la siguiente restricción:

$$Gx_d \leq Cap_{planta} \times \phi_d, \quad \forall \phi \in \{1,0\}$$

4.2.5 Producción sujeta al plan de mantenimientos o a la disponibilidad de la central

Ésta restricción pretende modelar un plan de mantenimiento como dato de entrada, sin embargo, ésta puede plantearse como otra variable de decisión para futuras investigaciones conservando como premisa la optimización del margen variable bajo la asignación del programa de mantenimientos; y así poder obtener el plan de mantenimientos que menos impacte la operación de la central, preservando su vida útil y máxima disponibilidad.

Teniendo en cuenta lo anterior, y la disponibilidad histórica de la central, se puede definir:

$$Gx_d \leq Cap_{planta} \times Disp_d$$

4.2.6 Capacidad máxima del vertedero

Los vertederos se construyen con el propósito de evacuar el caudal presentado ante eventos extremos. Normalmente se utilizan hidrogramas correspondientes a la creciente máxima probable (CMP) y a la creciente de 10000 años de recurrencia (Decamilenaria); para la simulación del tránsito de la CMP se utiliza como criterio de seguridad la indisponibilidad de una compuerta para la evacuación (Toselli, y otros, 2010).

Para el modelo propuesto, no se cuenta con la información suficiente para determinar el caudal de diseño del vertedero, sin embargo, se modelará como una restricción complementaria a la del balance hidráulico, con el valor máximo vertido para un día en la historia de la operación de la central entre los años 2000 y 2016 (61.2 GWh/día), que permita acotar el espacio de solución del problema ante series de aportes extremos en la modelación.

Teniendo en cuenta lo anterior, la restricción de la capacidad máxima de vertedero se define como:

$$Vert_d \leq CMP$$

4.2.7 Mínimo técnico de operación

El mínimo técnico de operación está definido por el diseño del grupo turbina generador, para que no se presenten vibraciones y cavitaciones en el giro del grupo. Para la central objeto de estudio se partirá del supuesto que su mínimo técnico es cero (0).

$$Gx_d \geq Min_tec \times \phi_d, \quad \forall \phi \in \{1,0\}$$

4.2.8 Caudal mínimo requerido por condiciones ambientales

En Colombia, la autoridad nacional de licencias ambientales (ANLA) ha desarrollado una metodología para la estimación y evaluación del caudal ambiental aplicable para aquellos “proyectos que requieran captar agua de fuentes superficiales y que impliquen el trasvase de aguas, la generación de energía a filo de agua y/o la formación de embalses” (ANLA).

Sin embargo para el alcance de esta modelación, se tomará como supuesto que el caudal ambiental no constituye una exigencia para su operación; aunque normalmente las centrales que cuentan con esta exigencia, tramitan ante el consejo nacional de operación (CNO) mínimo operativo para cumplir con esta condición, lo cual implica que por lo menos una unidad de la central se encuentre disponible para turbinar el máximo entre el caudal ambiental exigido y el mínimo operativo requerido

por el grupo turbina-generador para la producción de energía según parámetros técnicos.

4.3 Características y desempeño del modelado

En la siguiente tabla se presentan las características propias de la modelación en cuanto a hardware, software y desempeño del modelo propuesto para cada instancia (año modelado), teniendo en cuenta que el horizonte de optimización es de dos años vista:

Tabla 4-1. Características del modelado

Software	GAMS
Solver	CPLEX
Modelo	MILP
Ecuaciones	7301
Variables	4381
Tiempo de ejecución por instancia (año)	60 s aprox.
Procesador	Core i7 4700HQ - 2.4 GHz
Memoria RAM	16 GB
Sistema Operativo	Windows 7

Fuente: Elaboración propia

4.4 Resultados obtenidos

Para la evaluación del modelo y sus resultados, se tomó como horizonte de optimización un año en resolución diaria; comprendido entre el año 2000 y el año 2016. Los resultados que se muestran a continuación sólo contemplan los años más representativos donde el modelo tuvo un mayor beneficio económico frente a la operación de la central en la realidad.

4.4.1 Definición de condición inicial de embalse:

La condición inicial del embalse se definió a partir del promedio de su nivel a fin de cada año, con lo cual se obtuvo lo siguiente:

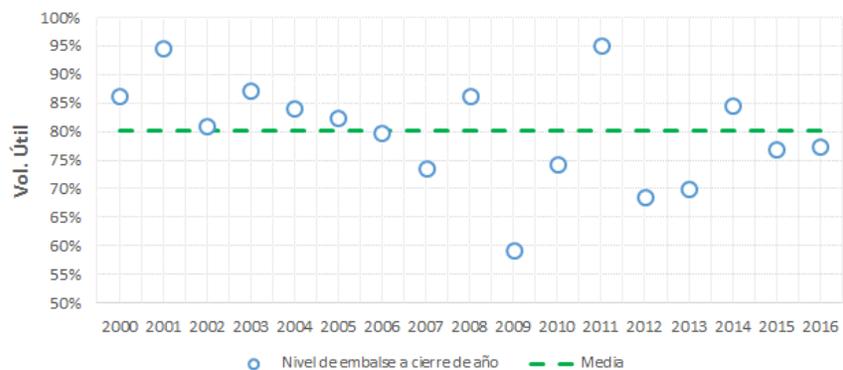


Figura 4-1. Niveles de embalse de la central objeto de estudio a cierre de año
Fuente: Elaboración propia con información de portal BI (XM, s.f.)

Según lo anterior, el nivel de embalse inicial con el que se realizarán las diferentes corridas corresponde al 80% del volumen útil.

4.4.2 Resultados en corridas de años bajo condición normal, niño y niña con exposición 100% al Spot

Para poder analizar los resultados del modelo en cada uno de los escenarios mencionados en este aparte, se hace necesario seleccionar un año que cumpla con las siguientes características, según criterio de la NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration):

- Fenómeno de La Niña: Se evalúa el ONI (Oceanic Niño Index), en un promedio móvil de tres meses y debe cumplirse la condición de que al menos en cinco periodos consecutivos, el índice se encuentre por debajo del umbral de -0.5 grados Celsius.
- Fenómeno de El Niño: Se evalúa el ONI (Oceanic Niño Index), en un promedio móvil de tres meses y debe cumplirse la condición de que al menos en cinco periodos consecutivos, el índice se encuentre por encima del umbral de +0.5 grados Celsius.
- Normalidad: La condición de normalidad se cumple, siempre que el ONI se encuentre entre -0.5 y 0.5 grados Celsius.

A continuación, se presentan los resultados del ONI según publicación oficial de la NOAA de la última década:

Tabla 4-2. Resultados ONI 2010-2018

Year	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
2010	1.5	1.3	0.9	0.4	-0.1	-0.6	-1.0	-1.4	-1.6	-1.7	-1.7	-1.6
2011	-1.4	-1.1	-0.8	-0.6	-0.5	-0.4	-0.5	-0.7	-0.9	-1.1	-1.1	-1.0
2012	-0.8	-0.6	-0.5	-0.4	-0.2	0.1	0.3	0.3	0.3	0.2	0.0	-0.2
2013	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3
2014	-0.4	-0.4	-0.2	0.1	0.3	0.2	0.1	0.0	0.2	0.4	0.6	0.7
2015	0.6	0.6	0.6	0.8	1.0	1.2	1.5	1.8	2.1	2.4	2.5	2.6
2016	2.5	2.2	1.7	1.0	0.5	0.0	-0.3	-0.6	-0.7	-0.7	-0.7	-0.6
2017	-0.3	-0.1	0.1	0.3	0.4	0.4	0.2	-0.1	-0.4	-0.7	-0.9	-1.0
2018	-0.9	-0.8	-0.6									

Fuente: (NOAA)

4.4.2.1 Normalidad (Año 2013):

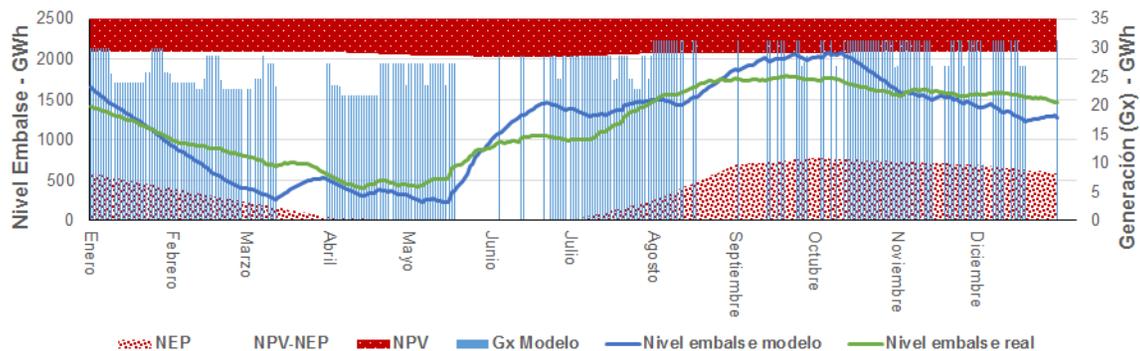


Figura 4-2. Evolución embalse real y modelado 2013

Fuente: Elaboración propia

Se observa un comportamiento similar de la evolución del embalse como resultado de la optimización propuesta, y el comportamiento real; sin embargo, en algunos periodos, la consigna del modelado es no generar con el propósito de conseguir capitalizar mejores precios de mercado durante la evolución del año.

Las restricciones de NPV y NEP son respetadas y constituyen restricciones fundamentales que aterrizan a la realidad el modelado del problema.

Por otra parte ampliando el horizonte de análisis a dos años, el modelo no decide unilateralmente disminuir el nivel del embalse al mínimo respetando la restricción de NEP, sino que es conservador al saber que en el siguiente periodo de análisis debe buscar maximizar el margen variable y no comprometer el futuro, lo cual se utilizó en todas las instancias de la optimización como premisa; sin embargo el resultado muestra que en la operación real se decidió cerrar el embalse con 190 GWh adicionales, observando un comportamiento más conservador hacia la incertidumbre del futuro.

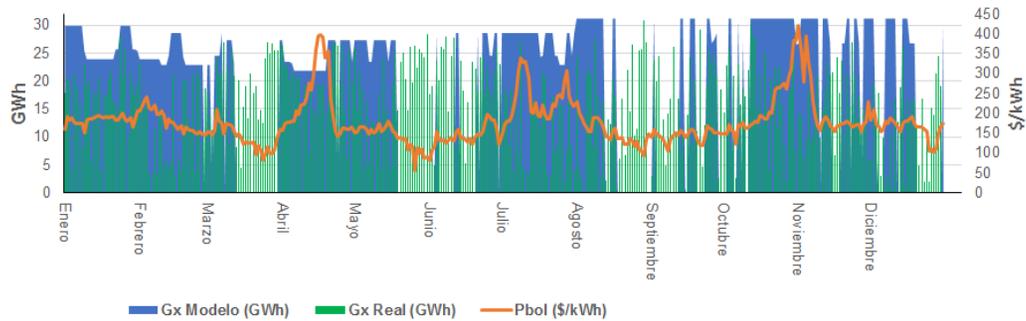


Figura 4-3. Generación modelada vs real y P.Bolsa 2013
Fuente: Elaboración propia

El gráfico anterior, muestra como la optimización permite maximizar el margen variable como función objetivo, decidiendo ubicar la generación en los periodos donde el precio de bolsa se hace más alto, y toma la decisión de no generar en los periodos donde se hace más bajo.

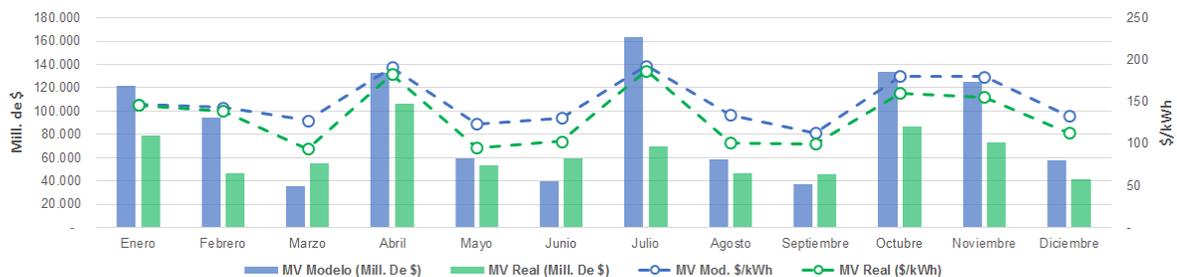


Figura 4-4. Resultados mensuales de margen variable 2013
Fuente: Elaboración propia

Lo anterior se puede confirmar corroborando que el margen por cada kilovatio generado para cada mes es superior en la decisión del modelo frente a la operación real.

Los resultados resumen para el año 2013 (Normalidad), son los siguientes:

Tabla 4-3. Resumen de resultados 2013

	Gx (GWh)	MV (Mill. De \$)	Vert (GWh)	MV (\$/kWh)
Modelo	6.854	1.076.894	0	157
Real	5.855	770.854	-	132
Dif. Absoluta	999	306.040	0	25
Dif. Porcentual	117%	140%	0%	119%

Fuente: Elaboración propia

4.4.2.2 Fenómeno Niña (Año 2011):

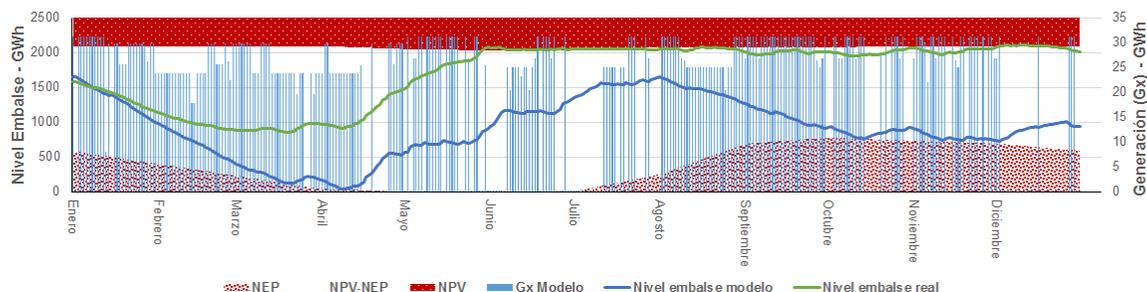


Figura 4-5. Evolución embalse real y modelado 2011

Fuente: Elaboración propia

Bajo la presencia del fenómeno de La Niña en el año 2011, se observa una diferencia importante en la evolución del embalse, lo anterior se debe a que la función objetivo se vuelve máxima aumentando considerablemente la generación de la central sabiendo que el margen por kilovatio que se puede obtener del mercado Spot para un año con estas características es demasiado bajo.

Por otro lado se observa como en la operación real no se logra un nivel de embalse lo suficientemente bajo en el primer trimestre del año, para recibir los caudales característicos a partir del mes de mayo y que, bajo un fenómeno de La Niña, aumentan considerablemente en los meses de mayores aportes según el registro histórico, ocasionando importantes vertimientos durante la operación del año (953 GWh).

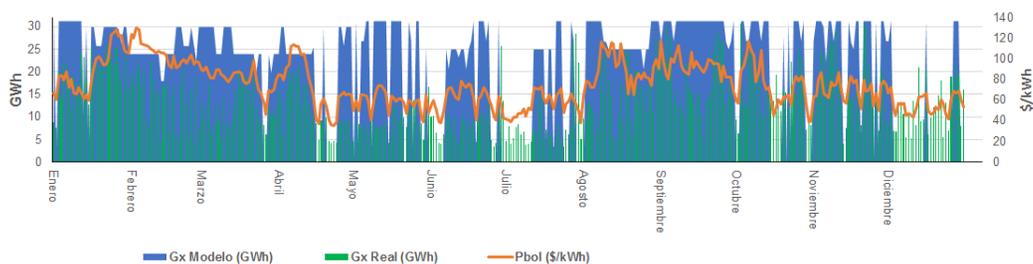


Figura 4-6. Generación modelada vs real y P.Bolsa 2011

Fuente: Elaboración propia

Es importante resaltar cómo la optimización decide generar considerablemente los primeros tres meses y medio para lograr materializar un margen importante antes de que se perciba una depresión relevante en los precios de bolsa del segundo cuatrimestre del año, además de amortizar los aportes que se presentaron a partir del mes de mayo, dando como resultado un adecuado manejo del recurso hídrico

reduciendo a cero los vertimientos y aumentando el margen variable por kilovatio un 18% durante el año de operación.

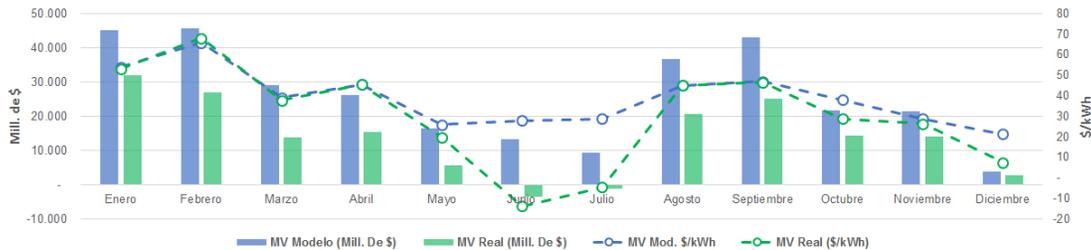


Figura 4-7. Resultados mensuales de margen variable 2011
Fuente: Elaboración propia

En la anterior gráfica se puede analizar de manera mensual como el margen real de operación se deterioró en los meses de junio y julio, producto de los vertimientos materializados (561 GWh y 334 GWh respectivamente), en donde inclusive fue negativo.

Los resultados resumen para el año 2011 (presencia fenómeno de La Niña), son los siguientes:

Tabla 4-4. Resumen de resultados 2011

	Gx (GWh)	MV (Mill. De \$)	Vert (GWh)	MV (\$/kWh)
Modelo	7.648	315.157	0	41
Real	4.899	171.217	953	35
Dif. Absoluta	2.749	143.940	953	6
Dif. Porcentual	156%	184%	100%	118%

Fuente: Elaboración propia

4.4.2.3 Fenómeno Niño (Año 2015):

El Fenómeno de El Niño de los años 15-16, ha sido el más intenso y duradero de toda la historia desde el año 1950; que inclusive puso al país en riesgo de racionamiento para lo cual el gobierno promovió los programas de ahorro y no volver a principios de la década de los 90 cuando fue necesario programar horas de racionamiento del suministro de energía eléctrica en Colombia.

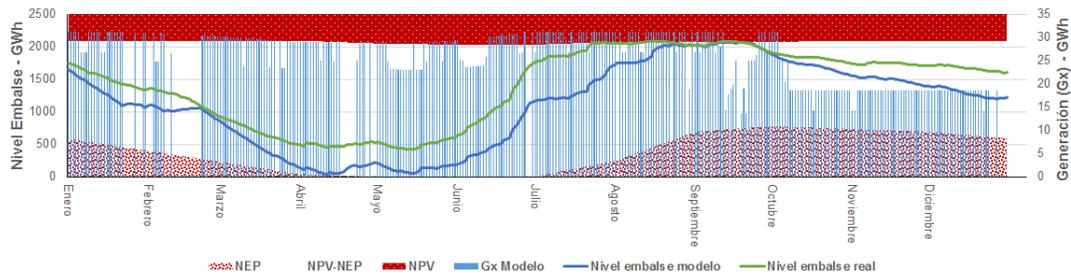


Figura 4-8. Evolución embalse real y modelado 2015
Fuente: Elaboración propia

El nivel de embalse en la operación real siempre se mantiene por encima del resultado del modelo propuesto, lo cual evidencia que la incertidumbre de la finalización del fenómeno reflejó un comportamiento conservador en el manejo de la producción de energía de la central objeto de estudio.

Por otra parte, en los tres escenarios de estudio la optimización sugiere bajar el embalse hasta el nivel mínimo de operación entre marzo y abril constituyendo así una conclusión relevante que no depende de la condición hidrológica, ayudando a su vez alargar la vida útil del embalse por no permitir un alto grado de sedimentación.

La generación en el último trimestre se ve afectada al parecer por un mantenimiento ubicado estratégicamente en el verano donde los caudales característicos bajo la presencia de un fenómeno Niño son prácticamente imperceptibles, o una falla mayor que pudo representar una indisponibilidad parcial de la central.

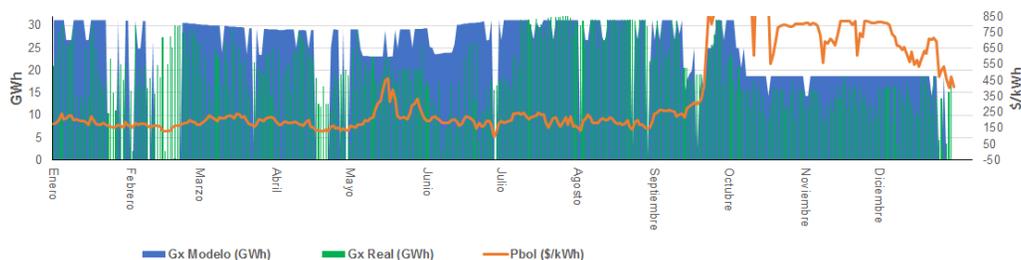


Figura 4-9. Generación modelada vs real y P.Bolsa 2015
Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, aunque el precio de bolsa registró valores históricos hacia el último trimestre de año, no se pudo materializar un mejor margen al limitar la producción de la central en este periodo de tiempo; lo cual se puede apreciar en la decisión de copar la generación a su máxima disponibilidad por parte del modelo, manteniendo siempre en el límite la restricción del numeral 4.2.5.

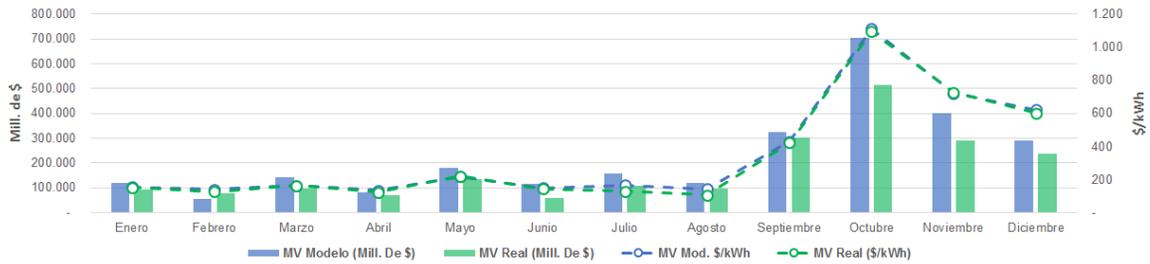


Figura 4-10. Resultados mensuales de margen variable 2015
Fuente: Elaboración propia

En la anterior gráfica, se puede corroborar una vez más que durante el año de evaluación el mejor momento para la producción fue en el último cuatrimestre por los altos precios de bolsa, y que la mayor parte de la diferencia del margen obtenido al final del año se dio en este mismo periodo de tiempo a pesar de la fuerte restricción por la indisponibilidad parcial de la central.

Adicionalmente, en la operación real se presentaron vertimientos de 418 GWh que no se percibieron en la corrida del modelo y que si se vieron materializados en un mayor margen de operación (31% adicional respecto al margen real).

Tabla 4-5. Resumen de resultados 2015

	Gx (GWh)	MV (Mill. De \$)	Vert (GWh)	MV (\$/kWh)
Modelo	8.483	2.741.508	0	323
Real	7.153	2.094.717	418	293
Dif. Absoluta	1.330	646.791	418	30
Dif. Porcentual	119%	131%	100%	110%

Fuente: Elaboración propia

4.4.2.4 Resultados para los 16 años de historia

Al aplicar el modelo propuesto de la presente investigación, se obtienen los siguientes resultados desde el año 2000 hasta el año 2016.

Tabla 4-6. Resultados sobre datos históricos

Año	Condición	Modelo con exposición 100% SPOT				Operación Real				Diferencias			
		Gx (GWh)	Beneficio (Mill. De \$)	Vertimiento (GWh)	Margen \$/kWh	Gx (GWh)	Beneficio (Mill. De \$)	Vertimiento (GWh)	Margen \$/kWh	Gx (GWh)	Beneficio (Mill. De \$)	Vertimiento (GWh)	Margen \$/kWh
2000	Niña	5.402	50.483	1.384	9,35	4.885	18.220	1.519	3,73	516	32.262	135	6
2001	Normal	5.099	123.491	1.842	24,22	6.256	88.009	172	14,07	1.157	35.482	1.670	10
2002	Niño	5.975	64.926	1.635	10,87	6.357	47.078	1.341	7,41	382	17.848	294	3
2003	Normal	6.281	203.923	0	32,46	5.853	146.406	72	25,01	428	57.517	72	7
2004	Niño	8.474	207.090	0	24,44	6.649	142.506	1.377	21,43	1.825	64.585	1.377	3
2005	Normal	7.018	273.140	0	38,92	6.200	201.165	5	32,45	819	71.975	5	6
2006	Normal	6.843	272.145	0	39,77	6.620	199.876	197	30,19	223	72.270	197	10
2007	Niña	5.826	310.701	0	53,33	5.785	252.624	-	43,67	41	58.076	0	10
2008	Niña	6.573	384.933	0	58,57	5.860	269.777	-	46,04	713	115.156	0	13
2009	Niño	6.212	711.737	0	114,57	5.990	586.689	0	97,94	222	125.048	0	17
2010	Niña	5.887	639.982	0	108,71	4.665	384.295	-	82,37	1.222	255.687	0	26
2011	Niña	7.648	315.157	0	41,21	4.899	171.217	953	34,95	2.749	143.940	953	6
2012	Normal	7.977	661.236	0	82,89	6.761	482.393	804	71,34	1.216	178.843	804	12
2013	Normal	6.854	1.076.894	0	157,12	5.855	770.854	-	131,65	999	306.040	0	25
2014	Normal	7.872	1.618.006	0	205,54	6.070	964.345	618	158,87	1.802	653.662	618	47
2015	Niño	8.483	2.741.508	0	323,17	7.153	2.094.717	418	292,85	1.330	646.791	418	30
2016	Niño	7.444	2.212.245	0	297,18	6.445	1.543.729	-	239,53	999	668.515	0	58
Total:		115.868	11.867.597	4.861	95	102.304	8.363.901	7.477	78	13.564	3.503.696	- 2.615	17

Fuente: Elaboración propia

Los resultados obtenidos para los 16 años presentan una mejora generalizada y significativa en el beneficio económico de la central por el modelo de optimización propuesto; los vertimientos son disminuidos en 2 615 GWh, aunque para el año 2001 aumentaron considerablemente.

El beneficio económico promedio por kilovatio generado asciende a 17 \$/kWh demostrando que de esta manera la optimización permite ubicar adecuadamente la producción de energía, obteniendo así márgenes adicionales frente a la operación habitual.

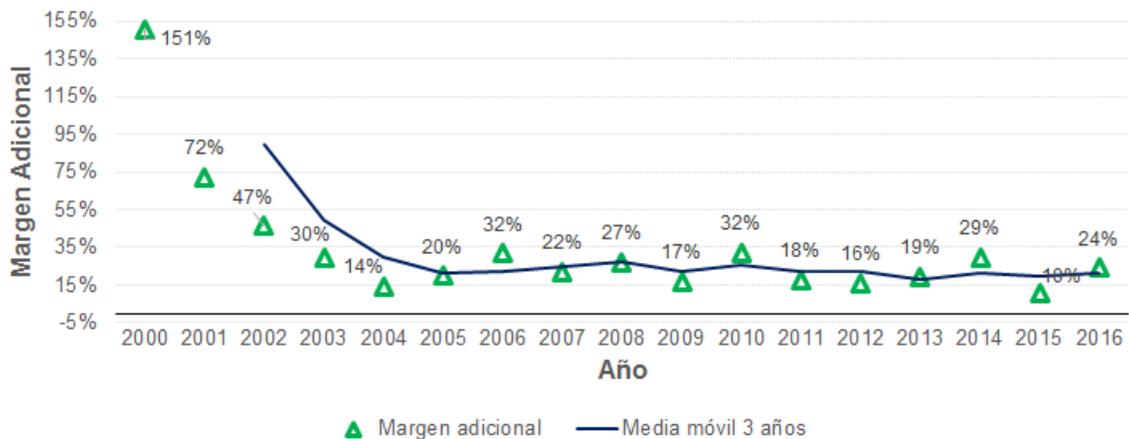


Figura 4-11. Resultados de margen adicional del modelado vs operación real

Fuente: Elaboración propia

La anterior ilustración refleja porcentualmente el margen o beneficio económico adicional de los resultados de la modelación sobre la operación real, el cual tiende a ser un 20% adicional según el comportamiento de la media móvil de 3 años.

4.4.3 Resultados en corridas de años bajo condición normal, niño y niña con cobertura mediante contratos bilaterales a precio fijo.

Para la siguiente etapa de modelado, se considera que la central hidroeléctrica objeto de estudio, puede contratar parcialmente su producción a un precio fijo y una cantidad determinada por las Obligaciones de Energía Firme (OEF), las cuales son asignadas básicamente bajo el esquema del Cargo por Confiabilidad propuesto en la resolución CREG 071 de 2006, y las cuales reflejan la cantidad máxima que puede producir la central bajo un escenario de hidrología crítico.

Los generadores buscan contratar su energía para no estar expuestos al precio de bolsa en su totalidad, y se parte del supuesto de contratar la OEF ya que ante una situación de hidrología crítica que refleja altos precios de bolsa, la central es capaz de producir la energía y de esta manera no comprarla al mercado a precios muy por encima del precio de venta de los contratos.

Por otra parte, contratar parcialmente su producción trae consigo beneficios en el margen de operación cuando se presenta un superávit en la hidrología del país, ya que se disminuye la oferta económica de la hidráulicidad y con ello precios de bolsa a la baja; es aquí donde el contrato a precio fijo trae beneficios económicos a las compañías de generación ya que aquí también se mitiga el riesgo de exposición a los bajos precios de bolsa que impliquen una caída sustancial en los resultados esperados.

Si se tiene en cuenta que las obligaciones de energía firme de la central objeto de estudio ascienden a 4 600 GWh/año, en este orden de ideas, las obligaciones promedio día corresponderían a 12,60 GWh que sería para el ejercicio la energía a contratar por día, a un precio propuesto de 125.64 \$/kWh (Promedio del precio de bolsa de los años 2000 a 2016, que sirve como referencia para la cotización del mercado de contratos) como datos de entrada adicionales para el modelo de optimización propuesto.

La función objetivo sigue siendo en su esencia la maximización del beneficio económico, sin embargo, sufre una ligera variación al incluir el margen de los contratos y la modificación de la componente de exposición al precio de bolsa, sin alterar las restricciones inicialmente planteadas, de la siguiente manera:

$$MV = \max \sum_d (Gx_d - Ct_{tos}_d) \times (P_{bol}_d - CV_d) + Ct_{tos}_d \times PC_{ttos}_d - Vert_d \times (P_{bol}_d - CV_d) - \left(\frac{G_{real}_d - Gx_d}{Cap_{planta}} \times Max_{efpbol} \right)$$

Donde:

$Cttos_d$: Energía contratada por la central de generación objeto de estudio mediante contratos bilaterales con otro generador y/o comercializador para el periodo d en GWh .

$PCttos_d$: Precio pactado entre las partes de la energía contratada por la central de generación objeto de estudio mediante contratos bilaterales con otro generador y/o comercializador para el periodo d en $\$/kWh$.

A continuación, se presentarán los resultados para los mismos escenarios propuestos en el modelado con exposición al SPOT al 100%.

4.4.3.1 Normalidad (Año 2013):

Para el año 2013, la generación producto de la optimización del modelo y los vertimientos se mantienen; sin embargo, se percibe un deterioro marginal en el beneficio económico del 4% (- 44 034 Mill. de \$) en comparación con los resultados de la modelación sin contratos, afectando el beneficio por kilovatio en - 6 $\$/kWh$.

Tabla 4-7. Resumen de resultados 2015 - Modelo con contratos vs modelo exposición 100% SPOT

	Gx (GWh)	MV (Mill. De \$)	Vert (GWh)	MV ($\$/kWh$)
Modelo con Contratos	6.854	1.032.860	0	151
Exposición 100%	6.854	1.076.894	0	157
Dif. Absoluta	-	- 44.034	-	- 6
Dif. Porcentual	0%	-4%	0%	-4%

Fuente: Elaboración propia

4.4.3.2 Fenómeno Niña (Año 2011):

Para el escenario Niña del 2011, el beneficio tiene una mejora sustancial como era de esperarse; la exposición 100% al SPOT muestra que la compañía deja de percibir 440 043 Mill. de \$ (1,4 veces el margen obtenido en el escenario de exposición al 100%, al no contratarse lo sugerido en la presente investigación).

Tabla 4-8. Resumen de resultados 2011 - Modelo con contratos vs modelo exposición 100% SPOT

	Gx (GWh)	MV (Mill. De \$)	Vert (GWh)	MV ($\$/kWh$)
Modelo con Contratos	7.648	755.201	0	99
Exposición 100%	7.648	315.157	0	41
Dif. Absoluta	-	440.043	-	58
Dif. Porcentual	0%	140%	0%	140%

Fuente: Elaboración propia

4.4.3.3 Fenómeno Niño (Año 2015):

Por su parte el escenario Niño del 2015, contratarse al parecer no es la decisión más acertada ya que como se observa en el resultado resumen, el margen respecto a tener toda la energía en el SPOT disminuye un 36%; sin embargo, las contrataciones a largo plazo en Colombia por grandes bloques de energía se efectúan normalmente con un término no mínimo a un año, por lo que la incertidumbre de un fenómeno Niño no es una razón válida para aminorar la contratación a largo plazo.

Tabla 4-9. Resumen de resultados 2015 - Modelo con contratos vs modelo exposición 100% SPOT

	Gx (GWh)	MV (Mill. De \$)	Vert (GWh)	MV (\$/kWh)
Modelo con Contratos	8.483	1.742.806	0	205
Exposición 100%	8.483	2.741.508	0	323
Dif. Absoluta	-	- 998.703	-	- 118
Dif. Porcentual	0%	-36%	0%	-36%

Fuente: Elaboración propia

4.4.3.4 Resultados para los 16 años de historia

Aplicar el modelo propuesto teniendo en cuenta la opción de contratos bilaterales, permite mostrar lo siguiente:

Tabla 4-10. Resultados sobre datos históricos - Modelo con contratos vs modelo exposición 100% SPOT

Año	Condición	Modelo con contratos bilaterales				Modelo con exposición 100% SPOT				Diferencias			
		Gx (GWh)	Beneficio (Mill. De \$)	Vertimiento (GWh)	Margen \$/kWh	Gx (GWh)	Beneficio (Mill. De \$)	Vertimiento (GWh)	Margen \$/kWh	Gx (GWh)	Beneficio (Mill. De \$)	Vertimiento (GWh)	Margen \$/kWh
2000	Niña	6.786	618.789	0	91,19	5.402	50.483	1.384	9,35	↑ 1.384	↑ 568.307	↓ 1.384	↑ 82
2001	Normal	6.816	650.822	0	95,49	5.099	123.491	1.842	24,22	↑ 1.717	↑ 527.331	↓ 1.842	↑ 71
2002	Niño	7.610	617.400	0	81,13	5.975	64.926	1.635	10,87	↑ 1.635	↑ 552.474	↓ 1.635	↑ 70
2003	Normal	6.281	676.162	0	107,64	6.281	203.923	0	32,46	↓ -	↑ 472.239	↓ -	↑ 75
2004	Niño	8.474	693.114	0	81,79	8.474	207.090	0	24,44	↓ -	↑ 486.023	↓ -	↑ 57
2005	Normal	7.018	709.395	0	101,08	7.018	273.140	0	38,92	↓ -	↑ 436.255	↓ -	↑ 62
2006	Normal	6.843	710.643	0	103,85	6.843	272.145	0	39,77	↓ -	↑ 438.497	↓ -	↑ 64
2007	Niña	5.826	701.532	0	120,41	5.826	310.701	0	53,33	↓ -	↑ 390.831	↓ -	↑ 67
2008	Niña	6.573	754.798	0	114,84	6.573	384.933	0	58,57	↓ -	↑ 369.865	↓ -	↑ 56
2009	Niño	6.212	844.543	0	135,95	6.212	711.737	0	114,57	↓ -	↑ 132.806	↓ -	↑ 21
2010	Niña	5.887	827.586	0	140,58	5.887	639.982	0	108,71	↓ -	↑ 187.604	↓ -	↑ 32
2011	Niña	7.648	755.201	0	98,75	7.648	315.157	0	41,21	↓ -	↑ 440.043	↓ -	↑ 58
2012	Normal	7.977	899.006	0	112,70	7.977	661.236	0	82,89	↓ -	↑ 237.770	↓ -	↑ 30
2013	Normal	6.854	1.032.860	0	150,69	6.854	1.076.894	0	157,12	↓ -	↓ 44.034	↓ -	↓ 6
2014	Normal	7.872	1.352.896	0	171,86	7.872	1.618.006	0	205,54	↓ -	↓ 265.111	↓ -	↓ 34
2015	Niño	8.483	1.742.806	0	205,44	8.483	2.741.508	0	323,17	↓ -	↓ 998.703	↓ -	↓ 118
2016	Niño	7.444	1.570.186	0	210,93	7.444	2.212.245	0	297,18	↓ -	↓ 642.058	↓ -	↓ 86
Total		120.605	15.157.738	0	125	115.868	11.867.597	4.861	95	↑ 4.736	↑ 3.290.141	↓ 4.861	↑ 30

Fuente: Elaboración propia

Si bien es cierto que para los últimos cuatro años (dos años en presencia del Fenómeno de El Niño y dos en normalidad), el margen se deteriora vs. tener una exposición mayor al SPOT, en el agregado de los resultados las cifras son contundentes, ratificando que para los años de condición de normalidad y Niña, la

mejor opción es tener contratada parcialmente la producción; ahora bien, bajo un escenario de Fenómeno de El Niño lo que se puede llegar a perder no es despreciable, para lo cual se deben dinamizar los mercados de futuros que permitan a los generadores deshacer los compromisos y así poder captar un mayor beneficio en el Spot bajo años de hidrología crítica.

Por otra parte, la función objetivo se hace máxima utilizando el agua vertida en el modelado con exposición 100% al Spot, en la producción de energía para cubrir los compromisos en el modelado con contratos bilaterales; obteniendo como resultado ningún vertimiento en la operación de los 16 años de embalse.

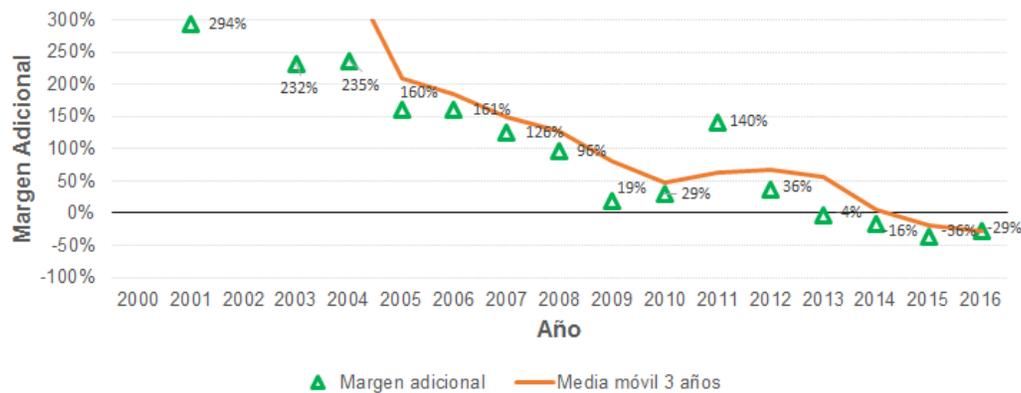


Figura 4-12. Resultados de margen adicional - Modelo con contratos vs modelo exposición 100% SPOT
Fuente: Elaboración propia

Los resultados obtenidos en el modelado para cada año en específico, se pueden observar en el apéndice de este documento.

4.5 Análisis de sensibilidad

Para realizar este análisis, se utilizó la funcionalidad de GAMS a través del solver CPLEX, utilizando las palabras reservadas **objrng all** y **rhsrng all**, que permiten realizar un análisis de rango de los coeficientes de la función objetivo y de los términos independientes.

4.5.1 Efecto gestión mejora de aportes sobre el margen

Utilizando el análisis de sensibilidad sobre el lado derecho de la restricción de balance hidráulico y el precio sombra, el cual hace referencia al cambio en la función objetivo (Margen variable), cuando se aumenta en una unidad el lado derecho de la restricción (Aporte al embalse de la central hidroeléctrica objeto de estudio), se obtienen los siguientes resultados:

Ecuación de balance hidráulico expresada en función de los términos independientes ($Apor_d$).

$$Nemb_d - Nemb_{d-1} + Gx_d + Vert_d = Apor_d \quad \forall d > 1$$

4.5.1.1 Normalidad (Año 2013):

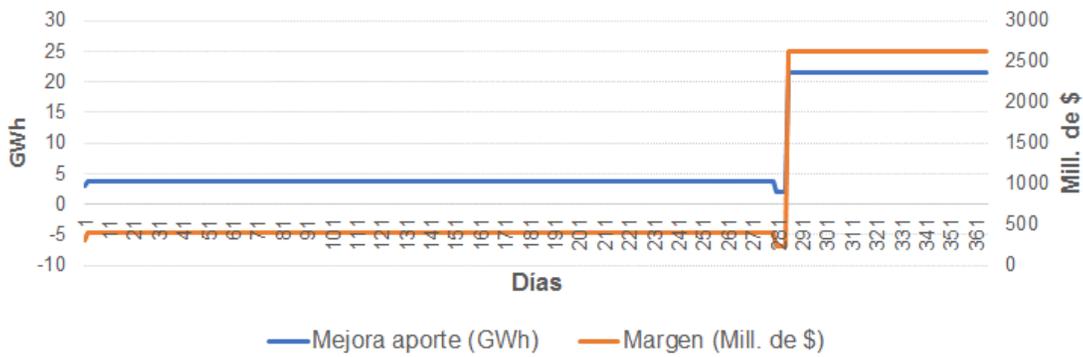


Figura 4-13. Sensibilidad sobre los aportes definidos en la restricción de balance hidráulico para escenario de normalidad año 2013

Fuente: Elaboración propia

Lo anterior muestra que si se puede gestionar un aumento en los aportes del orden de 21,5 GWh en alguno de los días comprendido en la ventana de los últimos dos meses del año, el margen mejoraría 2 600 Mill. de \$. Se puede lograr con alguna gestión que permita aumentar los aportes en esta proporción hacia esta etapa del año, por ejemplo mediante el uso del agua de otro embalse cuya descarga fluya hacia el río que represa el embalse de la central objeto de estudio, si es viable realizar la operación.

En el modelado con cobertura de contratos bilaterales a precio fijo, con el mismo incremento en los aportes, el margen aproximadamente mejoraría 50 Mill. de \$ adicionales frente al escenario de exposición 100 % al Spot.

4.5.1.2 Fenómeno Niña (Año 2011):

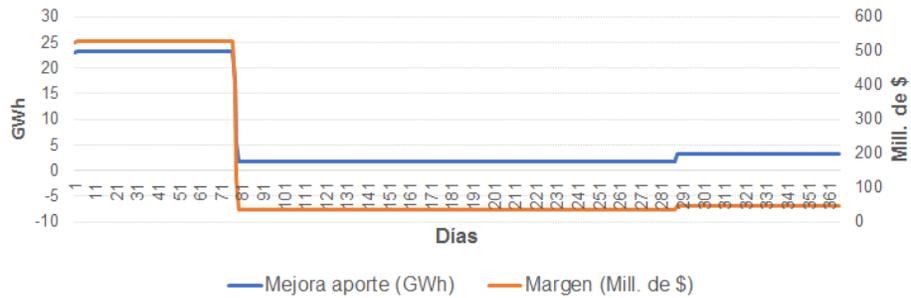


Figura 4-14. Sensibilidad sobre los aportes definidos en la restricción de balance hidráulico para escenario de Niña año 2011
Fuente: Elaboración propia

Para un año Niña como el 2011, si se logra gestionar una mejora en alguno de los días de enero, febrero y parte de marzo (meses de verano donde el precio Spot no se ha deprimido considerablemente), de aproximadamente 23 GWh, se puede mejorar el margen alrededor de 500 Mill. de \$; sin embargo hay que evaluar los costos en los que se incurre por tomar esta decisión, ya que el beneficio puede que no cubra los gastos de la inversión.

Realizando el mismo análisis para el modelado con cobertura de contratos bilaterales a precio fijo, con el mismo incremento en los aportes, el margen aproximadamente mejoraría igual que en el escenario de normalidad 50 Mill. de \$ adicionales frente a la operación con exposición 100% al Spot.

4.5.1.3 Fenómeno Niño (Año 2015):

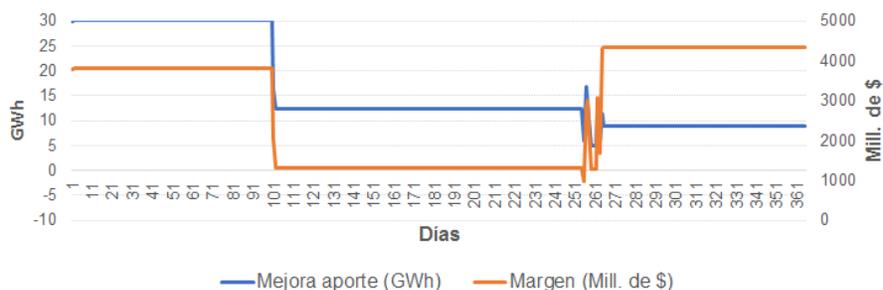


Figura 4-15. Sensibilidad sobre los aportes definidos en la restricción de balance hidráulico para escenario de Niño año 2015
Fuente: Elaboración propia

Bajo la presencia de un Niño como el del año 2015, mejorar el aporte en alguno de los días del primer trimestre (+ 30 GWh aprox.) lograría incrementar el margen en 2 800 Mill. de \$ aprox.; durante los dos trimestres siguientes, la mejora solo asciende a 1 300 Mill. de \$ aprox. Aumentando el aporte alrededor de 12 GWh; por otra parte el último trimestre es el más provechoso para poder realizar esta gestión, ya que la mejora sobre el aporte en alguno de estos días con tan solo 9 GWh, incrementa el margen en 4 300 Mill. de \$ aprox. No obstante, el precio sombra de la restricción es más alto hacia final de año por los altos precios de bolsa que inclusive registraron records históricos, lo cual refleja una absoluta escasez del recurso hídrico, por lo que pretender realizar una gestión en esta ventana de tiempo es prácticamente imposible.

Con la modelación mediante cobertura de contratos bilaterales, el precio sombra aumenta ligeramente (3 \$/kWh aprox.), por lo que el incremento de margen adicional para los mismos escenarios temporales e incrementos en volumen de aportes, asciende a +80, +30 y +20 Mill. de \$ frente a la modelación con exposición 100% Spot.

4.5.2 Efecto sobre la generación por variación en el coeficiente de beneficio

Utilizando el análisis de sensibilidad sobre el coeficiente de beneficio que acompaña la variable de decisión, y que en este caso es la generación de la central objeto de estudio, para los diferentes casos, se tiene lo siguiente:

4.5.2.1 Normalidad (Año 2013):

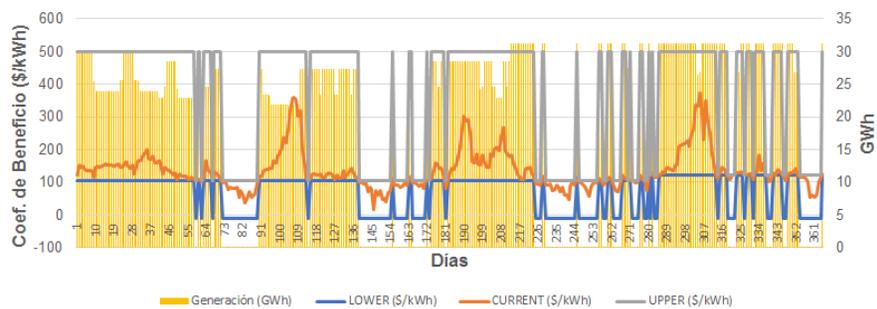


Figura 4-16. Sensibilidad del coeficiente de beneficio de la variable de decisión y comportamiento para escenario de normalidad año 2013

Fuente: Elaboración propia

La producción se encuentra condicionada por un precio límite que muestra el análisis de sensibilidad, en donde se puede apreciar que la decisión siempre es generar cuando el coeficiente de beneficio sea mayor a 106.1 \$/kWh bajo el modelado con exposición 100% al Spot; realizando el mismo análisis en el escenario

de cobertura de contratos bilaterales, se observa que la decisión de generar se presenta cuando coeficiente de beneficio de la variable de decisión es mayor a 108.6 \$/kWh. Cuando los coeficientes de beneficio son menores a los valores presentados con anterioridad, la decisión es no generar.

4.5.2.2 Fenómeno Niña (Año 2011):

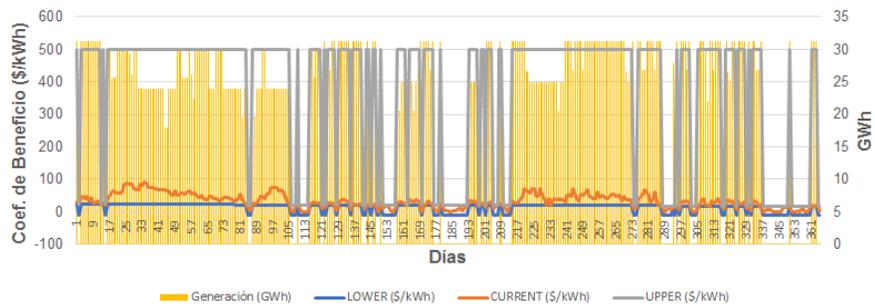


Figura 4-17. Sensibilidad del coeficiente de beneficio de la variable de decisión y comportamiento para escenario de Niña año 2011

Fuente: Elaboración propia

Para el escenario Niña, la decisión de producir se da a un coeficiente de beneficio más bajo respecto al escenario de normalidad como es natural por los precios de bolsa más deprimidos que se presentan en esta condición; para los resultados de la corrida con exposición 100% al Spot, la decisión de producir se da cuando el coeficiente de beneficio es mayor a 22,8 \$/kWh y bajo la modelación con contratos, el valor aumenta a 25.4 \$/kWh por el precio fijo de la energía ya comprometida que aumenta el valor del beneficio.

4.5.2.3 Fenómeno Niño (Año 2015):

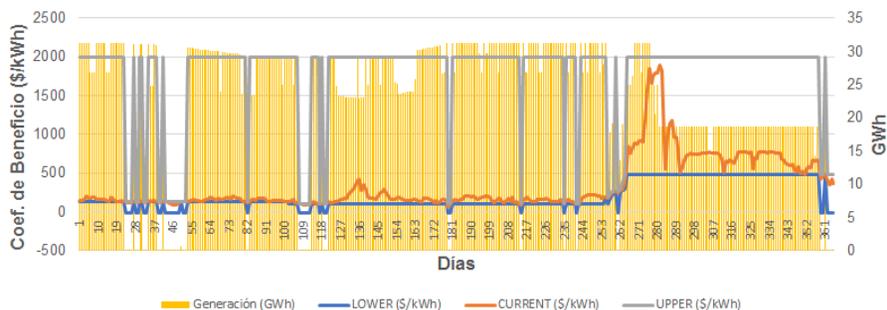


Figura 4-18. Sensibilidad del coeficiente de beneficio de la variable de decisión y comportamiento para escenario de Niño año 2015

Fuente: Elaboración propia

Por otra parte el escenario Niño, presenta dos coeficientes de beneficio en el horizonte de la optimización donde se manifiesta el cambio en la decisión de producir. Para el escenario de exposición 100% al Spot, el coeficiente de beneficio desde el mes de enero hasta finales de abril se ubica entre 105 \$/kWh y 126 \$/kWh, sin embargo en el último trimestre del año, producto de los altos precios de bolsa y el pico del fenómeno de El Niño, el coeficiente de beneficio aumenta a 481 \$/kWh; decidiendo de esta manera producir a máxima disponibilidad en esta ventana de tiempo. Para el escenario de modelación con contratos, el coeficiente de beneficio tiene el mismo comportamiento que el escenario de total exposición al Spot, sin embargo, los valores tienen una pequeña variación al alza, aunque se presentan en las mismas ventanas de tiempo con registros durante los tres primeros trimestres entre 108.4 \$/kWh - 129 \$/kWh y 483.6 \$/kWh para el fin de año.

5 Conclusiones y Recomendaciones

El horizonte de optimización de modelos de producción hidroeléctrica debe interiorizar las características hidrológicas, específicamente la regulación de los embalses del sistema modelado; para evitar resultados que no tengan en cuenta el valor futuro del agua y así maximizar su beneficio real en el horizonte determinado.

Incluyendo contratos bilaterales en la función objetivo como ecuación de beneficio, el modelo propuesto permite disminuir considerablemente los vertimientos ocasionados en los años de historia evaluados, evidenciando una caída en los precios Spot por la mayor generación, trasladados a la demanda a través de los comercializadores y con ello la reducción de los costos del servicio de energía. Por otra parte, disminuir los vertimientos que se dieron en la operación real, permite controlar las inundaciones que puedan tener las comunidades que se encuentran ubicadas en las riberas del río donde se producen las descargas y a su vez tiene un efecto positivo de imagen sobre la compañía.

De la misma manera, la inadecuada administración del recurso hídrico, no permite capitalizar de manera óptima el margen variable por la operación de la central, incrementa los vertimientos en la operación del embalse y con ellos, afectaciones a las comunidades que se encuentran aguas abajo de las descargas de la central que a su vez afectan la imagen de la compañía en políticas de responsabilidad social.

En todos los escenarios modelados en los 16 años de historia, el modelo permite obtener un mejor desempeño del margen variable por la operación de la central y mitigar el impacto de los vertimientos; sin embargo, como se pudo observar la cobertura mediante contratos bilaterales permite obtener mejores márgenes frente a los escenarios de exposición 100% al Spot, en la ventana agregada de los años simulados.

Por otra parte, se observa una mejora considerable en el aprovechamiento del recurso hídrico, incrementando la generación frente a la operación real un 14% y 19% promedio año en los escenarios de exposición 100% al Spot y de coberturas mediante contratos bilaterales respectivamente; de esta manera se valida la hipótesis de que la generación aumentará al menos 5% para un año en particular. De la misma manera, los vertimientos reales fueron reducidos un 35% y 100% respectivamente para escenarios de exposición total al Spot y de contratos bilaterales, validando la hipótesis de disminuir los vertimientos al menos en un 30%.

Aunque no es el alcance de la presente investigación, la solución propuesta permite sugerir ajustes al plan de mantenimiento de la central hidroeléctrica, gestionando

políticas de mantenimiento de las unidades en los espacios donde no se hace necesario programar generación, permitiendo de esta manera contar con la disponibilidad necesaria para la producción óptima de energía.

Mediante el modelado estocástico del mismo problema, se puede recoger el comportamiento de los aportes y el precio Spot mediante sus funciones de probabilidad, interiorizando en la presente modelación la incertidumbre de estas variables.

Los análisis de sensibilidad, permiten llevar a una situación real propuestas de ideas de inversión que permitan capitalizar un mayor beneficio por la producción de energía en este caso, y quizá lo más importante, el valor del agua a futuro almacenada en el embalse que permitirá tomar mejores decisiones en la oferta de energía de la central al mercado de energía mayorista.

Suponer que una central hidroeléctrica de mayor tamaño no afecta el precio Spot en su operación, hace que el modelado de este tipo de problemas pierda todo sentido, pues se ha observado que la decisión de producción tiene importantes cambios en la formación del precio y se hace necesario incluir este efecto para que la modelación no pierda validez.

6 Investigaciones futuras

Con el propósito de complementar los avances de esta investigación, se proponen las siguientes investigaciones futuras para complementar y fortalecer los resultados del presente modelamiento:

- Solución del problema de asignación de los mantenimientos de la central, maximizando el margen variable de operación.
- Modelado estocástico, incluyendo la distribución de probabilidad de los pronósticos hidrológicos y el precio Spot.
- Modelación bi-objetivo que en una primera instancia minimice el precio Spot como si la operación fuera centralizada, y luego maximice el margen variable de operación del portafolio de cada agente generador para anticipar comportamientos.
- Solución del mismo problema mediante optimización dinámica.
- Modelado para la administración del recurso hídrico, mediante una política de inventarios.

7 Bibliografía

- ANLA. (s.f.). Obtenido de Metodología caudal ambiental: <https://bit.ly/2lhvuRm>
- Archibald, T., McKinnon, K., & Thomas, L. (1997). An aggregate stochastic dynamic programming model of multi-reservoir system. *Water Resources*, 33(2), 333-340.
- Bernal T., C. A. (2016). *Metodología de la Investigación: Administración, economía, humanidades, y ciencias sociales*. Colombia: Pearson.
- Conejo, A. J., Arroyo, J. M., Contreras, J., & Villamor, F. A. (2002). Self-Scheduling of a Hydro Producer in a Pool-Based Electricity Market. *IEEE Transactions on power systems*, 1265-1272.
- Correa, C. A., Bolaños, R. A., & Ruiz, A. G. (2007). Métodos no-lineales de puntos interiores aplicados al problema de despacho hidrotérmico. *Scientia et technica*, 1(34).
- CREG. (s.f.). Obtenido de Historia en Colombia: <https://bit.ly/1K5yftB>
- CREG. (13 de julio de 1995). Obtenido de Resolución 024 de 1995: <https://bit.ly/2jV2Oil>
- CREG. (13 de marzo de 2001). Obtenido de Resolución 034 de 2001: <https://bit.ly/2rGnyyv>
- CREG. (30 de octubre de 2009). Obtenido de Procedimiento para calcular el nivel ENFICC probabilístico: <https://bit.ly/2lhlm9R>
- Croceri, G., & Sottosanto, G. (2008). Optimización práctica: modelos del proceso de operación de un embalse. *Revista de Educación Matemática*.
- Días Serna, F. (2011). Programación de la operación hidroeléctrica para un sistema de embalses en cascada a lo largo de la cuenca del río duero en España. *F. J. Dias Serna, Optimización de la operación y evaluación de la eficiencia eecnica de una empresa de generacion hidroelectrica en mercados de corto plazo*, 91-136.
- Díaz, F., & Liévano, F. (2009). Modelo no lineal para la óptima generación hidroeléctrica a máxima eficiencia. *Un enfoque a corto plazo*.

- Foro Ambiental. (17 de mayo de 2016). *Fenómeno La Niña afectará temporada ciclónica en México*. Obtenido de Foro Ambiental: <https://goo.gl/XHSQE8>
- García, H., & Nava, A. (abril de 2014). Selección y dimensionamiento de turbinas hidráulicas para centrales hidroeléctricas. *Selección y dimensionamiento de turbinas hidráulicas para centrales hidroeléctricas*. México. Obtenido de Selección y dimensionamiento de turbinas hidráulicas para centrales hidroeléctricas: <https://bit.ly/1WJsKfS>
- Guo, S., Chen, J., Li, Y., Liu, P., & Li, T. (2011). Joint operation of the multi-reservoir system of the Three Gorges and the Qingjiang cascade reservoirs. *Energies*, 4(7), 1036-1050.
- ISA. (s.f.). *Mercado de Energía Mayorista*. Obtenido de Antecedentes del sector y organización del mercado: <https://bit.ly/2jVjarb>
- NOAA. (s.f.). Obtenido de Cold & Warm Episodes by Season: <https://bit.ly/2hq56Z8>
- Red de energía del Perú. (30 de marzo de 2012). *Tecnologías de transmisión*. Obtenido de SlideShare: <https://goo.gl/KYHjjv>
- Redondo, N. J., & Conejo, A. J. (1999). Short-Term Hydro-Thermal coordination by lagrangian relaxation: Solution of the dual problem. *IEEE Transactions on Power System*, 89-95.
- Sjølvgren, D., Andersson, S., Andersson, T., & Nyberg, U. (1983). Optimal operations planning in a large hydro-thermal power system. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 3644-3651.
- Toselli, L., Plencovich, G., Ifran, D., Giovine, L., Reyna, S., Reyna, T., & Labaque, M. (noviembre de 2010). Obtenido de Análisis hidráulico del vertedero de la presa Chihuido I: <https://bit.ly/2GgVLZT>
- Valenzuela, J., & Mazumdar, M. (2002). Probabilistic unit commitment under a deregulated market. *In The Next Generation of Electric Power Unit Commitment Models*, 139-152.
- Vargas, L., Palma, B., Moya, A., & Torres, A. (2003). A Scenario Simulation Approach for Market Power Analysis in Hydrothermal Systems. *IEEE transaction of power system*.
- XM. (s.f.). *Gestión de información inteligente*. Obtenido de <https://goo.gl/vHjzp8>

Yeh, W.-G. (Diciembre de 1985). Reservoir management and operations models: a state-of-the-art review. *Water Resources Research*, 21(12), 1797-1818.

Abreviaciones

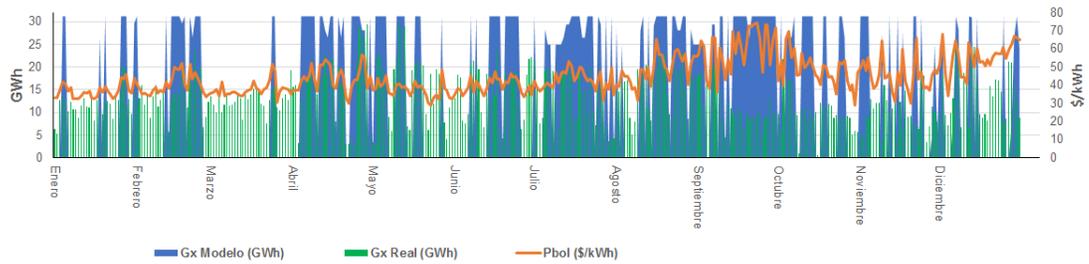
ANLA:	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
Portal BI:	Portal de información inteligente operador del mercado XM S.A. E.S.P.
BoM:	Bureau of Meteorology Australia.
CAC:	Comité Asesor de Comercialización.
CNO:	Comité Nacional de Operación.
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
ECMWF:	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts.
ENFICC:	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad.
MEI:	Multivariate ENSO Index.
NEP:	Nivel de ENFICC Probabilístico.
NOAA:	National Oceanic and Atmospheric Administration
NPV:	Nivel de Probabilidad de Vertimiento.
OEF:	Obligación de Energía Firme.
ONI:	Oceanic Niño Index.
SIN:	Sistema Interconectado Nacional.
SOI:	Southern Oscillation Index.
SPOT:	Cotización del mercado de la bolsa de energía para este caso.
STN:	Sistema de transmisión Nacional.
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética.
XM:	XM S.A. E.S.P. – Expertos en mercados (Operador y administrador del mercado eléctrico Colombiano y empresa filial de ISA)

Apéndices

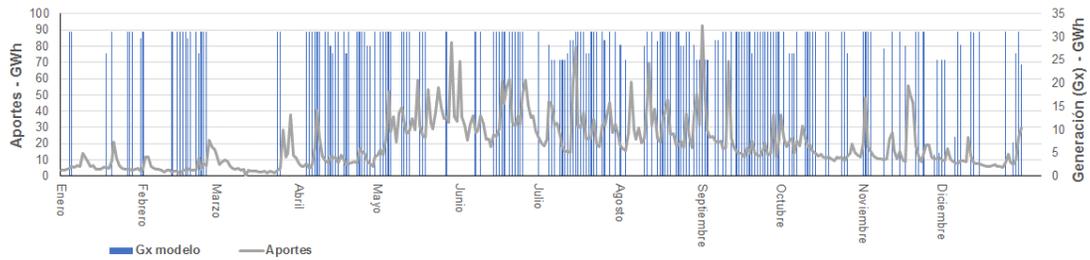
Resultados por año bajo exposición 100% SPOT:

Año 2000:

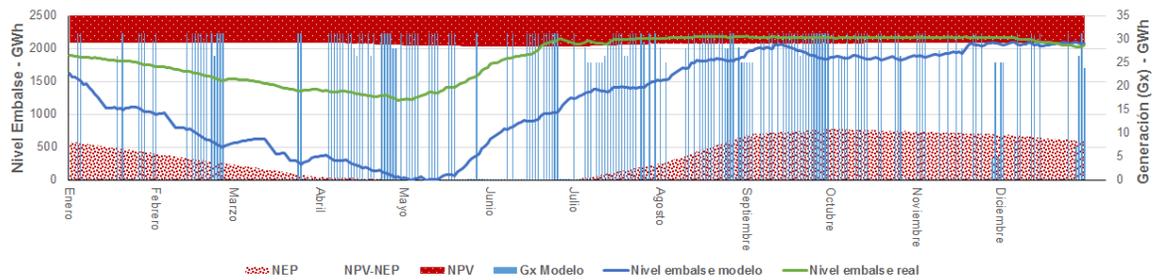
Generación vs. Precio de bolsa



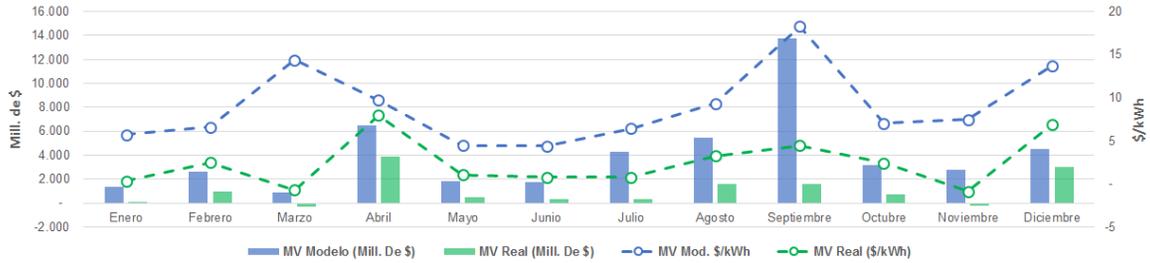
Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación

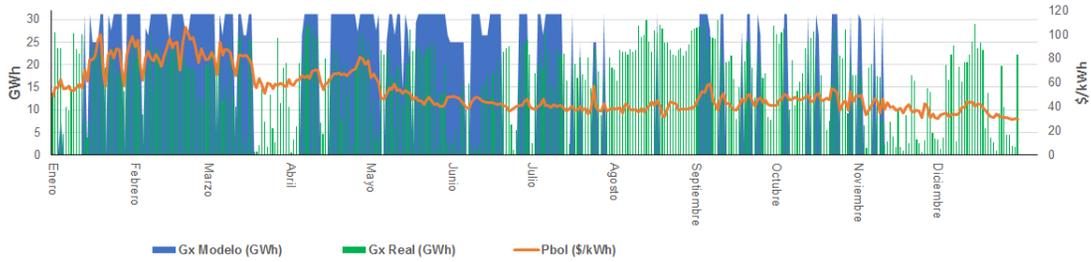


Resultados mensuales de Margen Variable

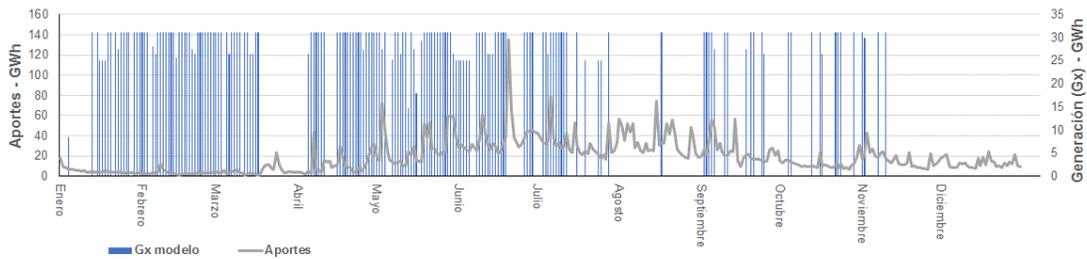


Año 2001:

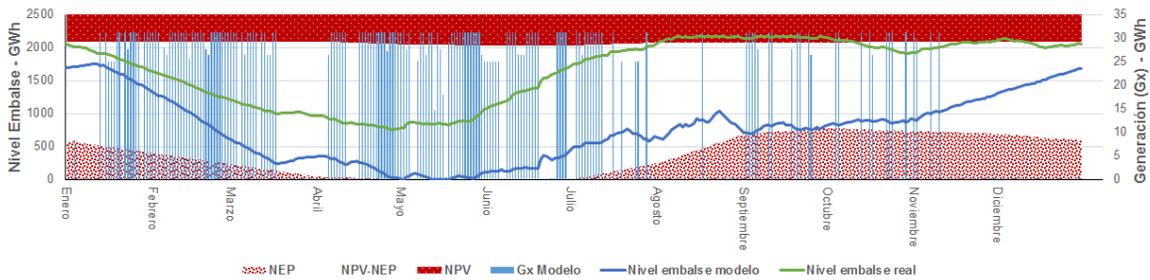
Generación vs. Precio de bolsa



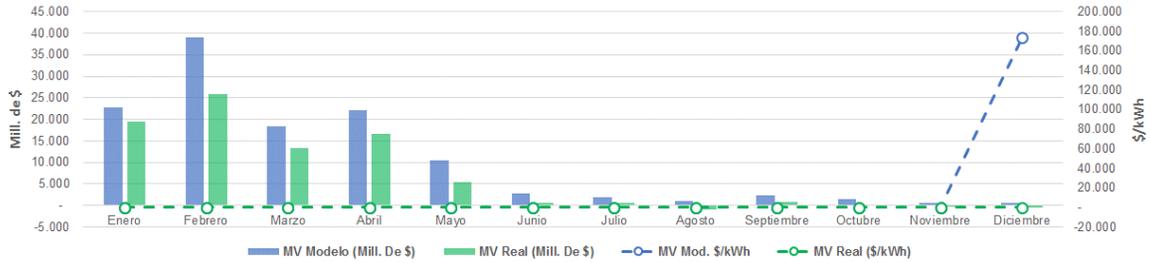
Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación

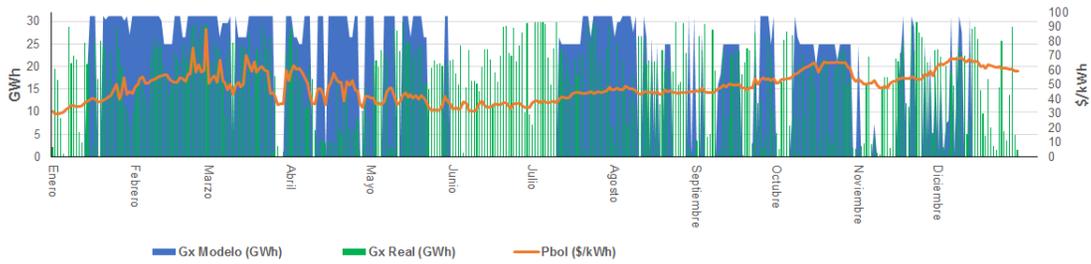


Resultados mensuales de Margen Variable

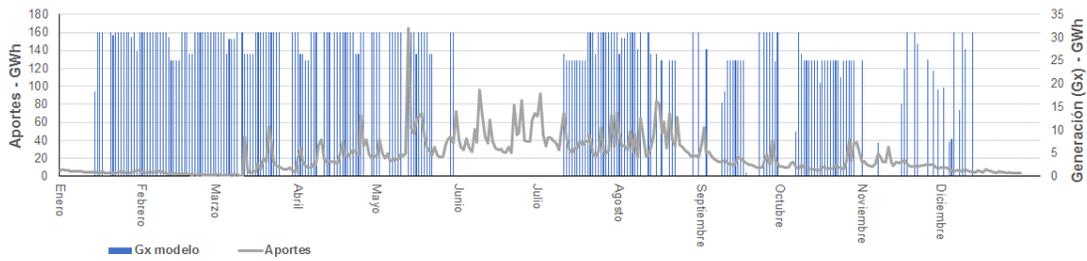


Año 2002:

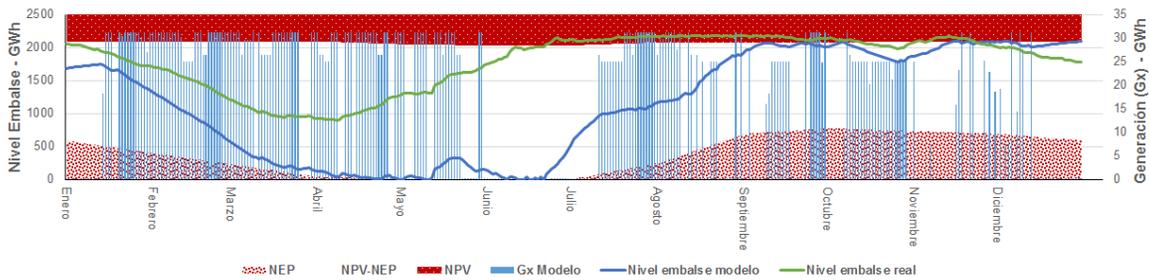
Generación vs. Precio de bolsa



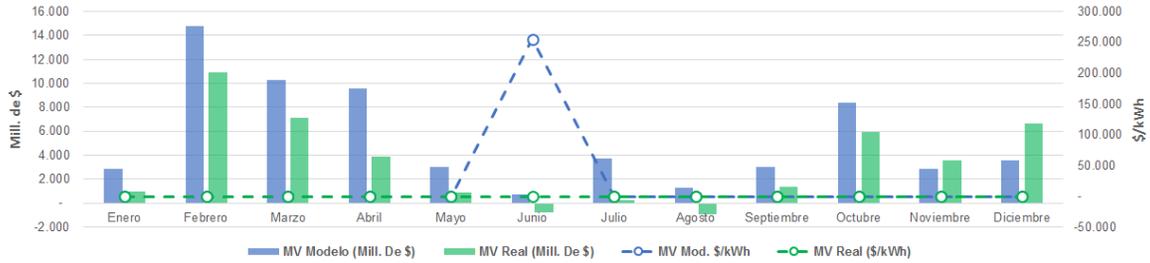
Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación

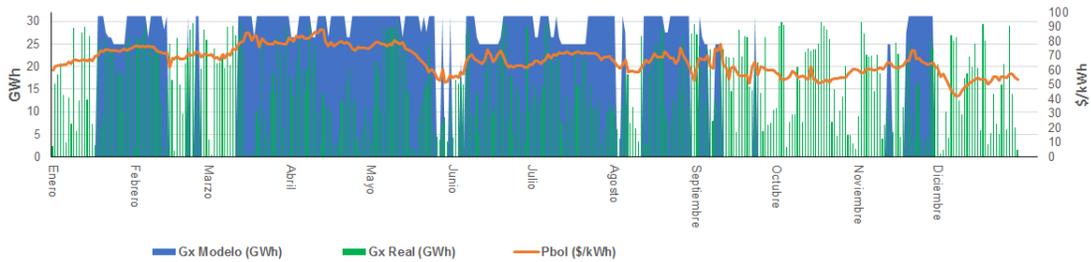


Resultados mensuales de Margen Variable

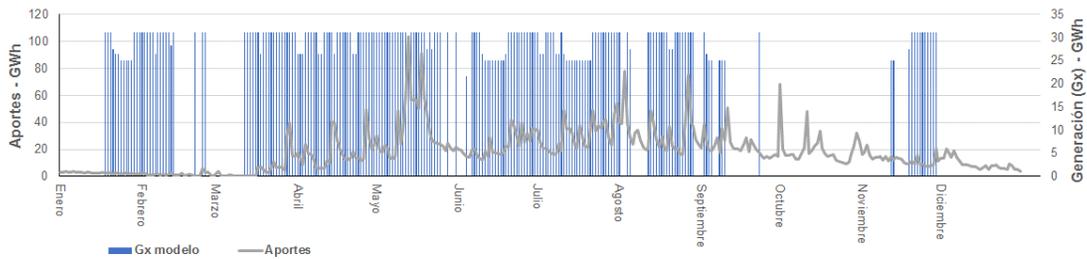


Año 2003:

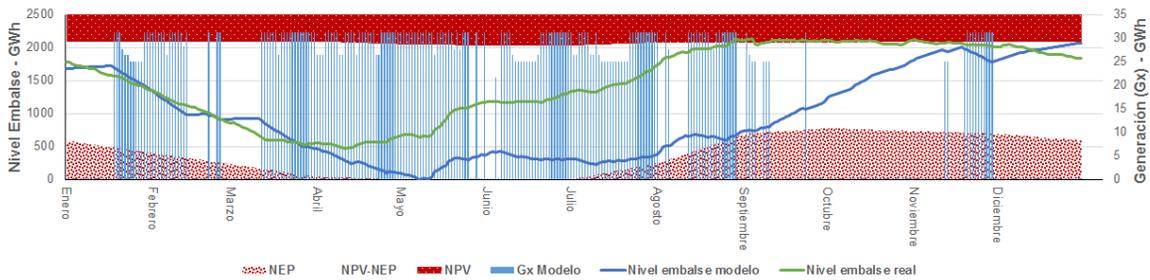
Generación vs. Precio de bolsa



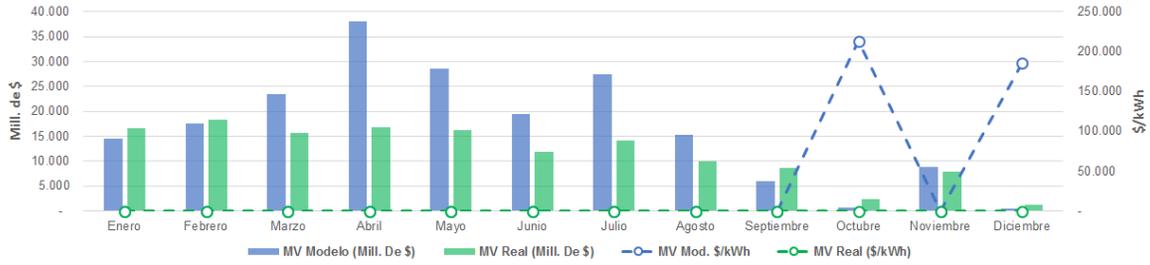
Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación

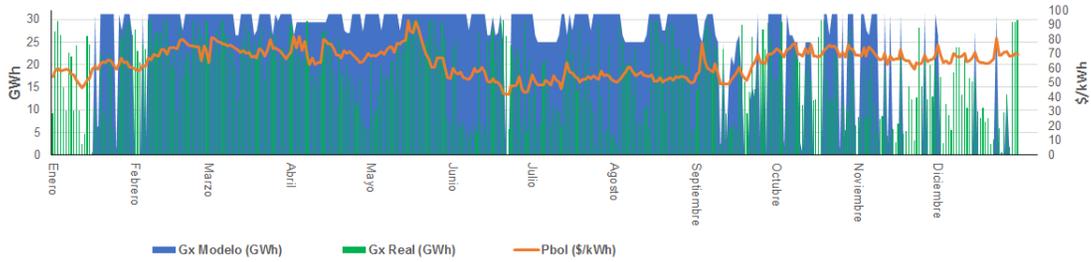


Resultados mensuales de Margen Variable

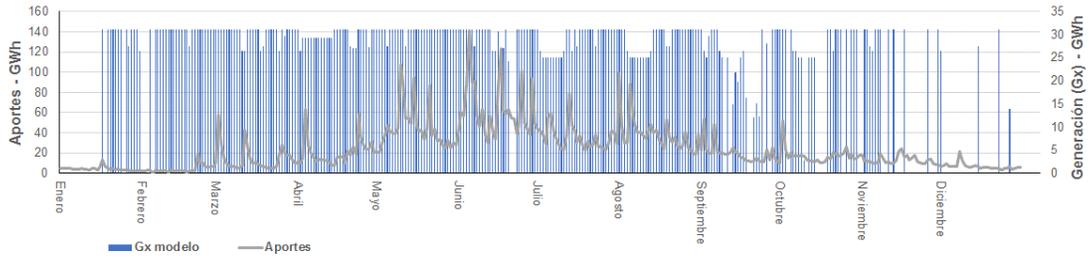


Año 2004:

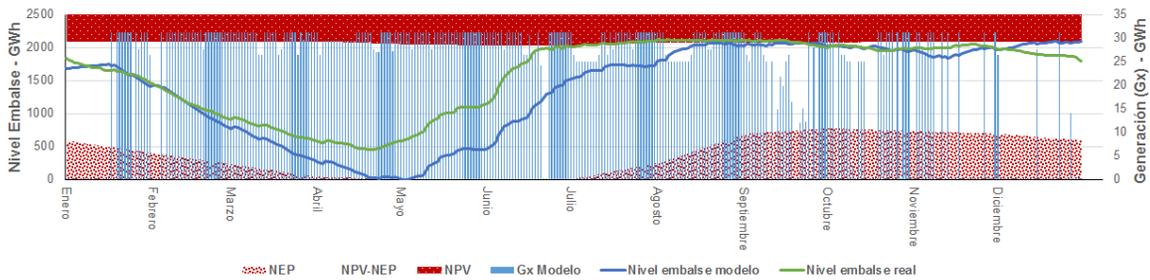
Generación vs. Precio de bolsa



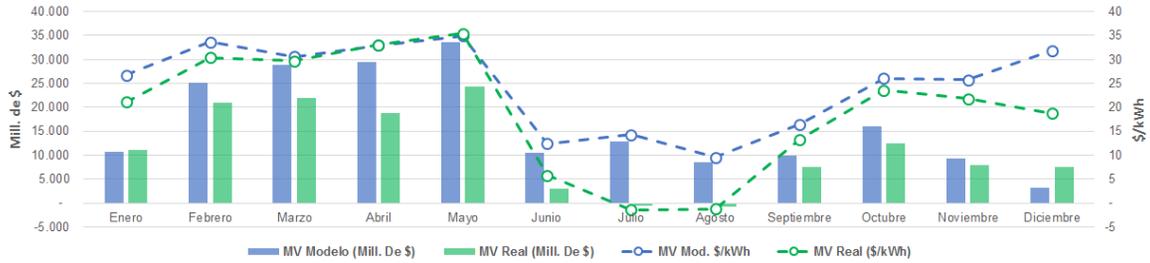
Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación

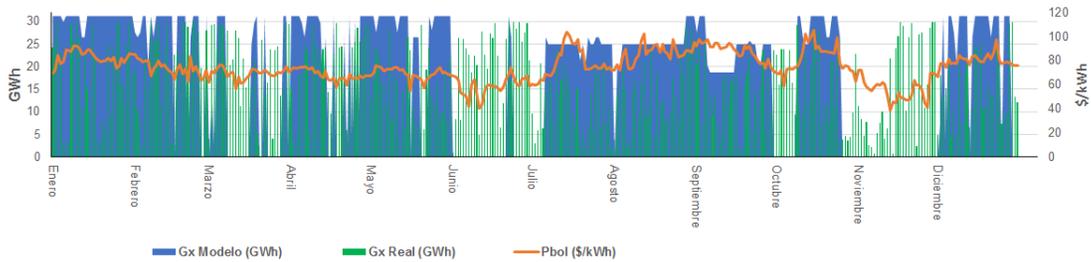


Resultados mensuales de Margen Variable

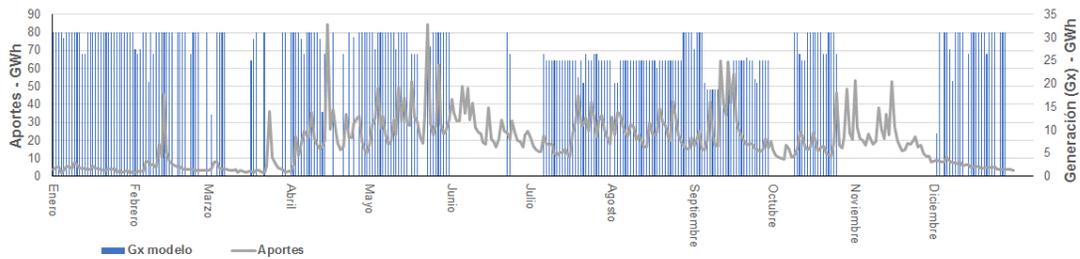


Año 2005:

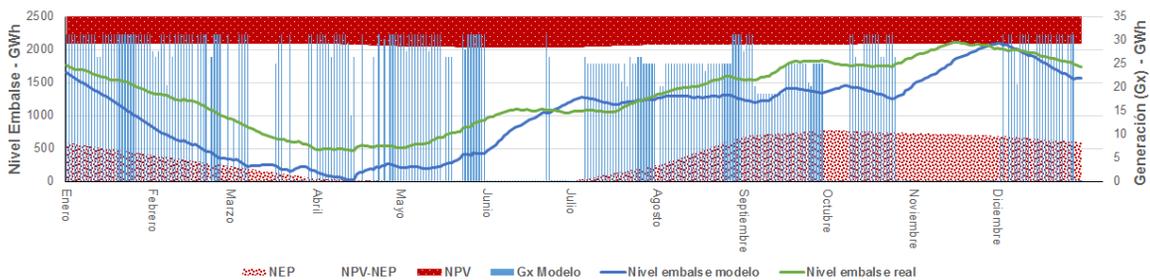
Generación vs. Precio de bolsa



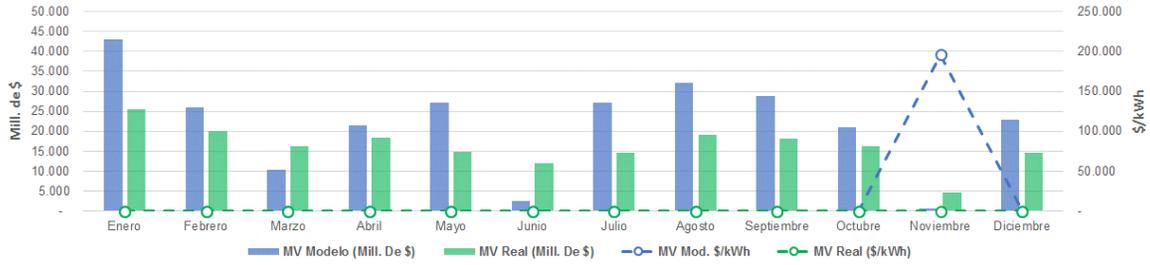
Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación

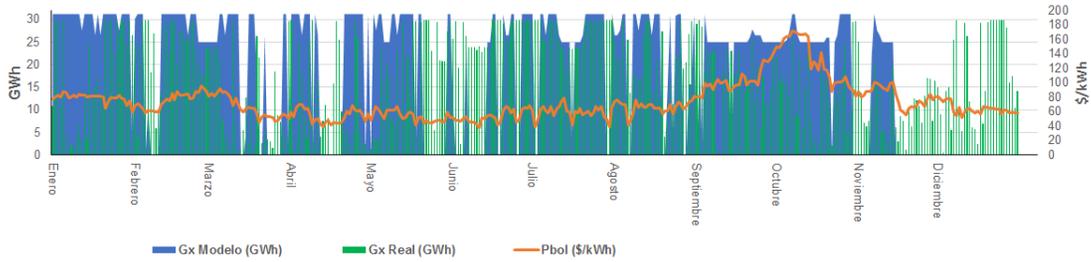


Resultados mensuales de Margen Variable

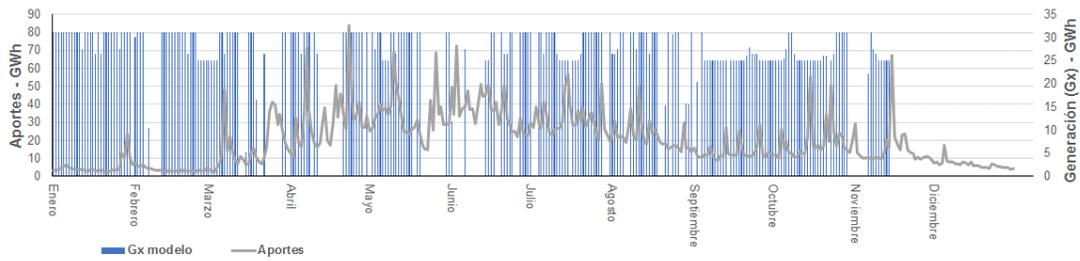


Año 2006:

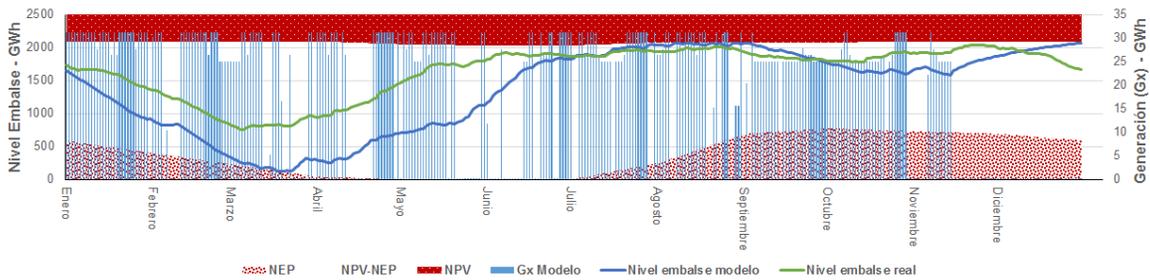
Generación vs. Precio de bolsa



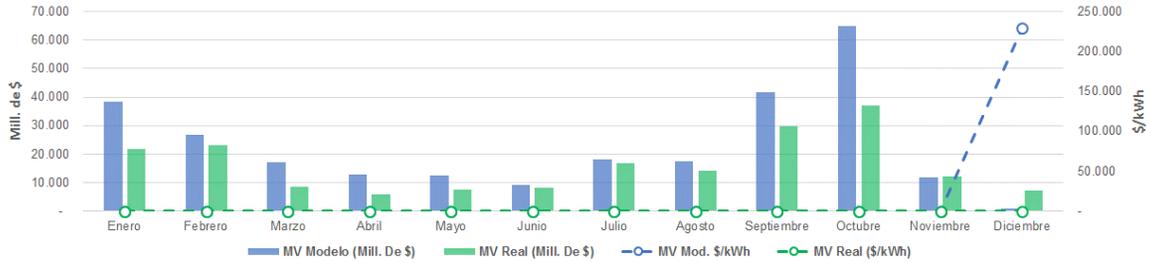
Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación

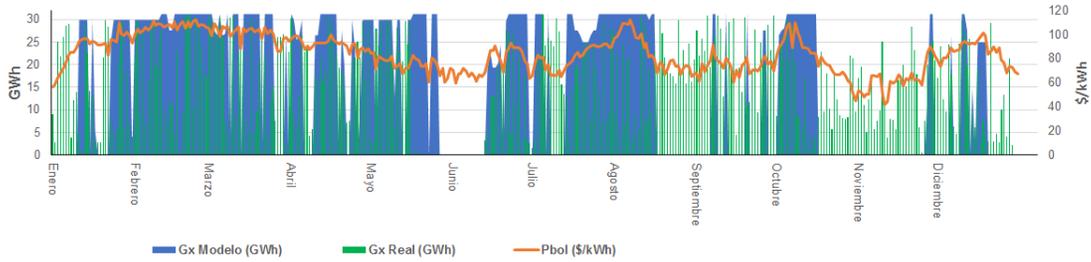


Resultados mensuales de Margen Variable

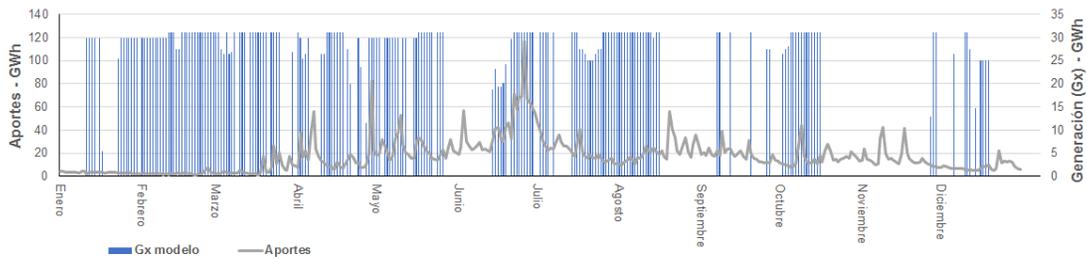


Año 2007:

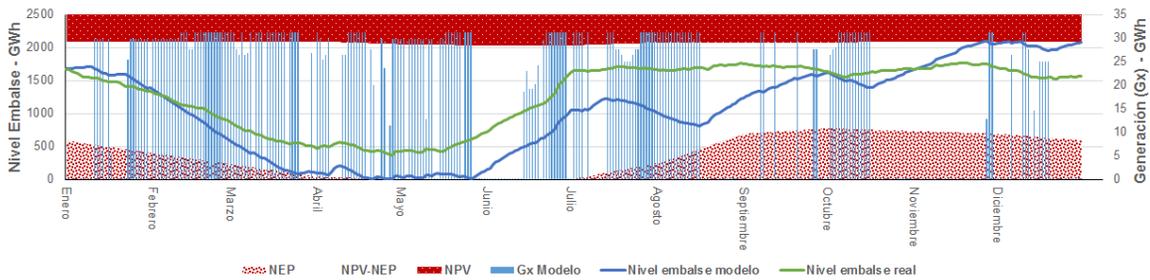
Generación vs. Precio de bolsa



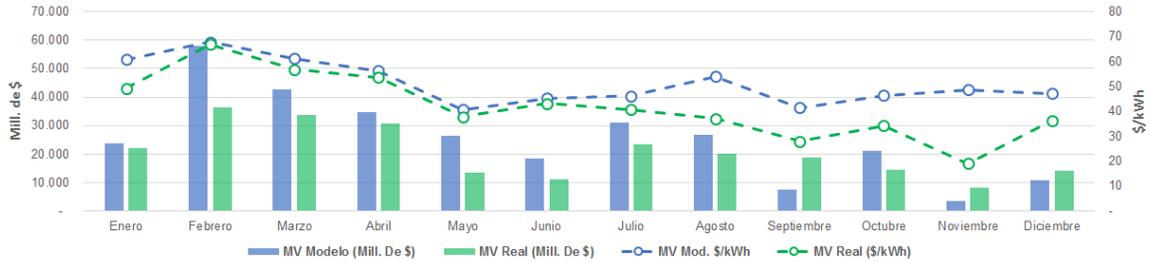
Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación

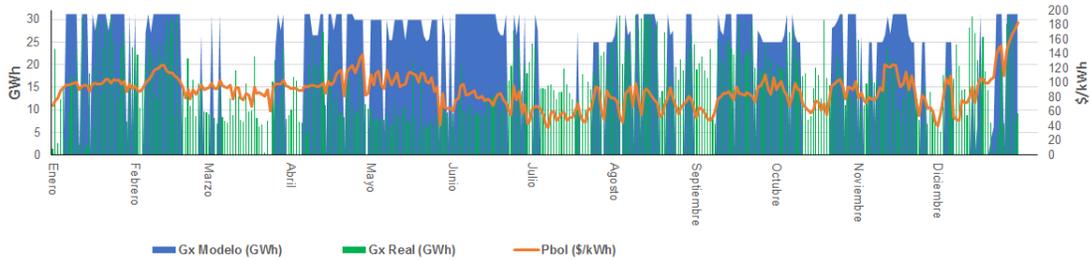


Resultados mensuales de Margen Variable

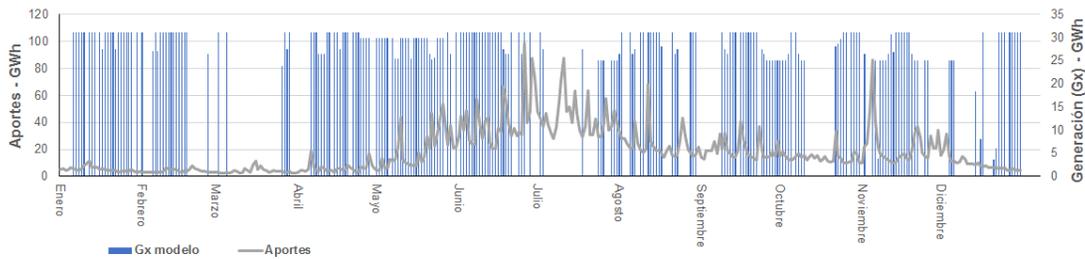


Año 2008:

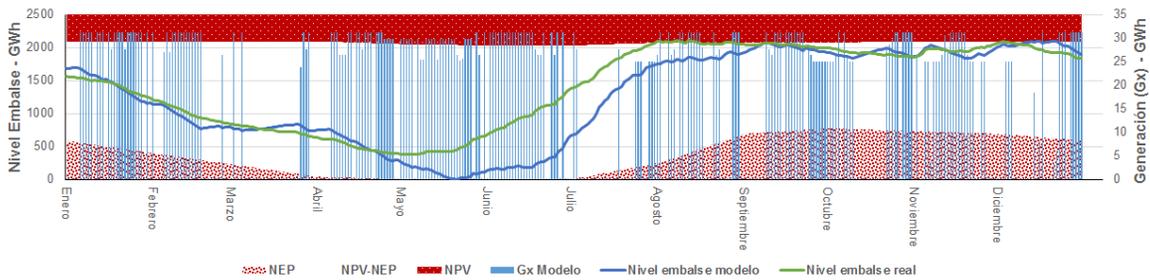
Generación vs. Precio de bolsa



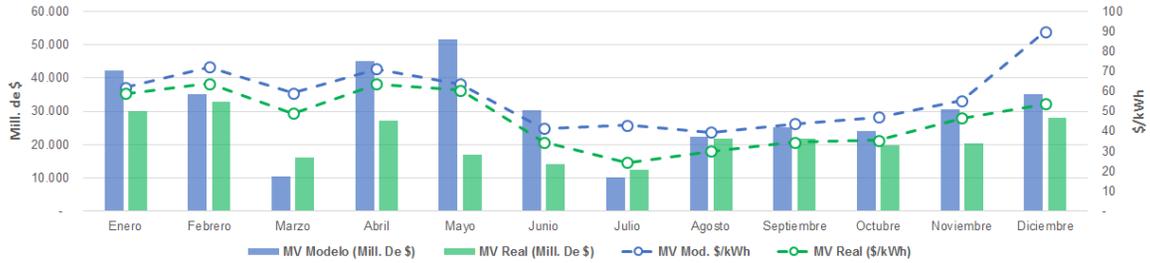
Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación



Resultados mensuales de Margen Variable

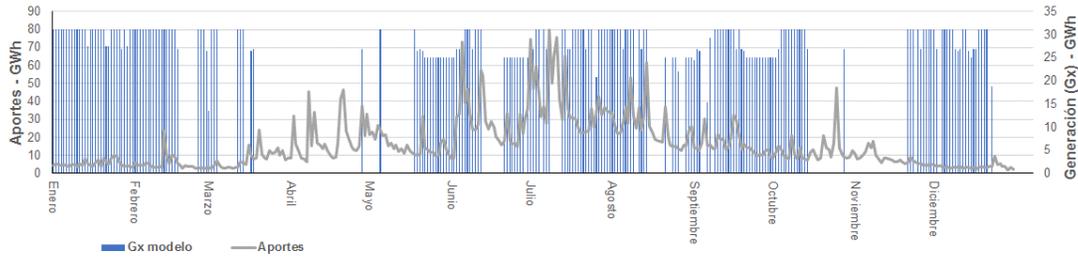


Año 2009:

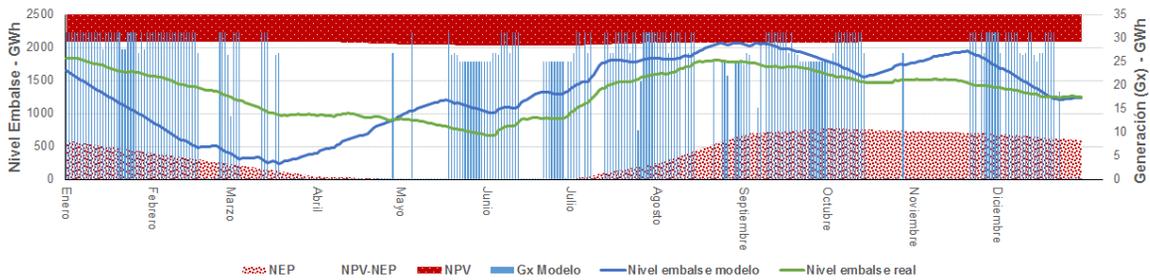
Generación vs. Precio de bolsa



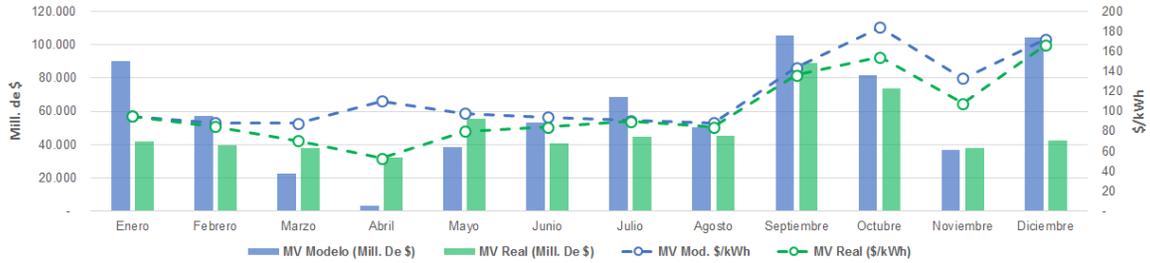
Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación

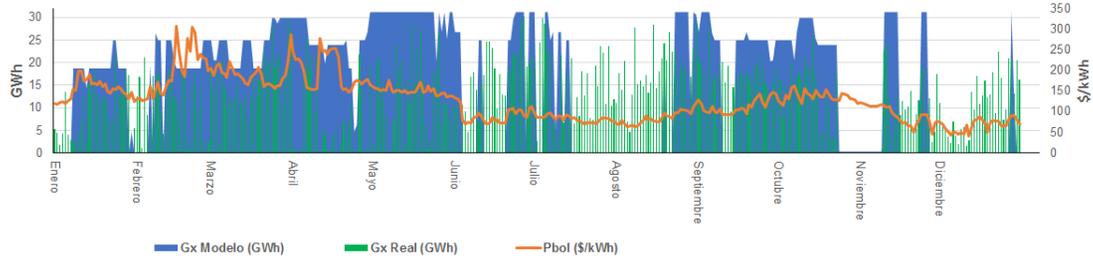


Resultados mensuales de Margen Variable

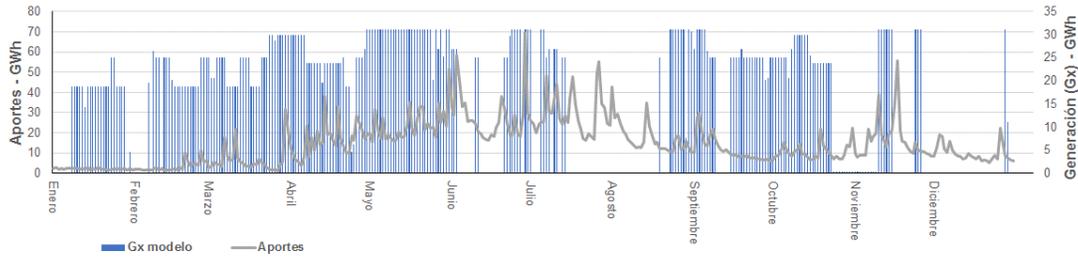


Año 2010:

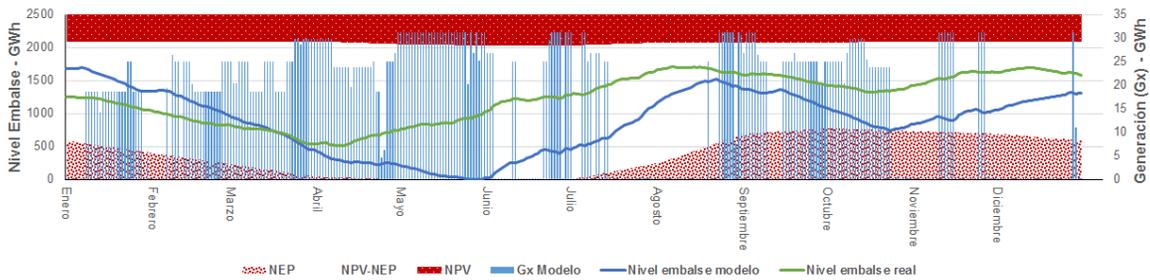
Generación vs. Precio de bolsa



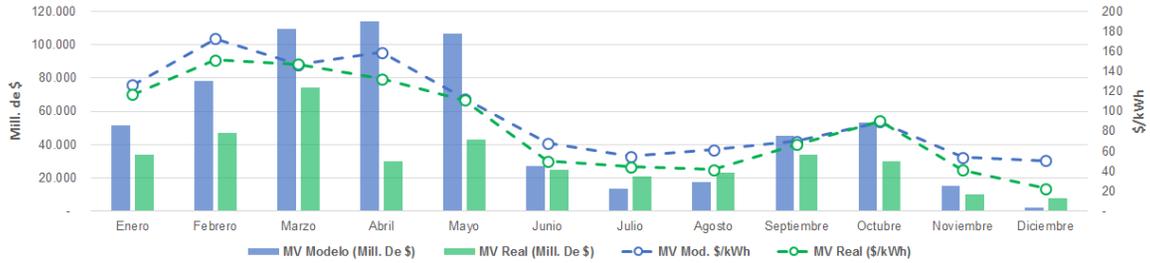
Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación

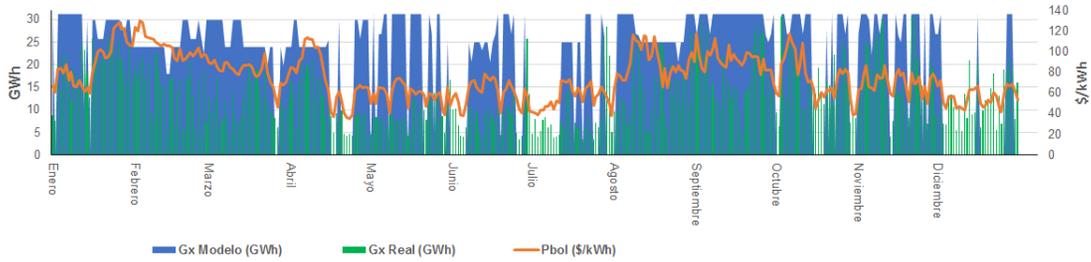


Resultados mensuales de Margen Variable

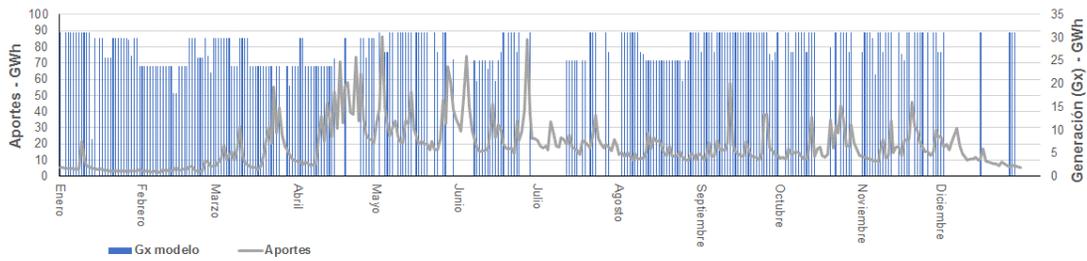


Año 2011:

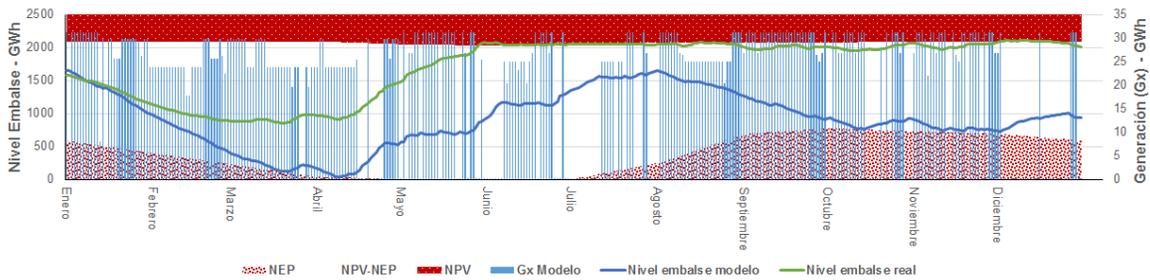
Generación vs. Precio de bolsa



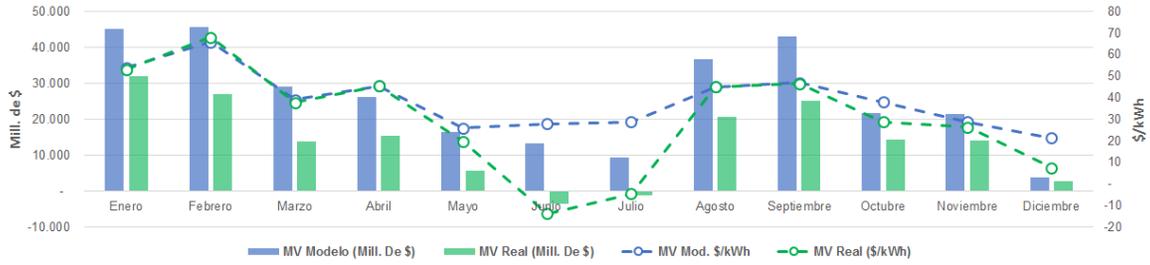
Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación

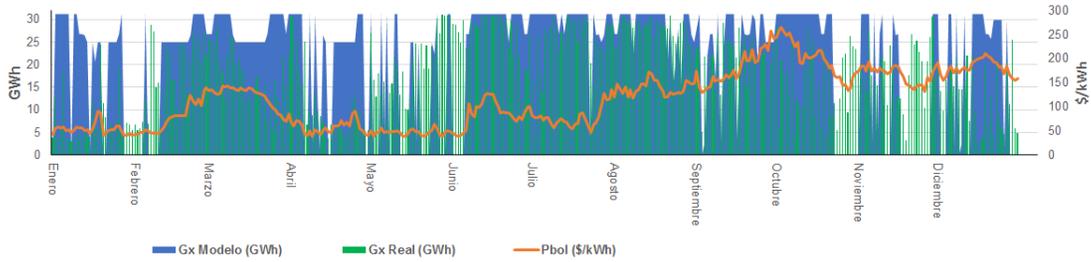


Resultados mensuales de Margen Variable

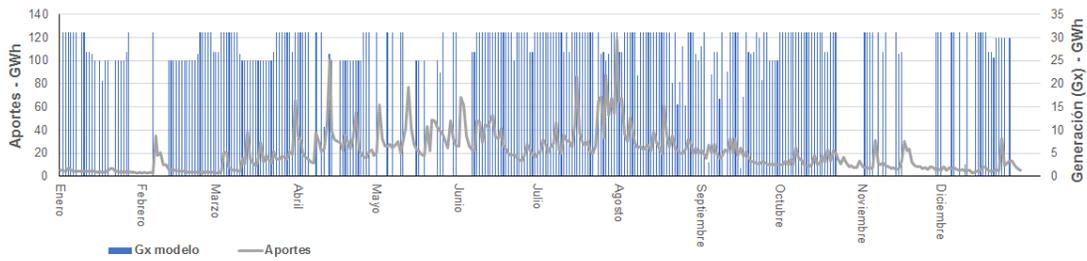


Año 2012:

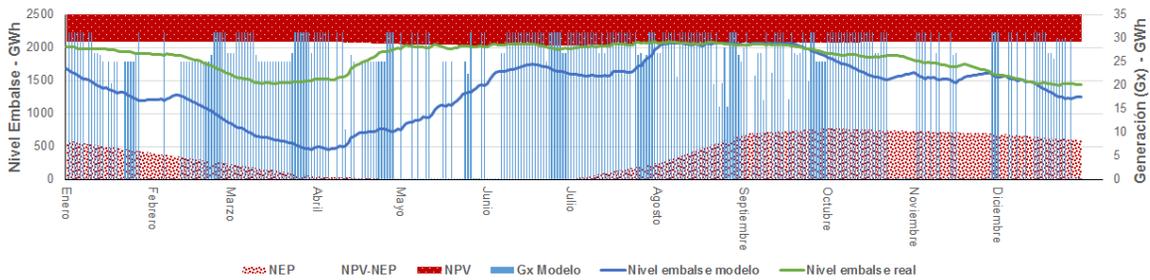
Generación vs. Precio de bolsa



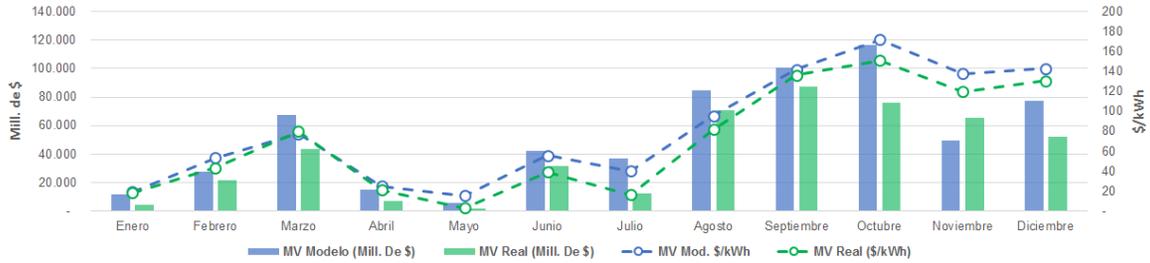
Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación

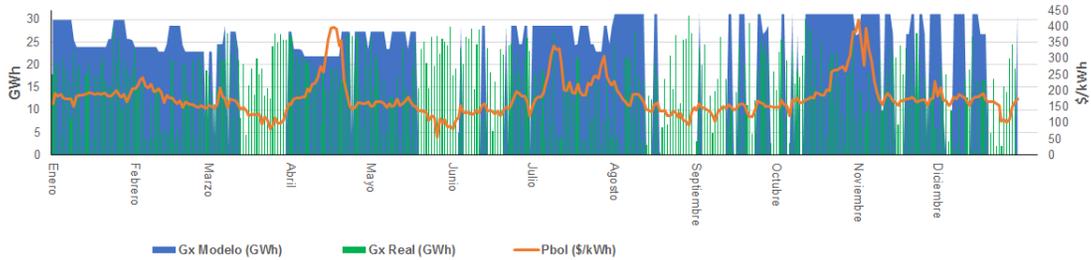


Resultados mensuales de Margen Variable

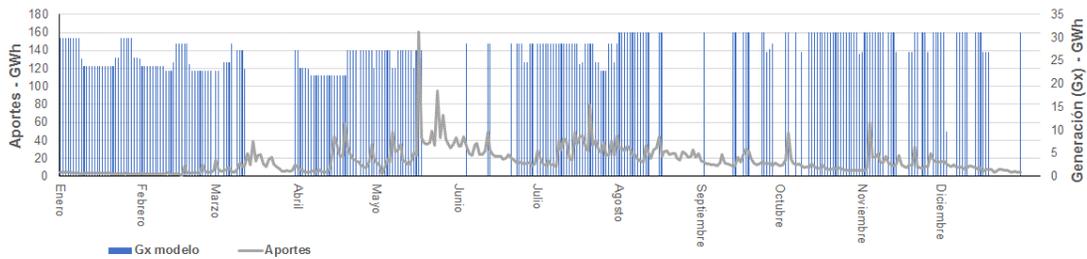


Año 2013:

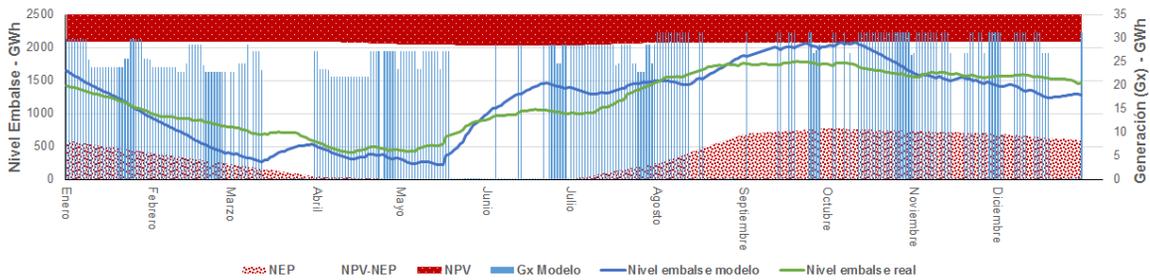
Generación vs. Precio de bolsa



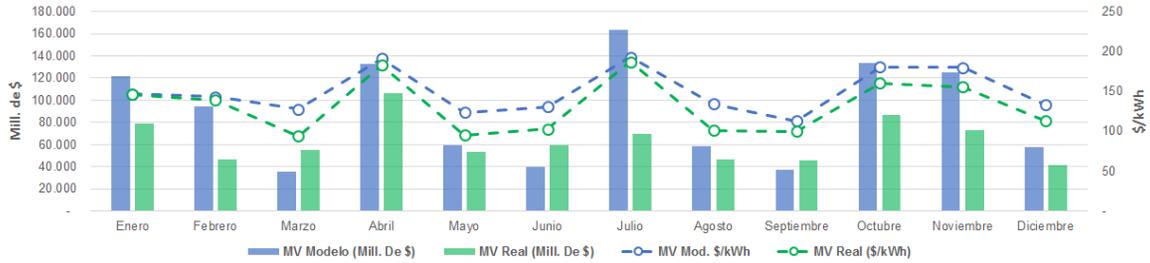
Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación

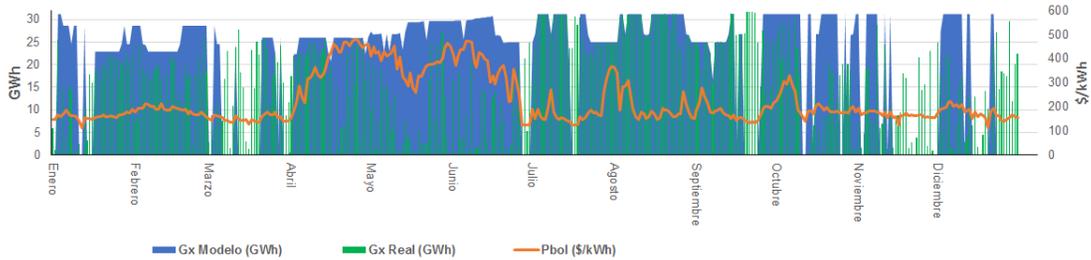


Resultados mensuales de Margen Variable

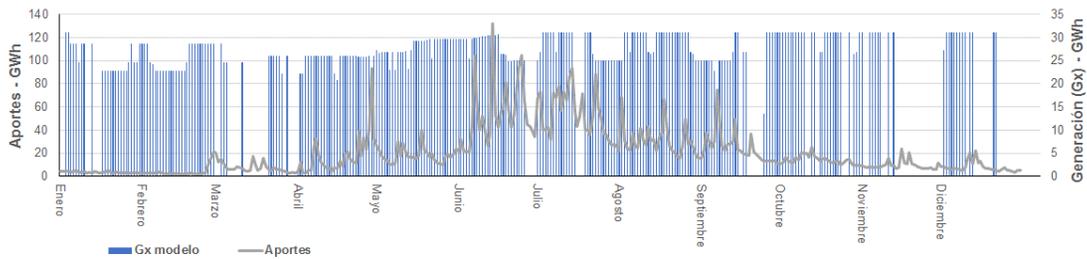


Año 2014:

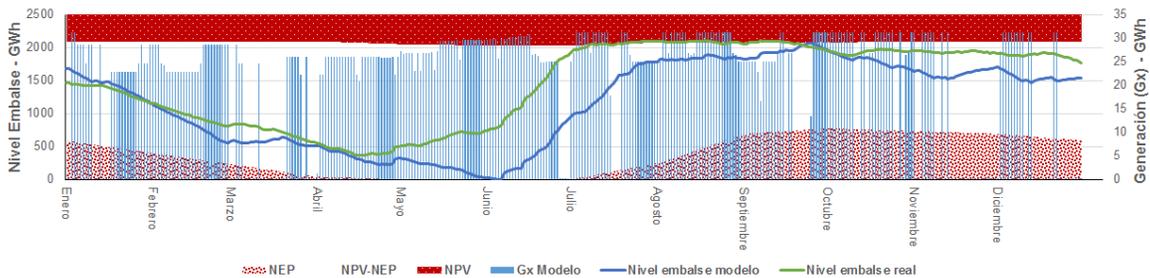
Generación vs. Precio de bolsa



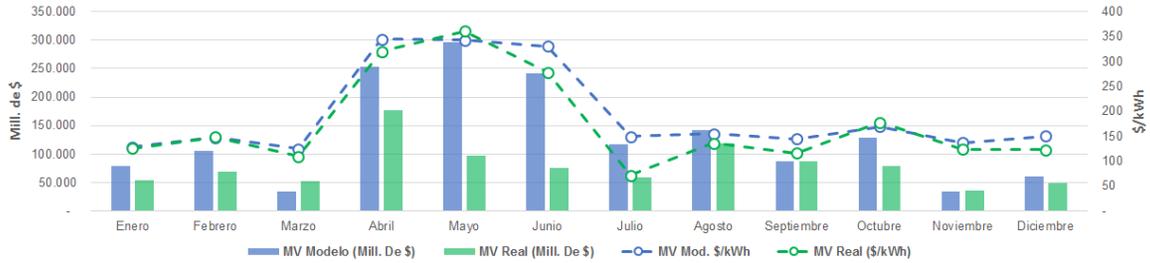
Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación

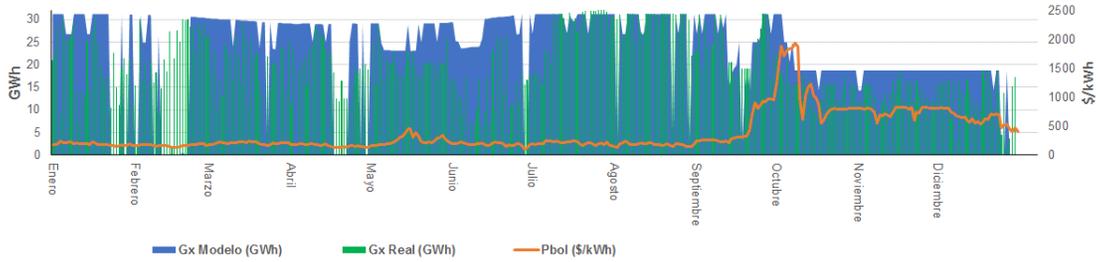


Resultados mensuales de Margen Variable

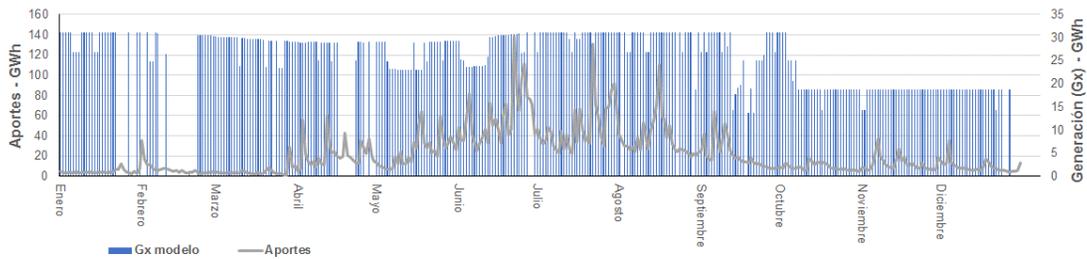


Año 2015:

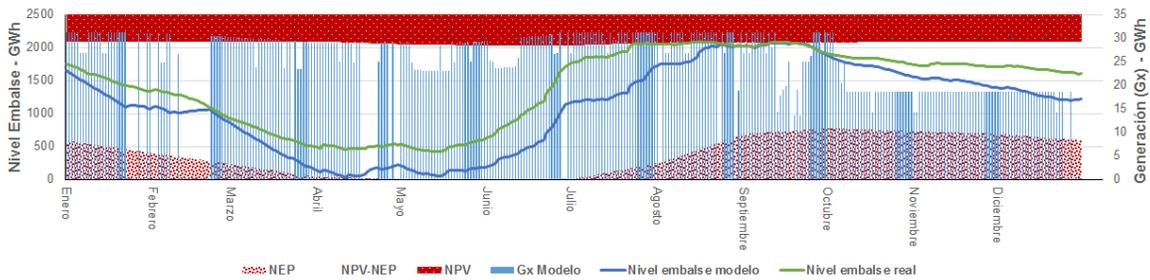
Generación vs. Precio de bolsa



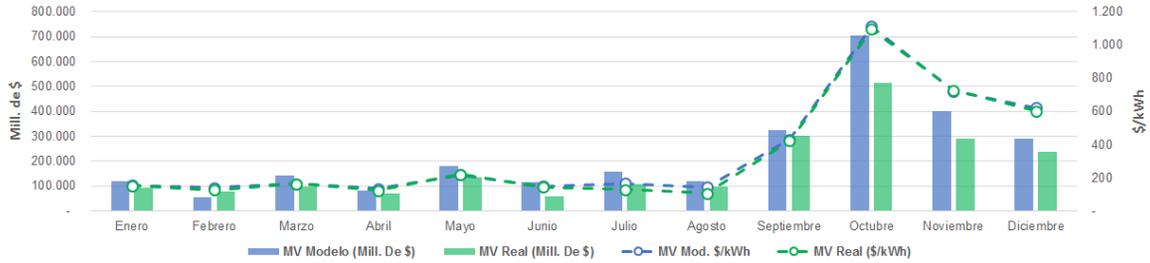
Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación

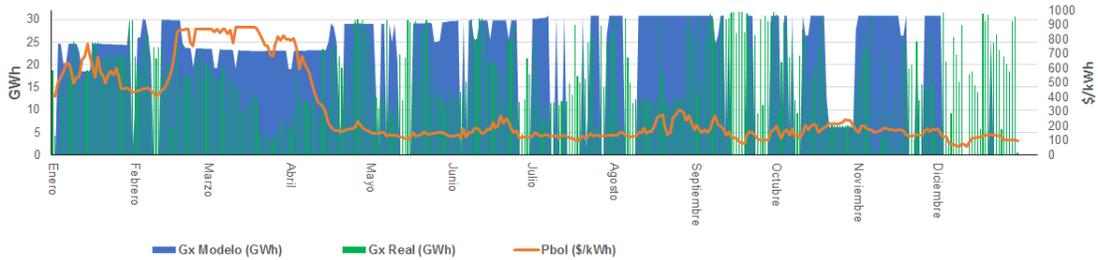


Resultados mensuales de Margen Variable

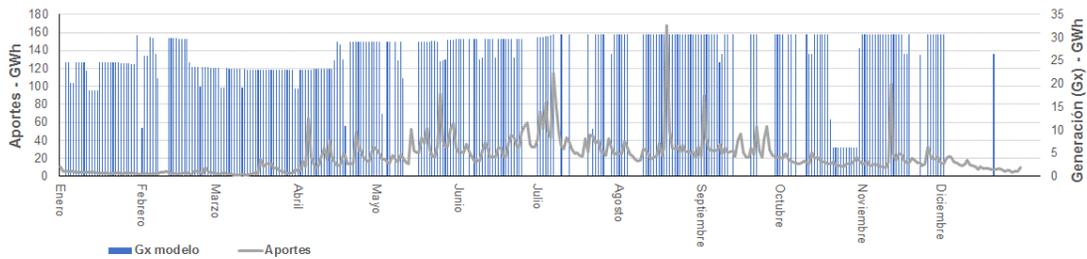


Año 2016:

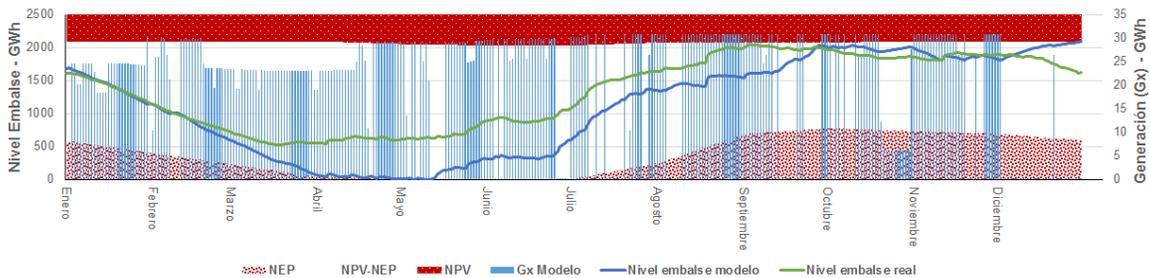
Generación vs. Precio de bolsa



Generación vs. Aportes



Evolución embalse y Generación



Resultados mensuales de Margen Variable

