

Análisis de un Sistema de Potencia Hidro-dominado con Implementación de Energías Renovables
Optimización de su Almacenamiento Eléctrico

Juan David Zambrano Guerra

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Electricista

Director

Omar José Guerra Fernández

Doctor En Ingeniería Química

Codirectores

Iván David Serna Suarez

Doctor En Ingeniería Eléctrica

Gabriel Ordoñez Plata

Doctor En Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

Principal agradecimiento a mis padres Malvi Guerra y David Zambrano y familiares cercanos que me ayudaron, apoyaron e incentivaron a llegar hasta este punto, a mi director y tío Omar José Guerra por su dedicación y seguimiento brindado a la realización de este proyecto, amigos que ofrecieron su ayuda y apoyo, Duván Andrés Guarín, Kevin Ríos Y Jorge Patiño. Nuevamente gracias a estas personas por permitirme ser quien soy y ayudarme a crecer tanto académicamente como personalmente, siempre seré agradecido con sus enseñanzas.

Agradecimientos

Agradezco a mis codirectores Iván David Serna Suarez Y Gabriel Ordoñez Plata por su apoyo y orientación, a los profesores de la escuela E3T cuya enseñanza forja el carácter del buen ingeniero electricista.

Tabla de contenido

Introducción	10
1. Objetivos.....	12
Objetivo general.....	12
Objetivos específicos	12
2. SDOM y Funcionamiento	13
2.1 SDOM	13
2.2 Modelo de Programación.....	13
2.3 Esquema de Funcionamiento y Qué realiza	14
3. Formulación Matemática de SDOM.....	17
3.1 Glosario de siglas para la formulación de SDOM	17
3.2 Formulación del modelo de optimización	17
3.3 Escenarios de demanda eléctrica del sistema.	26
3.4 Métricas de despliegue y operación de VRE y del almacenamiento de energía	26
4. Metodología	29
4.1 Recopilación de datos.....	29
4.2 Tratamiento de datos	33
5. resultados.....	36
5.1 Generación de los recursos	36
5.2 Despliegue de las tecnologías de almacenamiento	38
5.3 Capacidades de potencia de las tecnologías de almacenamiento.....	40
5.4 Estado de carga de las tecnologías de almacenamiento	42
5.5 Costos de Energía	46
5.6 Canasta energética de todas las generaciones	47
6. Conclusiones	50
Referencias.....	51

Lista de Figuras

Figura 1 Funcionamiento SDOM (Model Slide SDOM_V2)	15
Figura 2 ¿Qué hace SDOM?.....	16
Figura 3 Generación anual total de los diferentes recursos	38
Figura 4 Despliegue de las Tecnologías de Almacenamiento Eléctrico	40
Figura 5 Capacidad de potencia de las tecnologías de almacenamiento	42
Figura 6 SOC escenario 1 objetivo 70 %	43
Figura 7 SOC escenario 2 objetivo 70%	43
Figura 8 SOC escenario 1 objetivo 80%	43
Figura 9 SOC escenario 2 objetivo 80%	44
Figura 10 SOC escenario 1 objetivo 90%	45
Figura 11 SOC escenario 2 objetivo 90%	45
Figura 12 SOC escenario 1 objetivo 100%	45
Figura 13 SOC escenario 2 objetivo 100%	46
Figura 14 Porcentaje canasta Energética de las generaciones.....	49

Lista de Tablas

Tabla 1 Parámetros eólicos (Land-based wind).....	30
Tabla 2 Parámetros solares (Solar PV utility scale)	31
Tabla 3 Datos de tecnologías de almacenamiento eléctrico	32
Tabla 4 Datos de la Unidad de Balance	33

Lista de Apéndices

APÉNDICE A	53
APÉNDICE B	53

Resumen

Título: Análisis de un Sistema de Potencia Hidro-dominado con Implementación de Energías Renovables Y Optimización de su Almacenamiento Eléctrico. *

Autor: Juan David Zambrano Guerra. **

Palabras Clave: Optimización, penetración energías renovables, almacenamiento eléctrico.

Descripción: La implementación de energías renovables cada vez tiene más auge en la actualidad de los mercados eléctricos, esto conlleva en sí al estudio de las tecnologías de almacenamiento que estas requieran ya sean estacionarias, corta o larga duración, y la optimización tanto de las tecnologías como de la implementación de las nuevas plantas renovables.

En este estudio se optimizará la expansión de generación para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano con el objetivo de una mayor penetración de energías renovables, usando la herramienta de uso libre *Storage Deployment Optimization Model* (SDOM), donde se tomará como caso de estudio, uno de los peores escenarios para el sistema eléctrico como fue el fenómeno del niño del 2016, con la finalidad de que el sistema esté diseñado para un adecuado funcionamiento en sus peores situaciones de operación, por ejemplo, cuando no se tenga tanta disponibilidad de recursos hidroeléctricos. Para esto se modelarán perfiles de plantas generadoras conectadas al SIN, principalmente las hidroeléctricas, haciendo una proyección del sistema al 2050.

Finalmente se analizarán los resultados finales arrojados por el modelo a trabajar, por medio de los gráficos y esquemas que se presentarán donde se evidenciará el funcionamiento horario, los tipos de tecnología escogidos y los costos principales de operación que tendrá el SIN.

*Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.

Director: Omar José Guerra Fernández. Dr. Ingeniería Química Codirectores: Iván David Serna Suarez. Dr. Ingeniería Eléctrica. Gabriel Ordoñez Plata. Dr. Ingeniería Eléctrica.

Abstract

Title: Analysis of a Hydro-dominated Power System with Integration of Renewable Energies and Optimization of its Electrical Storage. *

Author: Juan David Zambrano Guerra. **

Key words: Optimisation, penetration of renewable energies, electric storage.

Description: The integration of renewable energies is currently booming in the electricity markets, this entails the study of the storage technologies that they require, whether stationary, short or long duration, and the optimization of both the technology mix and the integration of new renewable power plants. In this study, the generation capacity expansion will be optimized for the Colombian National Interconnected System (SIN in Spanish) with the objective of integration of high shares of renewable power sources, using the open-source Storage Deployment Optimization Model (SDOM), where one of the worst scenarios for the electricity system, such as the El Niño phenomenon of 2016, will be taken as a case study, in order for the system to be performed an adequate operation during its worst operating situations, e.g., low availability of hydropower resources. To this end, profiles of power generation plants connected to the SIN, mainly hydroelectric plants as well as potential solar photovoltaic (PV) and wind power plants, will be modeled, making a projection of the system to 2050.

Finally, the results of the model to be used will be analyzed, through the graphs and diagrams that will be used to analyze the hourly operation of the system, as well as the types of technology chosen, and the main operating costs associated with the system.

*Degree Work.

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director: Omar José Guerra Fernández. PhD Chemical Engineering. Co-directors: Iván David Serna Suarez. PhD Electrical Engineering, Gabriel Ordoñez Plata. PhD Electrical Engineering.

Introducción

La energía, en particular la electricidad, ha sido una fuerza impulsora crucial en el desarrollo de la sociedad humana y sigue desempeñando un papel insustituible en nuestro día a día. En la actualidad, la electricidad, caracterizada por su versatilidad y manejabilidad, desempeña un papel fundamental en una amplia gama de aplicaciones que abarcan desde calefacción y refrigeración hasta iluminación, el funcionamiento de electrodomésticos y vehículos eléctricos. Sin embargo, el constante y acelerado avance tecnológico ha llevado a una creciente demanda de electricidad, superando en muchos casos la capacidad de generación instalada o disponible en los sistemas eléctricos. Este fenómeno se manifiesta de manera especialmente aguda en los países en desarrollo, donde la demanda de electricidad está creciendo a un ritmo aún más acelerado. En este contexto, la planificación y el diseño de sistemas de energía se han convertido en una preocupación fundamental para garantizar el suministro de energía asequible, confiable y sostenible en el futuro.

Los sistemas de energía son intrincadas redes de dispositivos eléctricos, que incluyen sistemas de generación de energía eléctrica, transformadores y líneas de transmisión. La planificación y el diseño de estos sistemas conllevan la elección de tecnologías de generación, la determinación de la capacidad necesaria, la selección de ubicaciones estratégicas y la coordinación precisa para satisfacer la creciente demanda de electricidad a largo plazo.

Lo novedoso de este estudio es que se aborda la planeación de un sistema eléctrico considerando tecnologías de almacenamiento eléctrico de corta duración, larga duración y estacional, lo cual proporcionará una evaluación integral de la integración de energía eólica y solar PV, así como también del almacenamiento requerido para un nivel dado de integración de dichas energías renovables variables. Esto permitirá identificar posibles interacciones y sinergias dentro del sistema de potencia.

En este trabajo se evaluarán los escenarios de “negocio como de costumbre” y “políticas de mitigación de CO₂”, dichos escenarios buscan representar trayectorias del SIN frente a diferentes desafíos típicos que surgen en el diseño y la planificación de sistemas de energía eléctrica.

En la actualidad la demanda energética en Colombia, al igual que en otros países en vías de desarrollo, esta aumentado en las últimas décadas. La creciente demanda de energía ha provocado un cambio en el sector energético del país. Sin embargo, la creciente demanda de energía ha generado un aumento significativo en las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) relacionadas con el uso de la energía, lo que plantea un importante desafío para la sostenibilidad ambiental. Según el Ministerio de Ambiente Colombiano un colombiano promedio puede emitir 1,6 toneladas de CO₂ al año, tomando esta cifra sabiendo que Colombia es un territorio con ~52,2 millones de personas según el DANE, se presenta una elevada contaminación por parte de las emisiones de CO₂(Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2022) .

En términos energéticos, las cifras siguen siendo importantes, ya que el factor de emisión colombiano de dióxido de carbono por generación eléctrica para el sistema interconectado es de 164,38 gramos de CO₂ por cada kilovatio hora (XM E.S.A, 2020). Es considerable asumir e incentivar movimientos, proyectos y avances científicos que ayuden a disminuir la emisión de los gases de efecto invernadero al entorno atmosférico, es aquí donde emerge el gran impacto de las energías renovables a implementar en un sistema eléctrico y el beneficio que estas conllevarían, no solo ambiental, sino también, en la sostenibilidad y el desarrollo económico a Colombia.

Por estos y demás factores, optimizar la planeación del SIN a un horizonte de 20 a 30 años donde se priorice el objetivo de penetraciones de energías renovables, saber sus costos de operación tanto fijos como variables, tener en cuenta los tipos de tecnologías de almacenamiento a los que pueden apuntar los planes y proyectos futuros para poder minimizar costos de operaciones, tener mejores desempeños del sistema y poder tener menos aporte de efecto invernadero a la atmósfera.

1. Objetivos

Objetivo general

Analizar el despliegue de energías renovables variables y su almacenamiento multi escala para un sistema de potencia hidro dominado.

Objetivos específicos

El cumplimiento del objetivo general del trabajo de grado comprende:

- Modelado de expansión de capacidad energética para el sistema eléctrico en estudio.
- Optimizar la expansión del SIN de Colombia en términos de capacidad de generación renovable variable (eólica y solar PV) y el almacenamiento eléctrico multi escala en un horizonte de 20-30 años.

2. SDOM y Funcionamiento

En este capítulo se explicará las generalidades y el funcionamiento de la herramienta SDOM, además de los procesos que lleva a cabo, su lenguaje de programación y los fines con los que fue realizada, el procesamiento detrás de su modelado y una ejemplificación gráfica de su finalidad.

2.1 SDOM

El Modelo de Optimización para la Implementación de Almacenamiento (SDOM en inglés), es una herramienta de código abierto diseñada por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL), la cual analiza la manera más eficiente de desplegar la capacidad de potencia de almacenamiento y la capacidad energética para alcanzar un objetivo específico de RPS (portafolio renovable estandarizado). Este modelo optimiza de forma simultánea el despliegue de energía eólica, solar fotovoltaica y almacenamiento de energía, utilizando resoluciones espaciales detalladas para la energía eólica y solar fotovoltaica y considerando el despliegue del almacenamiento eléctrico en diferentes escalas (corta duración, larga duración, y estacional). Su objetivo es minimizar el costo total del sistema, considerando costos de capital y operativos, para un objetivo dado de RPS utilizando generadores convencionales, como los de ciclo combinado de gas (CC), como respaldo. Este costo total incluye costos de capital, operación y mantenimiento, así como costos de combustible para tecnologías de generación de energía y almacenamiento. Además, SDOM considera restricciones relacionadas con la capacidad y ciclado de las baterías de ion-litio, así como la capacidad de energía de cada tecnología de almacenamiento.

2.2 Modelo de Programación

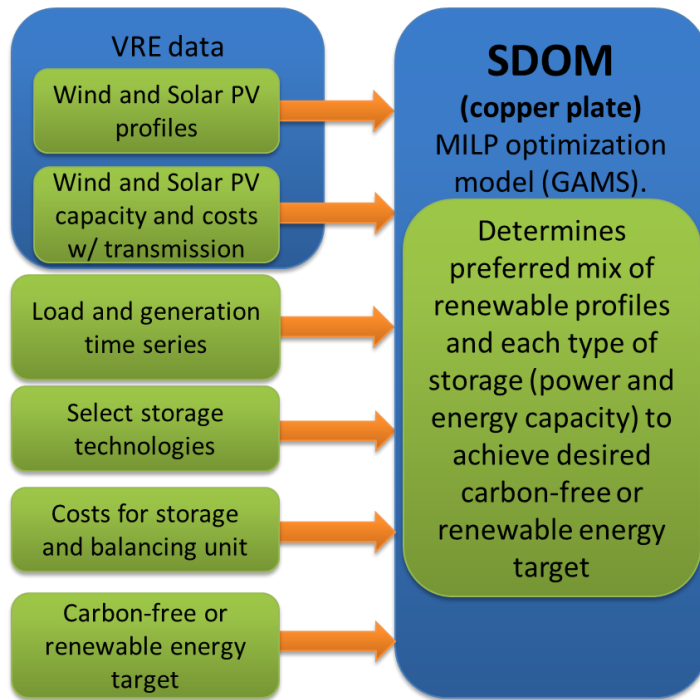
SDOM fue programado en el lenguaje de programación de GAMS (*General Algebraic Modeling System*), el cual es un sistema de modelado algebraico general utilizado para formular y resolver modelos matemáticos y de optimización. El modelo utilizado es la programación lineal de enteros mixtos (MILP), esto significa que representa un problema de optimización con una función objetivo lineal, que posee vectores columnas de constantes y otro de restricciones y límites lineales.

2.3 Esquema de Funcionamiento y Qué realiza

Para entender el funcionamiento de SDOM, es necesario saber con qué datos usa el modelo y qué procesos de optimización lleva a cabo. Las variables de entrada van a ser en formato Excel (datos separados por comas, o bien llamados archivos CSV). Para el proceso de optimización en SDOM se necesitan los datos de:

- 1) Perfiles solares y eólicos.
- 2) Capacidad y Costo de las generaciones solares y eólicas.
- 3) Series de tiempo de la demanda y la generación hidráulica, la cual es fija en el modelo.
- 4) Data (costos de capital y operación, así como desempeño operación, por ejemplo, eficiencias, *heat rate*, etc.) de las tecnologías de almacenamiento y la unidad de balance (BU) o Ciclo Combinado.
- 5) Objetivo de penetración renovable (valores de 0-100% de la canasta energética anual)

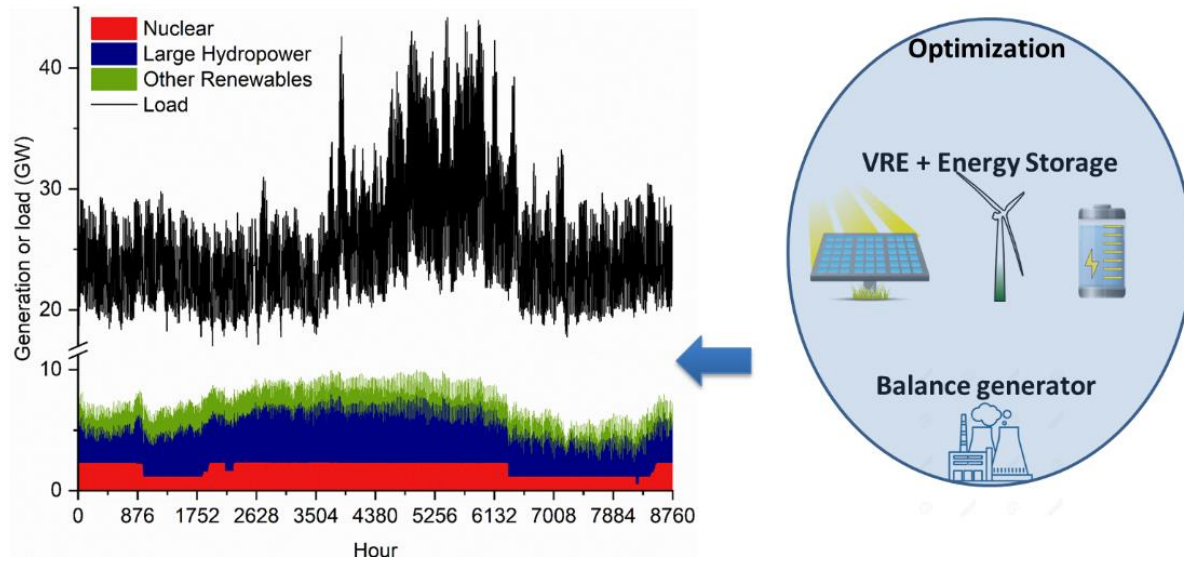
Con estos datos, la función de SDOM es determinar la combinación óptima de energía solar PV, eólica y almacenamiento eléctrico, minimizando costos de las energías renovables con cada una de sus tecnologías de almacenamiento, entregando tanto la capacidad de energía como su potencia, con el fin de alcanzar el objetivo de penetración dado como entrada. En la *figura 1* se muestra de manera esquemática la funcionalidad de SDOM (Guerra & Eichman, 2019), incluyendo los datos de entrada y salida del modelo.

Figura 1*Funcionamiento SDOM (Model Slide SDOM_V2)*

Una vez visualizado el funcionamiento, se analiza la función principal de SDOM y qué se realiza en sí; básicamente la herramienta usa los perfiles solares, eólicos, hidroeléctricos, nucleares (no aplicable al caso colombiano) y de otras renovables, además del nivel requerido de integración de renovables, por ejemplo, un 80% para optimizar el despliegue de las plantas de generación solar PV, eólicas, y el almacenamiento eléctrico de corta duración (menor o igual a 10 horas de descarga a potencia máxima), larga duración (entre 10 y 100 horas de descarga a potencia máxima), y estacionario (mayor a 100 horas de descarga a potencia máxima). Si el nivel de integración de renovables es inferior al 100%, la unidad de balance para el sistema también es optimizada en términos de capacidad instalada y despacho horario. Esto se realiza de tal forma que la demanda total del sistema sea suplida al 100%. En la Figura 2 se muestra el uso de SDOM para lograr un determinado nivel de penetración de energías renovables (Guerra & Eichman, 2019).

Figura 2

¿Qué hace SDOM?



En el *Apéndice A* se encontrarán los documentos de descarga de SDOM con un caso ejemplo y los archivos necesarios para el caso ejemplo, además de un enlace directo al GitHub publicado directamente por los desarrolladores.

3. Formulación Matemática de SDOM

En este capítulo se describirá la formulación matemática que posee SDOM, para la optimización del sistema de potencia, así como los parámetros, variables y ecuaciones involucradas en su desarrollo del modelo de optimización. La formulación matemática se extrajo del artículo “*Optimal energy storage portfolio for high and ultrahigh carbon-free and renewable power systems*” Guerra et al. (2021).

3.1 Glosario de siglas para la formulación de SDOM

- VRE: Energía renovable variable.
- CRF: Costo de una planta por un año, factor de recuperación de capital.
- FO&M: Operación y mantenimiento fijos.
- VO&M: Operación y mantenimiento variable.
- SOC: Estado de carga, capacidad instantánea.
- PHS: Sistema por bombeo de agua.
- Li-Ion: Baterías de Ion de Litio.
- CAES: Almacenamiento aire comprimido.

3.2 Formulación del modelo de optimización

Para empezar, se explica las connotaciones, índices y siglas que están presentes en las ecuaciones de SDOM; para agrupar las variables se usan conjuntos a partir de subíndices, se usa el índice h para referirse a las horas del periodo de análisis, presentada por el conjunto H ($h \in H$), comúnmente $H = \{1, 2, 3 \dots 8760\}$. Para las tecnologías de almacenamiento se usa el conjunto J con los índices (j , e.g, $j \in J$), se usa el índice K para el conjunto de las tecnologías solares fotovoltaicas (índices como k , i.e, $k \in K$), y el índice W para las tecnologías de generación eólica (índices como w , i.e, $w \in W$).

En la ecuación (1) del Costo Total del sistema (TSC) o función objetivo, se busca minimizar el costo total anual del sistema eléctrico, la función objetivo está conformada por los siguientes elementos: costos de capitales $SolarCapex_k$ y $WindCapex_w$ para las energías solares fotovoltaicas y eólicas, costos de las inversiones en la transmisión eléctrica $SolarTcost_k$ y $WindTcost_w$ para las

energías solares fotovoltaicas y eólicas. Los costos de FO&M son representados como $SolarFOM_k$ y $WindFOM_w$ para la energía solar fotovoltaica y eólica respectivamente. Los costos de inversiones para las plantas VRE se anualizan y se representan por un factor de recuperación o restablecimiento de capital; CRF_{solar} para el factor solar y CRF_{eolico} para el factor eólico, además que cada planta de las VRE tiene capacidades máximas de instalación y están denotadas por $CapSolar_k$ y $CapWind_w$ para solar fotovoltaica y eólica respectivamente, luego está una variable continua positiva entre 0 y 1 que es usada para decidir qué capacidad máxima será instalada, dados por $Ysolar_k$ y $Ywind_w$.

En la función objetivo también se tienen en cuenta parámetros similares para las diferentes tecnologías de almacenamiento, tales como: costo de capital de la capacidad de potencia y energética, costos FO&M y VO&M dados por $PSCapex_j$, $ESCapex_j$, FOM_j y VOM_j , respectivamente. Se usan variables continuas positivas para la capacidad de potencia de carga instalada y la capacidad de potencia de descarga instalada ($CapPC_j$ y $CapPD_j$), debido a que algunas tecnologías de almacenamiento permiten desacoplar la capacidad de carga y descarga.

Se usa el factor CR_j para relacionar los costos de la capacidad de potencia de carga y costos totales relacionados con la energía, por ejemplo, se usa un $CR_j = 0,5$ para las tecnologías que no permiten variar o desacoplar la potencia de descarga y carga.

El costo de capital para las tecnologías de almacenamiento se anualiza en función del factor de recuperación de capital correspondiente $CRF_{ST,j}$, similar a los costos de plantas solares y eólicas. En cuanto a la capacidad energética, SDOM también optimiza la capacidad de almacenamiento de energía para cada tecnología de almacenamiento, dado como $CapES_j$. Los costos totales de VO&M se expresan en función de la potencia de descarga horaria para cada tipo de almacenamiento dado como $PD_{h,j}$. Finalmente, los siguientes componentes de costo para la unidad de balance (BU), es decir, el ciclo combinado de gas, se incluyen en la función objetivo: costo de capital $BUCapex$, costo

de combustible, costo de FO&M $FOMbu$ y costo de VO&M $VOMbu$. El costo total del combustible se calcula en función del precio del combustible $FuelPrice$, la tasa de calor (*Heat Rate*), $HRbu$ y la generación de energía por hora de la unidad de balance como $GenBU_h$. El costo de inversión asociado con la unidad de balance se anualiza utilizando el factor de recuperación de capital correspondiente $CRFbu$. Además, los costos de capital y FO&M se calculan en función de la capacidad de energía instalada de la unidad de balance $CapBU$.

$$\begin{aligned}
 TSC = & \sum_{k \in K} (CRF_{Solar} \cdot (SolarCapex_k + SolarTcost_k) + SolarFOM_k) \cdot CapSolar_k \\
 & \cdot Ysolar_k \\
 & + \sum_{w \in W} (CRF_{eolico} \cdot (WindCapex_w + WindTcost_w) + WindFOM_w) \\
 & \cdot CapWind_w \cdot Ywind_w \\
 & + \sum_{j \in J} CRF_{ST_j} \cdot (CR_j \cdot PSCapex_j \cdot CapPC_j + (1 - CR_j) \cdot PSCapex_j \\
 & \cdot CapPD_j + ESCapex_j \cdot CapES_j) \\
 & + \sum_{j \in J} CR_j \cdot FOM_j \cdot CapPC_j + \sum_{j \in J} (1 - CR_j) \cdot FOM_j \cdot CapPD_j \\
 & + \sum_{j \in J} VOM_j \cdot \sum_{h \in H} PD_{h,j} + (CRFbu \cdot BUCapex + FOMbu) \cdot CapBU \\
 & + (FuelPrice \cdot HRbu + VOMbu) \cdot \sum_{h \in H} GenBU_h
 \end{aligned} \tag{1}$$

El factor de recuperación de capital para plantas de generación solar fotovoltaica (PV), eólica, almacenamiento de energía y la unidad de balance (BU) o CC se muestran en las ecuaciones (2) a la (5), respectivamente. La tasa de descuento está representada por el escalar r (6,0%). Los escalares τ_s y τ_w denotan la vida útil en años, de la energía solar fotovoltaica y las plantas de energía eólica, 30 años para cada una respectivamente. Además, el parámetro τ_j denota la vida útil de la tecnología de almacenamiento j . Por último, el τ_{bu} escalar representa la vida útil de la unidad de balance (BU), de 30 años.

$$CRFs = \frac{r \cdot (1 + r)^{\tau_s}}{(1 + r)^{\tau_s} - 1} \quad (2)$$

$$CRFw = \frac{r \cdot (1 + r)^{\tau_w}}{(1 + r)^{\tau_w} - 1} \quad (3)$$

$$CRFst_j = \frac{r \cdot (1 + r)^{\tau_j}}{(1 + r)^{\tau_j} - 1} \quad \forall j \in J \quad (4)$$

$$CRFbu = \frac{r \cdot (1 + r)^{\tau_{bu}}}{(1 + r)^{\tau_{bu}} - 1} \quad (5)$$

La restricción del balance entre la generación y la demanda de energía para el sistema se expresa en ecuación (6). El parámetro $Load_h$ representa la carga horaria total del sistema de potencia en estudio. La variable continua positiva $PC_{j,h}$ denota la potencia de carga por hora para las tecnologías de almacenamiento. Los parámetros $Nuclear_h$, $Hydro_h$ y $OtherRen_h$ denotan las series temporales para la generación de energía a partir de las centrales nucleares existentes, hidroeléctrica y otras energías renovables (por ejemplo, biomasa y geotermia), respectivamente. El $\alpha_{nuclear}$ es un

escalar que se utiliza para activar la generación nuclear para los objetivos de energía libre de carbono ($\alpha_{nuclear} = 1$), o desactivar la generación nuclear para los objetivos de energía renovable ($\alpha_{nuclear} = 0$). De manera similar, las variables continuas positivas $Gensolar_h$ y $GenWind_h$ representan la generación de energía por hora (utilizado por la red) de nuevas plantas de energía solar fotovoltaica y eólica, respectivamente. Básicamente el balance de potencias del sistema tiene en cuenta las plantas activas y no activas del sistema dependiendo del objetivo en energías renovables, además de las capacidades de carga y descarga de las tecnologías de almacenamiento. Por ejemplo, para un objetivo de integración del 100% de energía renovable, la capacidad de la unidad de balance debe ser 0 y el parámetro de activación de la serie temporal de generación nuclear debe ser cero ($\alpha_{nuclear} = 0$) también.

$$Load_h + \sum_{j \in J} PC_{j,h} - \alpha_{nuclear} \cdot Nuclear_h - Hydro_h - OtherRen_h - Gensolar_h - GenWind_h - \sum_{j \in J} PD_{j,h} - GenBU_h = 0 \quad (6)$$

La generación horaria de la unidad de balance depende del objetivo de integración de energías renovables y de la generación horaria de las plantas solares, eólicas y la operación de las plantas de almacenamiento, como se refleja en la ecuación (7). Además, la restricción de generación de energía para las instalaciones solares fotovoltaicas y eólicas se describe en las ecuaciones (8) y (9), respectivamente. El vertimiento (energía no usada por la red eléctrica) horario de la energía solar y la energía eólica están representadas por las variables continuas positivas $CurtSolar_h$ y $CurtWind_h$, respectivamente. Además, el factor de capacidad por hora para las instalaciones solares fotovoltaicas y eólicas está representado por los parámetros $CFSolar_{k,h}$ y $CFWind_{w,h}$, respectivamente. La capacidad de potencia requerida para la unidad de balance de ciclo combinado está definida en la

ecuación (10), Siempre la generación de la unidad BU debe ser menor a su capacidad.

$$\sum_{h \in H} GenBU_h = (1 - GenMixTarget) * \sum_{h \in H} (Load_h + \sum_{j \in J} (PC_{j,h} - PD_{j,h})) \quad (7)$$

$$GenSolar_h + CurtSolar_h = \sum_{k \in K} CFSolar_{k,h} * CapSolar_k * YSolar_k \quad (8)$$

$$GenWind_h + CurtWind_h = \sum_{w \in W} CFWind_{w,h} * CapWind_w * YWind_w \quad \forall h \in H \quad (9)$$

$$GenBU_h \leq CapBu \quad \forall h \in H \quad (10)$$

La capacidad de potencia de carga y descarga instalada para las tecnologías de almacenamiento está limitada por la capacidad máxima de potencia definida como $PSmax_j$, tal como se define en las ecuaciones (11) y (12), respectivamente; sin embargo, estas capacidades de energía deben ser las mismas para las tecnologías de almacenamiento que no permiten desacoplar la capacidad de carga y descarga, mostrado en la ecuación (13), este conjunto de tecnologías están denotados por $ND = \{li - ion, PHS\}$. Los parámetros $PSmax_j$ representan limites prácticos para el despliegue de una determinada tecnología de almacenamiento y son usados para dar límites o fronteras practicas al modelo de optimización.

$$CapPC_j \leq PSmax_j \quad \forall j \in J \quad (11)$$

$$CapPD_j \leq PSmax_j \quad \forall j \in J \quad (12)$$

$$CapPC_j = CapPD_j \forall j \in ND \quad (13)$$

Por otro lado, la capacidad de energía instalada para cada tecnología de almacenamiento está limitada por la duración de descarga mínima y máxima expresadas como $DSmin_j$ y $DSmax_j$, tal como se define en las ecuaciones (14) y (15), respectivamente. La duración mínima de descarga se define en función de la resolución temporal utilizada por SDOM, *i. e.*, 1 hora, mientras que la duración máxima de descarga podría definirse en función de especificaciones técnicas o límites prácticos, 12 horas para baterías de iones de litio (corta duración) o el potencial estimado para una tecnología específica y un territorio de sistema de energía, particularmente para CAES, PHS y almacenamiento de hidrógeno. Se realizan los siguientes planteamientos respecto a la eficiencia de las tecnologías de almacenamiento: (i) la tasa de autodescarga es despreciable, (ii) las eficiencias de carga y descarga son iguales; por lo tanto $\sqrt{n_j} = n_j^{descarga} = n_j^{carga}$, donde el parámetro n_j representa la eficiencia de ida y vuelta para la tecnología de almacenamiento j . Además, la potencia de carga y descarga por hora debe ser menor que la capacidad instalada de potencia correspondiente, como lo expresan las ecuaciones (16) y (17).

En cuanto al funcionamiento de las tecnologías de almacenamiento, en SDOM se asume que los dispositivos de almacenamiento no pueden cargarse y descargarse simultáneamente, tal como lo expresan las ecuaciones (18) y (19). La variable binaria $YS_{j,h}$ se utiliza para definir el modo de funcionamiento de los dispositivos de almacenamiento, es decir, $YS_{j,h} = 1$ para carga y $YS_{j,h} = 0$ para descarga. No obstante, en la operación de dispositivos de almacenamiento basada en el mercado, la carga y descarga simultáneas podría ser beneficiosa durante períodos de tiempo con precios negativos. El balance de energía para el estado de carga (SOC en inglés) de las unidades de almacenamiento está expresada como $SOC_{j,h}$ planteado por la ecuación (20), mientras que la ecuación (21) se utiliza para optimizar el SOC inicial de las unidades de almacenamiento. La

ecuación (21) se usa para configurar adecuadamente el SOC inicial, el cual es particularmente importante para los dispositivos de almacenamiento estacional. El SOC del almacenamiento debe ser menor que la capacidad energética de los dispositivos de almacenamiento, como lo expresa la ecuación (22).

$$CapES_j \geq DSmin_j \cdot \frac{CapPD_j}{\sqrt{n_j}} \quad \forall j \in J \quad (14)$$

$$CapES_j \leq DSmax_j \cdot \frac{CapPD_j}{\sqrt{n_j}} \quad \forall j \in J \quad (15)$$

$$PC_{j,h} \leq CapPC_j \quad \forall j \in J, h \in H \quad (16)$$

$$PD_{j,h} \leq CapPD_j \quad \forall j \in J, h \in H \quad (17)$$

$$PC_{j,h} \leq PSmax_j YS_{j,h} \quad \forall j \in J, h \in H \quad (18)$$

$$PD_{j,h} \leq PSmax_j (1 - YS_{j,h}) \quad \forall j \in J, h \in H \quad (19)$$

$$SOC_{j,h} = SOC_{j,h-1} + \sqrt{n_j} \cdot PC_{j,h} - \frac{PD_{j,h}}{\sqrt{n_j}} \quad \forall j \in J, h \in H, h > 1 \quad (20)$$

$$SOC_{j,h=1} = SOC_{j,h=|H|} + \sqrt{n_j} \cdot PC_{j,h=1} - \frac{PD_{j,h=1}}{\sqrt{n_j}} \quad (21)$$

$$SOC_{j,h} \leq CapES_j \quad \forall j \in J, h \in H \quad (22)$$

En la ecuación (23) se busca que el desgaste periódico anual de las tecnologías de almacenamiento sean adecuadas para la operación a largo plazo, ya que las tecnologías como Ion-Litio presentan desgastes a medida que realizan los ciclos de descargas y cargas, esto se realiza mediante una restricción en el número de ciclos por años, basados en la vida útil expresada en números de ciclos de la tecnología, expresado como $MaxCycles_{SD}$ y el tiempo de vida respectivo, τ_{SD} . Por último, se muestra el dominio para las diferentes variables usadas para la formulación de SDOM, por ejemplo, de la ecuación (24) a la ecuación (29).

$$\sum_{h \in H} PD_{SD,h} \leq \frac{MaxCycles_{SD}}{\tau_{SD}} \cdot CapES_{SD} \quad (23)$$

$$GenSolar_h \subseteq \mathbb{R}_{\geq 0}, CurtSolar_h \subseteq \mathbb{R}_{\geq 0}, GenWind_h \subseteq \mathbb{R}_{\geq 0}, CurtWind_h \subseteq \mathbb{R}_{\geq 0}, \quad (24)$$

$$GenBU_h \subseteq \mathbb{R}_{\geq 0} \quad \forall h \in H$$

$$YSolar_k \in [0,1] \subseteq \mathbb{R}_{\geq 0} \quad \forall k \in K \quad (25)$$

$$Ywid_w \in [0,1] \subseteq \mathbb{R}_{\geq 0} \quad \forall w \in W \quad (26)$$

$$CapBU \subseteq \mathbb{R}_{\geq 0} \quad (27)$$

$$CapPC_j \subseteq \mathbb{R}_{\geq 0}, CapPD_j \subseteq \mathbb{R}_{\geq 0}, CapES_j \subseteq \mathbb{R}_{\geq 0} \quad \forall j \in J \quad (28)$$

$$PC_{j,h} \subseteq \mathbb{R}_{\geq 0}, PD_{j,h} \subseteq \mathbb{R}_{\geq 0}, SOC_{j,h} \subseteq \mathbb{R}_{\geq 0}, YS_{j,h} \in [0,1] \quad \forall h \in H, j \in J \quad (29)$$

3.3 Escenarios de demanda eléctrica del sistema.

Para cada escenario, se usa la carga o demanda del sistema del año en estudio en este caso 2023 expresada como $2023TLoad_h$, se usa la carga proyectada para el horizonte de 2050 como $2050TLoad$. Finalmente, la ecuación (30) es usada para proyectar la carga horaria para el año objetivo (2050), como $Load_h$.

$$Load_h = \frac{2050TLoad}{\sum_{h \in H} 2023TLoad_h} * 2023Tload_h \quad \forall h \in H \quad (30)$$

3.4 Métricas de despliegue y operación de VRE y del almacenamiento de energía

Para analizar los resultados de SDOM, se definieron algunas métricas para el despliegue óptimo de la capacidad de generación de VRE y del almacenamiento eléctrico. Primero, el aporte de VRE, se expresa como $VREshare$ y se calcula utilizando la ecuación (31), y el vertimiento de VRE mostrado como $VREcurtailment$ se evalúa mediante la ecuación (32). Finalmente, la capacidad de generación de VRE instalada como $VREcapacity$, se calcula utilizando la ecuación (33).

$$VREshare = 100 * \sum_{h \in H} \left(\frac{GenSolar_h + GenWind_h}{Load_h + \sum_{j \in J} (PC_{j,h} - PD_{j,h})} \right) \quad (31)$$

$$VREcurtailment = 100 * \sum_{h \in H} \frac{CurtSolar_h + CurtWind_h}{GenSolar_h + CurtSolar_h + GenWind_h + CurtWind_h} \quad (32)$$

$$VREcapacity = \sum_{k \in K} CapSolar_k \cdot YSolar_k + \sum_{w \in W} CapWind_w \cdot YWind_w \quad (33)$$

La duración óptima de la descarga del almacenamiento para cada tecnología se calcula en la ecuación (34) expresada como $Sduration_j$. El SOC normalizado se muestra como $nSOC_{j,h}$, para tecnologías de almacenamiento y se calcula utilizando la ecuación (35). Además, se calculan; la capacidad total de energía de almacenamiento representada como $STPcapacity$ y la capacidad total de energía de almacenamiento $STEcapacity$ descritas en las ecuaciones (36) y (37), respectivamente. Finalmente, la carga residual promedio denotada como $AVRload$ se calcula usando la ecuación (38) y se basa en el número total de horas consideradas en la ventana de optimización $|H|$.

$$Sduration_j = \frac{\sqrt{n_j} CapES_j}{CapPD_j} \quad \forall j \in J \quad (34)$$

$$nSOC_{j,h} = \frac{SOC_{j,h}}{CapES_j} \quad \forall h \in H, j \in J \quad (35)$$

$$STPcapacity = \frac{1}{2} \sum_{j \in J} (CapPC_j + CapPD_j) \quad (36)$$

$$STEcapacity = \sum_{j \in J} CapES_j \quad (37)$$

$$AVRload = \frac{\sum_{h \in H} Load_h - \alpha_{nuclear} \cdot Nuclear_h - Hydro_h - OtherRen_h}{|H|} \quad (38)$$

El número de ciclos de almacenamiento se estima utilizando los ciclos equivalentes, que representan la suma de las potencias de carga de almacenamiento para una tecnología específica con respecto a la capacidad total de almacenamiento de energía de esta misma tecnología. Los ciclos de descarga equivalentes se calculan utilizando la ecuación (39).

$$\text{Equivalent discharge cycles} = \frac{\sum_{h \in H} PD_{j,h}}{CapES_j} \quad \forall j \in J \quad (39)$$

El costo promedio total del suministro de electricidad o costo de energía se muestra como *Energycost* y se calcula utilizando la ecuación (40), estos costos se expresan en dólares.

$$\text{Energycost} = \frac{TSC}{\sum_{h \in H} (Load_h - \alpha_{nuclear} \cdot Nuclear_h - Hydro_h - OtherRen_h)} \quad (40)$$

4. Metodología

A continuación, se explicará qué datos se tuvieron en cuenta, la respectiva integración en SDOM y el asociado procesamiento.

4.1 Recopilación de datos

Como se había mencionado en el capítulo 1.3, SDOM requiere de 5 tipos de entradas de análisis para la optimización del sistema;

1. Perfiles solares y eólicos: Para los datos de los perfiles tanto solares como eólicos se usó los atlas de radiación solar de Colombia realizados por la Unidad De Planeación Minero Energética & Instituto De Hidrología (2005) y el Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia igualmente realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética & Instituto de Hidrología (2006), con los atlas se pudo analizar y estudiar las posibles zonas donde el potencial de generación de estos recursos renovables sean mayores, para así poder escoger los posibles lugares o sitios para la instalación de las plantas eólicas y solares. Además de los atlas realizados por la UPME, se utilizaron como referencia los proyectos tanto solares como eólicos tenidos en cuenta por el gobierno Colombiano, ya sea en el presente o a futuro, publicados por Arenales (2023) y Salazar (2024) en la revista “La República”. De igual manera, con la información suministrada por la investigación “Cartografía de los proyectos de energía solar en Colombia” de Espitia (2023), se logró obtener lugares claves para los proyectos solares a utilizar para generar los respectivos perfiles o series temporales. Con la información obtenida sobre los posibles puntos de proyectos y zonas potenciales obtenidas de los atlas, se procede a crear los perfiles de generación de estas tecnologías, con la ayuda de la herramienta NSRDB (National Solar Radiation Database, 2024) se determina el potencial en (kW) de los sitios potenciales para posibles parques solares y eólicos. Finalmente se generan los perfiles tanto eólicos como solares fotovoltaicos con la ayuda de

“RenewableNinja” (Pfenninger & Staffell, 2024). Esta herramienta permite generar archivo CSV con el registro de la potencia horaria durante un año seleccionado, en el caso de este estudio, escogemos el año 2016, para analizar uno de los peores escenarios que ha pasado el sistema eléctrico colombiano, debido al fenómeno del niño y su gran impacto en las fuentes hídricas del territorio nacional.

Se seleccionaron 30 perfiles solares en total y 13 perfiles eólicos escogidos de tal manera que tengan una homogénea distribución a lo largo de las 5 regiones del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

- 2. Capacidad y Costo de las generaciones eólicas y solares fotovoltaicas: Los costos de operación de las generaciones en cuestión, se obtuvieron del estudio de NREL sobre los costos de dichas tecnologías reportados en la Anual Technology Baseline, donde se usaron los costos del CAPEX, VO&M y FO&M del año 2050 para las tecnologías predeterminadas, con duración de 30 años. En el caso de las energías eólicas se usó el “Land-Base Wind” (National Renewable Energy Laboratory, 2023), mostradas en la *tabla 1*.

Tabla 1

Parámetros eólicos (Land-based wind)

	Land-based wind Class 4
Capex-Reference (US\$ kW ⁻¹)	1009.7
Capex-Minimum (US\$ kW ⁻¹)	659.2
Capex-Maximum (US\$ kW ⁻¹)	1217.9
FO&M-Reference (US\$ kW·yr ⁻¹)	34.1
FO&M-Minimum (US\$ kW·yr ⁻¹)	24.8
FO&M-Maximum (US\$ kW·yr ⁻¹)	42.3

Para las solares fotovoltaica del “Utility-Scale solar PV” (National Renewable Energy Laboratory, 2023b), y son mostradas en la *tabla 2*.

Tabla 2*Parámetros solares (Solar PV utility scale)*

VRE techno-economic assumption (2050 projections) ¹	VRE technology Solar PV (utility scale)
Capex-Reference (US\$ kW ⁻¹)	708.5
Capex-Minimum (US\$ kW ⁻¹)	533.2
Capex-Maximum (US\$ kW ⁻¹)	861.6
FO&M-Reference (US\$ kW-yr ⁻¹)	8.3
FO&M-Minimum (US\$ kW-yr ⁻¹)	6.2
FO&M-Maximum (US\$ kW-yr ⁻¹)	10.1

Las capacidades de las plantas seleccionadas según los perfiles se establecieron en 2000 MW para la simplificación del modelo en términos del número de plantas potenciales en el sistema, esto tanto para las plantas eólicas como fotovoltaicas, además que, para el estudio se usó los valores de referencia mostrados en las ilustraciones anteriores tanto para los perfiles solares fotovoltaicos y eólicos.

3. Serie Temporal de Generación y Demanda: Los datos de generación usados fueron los aportes energéticos de todas las hidroeléctricas activas durante el periodo comprendido entre el primero de Enero del dos mil dieciséis (1/01/2016) y el treinta y uno de Diciembre del dos mil dieciséis (31/12/2016). Al igual como se hizo en las generaciones de los perfiles eólicos y solares fotovoltaicos, se usa un archivo CSV con la generación horaria asociada a dicho año, con ayuda de la base de datos hidrológicos de XM se obtuvo la generación horaria y qué plantas estuvieron en operación en el tiempo de estudio. Para los datos de la demanda se usaron los registros de la proyección real de demanda del 2023 encontrada en el portal de XM S.A (2024), esto con el fin establecer una demanda más actualizada y con mayor exigencia al sistema de generación hídrico nacional.

4. Data de las tecnologías de almacenamiento y de la unidad de balance (BU o CC): Los datos para la tecnología de almacenamiento seleccionadas (baterías de Ion-Litio, almacenamiento de aire comprimido CAES, almacenamiento por bombeo de agua PHS, y almacenamiento por hidrogeno H₂), fueron seleccionados del artículo “*Optimal energy storage portfolio for high and ultrahigh carbon-free and renewable power systems*” Guerra et al. (2021). donde se obtuvo los precios VO&M, FO&M, precios iniciales de inversión CAPEX, los tiempos de vida para cada tecnología explicados en la ecuación (4), costos para cada tecnología y potencias máximas, los datos extraídos del artículo se muestran en la *tabla 3*.

Tabla 3

Datos de tecnologías de almacenamiento eléctrico

Storage techno-economic assumption (2050 projections)	Storage technology			
	Short-duration (SD)	Long-duration 1 (LD1)	Long-duration 2 (LD2)	Seasonal (SS)
Power capex (US\$ kW ⁻¹)	97.8	842.6	1063.3	1414.8
Energy capex (US\$ kWh ⁻¹)	115.7	34.7	53.1	1.1
Round-trip efficiency (%)	86.0	63.0	78.2	44.0
FO&M (US\$ kW-yr ⁻¹)	10.3	4.1	8.2	47.4
VO&M (US\$MWh ⁻¹)	3.1	4.1	1.0	0
Ratio of cost for charging power capacity to total power-related cost	-	0.325	-	0.49
Lifetime (years)	13	30	55	18

Los costos y parámetros de SD, LD1, LD2, y SS se estimaron con base a las baterías de Ion-Litio, CAES, PHS y almacenamiento de hidrógeno, respectivamente.

Igualmente, del mismo artículo Guerra et al. (2021), se obtuvo los datos para la unidad de balance o ciclo combinado, como es el precio del combustible y la vida útil de la planta de generación explicada en la ecuación (6), los datos se muestran en la *tabla 4*.

Tabla 4*Datos de la Unidad de Balance*

Techno-economic assumption for balancing units (2050 projections)	Gas combined cycle (GAS CC)
Capex (US\$ kW ⁻¹)	940.6
FO&M (US\$ kW-yr ⁻¹)	13.3
VO&M (US\$MWh ⁻¹)	2.2
Heat rate (MMBtu MWh ⁻¹)	6.4
Fuel cost (US\$ MMBtu ⁻¹)	4.11

5. Objetivo de penetración renovable: La última variable de entrada para SDOM es la penetración objetiva de las energías renovables que tendrán los escenarios a estudiar, con valores por unidad, de 0 a 1, siendo 0 nula implementación de renovables en el sistema con un aporte del 0% y 1 un sistema completamente alimentado por energías renovables, aportes del 100%, significando que los aportes de la unidad de balance sean 0.

Otras tecnologías de generación que se tuvieron en cuenta para el estudio son las biomásas y las generaciones por plantas nucleares. Por parte de las biomásas se deben tener en cuenta las que tengan aporte energético directo al Sistema Interconectado Nacional, según el operador nacional de energía (XM S.A, 2024), Colombia no presenta generaciones de biomásas despachadas centralmente, por este motivo el registro horario de generación de estas plantas se establecieron como 0.

Los datos de entrada tanto para los costos de operación y mantenimiento y los aportes por parte de la generación nuclear son 0, ya que Colombia no posee los recursos de estos tipos de generaciones, esto implica que el factor $\alpha_{nuclear}$ sea 0, desactivando siempre cualquier aporte nuclear al sistema como se aprecia en la ecuación (6).

4.2 Tratamiento de datos

1. Datos solares fotovoltaicos y eólicos: Con los perfiles de potencia fotovoltaica y eólica escogidos en el apartado de la sección 3.1 recopilación de datos, se organizarán de la siguiente manera: A) Primero se crean 2 carpetas con los nombres “CFWind_2050” y “CFSolar_2050”

, en estas carpetas quedarán guardados los registros de potencia horaria, con un total de 8760 horas (1 año), de tal manera que los nombres de cada perfil por zona de las regiones de sistema de potencia colombiano, queden ubicados por columnas. B) Se crean otras 2 carpetas llamadas “CapWind_2050” y “CapSolar_2050” donde quedarán registradas las capacidades totales de las plantas en MWh, además de otros datos como la inversión inicial (CAPEX) y los costos de operaciones de las plantas solares y fotovoltaicas; tanto las capacidades y costos de inversiones, se asumieron iguales para todos los perfiles guardados.

2. Datos de la generación hídrica: Una vez tenido las generaciones horarias para cada planta hídrica activa en el 2016, se suma la generación horaria para obtener la generación total horaria hidroeléctrica, de esto resulta una columna con esta generación total horaria, teniendo de igual forma, 8760 horas en total. De estos datos se tiene que la generación total anual es de 44.1264 TWh y presentando un valor pico de 8352 MWh en la fecha de diciembre, siendo uno de los meses con mayor generación eléctrica.
3. Datos de la demanda: Para los datos de la demanda, se adaptarán para el horizonte de 2050 ya que es nuestro objetivo de caso de estudio. Para esto, primero se deben escalar al año ya que fue usada la demanda del 2023. Para lograr los valores más precisos a la realidad, usaremos el Plan Energético Nacional 2022-2052 (PEN) (Unidad de Planeación Minero Energética, 2023) (UPME), donde se habla del propósito de generar alternativas para nuevas tecnologías en la producción y consumo de la energía y evalúan su impacto futuro en abastecimiento y sostenibilidad, llevaremos la demanda a furo con factores de corrección, que serán el incremento de las demandas del año 2023 hasta el 2050 de la siguiente forma $\alpha_a = \frac{demanda_{2050}}{demanda_{2023}}$, de esta tenemos un factor escalar que será producto de la demanda horaria establecida. Los escenarios escogidos para los factores de corrección fueron los de

actualización y modernización, a estos, se llamarán escenarios 1 y escenario 2 respectivamente.

4. Datos de penetración de renovables: Como se mencionó anteriormente el factor de la penetración de energías renovables es un escalar de 0 a 1 [0%-100%], para el caso de estudio se plantearán 4 diferentes objetivos para los dos escenarios escogidos del PEN de la UPME, teniendo así 8 casos de estudios de un sistema de potencia final con implementación de energías con su almacenamiento eléctrico, los objetivos de penetración serán los siguientes; 0.7 para una penetración del 70%, 0.8 para una penetración del 80%, 0.9 para una penetración del 90% y 1 para una penetración del 100% esto significa un sistema totalmente abastecido por una generación renovable.

La organización y estructuración de algunos datos son primordiales para poder obtener el modelado mediante el software GAMS. En el Apéndice B quedarán archivos de los documentos tratados y la forma de su organización como ejemplificación de todo lo tratado anteriormente.

5. resultados

En este capítulo se explicarán las generalidades de los resultados obtenidos, los gráficos mostrados acerca de la función del sistema de potencia del SIN, como las generaciones de las tecnologías de almacenamiento, generación total de recursos, estados de cargas de cada una de las tecnologías, costos totales para la operación de cada escenario, entre otros.

Cabe resaltar que, para todos los resultados obtenidos y presentados, no se tuvieron en cuenta las restricciones eléctricas del sistema interconectado nacional (SIN), (se consideró un *copper plate*). Además, en el *apéndice b* se encontrará una carpeta con los resultados arrojados por el programa y los archivos resúmenes que agrupan los datos.

5.1 Generación de los recursos

Para abastecer la creciente demanda del 2050 dada por la Actualización del PEN de la UPME, que aumenta con los factores de corrección usados para proyectar la demanda al 2050 en el apartado 3.2 tratamiento de datos, el cual muestra una demanda mayor del doble, siendo para los escenarios 1 y 2 de 221.5% y 211.5%, en la *figura 3* podemos ver la potencia generada total y el aporte que tuvo cada una de las tecnologías al sistema de potencia en TWh, para cada uno de los escenarios.

Nótese que se usa la generación hídrica como base del 2016 constante y sería de igual forma para las generaciones de biomasas, pero como se mencionó anteriormente, esta es 0.

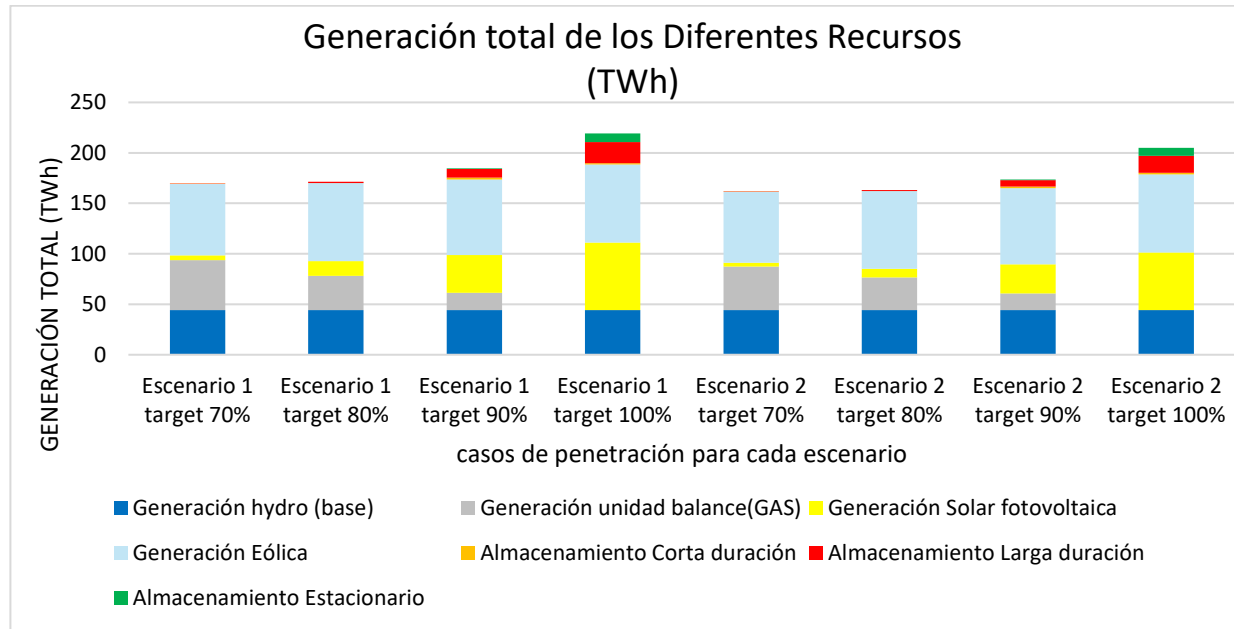
Almacenamiento: observando el gráfico de la *figura 3*, vemos el aporte del almacenamiento eléctrico en los objetivos de 70% y 80% son inferiores al 2% de la generación total para estos escenarios con aportes de 0.07523 TWh, sin embargo, se nota un aumento significativo en los escenarios para los objetivos de 90% y 100%; con aportes de 11 TWh y 8 TWh para los escenarios 1 y 2 con un objetivo de integración del 90%, por otro lado 30.7 TWh y 26.4 TWh para el caso de 100%, para los escenarios 1 y 2.

Generación Solar Fotovoltaica: Aumenta la generación de esta tecnología para la demanda del 2050 con base a lo generado en el 2023 por parte de las plantas fotovoltaicas. Sin embargo, es la

generación renovable menos significativa con aporte menores del 15 TWh para los casos 70% y 80% en los escenarios 1 y 2, con generaciones de 4.68 TWh, 3.86 TWh y 14.62 TWh, 8.72 TWh en promedio aproximadamente. La generación en el objetivo de 90% es de 37.39 TWh para el escenario 1 y 29.045 TWh para el escenario 2. En cambio, muestra mayores aportes cuando la penetración renovable es del 100% cercanos al 28% para ambos escenarios, con generaciones de 62.142 TWh en promedio.

Generación Eólica: Se vuelve el principal recurso de generación para el sistema de potencia en todos los escenarios con aportes cercanos al 30%, donde más tiene influencia es en los casos de penetración de 70% y 80% para los dos escenarios con generaciones totales de 70 TWh. Es importante notar que la generación eólica es la más consistente en cuanto a la cantidad de generación total por año en todos los escenarios. Para el objetivo 90% tiene una generación de 74.8 TWh en el escenario 1 y 75.45 TWh para el escenario 2. Finalmente, con el sistema 100% de renovables las generaciones fueron de 77.21 TWh en el escenario 1 y 77.35 TWh para el escenario 2.

Generación de la Unidad de Balance: La generación de la unidad de gas de ciclo combinado tiene los comportamientos esperados. A medida que se aumentan los objetivos de penetración de energía renovables, el aporte de la unidad de balance es cada vez menor, pero en los objetivos de 70% tiene generaciones de 49.5 TWh y 43.1 TWh para los escenarios 1 y 2 siendo los casos de mayor aporte de generación eléctrica. En el objetivo de 80% de penetración disminuye su valor, pero igualmente es significativo su aporte al sistema con 33.9 TWh y 32.4 TWh para los respectivos escenarios. Finalmente, en el 90% de integración renovable, la generación de la unidad de balance disminuye drásticamente, siendo casi la mitad del último caso; 17.3 TWh y 16.5 TWh para los escenarios 1 y 2.

Figura 3*Generación anual total de los diferentes recursos*

5.2 Despliegue de las tecnologías de almacenamiento

El despliegue de las tecnologías de almacenamiento se muestra en la *figura 4*, en general se aprecia que a medida que la penetración de energías renovables aumenta en el sistema de potencia, se requiere una mayor capacidad instalada de almacenamiento eléctrico, y se observa que el despliegue de cada tecnología varía dependiendo del objetivo en cuestión. Se analizará el despliegue por casos de objetivos para ambos escenarios.

- Objetivo del 70%:** Se aprecia que no es necesaria mucha (2.42 GW de capacidad total) capacidad instalada para el almacenamiento eléctrico, además no hay incidencia alguna del almacenamiento estacionario. La capacidad total instalada es de 1.15 y 1.28 GW para los escenario 1 y 2 respectivamente, siendo de 0.81 GW la capacidad del almacenamiento de larga duración y 0.34 GW para el de corta duración en el escenario 1. Para el escenario 2 el de larga duración tiene una capacidad de 0.87 GW, mientras que el de corta duración tiene 0.41 GW.

Objetivo del 80%: Al igual que el objetivo de 70%, aún no hay presencia del almacenamiento estacionario. Sin embargo, tienen aproximadamente el doble de capacidad total que el anterior con 2.66 GW y 2.12 GW para los escenarios 1 y 2, respectivamente. Las capacidades del almacenamiento de corta duración son de 0.34 GW y 0.17 GW para los escenarios 1 y 2, el almacenamiento de larga duración tuvo capacidad de 2.32 GW y 1.959 GW, respectivamente.

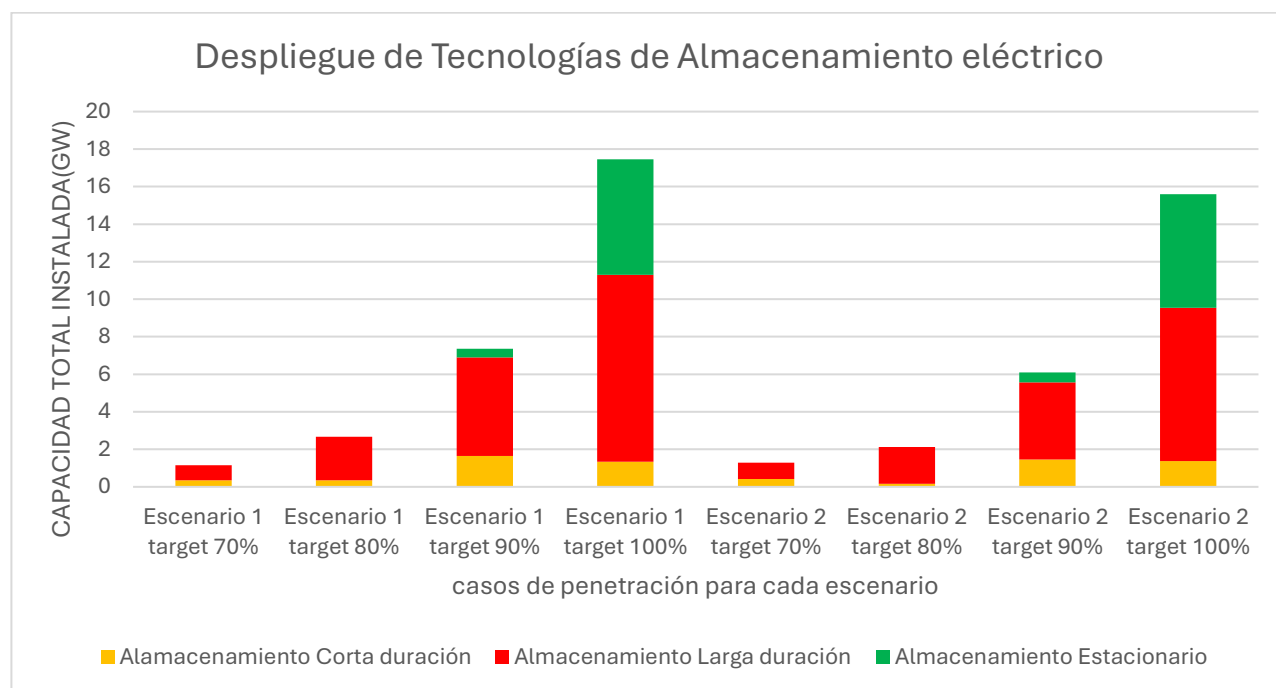
Objetivo del 90%: En este objetivo hay un crecimiento notorio en la capacidad de las tecnologías de almacenamiento, con una capacidad neta instalada de 7.36 GW y 6.09 GW para los escenarios 1 y 2, además que en esta penetración objetivo hay un pequeño aporte de las tecnologías de almacenamiento estacionario con capacidades de 0.45 GW y 0.51 GW para los dos escenarios, los almacenamientos de larga y corta duración presentan capacidades de 5.25 GW, 4.11 GW y 1.64 GW, 145 GW para los escenarios 1 y 2 correspondientemente.

Objetivo del 100%: Para los objetivos de un sistema con generaciones totales renovables, es destacable que el despliegue que tienen las capacidades de las tecnologías de almacenamiento eléctrico aumenta drásticamente en comparación con todos los casos objetivos anteriormente mostrados. Para el escenario 1 se tiene una capacidad neta instalada de 17.45 GW, siendo las tecnologías de larga duración y estacionarias con mayor capacidad; 6.15 GW para el estacionario y 9.96 GW para larga duración, finalmente el almacenamiento de corta duración con 1.3 GW. En el escenario 2 las capacidades guardan las mismas proporciones, siendo las tecnologías de almacenamiento estacionarias y larga duración con mayor capacidad, 6.061 GW y 8.17 GW respectivamente, almacenamiento de corta duración posee capacidad total de 1.3 GW, para una capacidad neta total de 15.6 GW.

Para realizar este gráfico se tuvo en cuenta el promedio de las capacidades de potencia de descarga y de carga para las tecnologías de almacenamiento eléctrico, debido a que algunas tecnologías poseen desacople entre las capacidades de potencia de carga y descarga, exceptuando el almacenamiento de corta duración, ya que las baterías de Ion-Litio presentan la misma potencia de descarga y carga.

Figura 4

Despliegue de las Tecnologías de Almacenamiento Eléctrico



5.3 Capacidades de potencia de las tecnologías de almacenamiento

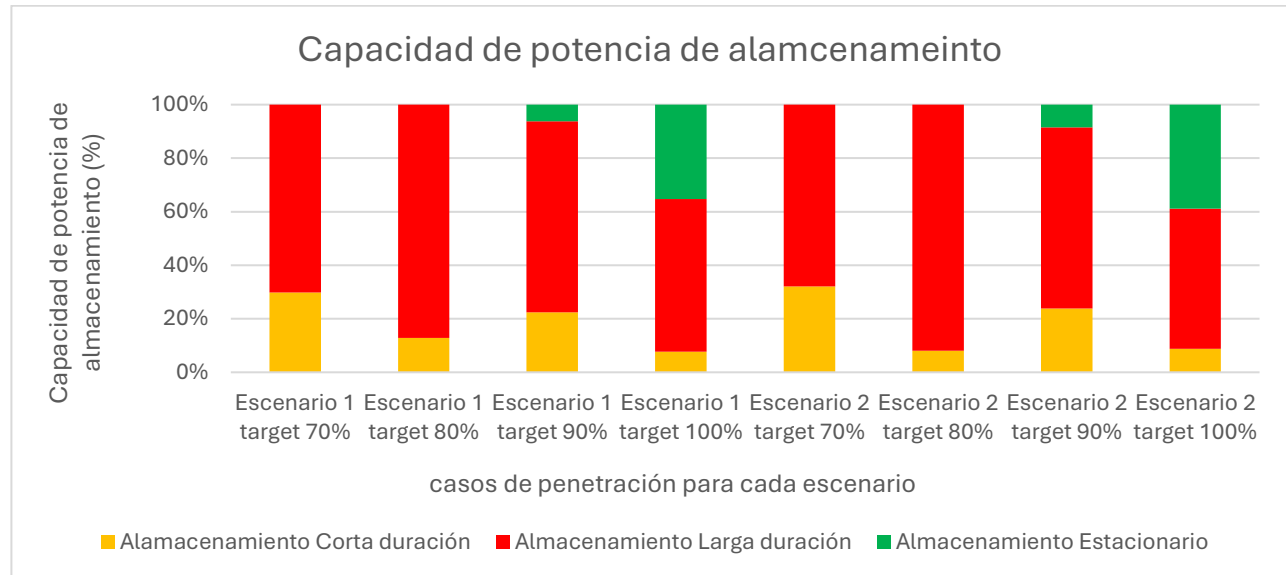
Siguiendo la *figura 4* anteriormente mostrada, también se ejemplificará las capacidades de potencia que tienen cada una de las tecnologías en dado escenario y objetivos de penetraciones renovables diferentes, únicamente en el ámbito de las tecnologías de almacenamiento eléctrico. En la *figura 5* se muestran las capacidades de potencia en porcentaje con relación a su despliegue de capacidades neta instaladas de las respectivas tecnologías.

Como las capacidades de las tecnologías estacionarias son 0 para los objetivos de 70% y

80% para los dos escenarios de estudio, la influencia de esta es del 0% respectivamente, en el escenario 1, la tecnología de corta duración tiene 30% y la de larga duración posee el 70%, mientras que en el escenario 2 la tecnología de corta duración posee un poco más con un 32% y la de larga duración un 68% cuando el objetivo de penetración es 70% de renovables. Para el objetivo de 80% tenemos un 13% de aporte por parte del almacenamiento de corta duración y un 87% para el de larga duración en el escenario 1. Para el escenario 2 el de corta duración influye un 8%, mientras que el de larga duración 92%. En el objetivo de 90% aparece la influencia del almacenamiento estacionario con un aporte de 7% para el escenario 1 y del 9% para el escenario 2. El almacenamiento de larga duración sigue siendo el de mayor dominio al igual que en los demás casos, un 71% del aporte total para el escenario 1 y un 68% para el escenario 2 y el almacenamiento de corta duración aumenta nuevamente sus aportes con 22% para el escenario 1 y 23% para el escenario 2. El caso del 100% es donde se aprecia que, tanto las tecnologías de larga y corta duración disminuyen sus porcentajes en la canastas de tecnologías para que el almacenamiento estacionario entre con mayor juego al sistema de potencia, obteniendo un 35% y 38% para los escenarios 1 y 2, respectivamente, la tecnología de larga duración con 57% y 53% de igual manera para los escenarios 1 y 2, finalmente las tecnologías de corta duración nuevamente con influencias por debajo del 10%, con 8% y 9%, a pesar del poco aporte es la segunda tecnología menos influyente para todos los casos de los 2 escenarios, debido a que la estacionaria entra en juego a partir de un sistema de potencias con el 80% de su generación renovable.

Figura 5

Capacidad de potencia de las tecnologías de almacenamiento



5.4 Estado de carga de las tecnologías de almacenamiento

El estado de carga (SOC) normalizado (basado en la potencia máxima instalada) se usó para ilustrar la operación de las tecnologías de almacenamiento. De la *figura 6* hasta la *figura 13* se aprecia que los estados de cargas presentan comportamientos legibles y de fácil entendimiento sobre sus capacidades del estado de carga durante el periodo anual. Como se puede apreciar en las ilustraciones de los objetivos de 70% y 80% para ambos escenarios, no posee un ciclo determinado de carga y descarga, pero se aprecia que por parte de las tecnologías de corta duración posee una carga y descarga intermitente durante el periodo de estudio, teniendo cargas y descargas por días sin un horario establecido, para el almacenamiento de larga duración observamos que durante la primera mitad del año se carga, para posteriormente descargarse en el último trimestre anual para el objetivo de 70%. Con penetraciones de 80% los estados de carga de la tecnología de corta duración se determinan mejor por zonas horarias, comprendiendo su carga a partir de la 9 hora del día. Hay que tener en cuenta que para estos objetivos la dominancia de las tecnologías de larga duración es mucho mayor, respecto a las demás tecnologías.

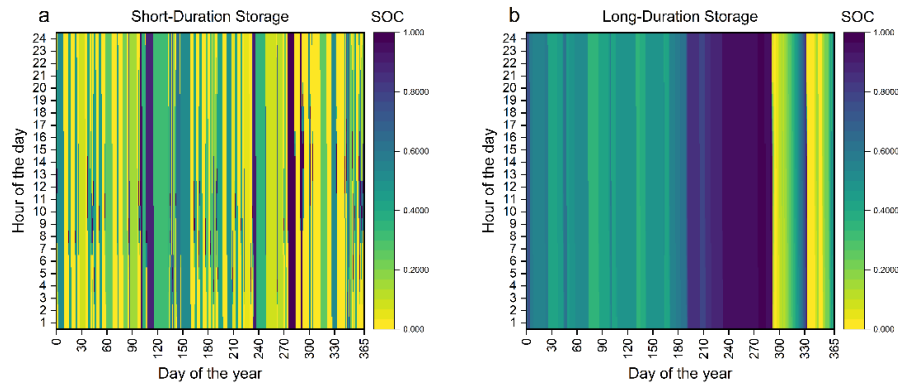
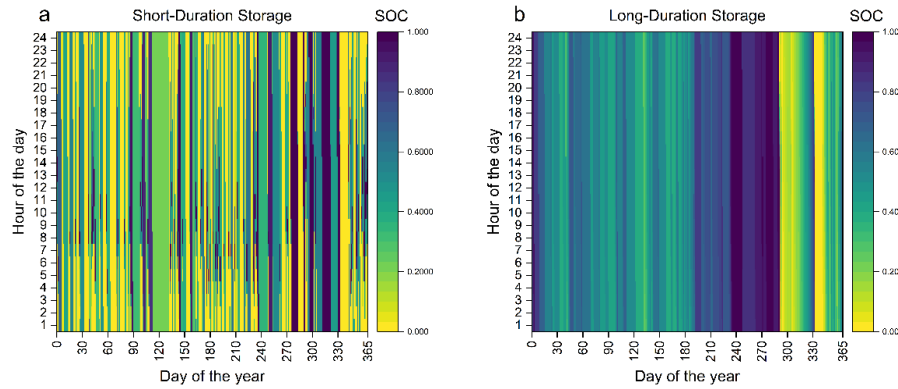
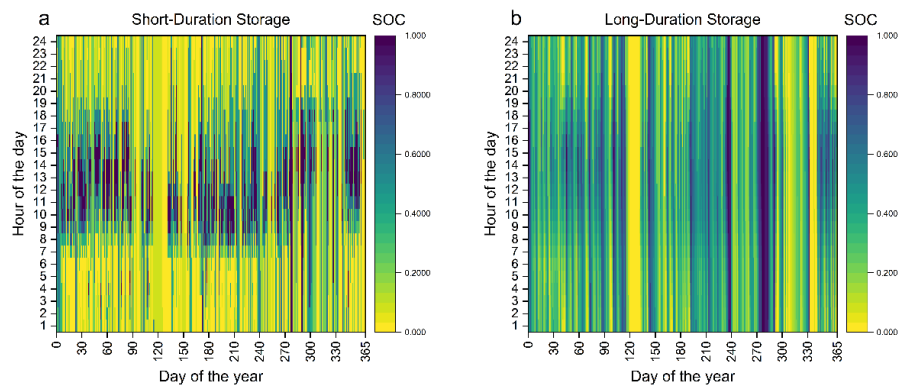
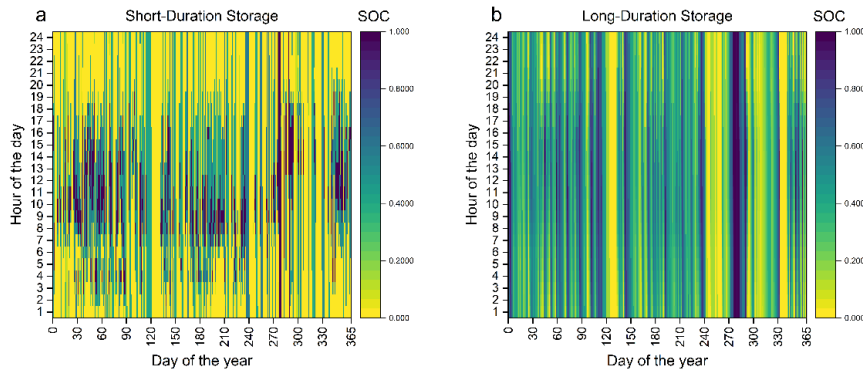
Figura 6*SOC escenario 1 objetivo 70 %***Figura 7***SOC escenario 2 objetivo 70%***Figura 8***SOC escenario 1 objetivo 80%*

Figura 9*SOC escenario 2 objetivo 80%*

Finalmente, para los objetivos de 90% y 100% el almacenamiento de corta duración se utiliza sobre todo para el desplazamiento intradiario del excedente de energía renovables variables: la carga ocurre durante las primeras horas del mediodía y la tarde, alcanza el estado de carga completa normalmente entre las 13h y las 17h. La descarga comienza a última hora de la tarde y suele alcanzar el estado de plena descarga a primera hora de la mañana, entre las 4h y las 8h. El almacenamiento de larga duración tiene el comportamiento similar en las descargas y cargas de las tecnologías de corta duración, pero presenta días intermitentes con mayor frecuencia, en los que realiza cargas y descargas prolongadas, los horarios de cargas son comunes a los de corta duración, siendo estos por las primeras horas de la tarde y los de descarga a comienzos de la noche. En estos objetivos de penetración aparece el almacenamiento estacionario, y como su nombre lo indica, su carga se presenta por temporadas empezando las primeras cargas máximas en Marzo y Abril, retoma nuevamente a cargar en el periodo de Julio a Septiembre, y tiene descargas en temporadas anuales de Enero, Mayo, Junio y los periodos Octubre y Diciembre para los casos de penetraciones del 90%. En un sistema de total suministro energético renovable (Objetivo 100% energía renovable), generalmente se carga a partir de Marzo/Abril y alcanza la carga completa a finales de año, a partir

de finales de Septiembre y principios de Octubre. El almacenamiento estacional se descarga a finales de año y principios del nuevo.

Figura 10

SOC escenario 1 objetivo 90%

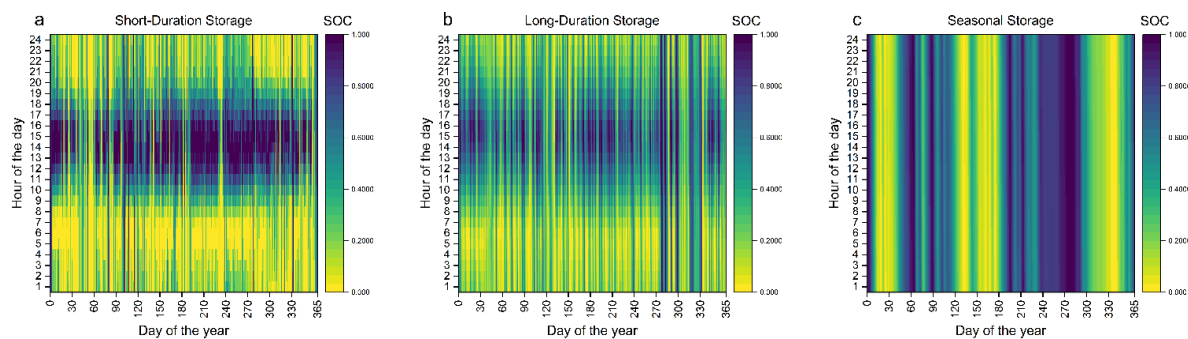


Figura 11

SOC escenario 2 objetivo 90%

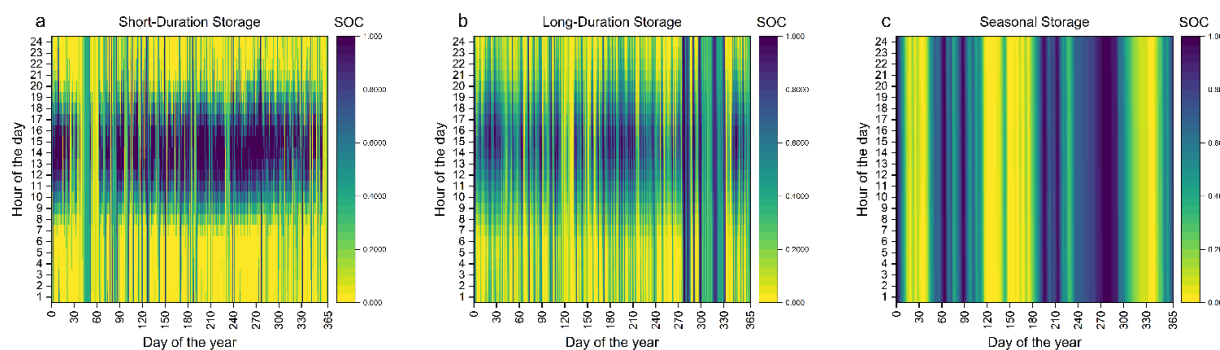


Figura 12

SOC escenario 1 objetivo 100%

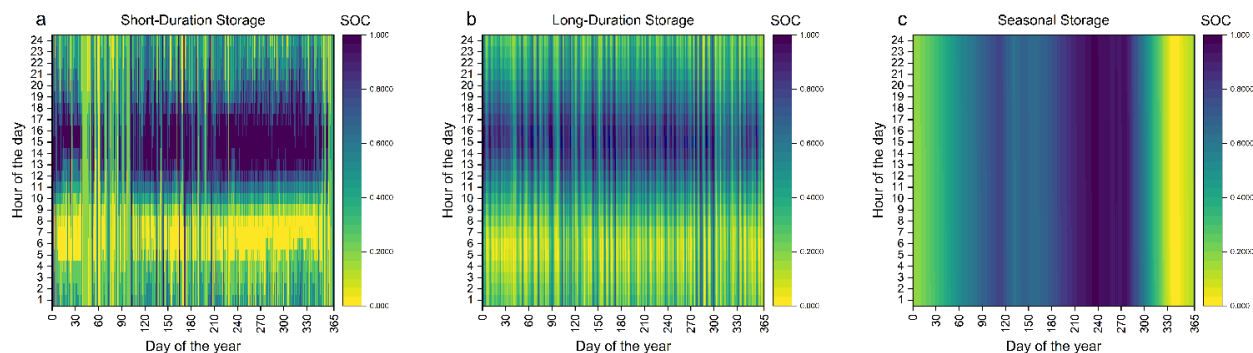
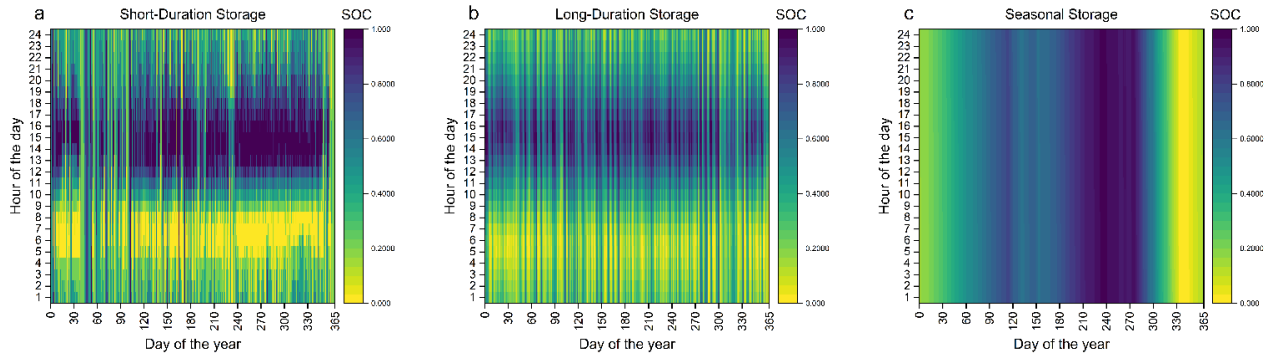


Figura 13*SOC escenario 2 objetivo 100%*

5.5 Costos de Energía

Hay que aclarar que los costos hallados en este estudio son costos de producción de energía, dando a entender que estos costos no son afectados por otros factores como; costos de transmisión, distribuidor, comercialización por operador de red y serán mostrados en [\$/MWh] usando como referencia la moneda del Dólar estadounidense. Para calcular los costos se utilizó la ecuación (40) denotada como *EnergyCost*. Como resultado se obtienen costos promedios para la producción de la energía.

Para el escenario 1, los costos de energía fueron: iniciando con un costo de 33.31 \$/MWh en el objetivo de 70% de penetración de energías renovables, luego, con un costo muy similar el objetivo de 80% de penetración de energías renovables se obtuvo un costo promedio de 33.98 \$/MWh. Con un aumento del costo de generación de energía en el objetivo de 90% de renovable, presentó un costo de 39.1 \$/MWh. Finalmente, el mayor costo de energía se da el objetivo de 100% de penetración renovable, con el promedio de 58.02 \$/MWh.

En el escenario 2, los costos de energía son: para un objetivo del 70% de penetración se halló un costo de 32.98 \$/MWh, en el objetivo de 80% de renovables se obtiene 33.34 \$/MWh como costo de energía, en la penetración del 90% el costo de producción energética es de 37.96 \$/MWh y finalmente con un sistema totalmente renovable, con el mayor costo del escenario, 56.66 \$/MWh

como costo de energía.

En los costos mostrados anteriormente se pueden apreciar que aumentan a medida que la implementación de energías renovable aumenta, esto se puede dar por diferentes factores, por ejemplo; que aumenta el despliegue de las tecnologías de almacenamiento, mayores inversiones de capital en las generaciones fotovoltaicas, ya que estas aumentan sus generaciones en los objetivos de penetración del 80% y 90% y entre otros.

Además, que si consideramos como referencia base, el costo hallado en el estudio “*An optimization framework for the integrated planning of generation and transmission expansion in interconnected power systems*” (Guerra et al., 2016), donde trabajan en el sistema de potencia colombiano proyectado al 2029 usando la proyección de demanda de energía eléctrica y potencia mixta de la UPME, donde calculan un costo de generación de energía de 40.9 \$/MWh, además hay que resaltar que para este valor hallado, se tuvo en cuenta el costo de transmisión energética. Por esto es posible asumir razonables, los costos hallados para los escenarios 1 y 2 en los diferentes casos de penetraciones de energías renovables, debido a que están en el rango económico del estudio en cuestión.

5.6 Canasta energética de todas las generaciones

En la *figura 14* se muestra el porcentaje de cada uno de los recursos en la canasta energética del sistema de potencia. La canasta ejemplifica el valor de cada aporte energético realizado por las plantas de generación del sistema de potencia para suplir la demanda estimada para el 2050.

Observando la *figura 14* notamos que para el escenario 1 en cada objetivo tenemos:

- **Objetivo del 70%:** En generación hidroeléctrica 26.07%, generación unidad de balance 29.7%, generación solar fotovoltaica 2.77%, generación eólica 41.89%, para el almacenamiento eléctrico es casi nula la participación en la canasta con casi 0.002% entre el almacenamiento de corta y larga duración.

- **Objetivo del 80%:** Para la generación hidroeléctrica 25.96%, en la generación de la unidad de balance es 20%, generación solar fotovoltaica de 8.5% generación eólica 45.42%, los almacenamientos eléctrico de corta duración 0.09% y para larga duración 0.07% y estacionaria 0%.
- **Objetivo del 90%:** Tenemos que la generación hidroeléctrica es 24.40%, generación unidad de balance es 10%, generación solar fotovoltaica es 20.53%, generación eólica aporta 42.07%, en los almacenamientos eléctrico de corta duración es 0.4% y para larga duración de 2.7% y estacionaria muy cercana al 0.05%.
- **Objetivo del 100%:** En generación hidroeléctrica es 20%, generación unidad de balance es 0%, generación solar fotovoltaica es 30%, generación eólica es 34.9%, almacenamiento de corta es 0.79%, almacenamiento de larga es 11.06% y almacenamiento estacionario es 3.24%.

Para el escenario 2 tenemos los siguientes resultados de canasta:

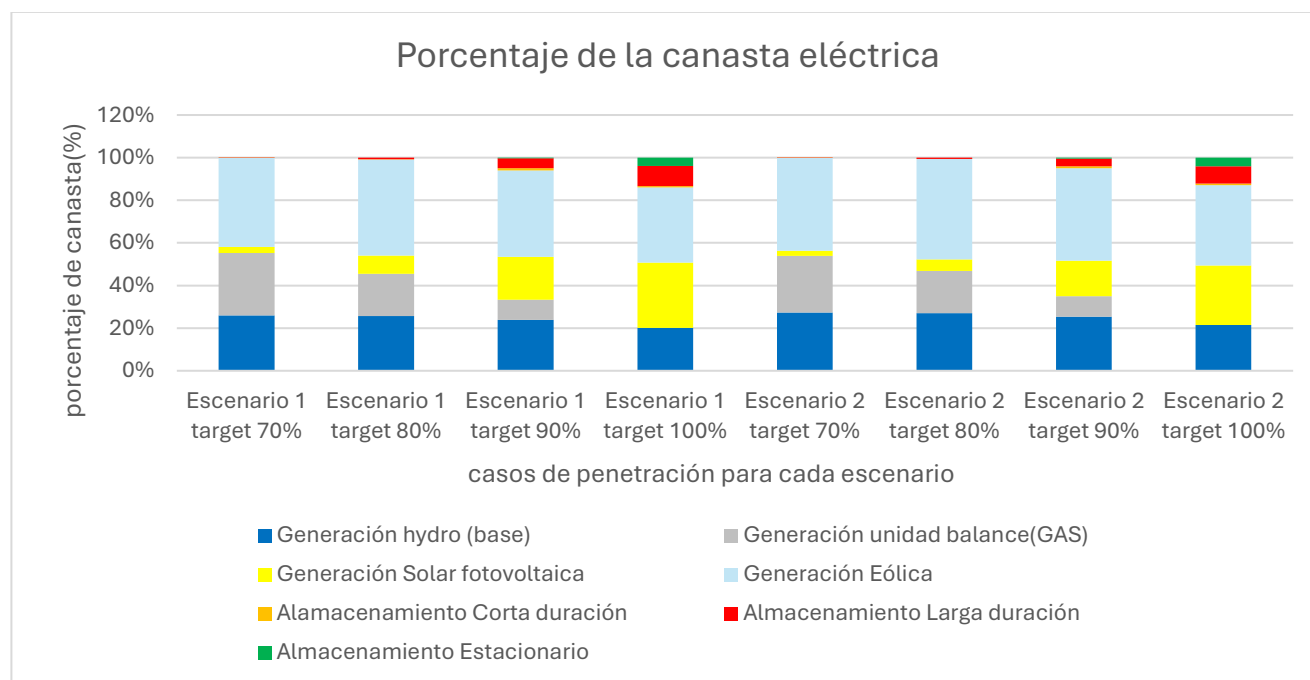
- **Objetivo del 70%:** Para hidroeléctrica el aporte es 27%, generación unidad de balance es 26.6%, generación solar fotovoltaica es 2.49%, generación eólica es 43.65%, para el almacenamiento eléctrico al igual que en el escenario 1 es casi nula la participación en la canasta con 0.03% entre el almacenamiento de corta y larga duración, de estacionaria se tiene un aporte a la canasta de 0%.
- **Objetivo del 80%:** Generación hidroeléctrica es 27.2%, en la generación de la unidad de balance es 20%, generación solar fotovoltaica es 5%, generación eólica posee un 47.4%, en los almacenamientos eléctrico de corta duración es 0.07%, para larga duración 0.33% y estacionaria 0%.
- **Objetivo del 90%:** El aporte hidroeléctrico es 24.72%, generación unidad de balance 9%, generación solar fotovoltaica es 16.59%, generación eólica tiene un 42.69% de aporte, en los

almacenamientos eléctrico de corta duración es 2% y para larga duración 4% y estacionaria muy cercana al 1% aproximadamente.

- **Objetivo del 100%:** En generación hidroeléctrica 21.7%, generación unidad de balance 0%, generación solar fotovoltaica con aporte de 27.01%, generación eólica 38.29%, almacenamiento de corta 0.87%, almacenamiento de larga 9.37% y almacenamiento estacionario 3.54% aproximadamente.

Figura 14

Porcentaje canasta Energética de las generaciones



6. Conclusiones

- Se ha podido observar que en los dos escenarios (1 y 2) predomina la generación eólica sobre la solar, siendo más del doble para los casos de penetración de 70% y 80%, esto a pesar de que hay mayor número de perfiles solares que eólicos y si bien es sabido se presentaron todos estos perfiles con las mismas capacidades máximas, esto se debe a que los parques eólicos tienen un factor de capacidad más alto que los parques solares, lo cual resulta más económico para el sistema y por ende el modelo prefiere la instalación de parques eólicos sobre los parques solares.
- Se observa que las capacidades totales instaladas para los almacenamiento eléctrico es menor a 20 GW para todos los casos de los escenarios 1 y 2 del estudio, pero como para estos resultados no se tuvo en cuenta las restricciones del sistema de transmisión colombiano, estas capacidades deberían aumentar cuando se incluyan dichas restricciones. Por lo tanto, se necesitaría una mayor inversión inicial en los costos totales de las tecnologías de almacenamiento eléctrico.
- De este estudio se puede inferir que para abastecer los Planes Energéticos Nacionales de la UPME en un sistema de potencia para el 2050, donde se implementen energías renovables a larga escala y su almacenamiento eléctrico, se deberían considerar un incremento en las capacidades tanto de transmisiones nacionales como regionales, con énfasis en las transmisiones de la zona caribe colombiana ya que serían las zonas escogidas para la instalación de las plantas eólicos y solares, particularmente La Guajira.
- En el comportamiento de las tecnologías de almacenamiento, no hay incidencias del almacenamiento estacionario cuando se trata de los casos en el que la penetración renovable es del 70% y de 80%, esto se puede ver determinado por la dominancia del almacenamiento de larga duración que prioriza SDOM a términos costos y beneficios, y además que en estos casos se posee mayor flexibilidad con la unidad de balance (BU) o ciclo combinado.

Referencias

- Arenales, J.V. (2023, March 6). Ya hay 38 proyectos de energía solar en funcionamiento en el territorio nacional. *La Replública*. <https://www.larepublica.co/economia/ya-hay-38-proyectos-de-energia-solar-en-funcionamiento-en-todo-el-territorio-nacional-3560668>
- Espitia, C. E. (2023, June 26). Cartografía de los proyectos de energía solar en Colombia. *INDEPAZ*. <https://indepaz.org.co/wp-content/uploads/2023/08/Cartografi%CC%81a-de-los-proyectos-de-energi%CC%81a-solar-en-Colombia.pdf>
- Energía Cooperativa. (2023). *Contexto energético colombiano*. Energía Coop.
- Guerra, O. J., & Eichman, J. (2019). *Model Slide SDOM_V2*.
- Guerra, O. J., Eichman, J., & Denholm, P. (2021). Optimal energy storage portfolio for high and ultrahigh carbon-free and renewable power systems. *Energy and Environmental Science*, 14(10), 5132–5146. <https://doi.org/10.1039/d1ee01835c>
- Guerra, O. J., Tejada, D. A., & Reklaitis, G. V. (2016). An optimization framework for the integrated planning of generation and transmission expansion in interconnected power systems. *Applied Energy*, 170, 1–21. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.014>
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2022, January 28). *En promedio, un colombiano emite al año 1,6 toneladas de CO₂* -. <https://www.minambiente.gov.co/en-promedio-un-colombiano-emite-al-ano-16-toneladas-de-co2/>
- National Renewable Energy Laboratory. (2023a) *Annual Technology Baseline- Utility-Scale PV*. NREL.
- National Renewable Energy Laboratory. (2023b). *Annual Technology Baseline- Land-Based Wind*. NREL.
- National Renewable Energy Laboratory, & U.S Department of Energy. (2024, July). *National Solar Radiation Database (NSRDB)*. NREL.
- Pfenninger, S., & Staffell, I. (2024, July). *Renewables.ninja*. Renewable.Ninja.
- Salazar, I. (2024, April 29). En 2040, los proyectos eólicos costa afuera generarán 5,1 GW, 2 GW más

del objetivo. *La República*. <https://www.larepublica.co/especiales/acelerando-la-transicion-energetica/cuantos-proyectos-de-energia-eolica-hay-en-colombia-3849123>

Unidad de Planeación Minero Energética. (2023). *Actualización Plan Energético Nacional 2022-2052*. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf

Unidad De Planeación Minero Energética, & Instituto De Hidrología, M. Y. E. A. (2005). *Atlas de Radiación Solar de Colombia*. 27–40.

Unidad de Planeación Minero Energética, & Instituto de Hidrología, M. y E. Ambientales. (2006). *Atlas de viento y Energía Eólica de Colombia*. 31.

XM S.A. (2020, February 6). *En Colombia Factor de emisión de CO2 por generación eléctrica del Sistema Interconectado: 164.38 gramos de CO2 por kilovatio hora*.

XM S.A, & PARATEC. (2024). *Descripción sistema hidrológico SIN*.

XM S.A. (2024). *Capacidad efectiva por tipo de generación*.

APÉNDICES

APÉNDICE A

<https://drive.google.com/drive/folders/1L1yknCeXOH0OejlBWY2ICnjUIAr27g7v?usp=drive>

[link](#)



APÉNDICE B

<https://drive.google.com/drive/folders/1przaTcrIyjK9QC6uqZtri54lzfkyJ7Jm?usp=drive>

[k](#)

