



# **UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**

## **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**

**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**Proyecto de investigación**

**Expansión de la Generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano  
considerando escenarios de cambio climático para el periodo 2022-2040.**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PRESENTADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

**AUTORES:**

**MARCO ANDRES ALBUJA FREIRE**

**CARLOS DAMIAN GUAMANI ALPUSIG**

**TUTOR:**

**Ing. M.Sc. WILIAN PATRICIO GUAMÁN CUENCA**

Latacunga, octubre 2023



### DECLARACIÓN DE AUTORÍA

**ALBUJA FREIRE MARCO ANDRES**, con cédula de ciudadanía No. **0504612961**  
**GUAMANI ALPUSIG CARLOS DAMIAN** con cédula de ciudadanía No. **0504104506**,  
declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: “**EXPANSIÓN DE LA  
GENERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO CONSIDERANDO  
ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO PARA EL PERIODO 2022-2040**” siendo el  
Ingeniero **GUAMÁN CUENCA WILIAN PATRICIO M.Sc.** tutor del presente trabajo; y,  
eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de  
posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente  
trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

Latacunga, febrero 28 del 2024

  
.....

Albuja Freire Marco Andres

C.C: 0504612961

  
.....

Guamani Alpusig Carlos Damian

C.C: 0504104506



UNIVERSIDAD  
TÉCNICA DE  
COTOPAXI



Carrera de  
Electricidad

## AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“**Expansión de la Generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano considerando escenarios de cambio climático para el periodo 2022-2040**”, de Albuja Freire Marco Andres y Guamani Alpusig Carlos Damian de la carrera de **Electricidad** considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 28 febrero, 2024

.....  
Ing. Guaman Cuenca Wilian Patricio Ms.C

C.C: 0603578956

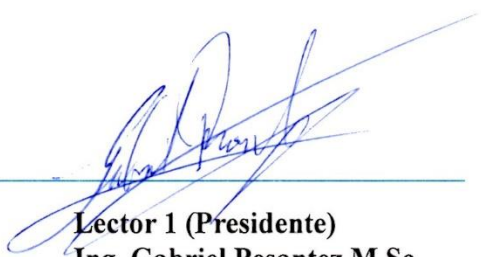
**TUTOR**

## AVAL DE APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y, por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los postulantes: Albuja Freire Marco Andres y Guamani Alpusig Carlos Damian, con el título del Proyecto de Investigación: **“EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO CONSIDERANDO ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO PARA EL PERIODO 2022-2040”**, ha considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de sustentación del trabajo de titulación.

Por lo antes expuesto, se autoriza grabar los archivos correspondientes en un CD, según la normativa institucional.

Latacunga, febrero 28 del 2024



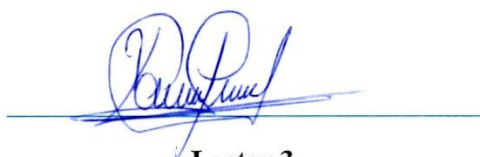
---

**Lector 1 (Presidente)**  
**Ing. Gabriel Pesantez M.Sc.**  
**CC: 0301893889**



---

**Lector 2**  
**Ing. Mauricio Mullo M.Sc.**  
**CC: 0503755183**



---

**Lector 3**  
**Ing. Xavier Proaño M.Sc.**  
**CC: 0502656424**

## **AGRADECIMIENTO**

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a mis padres, Segundo y Alba, y a mi hermana Marisol, quienes han sido pilares fundamentales a lo largo de mi trayecto académico. Su incondicional apoyo y cariño han cultivado en mí la motivación y el deseo de superación, culminando en los logros que hoy celebro. Reconozco que, sin su presencia constante, alcanzar esta meta habría sido imposible; ustedes son mi ejemplo de vida, encarnando la creencia de que "con disciplina, todo es posible".

Asimismo, quiero expresar mi gratitud a nuestro tutor de tesis, el Ing. Wilian Guamán M.Sc., cuya destacada competencia profesional y paciencia han sido fundamentales para llegar a esta instancia tan anhelada. A los lectores, agradezco su valiosa orientación, que ha contribuido de manera excepcional al enriquecimiento de este trabajo. La paciencia y los sabios consejos de todos ustedes se reflejan en mi persona, inspirándome a establecer estándares más elevados tanto a nivel personal como académico.

***ALBUJA MARCO***

## **AGRADECIMIENTO**

Quiero expresar mi más querido agradecimiento a mis queridos padres María y Damian y a mis dos hermanos Lesly y Geovany que estuvieron acompañándome en todo mi camino académico. Ellos son los que con su cariño incondicional han motivado en mí deseos de superación que hoy dan un gran fruto más en el pequeño árbol llamado vida y sé que sin ustedes no podría haber alcanzado esta meta sin su presencia, siendo ustedes mi ejemplo de vida de creer que “el esfuerzo de hoy es la recompensa de mañana”.

Además, quiero expresar mi gratitud a nuestro tutor de tesis, Ing. M.Sc. Wilian Guamán por su dedicación y paciencia no se hubiera podido llegar a esta instancia tan anhelada, a los lectores con su valiosa orientación excepcional han sido de gran ayuda en el enriquecimiento de este trabajo. Su paciencia y consejos son reflejados en mí y me han inspirado a tener estándares más altos a nivel personal y académico.

***GUAMANI CARLOS***

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo de tesis a mis queridos padres, cuyo amor incondicional y sacrificio han asegurado que nunca me falte nada. Ustedes son la razón por la cual hoy logro alcanzar otra de mis metas, apoyándome en caídas que se traducen en palabras de aliento y confianza, características propias de unos padres que aman y creen en sus hijos. También dedico este trabajo a la memoria de mi difunto hermano, Cristian, cuyo legado sigue siendo una fuente constante de inspiración y motivación en cada esfuerzo que emprendo.

Expreso mi agradecimiento a toda mi familia, quienes confiaron en mí y brindaron su apoyo incondicional en los momentos difíciles. Sus palabras de aliento han sido de gran ayuda a lo largo de este viaje académico, marcando una diferencia significativa en mi camino hacia el logro de mis metas.

***ALBUJA MARCO***

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo de tesis a mis amados padres cuyo amor incondicional y sacrificio lograron que nunca me falte nada. Siendo ustedes la razón por la que hoy alcance una más de mis metas apoyándome en caídas que terminan en palabras condicionales y que solo unos padres que aman y confían en sus hijos pudieran decirlas.

También a toda mi familia que confiaron en mi desde un principio y en algún momento me dieron palabras de apoyo que a día de hoy fue de mucha ayuda en este viaje académico.

***GUAMANI CARLOS***



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA Y APLICADAS**

**TITULO: “EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO  
ECUATORIANO CONSIDERANDO ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO  
PARA EL PERIODO 2022-2040”**

**Autores:**

Albuja Freire Marco Andres

Guamani Alpusig Carlos Damian

**RESUMEN**

El sector eléctrico de Ecuador, con su alta dependencia de la hidroelectricidad, se enfrenta a desafíos significativos en el contexto del cambio climático. Los escenarios de estiaje, cada vez más frecuentes y severos, amenazan la soberanía energética del país. Esta investigación busca evaluar el impacto de los cambios climáticos en la expansión de la generación a largo plazo, con énfasis en la generación hidroeléctrica en Ecuador. Se emplea un enfoque integrado que combina métodos como la proyección de la demanda eléctrica mediante regresión multivariable y el análisis del efecto del cambio climático en el caudal asegurado con una probabilidad del 95%. Se utiliza el modelo SimSEE para estimar los posibles cambios en la expansión de la generación de Ecuador. Para ello, se recopiló datos de las centrales generadoras en funcionamiento en Ecuador y de los proyectos contemplados en el Plan Maestro de Electricidad 2018-2027(PME). Se presentan cinco escenarios de estudio, donde se considera un factor de disponibilidad (FD) típico y un FD afectado por el cambio climático para cada hidroeléctrica modelada. Los resultados muestran que para el año 2033, la aportación de generación de energía hidroeléctrica se reduce en 3.41% respecto al año 2023 debido a la incorporación de tecnologías de generación renovable variable. Este estudio proporciona información valiosa para los planificadores energéticos y los responsables de la toma de decisiones al considerar la expansión de la generación de energía renovable en un contexto de cambio climático.

**Palabras clave:** Planificación de la Expansión de la Generación, Cambio Climático, Proyección de Demanda, SimSEE, Ecuador.

**TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI**  
**FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES**

**THEME: “EXPANSION OF THE GENERATION OF THE ECUADORIAN  
ELECTRICAL SYSTEM CONSIDERING CLIMATE CHANGE SCENARIOS FOR  
THE PERIOD 2022-2040”**

Authors:

Albuja Freire Marco Andres

Guamani Alpusig Carlos Damian

**ABSTRACT**

Ecuador's electricity sector, with its high dependence on hydroelectricity, faces significant challenges in the context of climate change. Increasingly frequent and severe low-water scenarios threaten the country's energy sovereignty. This research aims to assess the impact of climate change on long-term generation expansion, with an emphasis on hydropower generation in Ecuador. An integrated approach combining methods such as electricity demand projection using multivariate regression and analysis of the effect of climate change on the 95% probability assured flow is employed. The SimSEE model is used to estimate possible changes in Ecuador's generation expansion. For this purpose, data were collected from the generation plants in operation in Ecuador and the projects contemplated in the Electricity Master Plan 2018-2027 (PME). Five study scenarios are presented, where a typical availability factor (AF) and an AF affected by climate change are considered for each hydroelectric plant modeled. The results show that by 2033, the contribution of hydropower generation will be reduced by 3.41% compared to 2023 due to the incorporation of variable renewable generation technologies. This study provides valuable information for energy planners and decision-makers when considering the expansion of renewable energy generation in the context of climate change.

**Keywords:** Generation Expansion Planning, Climate Change, Demand Projection, SimSEE, Ecuador.

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y**  
**APLICADAS**

**CARRER DE ELECTRICIDAD**

**Nombres de los estudiantes:**

**ALBUJA FREIRE MARCO ANDRES**


**GUAMANI ALPUSIG CARLOS DAMIAN**

**AVAL DE TRADUCCIÓN- Profesional Externo**

Malena Nataly Tapia Vargas con cédula de identidad número: 0550251185 Licenciada: **En ciencias de la educación mención inglés**, con número de registro de la SENESCYT: 1020-2022-2461526; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma Inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: **“Expansión de la Generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano considerando escenarios de cambio climático para el periodo 2022-2040”** de **Albuja Freire Marco Andres y Guamani Alpusig Carlos Damian**, egresados de la **Carrera de Electricidad**, perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**.


En virtud de lo expuesto y para constancia de lo mismo se registra la firma respectiva.

Latacunga, 28 febrero, 2024

  
.....  
Lic.: Malena Nataly Tapia Vargas  
CI: 0550251185

## CERTIFICACIÓN DE INFORME DE SIMILITUD

En mi calidad de Tutor del Proyecto de Investigación con el tema: “**Expansión De La Generación Del Sistema Eléctrico Ecuatoriano Considerando Escenarios De Cambio Climático Para El Periodo 2022-2040**”, de **ALBUJA FREIRE MARCO ANDRES** y **GUAMANI ALPUSIG CARLOS DAMIAN**, de la carrera de electricidad, remito la captura de pantalla del reporte del sistema de reconocimiento de texto Compilatio, con un porcentaje de coincidencias del 1%; y, expreso una vez más, mi conformidad en cuanto a la dirección del trabajo de titulación.

 **CERTIFICADO DE ANÁLISIS**  
magister

**28\_02\_24\_TESIS\_ALBUJA-  
F\_GUAMANI-A**


**1%**  
Textos  
sospechosos

**< 1% Similitudes**  
< 1% similitudes entre  
comillas  
< 1% entre las fuentes  
mencionadas  
**< 1% Idiomas no reconocidos**

Nombre del documento: 28\_02\_24\_TESIS\_ALBUJA\_F\_GUAMANI\_A.docx  
ID del documento: ca0a866e9bed4118ec11b69dccc9cdd265ce1473  
Tamaño del documento original: 4.65 MB


Depositante: WILIAN PATRICIO GUAMAN CUENCA  
Fecha de depósito: 28/2/2024  
Tipo de carga: interface  
fecha de fin de análisis: 28/2/2024

Número de palabras: 160.467  
Número de caracteres: 1.345.411

Ubicación de las similitudes en el documento:  


Particular que comunico a usted para los fines pertinentes.

Latacunga, 28 de febrero del 2024

  
.....  
Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio Ms.C  
C.C: 0603578956  
**TUTOR**

## ÍNDICE

1.	INFORMACIÓN GENERAL.....	1
2.	INTRODUCCIÓN .....	2
2.1	PROBLEMA .....	2
2.1.1	Situación Problemática .....	2
2.1.2	Formulación del problema .....	3
2.2	OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN .....	3
2.3	JUSTIFICACIÓN.....	3
2.4	BENEFICIARIOS .....	4
2.4.1	Beneficiarios Directos.....	4
2.4.2	Beneficiarios Indirectos .....	4
2.5	OBJETIVOS.....	5
2.5.1	General.....	5
2.5.2	Específicos .....	5
2.6	HIPÓTESIS Y SISTEMA DE TAREAS .....	6
2.6.1	HIPÓTESIS .....	6
2.6.2	SISTEMA DE TAREAS .....	6
3.	FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA .....	7
3.1	ANTECEDENTES .....	7
3.2	SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	12
3.3	MODELOS Y HERRAMIENTAS PARA GTEP.....	14
3.4	HERRAMIENTAS DE CÓDIGO ABIERTO PARA EL GEP .....	14
4.	METODOLOGÍA .....	16
4.1	Gestión de tareas .....	16
4.2	Herramienta de simulación.....	17
4.3	4.3 Características de SimSEE .....	18

4.4	Sintetizador CEGH.....	20
4.5	Parámetros de Pronóstico .....	21
4.6	Modelo Matemático Aproximado de SimSEE.....	22
4.7	Proyección de la demanda.....	27
4.9	Centrales Hidroeléctricas Modeladas como Térmicas .....	29
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	38
5.1	Escenario 1 .....	38
5.2	Escenario 2 .....	40
5.3	Escenario 3 .....	41
5.4	Escenario 4 .....	43
5.4.1	Factor de Disponibilidad.....	43
5.4.2	Resultado Caso con afectación del medio ambiente y demanda máxima .....	45
5.4.3	Escenario 5.....	47
5.4.4	Comparativa de potencia despachada por SimSEE.....	48
5.4.5	Comparación térmica con planes de expansión y sin planes de expansión.....	48
5.4.6	Comparación de ERNC con planes de expansión y sin planes de expansión ....	49
5.4.7	Comparación Hidroeléctrico con planes de expansión y sin planes de expansión	50
5.5	Aporte porcentual de la generación hidroeléctrica.....	51
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	54
6.1	CONCLUSIONES .....	54
6.2	RECOMENDACIONES .....	55
7.	REFERENCIAS.....	56

## ÍNDICE FIGURAS

Figura 4.1 Diagrama de flujo de la Metodología	18
Figura 4.2 Esquema de Funcionamiento del Sintetizador CEGH	21
Figura 4.3: Conos de dinámica con y sin pronósticos	22
Figura 4.4. Fuente Sintetizador CEGH Ventana de Inserción de datos	23
Figura 4.5. Diagrama de frecuencia acumulada y línea de tendía exponencial	36
Figura 4.9. Operaciones Crónicas impresión de potencia y energía.	38
Figura 5.1. Potencia reserva del sistema Nacional al incluir todos los proyectos ERNC (EPN)	41
Figura 5.2 Potencia de Generación por tipo de fuente, validación de simulación.	41
Figura 5.3. Despacho por tipo de energía en el software SimSEE (EPN)	42
Figura 5.4. Aporte Energético comparativo por tipo de fuente	42
Figura 5.5 Expansión de Generación inclusión de proyectos de expansión futuros.	43
Figura 5.6 Energía por Tipo de fuente sistema energético	44
Figura 5.7 Potencias por tipo de fuente sin planes de expansión de generación	45
Figura 5.8 Sistema energético caso sin planes de expansión	46
Figura 5.9. Ficha Coca_Codo_Sinclair con nuevo FD	48
Figura 5.10. Ficha Delsitanisagua con nuevo FD	48
Figura 5.11. Ficha Abanico con nuevo FD	48
Figura 5.12 Potencia hidroeléctrica con afectación de FD del recurso hídrico	49
Figura 5.13 Energía por tipo de fuente con planes de expansión y afectación del cambio climático	50
Figura 5.14. Escenario sin planes de expansión de generación, déficit hidroeléctrico	51
Figura 5.15. Aporte Energético por tipo de fuente sin planes de expansión y Factor de disponibilidad afectado	51
Figura 5.16 Variación porcentual aplicada a la generación térmica	52
Figura 5.17 Variación porcentual aplicada a la generación ERNC	53
Figura 5.18 Variación porcentual aplicada a la generación hidroeléctrica	53
Figura 5.19.- Porcentaje de aporte hidroeléctrico con FD 0,95 año 2033	53

Figura 5.20. Porcentaje de aporte hidroeléctrico con FD afectado por el cambio climático año 2033	54
Figura 5.21. Porcentaje de inversión por tecnología	54



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.2 Conjuntos	viii
Tabla 1.3 Parámetros	viii
Tabla 1.4 Parámetros de Centrales Térmicas	viii
Tabla 1.5 Parámetros de Centrales Hidroeléctricas de Embalse	ix
Tabla 1.6 Parámetros de Centrales Hidroeléctricas de Pasada	ix
Tabla 1.7 Parámetros de Centrales Fotovoltaicas	x
Tabla 1.8 Parámetros de Centrales Eólicas	x
Tabla 1.9 Variables	x
Tabla 2.1 Sistema de tareas	6
Tabla 3.1 Comparación global de estudios sobre la operación, planificación y expansión de sistemas eléctricos.	10
Tabla 3.2 Comparación en Sudamérica de estudios sobre la operación, planificación y expansión de sistemas eléctricos.	11
Tabla 3.3 Comparación en Ecuador de estudios sobre la operación, planificación y expansión de sistemas eléctricos.	11
Tabla 3.4 Balance nacional de energía eléctrica 2022	13
Tabla 3.5 Energía Facturada por Servicio Eléctrico	14
Tabla 3.6 Modelos para la planificación de sistemas eléctricos	14
Tabla 3.7 Herramientas de código abierto para la planificación de expansión de generación eléctrica	15
Tabla 4.1 Análisis de las diversas herramientas de código abierto	19
Tabla 4.2 Secciones de la herramienta SimSEE	20
Tabla 4.3 Proyección Base	29
Tabla 4.4 Centrales Modeladas y en Operación en base al Informe Anual 2022	30
Tabla 4.5 Frecuencia Relativa	34
Tabla 4.6 Factor de Disponibilidad de las centrales más relevantes	34
Tabla 4.7 Modelado del SNI sala SimSEE	35
Tabla 4.8 Escenarios de estudio	36
Tabla 4.9 Costos por tecnología	40
Tabla 5.1 Centrales Consideradas Para la Expansión	47
Tabla 9.1 Características Central Pute	72
Tabla 9.2 Características de la Central Hidroeléctrica de pasada Coca Codo Sinclair	75

Tabla 9.3 Características Central Térmica Esmeraldas	77
Tabla 9.4 Características Central Hidroeléctrica Sopladora Modelada como Térmica	78

## Nomenclatura

Tabla 1.1 Conjuntos

Centrales Térmicas	Conjunto de las centrales térmicas	(ter)
Hidroeléctricas Embalse	Conjunto de las centrales Hidroeléctricas de Embalse	(he)
Hidroeléctricas Pasada	Conjunto de las centrales Hidroeléctricas de Pasada	(hp)
Centrales Fotovoltaica	Conjunto de las centrales fotovoltaicas	(fv)
Centrales Eólicas	Conjunto de las centrales eólica	(eo)
Tiempo	Conjunto de periodos de tiempo	(t)

Tabla 1.2 Parámetros

<b>nombre</b> <sub>ter,he,hp,fv,eo</sub>	Es el nombre de la central eléctrica
<b>Unidades</b> <sub>ter,he,hp</sub>	Se refiere a las unidades de generación de las centrales.
<b>Pnom</b> <sub>ter,he,hp,fv,eo</sub>	Es la potencia nominal de la central eléctrica.
<b>Pmax</b> <sub>ter,he,hp</sub>	Es la potencia máxima que puede generar la central eléctrica.
<b>Pmin</b> <sub>ter,he,hp</sub>	Es la potencia mínima que puede generar la central eléctrica.
<b>factor_disponibilidad</b> <sub>ter,he,hp,fv,eo</sub>	Es la proporción de tiempo que una central puede estar operativa.
<b>tiempo_reparacion</b> <sub>ter,he,hp,fv,eo</sub>	Es el tiempo promedio que se tarda en reparar una central en caso de fallo.
<b>rendimiento</b> <sub>he,hp</sub>	Es la eficiencia con la que una central convierte la energía primaria en electricidad.
<b>caudal_turbinable</b> <sub>he,hp</sub>	Es el volumen de agua que puede pasar por las turbinas de una central hidroeléctrica.

Tabla 1.3 Parámetros de Centrales Térmicas

<b>tipo_combustible</b> <sub>ter</sub>	Es el tipo de combustible que utiliza la central térmica.
<b>costos_variables_incremental</b> <sub>ter</sub>	Son los costos variables que aumentan con la producción de energía.
<b>costos_variable_no_combustible</b> <sub>ter</sub>	Son los costos variables que no están relacionados con el combustible.
<b>factor_reserva</b> <sub>ter</sub>	Es la capacidad de reserva de la central.

Tabla 1.4 Parámetros de Centrales Hidroeléctricas de Embalse

<b>altura_inicial</b> <sub>he</sub>	Es la altura inicial del agua en el embalse.
<b>error</b> <sub>he</sub>	Es el error en la medición de la altura del agua.
<b>discretizacion_altura</b> <sub>he</sub>	Es la discretización de la altura del agua.
<b>cota_minima_operacion</b> <sub>he</sub>	Es la cota mínima de operación del embalse.
<b>cota_maxima_operacion</b> <sub>he</sub>	Es la cota máxima de operación del embalse.
<b>puntos_cota_volumen_h</b> <sub>he</sub>	Son los puntos de cota de volumen en el eje horizontal.
<b>puntos_cota_volumen_v</b> <sub>he</sub>	Son los puntos de cota de volumen en el eje vertical.
<b>cota_descarga_calculo_salto</b> <sub>he</sub>	Es la cota de descarga para el cálculo del salto.
<b>ca_filtracion</b> <sub>he</sub>	Es el coeficiente de filtración a.
<b>cb_filtracion</b> <sub>he</sub>	Es el coeficiente de filtración b.
<b>qa_muy_seco</b> <sub>he</sub>	Es el caudal en condiciones muy secas.
<b>cota_vertimiento_max</b> <sub>he</sub>	Es la cota máxima de vertimiento.
<b>cota_vertimiento_min</b> <sub>he</sub>	Es la cota mínima de vertimiento.
<b>caudal_vertido_cota_maxima</b> <sub>he</sub>	Es el caudal vertido a la cota máxima.

Tabla 1.5 Parámetros de Centrales Hidroeléctricas de Pasada

<b><math>area\_cuenca_{hp}</math></b>	Es el área de la cuenca que alimenta la central.
<b><math>cota\_descarga_{hp}</math></b>	Es la cota de descarga de la central.
<b><math>cota\_toma_{hp}</math></b>	Es la cota de toma de agua de la central.
<b><math>costos\_variables\_agua_{hp}</math></b>	Son los costos variables relacionados con el agua.
<b><math>coeficientes\_afectacion\_caudal\_erogado</math></b>	Son los coeficientes que afectan el caudal erogado.

Tabla 1.6 Parámetros de Centrales Fotovoltaicas

<b><math>factor\_perdidas_{fv}</math></b>	Es el factor que representa las pérdidas en la producción de energía.
<b><math>latitud_{fv}</math></b>	Es la latitud de la ubicación de la central.
<b><math>longitud_{fv}</math></b>	Es la longitud de la ubicación de la central.
<b><math>inclinacion_{fv}</math></b>	Es la inclinación de los paneles solares.
<b><math>azimuth_{fv}</math></b>	Es el ángulo horizontal entre el norte y la dirección en la que se orienta un panel solar.
<b><math>reflectividad\_suelo_{fv}</math></b>	Es la reflectividad del suelo en la ubicación de la central.
<b><math>p\_pico_{fv}</math></b>	Es la potencia pico de la central.
<b><math>potencia\_max\_inversor_{fv}</math></b>	Es la potencia máxima que puede manejar el inversor de la central.
<b><math>disponibilidad_{fv}</math></b>	Es la disponibilidad de la central.
<b><math>modo\_seguimiento_{fv}</math></b>	Es el modo de seguimiento del sol de los paneles solares.
<b><math>inclinacion\_maxima_{fv}</math></b>	Es la inclinación máxima de los paneles solares.

Tabla 1.7 Parámetros de Centrales Eólicas

<b><math>factor\_perdidas\_interferencia_{eo}</math></b>	Es el factor que representa las pérdidas por interferencia entre las turbinas.
<b><math>velocidad\_minima_{eo}</math></b>	Es la velocidad mínima del viento para que la turbina funcione.
<b><math>velocidad\_maxima_{eo}</math></b>	Es la velocidad máxima del viento que la turbina puede soportar.
<b><math>factor\_reserva\_rotante_{eo}</math></b>	Es el factor de reserva rotante de la central.
<b><math>Demanda_t</math></b>	Demanda eléctrica en el tiempo
<b><math>Horizonte\_tiempo_t</math></b>	Periodo de tiempo de simulación

Tabla 1.8 Variables

<b><math>Pghidro_{he}</math></b>	Es la potencia generada por las centrales hidroeléctricas de embalse.
<b><math>Pghidro_{hp}</math></b>	Es la potencia generada por las centrales hidroeléctricas de pasada.
<b><math>PgTermico_{ter}</math></b>	Es la potencia generada por las centrales térmicas.
<b><math>PgRenovable_{fv}</math></b>	Es la potencia generada por las centrales renovables fotovoltaicas.
<b><math>PgRenovable_{eo}</math></b>	Es la potencia generada por las centrales renovables eólicas.
<b><math>Arranque_{ter}</math></b>	Es el proceso de puesta en marcha de una central térmica.
<b><math>Parada_{ter}</math></b>	Es el proceso de detención de una central térmica.

## 1. INFORMACIÓN GENERAL

**Título:** Expansión de la Generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano considerando escenarios de cambio climático para el periodo 2022-2040.

**Tipo de proyecto:** Proyecto de Investigación

**Fecha de inicio:**

**Fecha de finalización:**

**Lugar de ejecución:** Latacunga

**Facultad que auspicia:** Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas (CIYA).

**Carrera que auspicia:** Carrera de Ingeniería en Electricidad.

**Proyecto Macro asociado:** Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional.

**Equipo de Trabajo:** Marco Andres Albuja Freire

Carlos Damian Guamani Alpusig

**Tutor de Titulación:** Ing. M.Sc. Guamán Cuenca Wilian Patricio

**Área de conocimiento:** 07 Ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

**Línea de investigación:** Energías Alternativas y Renovables, Eficiencia Energética y Protección Ambiental.

**Sublíneas de investigación de la Carrera:** Conversión y uso racional de la energía eléctrica.

Grupos Temáticos:

1. Eficiencia energética y desarrollo sostenible.
2. Generación con fuentes convencionales y no convencionales.
3. Optimización de sistemas eléctricos.

## **2. INTRODUCCIÓN**

### **2.1 PROBLEMA**

#### **2.1.1 Situación Problemática**

El exceso de capacidad instalada y sobre equipamiento es un problema muy perjudicial, según datos del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER), contaba con una capacidad instalada de 8.036,64 MW en el cual la demanda máxima apenas alcanzaba el 47% de esa capacidad, diciendo esto que el 53% de la energía del país no se utilizó lo cual contrajo deudas con la República Popular de China en el periodo de 2007-2017 en la construcción de Hidroeléctricas [1].

De acuerdo a estudio realizado por el Instituto Ecuatoriano de Estadísticas y Censos (INEC), para finales del año 2021, el 37% de los hogares en Ecuador no tienen acceso a este servicio básico; esta parte de la población se encuentra ubicada en la Amazonía (provincia Morona Santiago y Orellana) y la mayor parte prevalece en las zonas rurales, esto evidencia que en los últimos años hasta el 2021 ha existido un mínimo aumento de cobertura del servicio en el país, a pesar de las grandes inversiones realizadas en el sector eléctrico [2].

Uno de los problemas de las hidroeléctricas se basa principalmente en la dependencia total del cambio climático como en este caso el recurso hídrico, la implementación de centrales hidroeléctricas más óptimas implica presentar restricciones adicionales en su operación como: plan de mantenimiento programados, límites operativos como son cotas máximas y mínimas de operación, volúmenes de descarga, factores ambientales etc. todo esto implica incertidumbre al momento de la planificación para la expansión de redes eléctricas. En el Ecuador, dentro de los usos consuntivos se especifica la provisión de agua para consumo doméstico, uso industrial y riego entre los más importantes, y dentro de los usos no consuntivos se encuentra el caudal ecológico y generación hidroeléctrica; cabe destacar que existen varios destinos de aprovechamiento que incluso llegan a ser más importantes que el uso para generación, por lo que esto muestra una gran limitación dentro de la operación energética [3].

Es bien sabido que en Ecuador predomina la generación hidroeléctrica según [4] dispone de una amplia gama de recursos renovables, con el predominio de la energía hídrica y solar. El recurso hídrico se utiliza de manera significativa en la generación eléctrica, a menudo combinado con una parte de energía térmica no renovable. El país cuenta con un alto potencial en generación solar debido a sus elevados niveles de radiación solar, lo que facilita la instalación

de plantas fotovoltaicas. Aunque la generación eólica plantea desafíos debido a la ubicación del país en una zona de calmas ecuatoriales, existen áreas con vientos aprovechables para la generación de energía.

El incremento en la población ecuatoriana conlleva un crecimiento progresivo de la demanda en el sistema eléctrico nacional. Por lo tanto, la planificación a corto y largo plazo desempeña un papel crucial en la expansión de la red eléctrica. La introducción de fuentes de energía no convencionales tiene un impacto significativo en la expansión de las redes. Esto genera incertidumbre, ya que la inclusión de múltiples variables en el ámbito de las energías renovables plantea desafíos. Aunque existen software que podrían ser de ayuda en este aspecto, la mayoría de estas herramientas son de código cerrado y conllevan costos relativamente elevados en términos de licencias, al ser herramientas de código cerrado limitan a los usuarios de maneras significativas como es no poder acceder al código fuente, modificarlo según sus necesidades sea empresas o de entidades académicas siendo esto un limitante para la capacidad de los usuarios en fomentar la innovación, ya que están obligados a seguir las políticas y actualizaciones impuestas por las empresas que suministran dichas herramientas.

### **2.1.2 Formulación del problema**

El sector eléctrico ecuatoriano tiene una alta dependencia de hidroelectricidad equivalente al 73,59 % de la producción total de energía, lo cual pone en riesgo la soberanía energética nacional ante escenarios de estiaje relacionados con el cambio climático.

## **2.2 OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN**

El campo de acción para el proyecto: 330000 ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.99 Transmisión y Distribución.

## **2.3 JUSTIFICACIÓN**

Desde el punto de vista académico, esta investigación conduce a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, además de estar relacionado con el proyecto formativo de la carrera de Electricidad denominado “Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional”, de la línea de investigación de la carrera de Electricidad, “Energías Alternativas y Renovables, eficiencia energética y protección ambiental”, específicamente a Planificación de SEP, la cual corresponde a las sublíneas 1

“Eficiencia energética y desarrollo sostenible”, 2 “Generación con fuentes convencionales y no convencionales”, 3 “Optimización de sistemas eléctricos”.

El creciente protagonismo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el ámbito energético ha generado una influencia significativa en la planificación a largo plazo del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador. Esto ha impulsado la necesidad de una transición efectiva hacia fuentes de energía más sostenibles, como la energía solar y eólica, lo que plantea desafíos considerables en términos de garantizar la estabilidad de la red y gestionar la oferta y la demanda de energía. Además, dado el predominio actual del petróleo en la matriz energética ecuatoriana y la necesidad de reducir la dependencia de fuentes no renovables, es crucial comprender cómo los escenarios de cambio climático pueden afectar la planificación a largo plazo.

Por otra parte, las restricciones, la falta de flexibilidad y los costos elevados asociados a las herramientas de código cerrado utilizadas en la Evaluación de Expansión de la Generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano subrayan la importancia de buscar alternativas más adecuadas y viables, esto implica explorar herramientas de código abierto que pueden ser implementadas en este proyecto de investigación.

## **2.4 BENEFICIARIOS**

### **2.4.1 Beneficiarios Directos**

Operador Nacional de Electricidad CENACE

### **2.4.2 Beneficiarios Indirectos**

Los beneficiarios indirectos son estudiantes de ingeniería y energía, docentes, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador, entidades que utilizan datos para la planificación del sector energético e instituciones de investigación.



## **2.5 OBJETIVOS**

### **2.5.1 General**

Evaluar la expansión de la generación del sistema eléctrico ecuatoriano, mediante la herramienta SIMSEE considerando escenarios de cambio climático para el periodo 2022-2040.

### **2.5.2 Específicos**

- Investigar los modelos matemáticos y herramientas de planificación de inversiones en el sector eléctrico mediante una revisión sistemática de la literatura.
- Caracterizar la matriz energética de Ecuador utilizando una herramienta de planificación de inversiones para la expansión de la capacidad de generación de electricidad.
- Proponer alternativas viables para expandir la generación en el sistema eléctrico de Ecuador, tomando en cuenta los impactos del cambio climático durante el período 2022-2040.

## 2.6 HIPÓTESIS Y SISTEMA DE TAREAS

### 2.6.1 HIPÓTESIS

¿Podrían los escenarios de cambio climático disminuir la capacidad de generación hidroeléctrica de Ecuador a largo plazo?

### 2.6.2 SISTEMA DE TAREAS

La Tabla 2.1 detalla el conjunto de tareas necesarias para llevar a cabo la investigación.

Tabla 2.1 Sistema de tareas

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultados Esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
Investigar los modelos matemáticos y herramientas de planificación de inversiones en el sector eléctrico mediante una revisión sistemática de la literatura.	Revisión bibliográfica de los modelos matemáticos y herramientas de planificación de inversiones en el sector eléctrico.  Selección de la herramienta para la planificación del sistema eléctrico a largo plazo.	Recopilación de información acerca de los modelos matemáticos y herramientas utilizadas en la planificación de inversiones en el sector eléctrico.	Bibliografía relacionada al tema de investigación, Artículos publicados de la IEEE, Tesis (pre-grado, pos-grado), Buscadores académicos
Caracterizar la matriz energética de Ecuador utilizando una herramienta de planificación de inversiones para la expansión de la capacidad de generación de electricidad.	Recopilación de datos en base a estudios realizados sobre la demanda ecuatoriana y el Plan Maestro del Ecuador.  Modelamiento de la matriz energética de Ecuador utilizando una herramienta de planificación de inversiones.	Base de datos de la demanda del Ecuador. Escenarios energéticos con proyección de demanda y márgenes adecuados de reservas.	Plan Maestro del Ecuador, Herramienta de planificación a largo plazo del sector eléctrico SimSEE, Datos Históricos de la Demanda del Ecuador.
Proponer alternativas viables para expandir la generación en el sistema eléctrico de Ecuador, tomando en cuenta los impactos del cambio climático durante el período 2022-2040.	Establecer los escenarios y como se van a comportar en el periodo de simulación.  Comparación de los resultados energéticos (Implementación de ERNC frente a la no implementación de ERNC).	Resultados derivados de la implementación de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y el impacto del cambio climático en la matriz energética a largo plazo.	Herramienta de planificación a largo plazo del sector eléctrico SimSEE

### 3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

En este capítulo, se abordan los fundamentos teóricos que sustentan la investigación, proporcionando una base sólida para el análisis posterior. En la Sección 3.1 se revisan los trabajos previos que sientan las bases para esta investigación, la Sección 3.2: Sistema Eléctrico Ecuatoriano se centra en el análisis del sistema eléctrico de Ecuador este incluye una descripción detallada de la infraestructura existente, así como de los desafíos y oportunidades que presenta el sistema eléctrico ecuatoriano. La Sección 3.3 Modelos Matemáticos en la Planificación introduce los modelos matemáticos utilizados en la planificación de la generación y distribución de energía eléctrica, y la Sección 3.4 Herramientas de Código Abierto para el GEP presenta una revisión de las herramientas de código abierto disponibles para la Planificación de la Expansión de la Generación (GEP).

#### 3.1 ANTECEDENTES

El crecimiento y expansión de la red implica aumentar el número de subestaciones, el número de transformadores de distribución, la cantidad de alimentadores y muchos otros elementos requeridos para el funcionamiento de la red, pero también lleva a reevaluar y flexibilizar las topologías de red para tener mayor maniobrabilidad en su funcionamiento para así atender las contingencias de una forma más eficiente sin afectar la confiabilidad [5], así como la aplicación de modelos matemáticos para la planificación a largo plazo y la simulación y toma de decisiones para llevar la expansión de mejor manera teniendo en cuenta la incertidumbre.

Briglia, Ron, Esponda, Bouvier, Alaggia y Abreu [6] presentan el trabajo en el año 2013 que contempla el diseño y la implementación de los modelos dentro de *SimSEE* que integren modelos del mercado eléctrico con los del mercado de gas natural, también estudios que permitan el análisis integrado de la cadena completa, también implementaron el modelado de la existencia de suministros de combustible el cual permite modelar contratos *take or pay*, de esta implementación y estudios se tuvieron resultados que al incluir estos modelos y las restricciones de la cadena de Gas Natural Licuado (GNL) en las decisiones del despacho eléctrico, tiene como consecuencia un importante ahorro en el costo de abastecimiento de la demanda CAD.

Para el año 2014, Montevideo Uruguay, Ing. Milena G. Añasco e Ing. Ruben Chaer [7] presentan un modelo de irradiación solar y de planta fotovoltaica para la plataforma *SimSEE*,

el cual su objetivo es que sea aplicable a pronósticos de planificación energética, en el trabajo se modeló la planta solar Asahi de 0.5 MW ubicado en Salto, Uruguay. Se simuló un año entero con resultados muy similares a los medidos el cual considera que el modelo desarrollado es suficiente a los pronósticos de los estudios de expansión de la generación.

Las energías renovables van tomando fuerza y quitando poder a las centrales térmicas gradualmente en Uruguay, en [8] se propone la incorporación de energías eólica y solar para reducir los factores de uso de las centrales térmicas a 50% para las centrales de base y a valores entre 15 y 18% para las centrales de punta caracterizar en tres etapas. Etapa inicial del 2020 al 2024 en el que no es necesario realizar expansiones de la generación y en el que los precios de los combustibles están bajos por el efecto y consecuencias remanentes del COVID-19. Etapa eólica, del 2025 al 2030 con una fuerte expansión eólica. Y por último la Etapa multi-fuente, del 2031 en adelante donde se continúa con la expansión eólica a menor ritmo y comienza a ser conveniente incluir energía solar y térmica todo esto se realizará usando la herramienta de *SimSEE*.

Dado la importancia de los estudios en el área expansión eléctrica es necesario el uso de diversos métodos para su planeamiento a largo plazo es por ello que Vittorio Scopelli y Pablo Pena [9] propuso el uso de un método alternativo en el año 2020, para este caso se aplicó el método de *Point Estimation* (PE), aplicado en la red Uruguaya, el cual es un método alternativo más rápido que Montecarlo pero es menos preciso, su objetivo es el análisis de desempeño de la red a mediano plazo, los resultados de este trabajo demuestra que la aplicación del método de PE son prometedores permitiendo obtener formas aproximadas de las funciones de distribuciones de las variables de interés con errores reducidos, cuando se compara contra los resultados del método de Montecarlo. La aproximación mejora cuanto más parecido sea la distribución de las variables a una distribución representable de la forma de Gram-charlier o a una distribución gaussiana, acotando también que para el análisis habitual de la planificación de la expansión del sistema de transmisión, con el método PE se requieren la resolución de aproximadamente 3000 flujos de carga, lo que representa una ventaja importante en cuanto tiempos de cómputo, si se compara con el método de Montecarlo actualmente empleado que requiere la resolución de un millón de flujos de carga.

La importancia de la planificación a largo plazo y el uso de herramientas de código abierto son de vital importancia para el estudio de planificación para ello en el 2021, ING Lorena Di Chiara [10] realizó estudios en la plataforma *SimSEE* utilizando el algoritmo clásico de

Programación Dinámica Estocástica (SDP), realizando así el estudio de planificación energética de largo plazo basados en datos hidrológicos, recurso eólico y solar de diferentes países de Latinoamérica su objetivo principal es determinar el óptimo de inversiones de generación en sistemas de potencia con características similares a la de los países de América Latina para diferentes niveles de integración hidroeléctrica y capacidad de almacenamiento, los resultados energéticos que se obtuvo de este estudio muestran que la generación eólica y solar fotovoltaica son alternativas muy competitivas y en algunos casos se alcanza una integración de estas tecnologías muy grande. En estos casos es necesario realizar un estudio de flexibilidad y estabilidad del sistema eléctrico.

Entender que las herramientas de simulación de expansión de redes eléctricas, así como la implementación de nuevas tecnologías cada vez toman más relevancia en la evolución del sistema eléctrico, por ellos el presente estudio realizado en el año 2022 realizado [11], tiene como objetivo de estudio comprender la cuantificación del beneficio de incorporación de sistemas de acumulación de tecnología PHES (*Pumped Heat Energy Storage, o de bombeo de calor, en español*) al sistema eléctrico uruguayo, para ello se utilizó la plataforma *SimSEE*, se llevaron a cabo simulaciones tanto a largo plazo como a corto plazo para evaluar la contribución de esta tecnología en la planificación de la expansión del sistema eléctrico. Se exploraron tres posibles horizontes de incorporación: 2025, 2035 y 2045, considerando la variabilidad del sistema y la eficiencia de la tecnología. Los resultados indican que la instalación de sistemas de acumulación no es viable para el escenario de 2025. Sin embargo, la rentabilidad es buena en 2035 y excelente en 2045. Las combinaciones más beneficiosas son sistemas de 50 MW y 100 MW con capacidades de acumulación de 500-1000 MWh. El uso de grandes capacidades de almacenamiento, como en la tecnología PHES Joule-Brayton, permite traslados de potencia a largo plazo, reduciendo costos y mejorando la seguridad del suministro eléctrico.

Por otro lado, en el año 2023, en [12] se realizó un estudio de Planificación de la Expansión de la Transmisión (PET) en *SimSEE*, en el cual se proponen tres enfoques de flujo de carga probabilístico para la expansión de la transmisión en sistemas eléctricos con altas energías renovables, *flujos de carga holomorfas multidimensionales, point estimation y redes neuronales*. Se comparó su desempeño en la red de transmisión de Uruguay con una simulación Montecarlo basada en flujos de carga AC. Tales comparaciones concluyeron que los tres métodos resultaron efectivos, ofreciendo resultados precisos y significativamente más rápidos en términos de tiempo de cómputo en comparación con el enfoque Montecarlo.

En las siguientes tablas, se presenta un análisis exhaustivo de trabajos, tesis e investigaciones relacionados con la planificación de sistemas eléctricos de potencia. Este estudio se refleja en la Tabla 3.1, Tabla 3.2, Tabla 3.3, que ofrecen una comparativa de las investigaciones a nivel mundial, en Sudamérica y específicamente en Ecuador, respectivamente.

Tabla 3.1 Análisis global de estudios sobre la operación, planificación y expansión de sistemas eléctricos.

Referencia	Tema	Institución o Revista	Principales contribuciones
[13]	Informe de pasantía técnico-gerencial sobre la inyección y operación de plantas eólicas y fotovoltaicas en Alemania.	Programa 4E de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la GIZ (Cooperación Alemana) en Centroamérica.	Se visitaron empresas, instituciones y proyectos en Alemania para intercambiar experiencias sobre la inyección y operación de plantas eólicas y fotovoltaicas conectadas a redes de transmisión. Se sostuvieron reuniones con expertos sobre temas de mercado, regulación, operación, pronósticos, entre otros. Se analizó la situación actual y deseada en la región respecto al tema. Se identificaron oportunidades de mejora en la regulación y operación regional.
[14]	The Importance of Integrating the Variability of Renewables in Long term Energy Planning Models	Universidad Católica de Lovaina (KU Leuven), Bélgica.	El estudio muestra la importancia de considerar adecuadamente la variabilidad temporal de las energías renovables en la planificación energética de largo plazo. Se desarrollaron dos modelos de planificación energética a largo plazo para el sistema eléctrico de Bélgica. Uno con baja resolución temporal (12 intervalos de tiempo) y otro con alta resolución temporal (8736 intervalos horarios). Se utilizaron los modelos para analizar el impacto de la penetración de energías renovables variables (eólica y solar) en las decisiones de inversión, despacho y costos del sistema. Se reevaluó el despacho resultante de los modelos de planificación en un modelo de unit commitment para analizar el efecto de las restricciones operativas.
[15]	Implications of renewable energy technologies in the Bangladesh power sector: Long-term planning strategies	Universidad de Bonn en Alemania	El autor hace un análisis del potencial de recursos renovables como la energía solar, eólica, biomasa e hidroeléctrica para la generación de electricidad en Bangladesh. Utiliza modelos como MARKAL y LEAP para proyectar la demanda de electricidad a futuro y desarrollar escenarios sobre el suministro eléctrico considerando el uso de energías renovables. Entre los principales hallazgos se encuentra que Bangladesh tiene un buen potencial de energía solar fotovoltaica, estimado en 50,174 MW. Proyecta que la demanda de electricidad crecerá entre 7 y 16 veces en los próximos 30 años, dependiendo del crecimiento económico, concluye que las energías renovables, especialmente la solar, pueden jugar un rol importante en el sector eléctrico de Bangladesh, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles importados y las emisiones de CO <sub>2</sub> .
[16]	Enfoque probabilístico para la evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico integrado de energías renovables u previsibles	Escuela de Estudios Superiores de Ingeniería de Lille, Francia	La integración masiva de fuentes de energía renovable variables como la eólica y solar fotovoltaica presenta desafíos para la planificación y operación confiable de los sistemas eléctricos. Acoplamiento entre el teorema de probabilidad total (para variables discretas) y el método de confiabilidad de primer orden (para variables continuas). Requiere resolver flujos de potencia óptimos para evaluar cada estado. El método propuesto logra tiempos de cálculo razonables y puede aplicarse en la práctica para la planificación operativa el día anterior.
[17]	Mejorar la precisión de la previsión de la generación de energías renovables para garantizar su funcionamiento fiable como parte del sistema eléctrico.	Universidad Técnica Nacional de Bielorrusia.	Se analizó la importancia de mejorar la precisión en los pronósticos de generación de energías renovables variables como la eólica y solar. Se describieron los pronósticos típicos basados en modelos meteorológicos y el uso creciente de inteligencia artificial. Se presentaron ejemplos de proyectos en distintos países que han implementado mejoras en los pronósticos. Se mostró el impacto potencial en ahorros por aumentar la precisión del pronóstico.

Tabla 3.2 Análisis en Sudamérica de estudios sobre la operación, planificación y expansión de sistemas eléctricos.

Referencia	Tema	Institución o Revista	Principales contribuciones
------------	------	-----------------------	----------------------------

[18]	Escenarios energéticos a 2050 con integración de fuentes de energía eléctrica renovables en Colombia	Repositorio Colombiana Ingeniería Garavito	Escuela de Ingeniería Julio	Se aplica una metodología de construir y desarrollar escenarios Energéticos que consiste en crear marcos de referencias contextuales para explorar alternativas energéticas, de esta manera, será relevante definir el contexto de análisis en términos de las principales fuerzas y la incertidumbre inherente, para así proceder a la construcción de los escenarios energéticos y realizar la evaluación correspondiente. El desarrollo de los tres escenarios energéticos en Colombia con integración de fuentes de energía eléctrica renovables aplica una metodología de seis fases que incluye identificación, priorización y caracterización de la incertidumbre.
[19]	Modelos de optimización para sistemas de potencia en la evolución hacia redes inteligentes	Repositorio Colombiana Ingeniería Garavito	Escuela de Ingeniería Julio	El presente artículo tiene como objetivo describir los modelos de optimización aplicados recientemente al diseño y operación de sistemas eléctricos en el camino hacia la formación de redes inteligentes e identificar las tendencias, desafíos y posibles brechas existentes en este campo de estudio.
[20]	La universidad en la transformación hacia las redes eléctricas inteligentes en américa latina	Universidad y Sociedad multidisciplinar de la Universidad de Cienfuegos)	(Revista de la Universidad de Cienfuegos)	En este trabajo se plantea la necesidad de transformar la red eléctrica actual en una red eléctrica inteligente y se justifica esta transformación en América Latina a partir de una estructura de generación que requiere la inclusión de recursos energéticos renovables, la actualización de la infraestructura de transporte, la distribución para reducir pérdidas y la necesidad de mejorar la equidad social incrementando el acceso al servicio eléctrico.
[21]	Integración de fuentes no convencionales de energía renovable al mercado eléctrico y su impacto sobre el precio	Escuela de Ciencias y Humanidades y Escuela de Ingeniería de la Universidad EAFI		En este artículo se presentan diferentes mecanismos de integración de estas fuentes en el mercado, y se analiza su efecto sobre el precio de la electricidad en Colombia a través de un modelo de simulación en dinámica de sistemas. Bajo las condiciones de simulación definidas, los resultados indican que una participación del 20 % de las FNCER en el cubrimiento de la demanda de forma distribuida genera una reducción del 22 % en el precio de la electricidad en el largo plazo.
[22]	La Red del Futuro: Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina	Banco Interamericano de Desarrollo (BID)		El estudio intenta dar un paso más allá que los planes tradicionales de expansión en generación y transmisión que no siempre consideran de manera óptima las opciones de generación renovable locales y limpias. Bajo este enfoque más proactivo que hace uso de herramientas computacionales de última generación y en un contexto de integración regional el estudio evalúa la posibilidad de explotar estos recursos de manera óptima y desarrollar las interconexiones eléctricas regionales necesarias para aprovechar la complementariedad de estos mismos recursos.

Tabla 3.3 Análisis en Ecuador de estudios sobre la operación, planificación y expansión de sistemas eléctricos.

Referencia	Tema	Institución o Revista	Principales contribuciones
[23]	Análisis del impacto de las energías renovables no convencionales en la planificación operativa de largo plazo del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador.	Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.	Se modeló el Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Ecuador en el software SimSEE, se incluyeron todas las centrales térmicas, hidroeléctricas y proyectos de energías renovables no convencionales, realizando la optimización y simulación en SimSEE del despacho a largo plazo. Se reproduce el patrón anual de generación eólica y solar según el recurso, la generación renovable varía significativamente según la ubicación modelada.
[24]	Modelo de análisis espacial multicriterio para la implementación de parques solares mediante arcgis caso de aplicación: empresa eléctrica Ambato regional Centro Norte s.a.	Universidad Técnica Estatal de Quevedo en Ecuador	Desarrollar un modelo de análisis espacial multicriterio para determinar la ubicación óptima de parques solares en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. (EEASA), el estudio permitió identificar zonas óptimas para la ubicación de parques solares en el área de EEASA mediante un modelo de análisis espacial multicriterio en ArcGIS.
[25]	Integración de energías renovables en sistemas de energía eléctrica convencionales en Ecuador.	Universidad Tecnológica Indoamérica, Ecuador.	Se evaluó la confiabilidad de integrar energía renovable en el sistema eléctrico de Ecuador, se identificaron recursos renovables disponibles en la provincia de Imbabura: eólico, solar fotovoltaico y solar térmico. Se modelaron las plantas renovables hipotéticas con softwares HOMER y SAM, se incluyeron las plantas convencionales y la demanda del país. La integración de renovables mejora los índices de confiabilidad del sistema eléctrico, el índice LOLE disminuyó significativamente al incluir las plantas renovables.

[26]	El tema principal del documento es un diagnóstico y análisis de generación de energías renovables no convencionales en el Sistema Eléctrico del Ecuador.	Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí	La investigación se basa en una revisión bibliográfica de libros, folletos, revistas y páginas web sobre el tema. Se utilizó un enfoque descriptivo, analítico y propositivo. El estudio analiza la situación de las energías renovables no convencionales en el Ecuador, concluyendo que se requiere mayor impulso para aprovechar su potencial y cumplir con las metas planteadas. La metodología se basa en una revisión bibliográfica y un análisis descriptivo de la información recopilada.
[27]	Evaluación del sector eléctrico ecuatoriano y perspectivas de desarrollo a largo plazo.	Universidad Católica de Cuenca.	Se presenta una evolución de la demanda energética en los sectores primario y secundario del Ecuador, describiendo los principales recursos energéticos disponibles como hídricos, solar, eólico, biomasa y geotérmico. Se plantean estrategias y políticas para un desarrollo sustentable del sector eléctrico, incluyendo eficiencia energética y uso de energías limpias. Presenta un análisis integral del sector eléctrico en Ecuador, su potencial de recursos, perspectivas de desarrollo sostenible y proyecciones de la demanda energética a futuro.

### 3.2 SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

El sistema eléctrico ecuatoriano tiene raíces que se remontan a 1897, cuando la Sociedad Sur Eléctrica estableció el primer sistema en Loja. A lo largo del tiempo, diversas empresas, tanto estatales como privadas, han contribuido al desarrollo y expansión de la generación y distribución eléctrica. La central hidroeléctrica de Paute, inaugurada en 1983, representó un hito importante para Ecuador, ya que estableció las bases para un sistema interconectado nacional [28]. Desde entonces, el sector eléctrico ecuatoriano ha evolucionado significativamente. Actualmente, opera bajo un modelo mixto, donde la generación y distribución de energía cuenta con participación privada, mientras que la transmisión sigue siendo gestionada por la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP). La regulación y el despacho económico recaen en entidades como ARCONEL y CENACE. La distribución está en manos de empresas como CNEL EP, EMELNORTE y EMELSUR [29].

A pesar del progreso logrado en el sector eléctrico, aún se enfrentan desafíos significativos. Uno de ellos es el crecimiento considerable de la demanda eléctrica, lo que ha generado una dependencia de las importaciones y la necesidad de implementar medidas para gestionar dicha demanda. Además, la generación de energía se ha centrado en gran medida en las hidroeléctricas, lo que ha llevado a enfrentar problemas ambientales y climáticos. La deforestación y la vulnerabilidad al cambio climático son preocupaciones, y la diversificación de la matriz energética es crucial para la sostenibilidad.

El sistema eléctrico ecuatoriano debe expandirse y modernizarse para satisfacer la creciente demanda, mejorar la eficiencia y adoptar tecnologías emergentes. La incorporación de fuentes renovables, la expansión de la red y la adopción de tecnologías como el almacenamiento de energía son esenciales. La sostenibilidad, la eficiencia y la adaptabilidad a los cambios en el



consumo y el clima son aspectos fundamentales para el futuro del sector eléctrico en Ecuador [30].

El flujo de energía eléctrica desde su generación hasta los consumidores finales inicia con la producción por parte de los generadores. Esta energía generada se transmite a través del Sistema Nacional de Interconexión (SNI), utilizando subestaciones y líneas de transmisión. Posteriormente, el transporte de energía se lleva a cabo en los sistemas de subtransmisión y distribución. A través de estos sistemas, las distribuidoras suministran la energía eléctrica a los consumidores finales, la Tabla 3.4, que forma parte del informe del Balance Nacional de Energía Eléctrica (BNEE) correspondiente al año 2022 [31]. La mayor parte de la energía en Ecuador en 2022 provino de fuentes renovables, específicamente de energía hidráulica. Aunque también hay una cantidad significativa de energía no renovable, la proporción de energía renovable es alentadora para la sostenibilidad energética del país.

Tabla 3.4 Balance nacional de energía eléctrica 2022

	Potencia Instalada en Generación		Producción e Importaciones		Entregada a Servicio Público
	Potencia Nominal MW	Potencia Efectiva MW	Total GWh	Solo SNI GWh	GWh
Energía Eléctrica			33.474,13	29.328,83	27.365,76
Total, Nacional	8.864,37	8.219,55	33.008,30	28.863,00	26.900,46
Renovable	5.425,72	5.372,40	25.123,93	25.105,23	23.342,83
Hidráulica	5.191,30	5.151,31	24.635,16	24.624,39	23.058,85
Eólica	53,15	49,72	60,6	57,89	59,55
Fotovoltaica	28,65	27,76	38,5	33,28	37,41
Biomasa	144,3	136,4	348,08	348,08	145,54
Biogás	8,32	7,2	41,59	41,59	41,48
No Renovable	3.438,65	2.847,16	7.884,37	3.757,77	3.557,62
MCI	2.033,18	1.625,11	5.366,38	1.557,76	1.489,79
Turbo gas	943,85	790,55	1.021,54	703,56	685,29
Turbo vapor	461,63	431,5	1.496,46	1.496,45	1.382,55
Importación	650	635	465,83	465,83	465,83
Colombia	540	525	465,3	465,3	465,3
Perú	110	110	0,53	0,53	0,53

La Energía Facturada por Servicio Eléctrico se muestra en la Tabla 3.5, se detalla en GWh y porcentaje donde se destaca que la mayor proporción de la energía facturada corresponde a la demanda regulada, siendo la demanda residencial la de mayor peso dentro de esta categoría. Por otro lado, la sección de demanda no regulada y otras ventas constituye una fracción menor del total facturado [31].

Tabla 3.5 Energía Facturada por Servicio Eléctrico

Servicio Eléctrico	GWh	%
<b>Total</b>	23.891,14	100
<b>Demanda Regulada</b>	22.132,19	92,64
<b>Residencial</b>	7.832,94	32,79
<b>Industrial</b>	6.137,30	25,69

Comercial	3.999,92	16,74
Otros	2.640,63	11,05
SAPG	1.521,40	6,37
Demanda No Regulada y Otras Ventas	1.758,95	7,36

### 3.3 MODELOS Y HERRAMIENTAS PARA GTEP

Los modelos matemáticos desempeñan un papel crucial en la planificación y expansión de sistemas eléctricos. Estas herramientas fundamentales posibilitan la simulación de diversos escenarios, facilitando la evaluación de estrategias óptimas para invertir en la expansión de la generación de energía [32]. Es esencial tener en cuenta que, aunque estos modelos simplifican la realidad, no abarcan todas las complejidades del sistema eléctrico real. Por ende, los resultados derivados de estos modelos deben interpretarse con precaución. A pesar de sus limitaciones, los modelos matemáticos siguen siendo instrumentos valiosos para los planificadores de sistemas eléctricos.

Estos modelos son fundamentales en la planificación de sistemas eléctricos y deben adaptarse a las características específicas del sistema eléctrico que se muestra en la Tabla 3.6. Además, estos modelos deben tener la capacidad de incorporar consideraciones sobre los efectos del cambio climático en la generación de energía [33].

Tabla 3.6 Modelos para la planificación de sistemas eléctricos

Modelo	Descripción
Modelo de Explotación de Generación a Nudo Único o Generación/Red a Corto y Medio Plazo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se emplea para planificar la generación de energía en un solo punto o nodo a corto y medio plazo. Ofrece la capacidad de simular y analizar distintos escenarios de generación y distribución de energía.</li> </ul>
Modelo de Expansión de la Generación y/o de la Red	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se utiliza para planificar la expansión tanto de la generación de energía como de la red eléctrica. Combina la planificación de la expansión de la generación de energía (PEG) y la planificación de la expansión de la red de transmisión (PET).</li> </ul>
Modelo de Valoración de Inversiones Entrantes o Nuevas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Su aplicación está destinada a evaluar nuevas inversiones en el sector eléctrico.</li> </ul>
Modelo de Equilibrio de Mercado a Medio Plazo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Este modelo contribuye a la planificación del equilibrio del mercado eléctrico en el medio plazo.</li> </ul>

### 3.4 HERRAMIENTAS DE CÓDIGO ABIERTO PARA EL GEP

Las herramientas de código abierto son fundamentales en la planificación de la expansión de generación en redes eléctricas. Permiten modelar y simular diversos escenarios de expansión, facilitando decisiones informadas sobre inversiones en infraestructura energética. Pueden ser personalizadas y adaptadas según las necesidades específicas de los usuarios, lo que es especialmente beneficioso dado que los requisitos y condiciones pueden variar sustancialmente entre sistemas [34].

Una ventaja clave de las herramientas de código abierto radica en su capacidad para ser personalizadas y adaptadas según las necesidades específicas de los usuarios. Este aspecto resulta especialmente beneficioso en el ámbito de la planificación de expansión de generación, donde los requisitos y las condiciones pueden variar sustancialmente entre sistemas. La elección de la herramienta más adecuada debe basarse en las circunstancias específicas de cada sistema. Por ejemplo, en sistemas con alta penetración de energías renovables, puede ser apropiado seleccionar una herramienta que tenga en cuenta la variabilidad inherente a la generación de energía renovable [35], en la Tabla 3.7 presenta herramientas de código abierto que pueden ser utilizadas en la investigación para la planificación de expansión de redes eléctricas.

Tabla 3.7 Herramientas de código abierto para la planificación de expansión de generación eléctrica

Herramienta	Descripción
OPEN PRED	Open PRED es una herramienta poderosa que se utiliza para el cálculo y la evaluación de análisis específicos relacionados con la planificación en Redes Eléctricas de Distribución, teniendo en cuenta los Recursos Energéticos Distribuidos (DERs) y las Tecnologías No Convencionales (NTs). A continuación, se detallan algunas características importantes de Open PRED está desarrollado en Python, un lenguaje de programación flexible y modular. Puede integrarse con otros lenguajes y plataformas para ampliar su funcionalidad.
SimSEE	SimSEE es una herramienta de software de código abierto desarrollada por el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la República Oriental del Uruguay. Su principal función es permitir la construcción de simuladores para la operación óptima de sistemas de generación eléctrica cuyo entorno de desarrollo es el lenguaje Lazarus Pascal
GridLAB-D	Es una herramienta de simulación y análisis de código abierto que modela tecnologías energéticas de redes inteligentes emergentes. Combina cálculos de flujo de energía con modelos de automatización de distribución, uso de energía de edificios y modelos de demanda de electrodomésticos, y modelos de mercado.
GridDyn	GridDyn es un paquete de software de simulación de transmisión de energía de código abierto diseñado para facilitar el análisis y la simulación de sistemas de energía eléctrica. La herramienta ofrece una amplia gama de funciones esto puede incluir la evaluación del flujo de potencia, el análisis de estabilidad, la simulación de eventos transitorios, la evaluación de la seguridad del sistema y otros
OpenDSS	Open Distribution System Simulator (OpenDSS) es un software de simulación de sistemas de distribución eléctrica de código abierto que permite modelar sistemas de distribución eléctrica y realizar análisis de flujo de carga, cortocircuito y otros estudios.
PANDA (Platform for Advanced Network Development and Analysis)	PANDA es una herramienta de código abierto diseñada para la planificación y el análisis de redes de distribución eléctrica de mediana y baja tensión, cuenta con una interfaz gráfica de usuario (GUI) intuitiva que facilita la creación, visualización y edición de modelos de redes eléctricas.
PyPSA (Python for Power System Analysis):	PyPSA es un conjunto de herramientas de código abierto basado en Python que se utiliza para modelar y analizar sistemas eléctricos, incluyendo planificación y análisis de redes de energía renovable.
OpenDLP (Open Distribution Line Planning)	OpenDLP es una herramienta de código abierto para la planificación de líneas de distribución de energía eléctrica, que se centra en la expansión de las redes de distribución.
TNEP Toolbox (Transmission Network Expansion Planning)	Esta es una herramienta de código abierto para la planificación de expansión de redes de transmisión que ayuda en la toma de decisiones en la planificación a largo plazo.
OpenTEPES (Open Generation, Storage, and Transmission Operation and Expansion Planning Model with RES and ESS)	OpenTEPES herramienta de código abierto determina los planes de inversión de nuevas instalaciones (generadores, ESS y líneas) para suministrar la demanda pronosticada al mínimo costo. La planificación táctica se preocupa por horizontes de tiempo de 10 a 20 años. Su objetivo es evaluar las futuras necesidades de generación, almacenamiento y red.
Dispa-SET	El modelo Dispa-SET herramienta de código abierto es un modelo de compromiso de unidad y despacho óptimo de código abierto centrado en los problemas de equilibrio y flexibilidad en las redes europeas. Sus herramientas de preprocesamiento y posprocesamiento están escritas en Python y el solucionador principal se puede llamar a través de GAMS.

## **4. METODOLOGÍA**

Este capítulo detalla la metodología y los procedimientos que se seguirán en esta investigación. Se abordan los fundamentos teóricos que sustentan la metodología y se revisan los trabajos previos que anteceden a esta investigación. En la Sección 4.1 se describen las tareas específicas que se llevarán a cabo durante la investigación. En la Sección 4.2 presenta la herramienta de simulación que se utilizará en la investigación, explicando su relevancia y cómo se aplicará. La Sección 4.3 se centra en la herramienta SimSEE, proporcionando una descripción detallada de sus características y su uso en la investigación. En la Sección 4.4 se discute el Sintetizador CEGH, explicando su propósito y cómo se utilizará en la investigación. La Sección 4.5 aborda los parámetros que se utilizarán para hacer pronósticos en la investigación, explicando cómo se seleccionaron y cómo se aplicarán. La Sección 4.6 presenta el modelo matemático aproximado de SimSEE que se utilizará en la investigación, proporcionando una descripción detallada de su formulación y su aplicación. Finalmente, la Sección 4.8 discute cómo se realizarán las proyecciones de demanda en la investigación, explicando los métodos que se utilizarán y cómo se aplicarán.

### **4.1 Gestión de tareas**

El proceso metodológico inicia con una revisión exhaustiva de las diferentes herramientas de planificación de código abierto disponibles. Posteriormente, se selecciona la herramienta de simulación más adecuada y se construye un modelo matemático que explique su funcionamiento. Paralelamente, se desarrolla una base de datos para caracterizar el sistema eléctrico ecuatoriano. Se busca formular una proyección de la demanda y formular una propuesta para simular el cambio climático. Esto permitirá plantear escenarios de simulación, considerando diversas alternativas de expansión de la generación para el periodo 2022-2040, el diagrama de flujo de la Figura 4.1 describe el proceso estructurado para la gestión de tareas en el contexto de cumplir con la ejecución del proyecto.

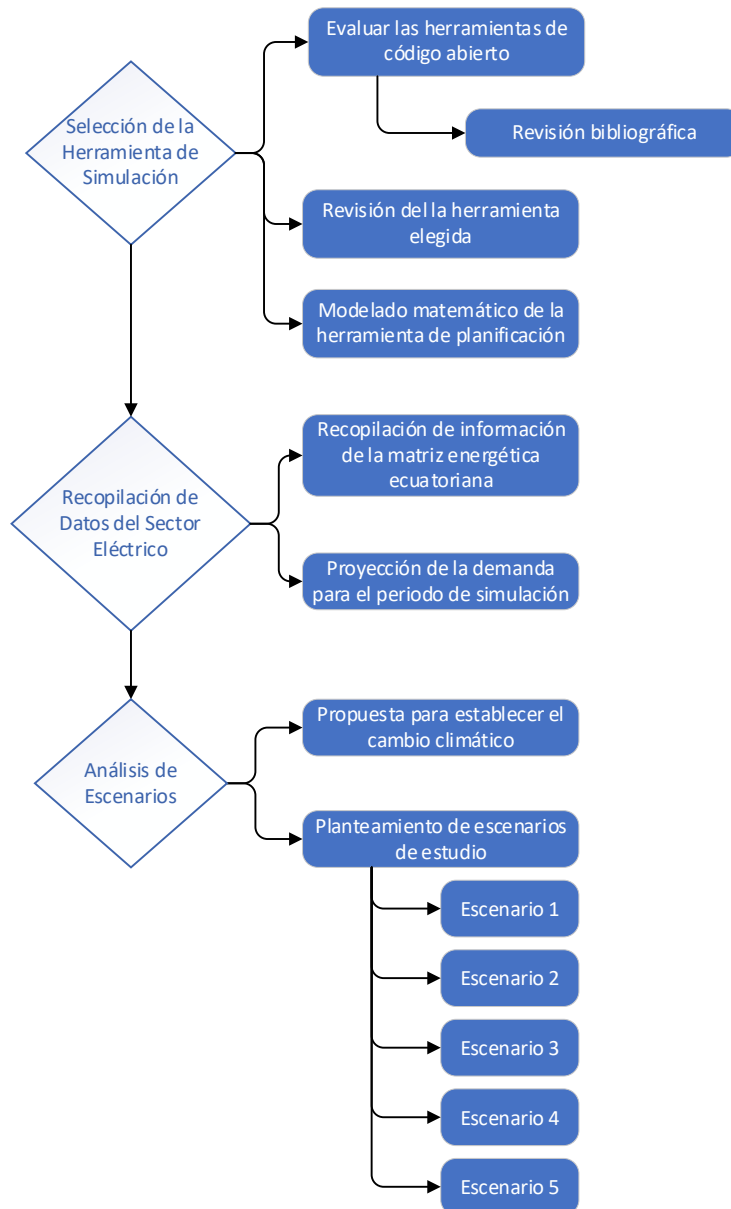


Figura 4.1 Diagrama de flujo de la Metodología

## 4.2 Herramienta de simulación

La Tabla 4.1 presenta un análisis cuantitativo de diversas herramientas sobre las características que presentan las diferentes herramientas de código abierto que pueden ser utilizadas en la investigación. Cada herramienta se describe brevemente, destacando sus capacidades y aplicaciones específicas en la planificación de redes eléctricas. Las herramientas se evaluarán en base a varios criterios: versatilidad, flexibilidad, desarrollo continuo, capacidad para integrar datos específicos del sistema eléctrico ecuatoriano, posibilidad de personalización, presencia de una comunidad activa de usuarios y su naturaleza de código abierto, este análisis permitirá tomar decisiones informadas, asegurando que la herramienta seleccionada se alinee de manera óptima con los requisitos de la investigación propuesta.

Tabla 4.1 Análisis de las diversas herramientas de código abierto

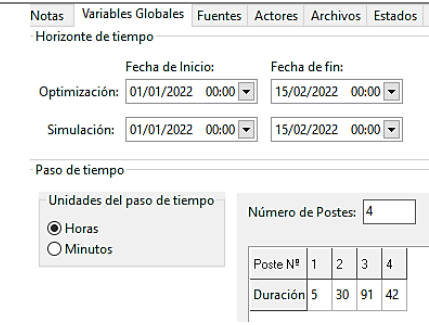

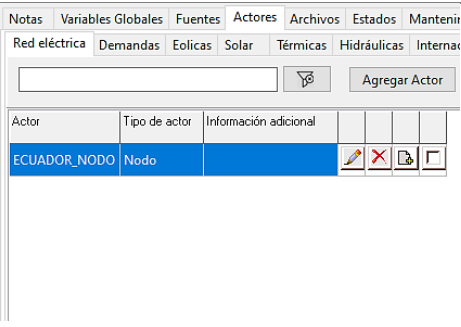
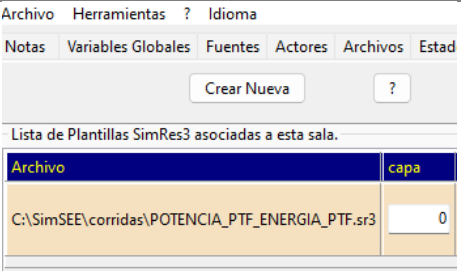
Herramienta	Versatilidad	Flexibilidad	Desarrollo Continuo	Integración de Datos del Sistema Ecuatoriano	Personalización	Comunidad Activa de Usuarios	Naturaleza de Código Abierto	Puntaje Total
<b>OPEN PRED</b>	1.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	1.0	4.5
<b>SimSEE</b>	1.0	0.5	1.0	1.0	0.5	0.5	1.0	5.5
<b>GridLAB-D</b>	0.5	1.0	0.5	0.5	0.5	1.0	1.0	5.0
<b>GridDyn</b>	1.0	0.5	0.5	0.5	1.0	0.5	1.0	5.0
<b>OpenDSS</b>	0.5	0.5	0.5	1.0	0.5	0.5	1.0	4.5
<b>PANDA</b>	0.5	0.5	1.0	0.5	0.5	0.5	1.0	4.5
<b>PyPSA</b>	0.5	1.0	1.0	0.5	0.5	1.0	1.0	5.5
<b>OpenDLP</b>	1.0	0.5	0.5	0.5	1.0	0.5	1.0	5.0
<b>TNEP Toolbox</b>	0.5	0.5	0.5	1.0	0.5	0.5	1.0	4.5
<b>OpenTEPE S</b>	0.5	0.5	1.0	0.5	0.5	0.5	1.0	4.5
<b>Dispa-SET</b>	1.0	1.0	0.5	0.5	0.5	1.0	1.0	5.5

Dado los resultados, tres herramientas obtuvieron el puntaje total más alto de 5.5. las cuales son SimSEE, PyPSA y Dispa-SET, sin embargo, es importante destacar que, aunque estas herramientas tienen el mismo puntaje total, cada una tiene sus propias fortalezas en diferentes criterios. No obstante, para el contexto de los sistemas de Sudamérica, SimSEE parece ser la opción más adecuada. Aunque PyPSA y Dispa-SET también obtuvieron altos puntajes, SimSEE se destaca por su desarrollo continuo y su capacidad para integrar datos específicos del sistema ecuatoriano, lo que lo hace particularmente relevante para el creciente uso en sistemas de Sudamérica. Estas características hacen que SimSEE sea particularmente adecuada para el proyecto propuesto.

#### 4.3 4.3 Características de SimSEE

Se abordan diferentes secciones de la herramienta SimSEE presentadas en la Tabla 4.2 es una herramienta de simulación y optimización para sistemas de energía eléctrica. Cada sección de la tabla representa un componente clave de la herramienta, describiendo su propósito y funcionalidad. Las secciones incluyen Variables Globales, Fuentes, Actores, SimRes3, Variables Crónicas y Operaciones Crónicas. Estas secciones cubren desde la configuración de los parámetros de simulación y optimización, hasta el análisis y manipulación de los resultados de la simulación, proporciona una visión general de cómo cada sección contribuye al funcionamiento global de SimSEE y cómo se pueden utilizar para modelar y analizar sistemas de energía eléctrica.

Tabla 4.2 Secciones de la herramienta SimSEE

Sección	Descripción	Gráfico
<b>Variables Globales</b>	Permite especificar los parámetros de Optimización/Simulación. Las fechas de inicio y fin establecen el horizonte temporal de la Optimización y la Simulación.	
<b>Fuentes</b>	Permite agregar y editar las Fuentes de la Sala de Juego. Las fuentes son generadores de valores que pueden ser utilizados por los Actores y por otras Fuentes.	
<b>Actores</b>	Representa a los participantes o entidades que pueden suministrar o consumir energía del sistema. Los actores pueden ser de varios tipos: Red, Demandas, Eólicas, Solar, Térmicas, Hidráulicas, Internacional y Otros, Usos Gestionables, Red de combustibles, Sin Editor.	
<b>SimRes3</b>	Facilita la realización de diversos cálculos de post-procesamiento sobre los resultados derivados de la simulación. Permite obtener resultados estadísticos que modelan el comportamiento de las variables de interés.	

Las variables Crónicas proporcionan un panel destinado a especificar los nombres asignados a estas variables, las cuales almacenan los resultados de las operaciones ejecutadas y/o actúan como entradas para dichas operaciones, además que la operación crónica es una herramienta esencial que permite al usuario realizar diversas manipulaciones y análisis de las variables crónicas generadas durante la simulación que habilita la aplicación de funciones estadísticas, matemáticas y de filtrado sobre las variables crónicas, permitiendo al usuario explorar patrones, tendencias y comportamientos de interés en los datos de salida de la simulación.

#### 4.4 Sintetizador CEGH

La denominación "CEGH" proviene de "Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma". Los sintetizadores del tipo CEGH tienen como objetivo principal modelar procesos estocásticos multivariados, destacándose en situaciones donde es esencial representar la correlación entre las variables y sus respectivos pasados. En el contexto de la plataforma SimSEE, el uso de este modelo resulta fundamental. Permite la representación precisa de fenómenos como los aportes hidráulicos a las represas, la velocidad del viento, la radiación solar y la dependencia de la demanda en relación con la temperatura, entre otros.

La construcción de un modelo CEGH a partir de series de datos históricos, por ejemplo, el historial de caudales en las represas, implica el uso del programa "Análisis Serial" [SimSEE\_mu5\_AnalisisSerial], proporcionado con la plataforma SimSEE, el proceso de construcción de un modelo CEGH se ejecuta utilizando el esquema de funcionamiento presentado en la Figura 4.2 [36].

La Ecuación (1) representa la parte lineal en un espacio Gaussiano de un sintetizador CEGH de SimSEE:

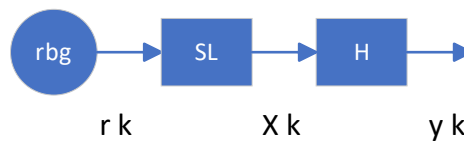


Figura 4.2 Esquema de Funcionamiento del Sintetizador CEGH

$$X_{k+1} = \sum_{h=0}^{N_r-1} A_h \cdot X_{k-h} + C \cdot Z_k + B \cdot RK \quad (1)$$

Donde:

$X_k$ : salida de un proceso estocástico.

$Z_k$ : Entrada de la serie que se conocía.

$A_h, B, C$ : Matrices que se requiere identificar que mejor modelen la relación entrada y salida

$R_k$ : Ruido gaussiano en un tiempo  $k$  (posición temporal)

$N_r$ : Cantidad de retardos a considerar

$h$ : Histograma

El modelo CEGH presenta un cono rojo que contiene las realizaciones generadas. Si no se dispone de información adicional para el pronóstico, este cono contendrá las futuras



realizaciones. Sin embargo, si se dispone de más información, el cono, mostrado en color naranja, podría modificarse para contener las realizaciones futuras. La curva celeste dibujada en el centro del cono naranja es lo que llamamos “la guía del cono” y es la trayectoria de probabilidad de excedencia 50%. Es decir que dada una realización  $x(t)$  sintetizada por el modelo CEGH, para cada tiempo  $t$  el valor de  $x(t)$  tiene igual probabilidad de estar por encima que por debajo de la guía esto se evidencia en la Figura 4.3, para el presente trabajo de titulación se presenta la dinámica sin pronóstico debido a la falta de información que debe implementarse en el SimSEE.

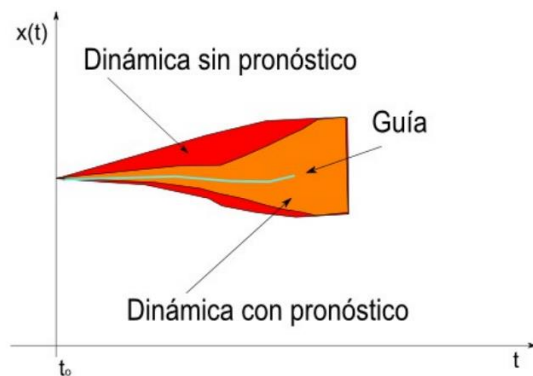


Figura 4.3: Conos de dinámica con y sin pronósticos

#### 4.5 Parámetros de Pronóstico

La segunda columna “Valores iniciales y guía de pronóstico”, los valores iniciales allí especificados serán utilizados en cada paso de sorteo de la fuente (no debe confundirse con el paso de tiempo de la Simulación que puede ser diferente), se deberán especificar para cada salida del modelo como mínimo tantos valores iniciales como pasos de tiempo de retardo tenga el modelo (memoria del modelo) a efecto de poder inicializar el filtro lineal.

“**NRet**”: especifica el número de retardos e indica por tanto cuántos valores son necesarios para inicializar el estado del modelo CEGH.

Si se introducen más valores que los NRet necesarios para fijar el estado inicial del sistema lineal, los mismos serán utilizados para fijar en la simulación los siguientes valores de las salidas, esto es, servirán de guía para un “cono de pronósticos”.

“**Guía del Pronóstico**”: son los valores iniciales especificados adicionalmente a los necesarios para inicializar el filtro, que fijarán la “mediatriz” del CONO de evolución dinámica de cada canal de salida. Por defecto esa mediatriz corresponde al valor con probabilidad de excedencia del 50% de la trayectoria de cada canal.

“**NPCC**”: Número de Pasos de Control del Cono. Durante esta cantidad de pasos, se obliga a la mediatriz del cono a seguir los valores de la guía. El valor de NPCC deberá ser igual a la cantidad de valores iniciales especificados en forma adicional a los requeridos por los retardos del filtro.

“**NPLC**”: Número de Pasos de Liberación del Cono. Es la cantidad de pasos, a contarse luego de transcurridos los NPCC, en que el sesgo de cada canal pasará del valor en que quedó hasta llegar a cero. La extinción del sesgo es lineal.

“**NPSA**”: Número de Pasos Sin Apertura. Esto permite indicar al inicio del cono la cantidad de pasos "deterministas", o sea durante cuántos pasos se considera que el pronóstico es un determinismo. Durante estos pasos el cono de la dinámica es una curva sin apertura y los "atenuadores de ruido" son nulos. El valor de NPSA deberá ser menor o igual al valor de NPCC.

“**NPAC**”: Número de Pasos de Apertura del Cono. Es la cantidad de pasos en que se pasarán los "atenuadores de ruidos" del valor CERO al valor 1.

“**ai[p.u.]**”: Apertura inicial del cono en p.u.

Principal

Nombre de la Fuente: Paute\_FU ?

Archivo De Datos: PAUTE\_EMBALSE\_CEGH.txt

Duración del Paso de Sorteo[h]: 730 ?  Resumir Promediando (aplicable si es esclavizada en un sub-muestreo)

Duración del Paso de Tiempo[h]: 730 ? Tipo de Esclavización: Sin Esclavizar

Exportar Importar ?

Usar modelo como simplificado. ?

Valores Iniciales para Simulación (por paso de sorteo) y conos de PRONOSTICOS:  
Escenarios de pronósticos de trayectorias del estado real.

Escenario: Escenario 1 Probabilidad: 100 p.u. Fecha de inicio: 01/01/2021 Número de pasos a graficar: 100

Borne	Valores iniciales y guía del pronóstico:	NPCC	NPLC	NPSA	NPAC	NRet.	ai[p.u.]
Paute	0,000	0	0	0	0	1	0

Escenario actual  
 Complejivo Graficar

Figura 4.4. Fuente Sintetizador CEGH Ventana de Inserción de datos

El botón Graficar nos permite tener una salida visual de los pronósticos introducidos adicional el número de pasos que se desea visualizar en caso de no tener pronóstico agregado, el graficador solo presentará el pronóstico actual del modelo traducido del CEGH mostrado en la Figura 4.4.

#### 4.6 Modelo Matemático Aproximado de SimSEE

El modelo matemático de *SimSEE* es un modelo de optimización que busca minimizar el costo futuro de operación del sistema de energía eléctrica a lo largo del tiempo. Este modelo toma en cuenta las interacciones entre actores, fuentes de información y parámetros externos,

y se basa en variables de estado y de decisión que se ajustan en cada intervalo de tiempo para lograr la operación óptima del sistema.

La función de valor de *Bellman* es una herramienta clave en este modelo, ya que representa el valor esperado del costo futuro de operación del sistema para cada valor del vector de estado y cada paso de tiempo. Esta función se calcula mediante programación dinámica estocástica y se utiliza para determinar la política de operación óptima del sistema [37].

Conjuntos:

$I$ : Conjunto de intervalos de tiempo considerados en la simulación

$A$ : Conjunto de actores que participan en el sistema.

$T$ : Conjunto de pasos de tiempo

$F$ : Conjunto de fuentes de información y parámetros externos.

Parámetros:

$P_{a,i}$ : Parámetros estáticos que representan características fijas del actor  $a$  en el intervalo de tiempo  $i$ .

$Q_{f,i}$ : Representan la información proveniente de las fuentes en el intervalo de tiempo  $i$ .

Variables:

$CF$ : Función de valor de Bellman que representa el valor esperado del costo futuro de operación del sistema para cada valor del vector de estado en cada paso de tiempo  $k$ .

$X_i$ : Representan las condiciones del sistema en el intervalo de tiempo  $i$ .

$U_i$ : Se ajustan en el intervalo de tiempo  $i$ .

Función Objetivo:

$$\sum_{i \in I} CF(X_i, k) \quad (2)$$

Restricciones:

Restricciones de balance de potencia en cada nodo del sistema:

$$\sum_{a \in A} P_{a,i} - \sum_{f \in F} Q_{f,i} = 0; \forall i \in I \quad (3)$$

Restricciones de comportamiento de los actores en función de las condiciones del sistema y parámetros externos:

$$g_a(X_i, U_i, P_{a,i}, Q_{f,i}); \forall a \in A, i \in I \quad (4)$$

representa las restricciones de comportamiento del actor  $a$  en el intervalo de tiempo  $i$ .

Restricciones de interacción entre actores y fuentes de información:

$$h_{a,f}(X_i, U_i, P_{a,i}, Q_{f,i}) = 0; \forall a \in A, f \in F, i \in I \quad (5)$$

representa las restricciones de interacción entre el actor  $a$  y la fuente de información  $f$  en el intervalo de tiempo  $i$ .

Restricciones de aversión al riesgo, modeladas a través del coeficiente de aversión al riesgo:

$$\begin{aligned} VaR_\alpha(CF(X_i, k)) &\leq CVaR_\alpha(CF(X_i, k)) + \\ 1 - \alpha_1^k &= \sum_{j=1}^m \Pr(CF(X_i, k) \leq VaR_k) \cdot VaR_k; \forall i \in I \end{aligned} \quad (6)$$

Donde:

$VaR_\alpha(CF(X_i, k))$ : Representa el valor en riesgo para la función de valor de Bellman en el intervalo de tiempo  $i$  y el paso de tiempo  $k$ .

$CVaR_\alpha(CF(X_i, k))$ : Representa el valor en riesgo condicional para la función de valor de Bellman en el intervalo de tiempo  $i$  y el paso de tiempo  $k$ .

$VaR_k$ : Representa el valor en riesgo para el paso de tiempo  $k$ .

$\Pr(CF(X_i, k) \leq VaR_k)$ : Representa la probabilidad de que la función de valor de Bellman en el intervalo de tiempo  $i$  y el paso de tiempo  $k$  sea menor o igual a  $VaR_k$ .

Si bien el modelo generalizado proporciona una idea del funcionamiento integral de SIMSEE, el caso de estudio de Ecuador tiene ciertas particularidades que deben ser consideradas. Por ejemplo, existen centrales hidroeléctricas para las cuales no se dispone de información de caudales para construir el CEGH. Por lo tanto, se ha optado por modelarlas como actores del tipo “Central Térmica”. Esto implica que se les asignará un costo variable en lugar de un caudal constante. Por otra parte, la función objetivo busca minimizar los costos totales, donde se incluyen los costos asociados con cada tipo de generación, sus parámetros, esta función objetivo representa los costos totales de generación, considerando los costos variables asociados con la producción de energía de cada tipo de central:

Función Objetivo:

$$\begin{aligned}
 \text{Minimizar Costos } & \sum_{ter} (\text{costos\_variables\_incremental}_{ter} \cdot PgTermico_{ter}) + \\
 & \sum_{he} (\text{costos\_variables\_agua}_{he} \cdot Pghidro_{he}) + \sum_{hp} (\text{costos\_variables\_agua}_{hp} \cdot Pghidro_{hp}) + \\
 & \sum_{fv} (\text{costos\_variables\_renovable}_{fv} \cdot PgRenovable_{fv}) \\
 & + \sum_{eo} (\text{costos\_variables\_renovable}_{eo} \cdot PgRenovable_{eo})
 \end{aligned} \tag{7}$$

Restricciones:

Restricción de balance, esta restricción asegura que la cantidad total de energía generada por todas las centrales eléctricas en cualquier momento dado debe ser exactamente igual a la demanda eléctrica en ese momento:

$$\begin{aligned}
 \sum_{ter} PgTermico_{ter,t} + \sum_{he} Pghidro_{he,t} + \sum_{hp} Pghidro_{hp,t} + \sum_{fv} PgRenovable_{fv,t} \\
 + \sum_{eo} PgRenovable_{eo,t} = Demanda_t ; \forall t
 \end{aligned} \tag{8}$$

Restricciones para Centrales Térmicas:

Potencia Generada, esto significa que la potencia generada térmicamente, debe ser mayor o igual a la potencia mínima, y menor o igual a la potencia máxima:

$$Pmin_{ter} \leq PgTermico_{ter} \leq Pmax_{ter}; \forall ter \tag{9}$$

Factor de Disponibilidad, esto significa que la potencia generada térmicamente, debe ser menor o igual al factor de disponibilidad, multiplicado por la potencia nominal:

$$PgTermico_{ter} \leq \text{factor}_{disponibilidad}_{ter} \cdot Pnom_{ter} ; \forall ter \tag{10}$$

Restricciones para Hidroeléctricas de Embalse:

Potencia Generada, esto significa que la potencia generada hidráulicamente, debe ser mayor o igual a la potencia mínima, y menor o igual a la potencia máxima:

$$Pmin_{he} \leq PgHidro_{he} \leq Pmax_{he} ; \forall he \tag{11}$$

Eficiencia y Caudal Turbinable, establece que la potencia generada hidráulicamente no puede ser mayor que el producto del rendimiento de la turbina y el caudal turbinable. Esto tiene sentido porque la cantidad de energía que puedes obtener de una turbina hidroeléctrica está

limitada por cuánta agua puedes hacer pasar por la turbina (el caudal turbinable) y cuán eficientemente puedes convertir esa energía del agua en electricidad (el rendimiento de la turbina):

$$Pg_{Hidro_{he}} \leq rendimiento_{he} \cdot caudal\_turbinable_{he}; \forall he \quad (12)$$

Discretización de la altura del embalse que, para cada par de puntos de cota de volumen en altura y volumen, se multiplica el valor de altura por el valor de volumen correspondiente, y luego se suman todos estos productos para obtener la altura inicial del embalse:

$$altura\_inicial_{he} = \sum_i puntos\_cota\_volumen\_h_{he} \times puntos\_cota\_volumen\_v_{he} ; \forall he \quad (13)$$

La cota de descarga para el cálculo del salto establece que la cota de descarga calculada para el salto debe ser mayor o igual a la cota mínima de operación. Esto asegura que el sistema no opere por debajo de su capacidad mínima permitida, lo cual es crucial para mantener la seguridad y eficiencia del sistema:

$$cota\_descarga\_calculo\_salto \geq cota\_minima\_operacion ; \forall he \quad (14)$$

Restricciones para Hidroeléctricas de Pasada:

Potencia Generada, la potencia generada debe estar entre estos dos límites en todo momento. Esto asegura que la operación de la hidroeléctrica se mantenga dentro de los límites seguros y eficientes:

$$Pmin_{hp} \leq Pghidro_{he} \leq Pmax_{hp} ; \forall hp \quad (15)$$

Cota de Descarga y Cota de Toma, la cota de descarga debe ser mayor o igual a la cota de toma. Esto tiene sentido ya que el agua fluye desde un punto de mayor altura (la cota de toma) a un punto de menor altura (la cota de descarga):

$$cota\_descarga_{hp} \geq cota\_toma_{hp} ; \forall hp \quad (16)$$

Restricciones para Centrales Fotovoltaicas:

Potencia Generada, la fuente de energía renovable debe ser mayor o igual a cero y menor o igual a la potencia pico. Esto asegura que la operación de la fuente de energía renovable se mantenga dentro de los límites seguros y eficientes:

$$0 \leq Pg_{Renovable_{fv}} \leq disponibilidad_{fv} \cdot p\_pico_{fv} ; \forall fv \quad (17)$$

Factor de Pérdidas y Disponibilidad, la potencia generada por la fuente de energía renovable no puede ser mayor que el producto del factor de pérdidas y la potencia pico. Esto asegura que la operación de la fuente de energía renovable se mantenga dentro de los límites seguros y eficientes:

$$PgRenovable_{fv} \leq (1 - factor\_perdidas_{fv}) \cdot p\_pico_{fv} ; \forall fv \quad (18)$$

Restricciones para Centrales Eólicas:

Potencia Generada, la potencia generada por la fuente de energía renovable no puede ser mayor que el producto del factor de reserva rotante y la potencia nominal:

$$0 \leq PgRenovable_{eo} \leq disponibilidad_{eo} \cdot factor\_reserva\_rotante_{eo} \cdot Pmax_{eo} ; \forall eo \quad (19)$$

Velocidad del Viento, la velocidad de la fuente de energía renovable debe estar entre la velocidad mínima y la velocidad máxima, si la velocidad supera la velocidad máxima o cae por debajo de la velocidad mínima, podría haber problemas de seguridad o eficiencia:

$$factor\_perdidas\_interferencia_{eo} * (velocidad\_maxima_{eo} - velocidad\_minima_{eo}) * factor\_reserva\_rotante_{eo} \geq PgRenovable_{eo} ; \forall eo \quad (20)$$

#### 4.7 Proyección de la demanda

La proyección de la demanda eléctrica en Ecuador se realizó utilizando un enfoque de regresión multivariable, considerando tres variables clave: el Producto Interno Bruto (PIB), la población y los datos históricos de la demanda de energía. Los datos de población y PIB constante al año 2010 se obtuvieron del Banco Mundial. Estas dos variables son fundamentales ya que la demanda de energía tiende a aumentar con el tamaño de la población y el nivel de producción económica [38]. Los datos históricos de la demanda de energía se obtuvieron del plan maestro, que incluye datos desde el año 2001 hasta el 2018. Además, los datos de los años venideros hasta el 2022 se extrajeron del informe multianual del sector eléctrico del Ecuador. Estos datos proporcionan una base sólida para proyectar la demanda futura y entender cómo podría cambiar en el futuro [39].

La regresión multivariable permite considerar múltiples factores al mismo tiempo y entender cómo cada uno contribuye a la demanda de energía. Sin embargo, es importante tener en cuenta que la precisión de estas proyecciones puede verse afectada por una serie de factores, incluyendo cambios en la economía, avances tecnológicos, políticas energéticas y factores climáticos [40]. La fórmula general para la regresión multivariable es:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_n X_n + \epsilon \quad (21)$$

Donde:

$Y$ : es la variable dependiente que queremos predecir o explicar.

$X_1, X_2, \dots, X_n$ : son las variables independientes que utilizamos para predecir  $Y$ .

$\beta_0$ : es el término de intercepción. Es el valor esperado de  $Y$  cuando todas las variables independientes  $X_i$  son iguales a cero.

$\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n$ : son los coeficientes de las variables independientes. Estos valores cuantifican el cambio en la variable dependiente  $Y$  debido a un cambio de una unidad en la variable independiente correspondiente.

En la Tabla 4.3 se muestran los resultados de la proyección de la demanda utilizando las variables antes mencionadas. Esta tabla es un recurso valioso para visualizar cómo estas variables interactúan entre sí y cómo contribuyen a la demanda de energía proyectada.

Tabla 4.3 Proyección de demanda base

Año	PIB (Const 2010) MMUSD	Población (Millones)	(GWh)
2022	54,064	17,979	31,862
2023	53,724	18,226	32,850
2024	53,385	18,473	33,837
2025	53,046	18,720	34,824
2026	52,707	18,967	35,812
2027	52,368	19,213	36,799
2028	52,028	19,460	37,787
2029	51,689	19,707	38,774
2030	51,350	19,954	39,762
2031	51,011	20,201	40,749
2032	50,672	20,448	41,736
2033	50,332	20,695	42,724
2034	49,993	20,941	43,711
2035	49,654	21,188	44,699
2036	49,315	21,435	45,686
2037	48,976	21,682	46,674
2038	48,636	21,929	47,661
2039	48,297	22,176	48,648
2040	47,958	22,423	49,636

## 4.8 Actores Hidráulicos

Se abordaron tres formas de modelar las centrales hidroeléctricas: mediante embalses, con generadores hidráulicos de pasada y centrales hidroeléctricas modeladas como térmicas. En este estudio, debido a la limitada disponibilidad de información sobre las centrales hidroeléctricas, se las modela como "Generador Térmico Básico", la Tabla 4.4 muestra las centrales modeladas,



las centrales modeladas fue basándose en el informe anual de 2021 del CENACE para las centrales en operación, aplicado al primer caso (EPN) [41], y el informe anual de 2022 para los demás casos presentados [42].

Centrales Hidroeléctricas con Embalse	1
Centrales Hidroeléctricas de pasada	4
Centrales Hidroeléctricas como Térmicas	67
Centrales Térmicas	44
Centrales Eólicas	2
Centrales Solares	24

#### 4.9 Centrales Hidroeléctricas Modeladas como Térmicas

Para el modelado de estas centrales se calculó el costo variable de producción para centrales hidroeléctricas ( $CVP_H$ ) propuesto por la resolución Nro. ARCERNNR-001/2023 [43], este cálculo se emplea en la Central Sopladora a modo de ejemplo y se realiza el mismo proceso para todas las centrales restantes.

**a) Los componentes del ( $CVP_H$ ) son:**

- Costos del agua turbinada para generación
- Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación
- Costo de energía eléctrica consumida para servicios auxiliares

**b) Cálculo de los componentes**

**b.1) Costo del Agua turbinada para generación  $CA_T$ , en USD/kWh**

$$CA_T = \frac{T_{UAA} * VOL}{G_B} \quad (22)$$

Donde:

$T_{UAA}$ : Tarifa de uso y aprovechamiento del agua para hidroelectricidad, determinado por la Autoridad Ambiental y del Agua, en  $USD/m^3$ .

$VOL$ : Corresponde a un % del total del caudal autorizado, determinado técnicamente con base en el volumen turbinado para el ciclo operativo, en  $m^3$ .

$G_B$ : Generación bruta estimada durante el ciclo operativo ( $kWh$ ).

Para la generación bruta estimada se calcula con la Ecuación (23).

$$G_B: Cop * FD * P_{nom} \quad (23)$$

$$G_B: 30 * 0,95 * 487,02 = 13880,07 MWh$$

$$G_B = 13880070,00 kWh$$

Donde:

$Cop$ : Ciclo Operativo en Días

$FD$ : Factor de Disponibilidad

$P_{nom}$ : Potencia Nominal [MW]

El valor del agua para generación sabemos que es de 0,0049 [USD/ $m^3$ ] y asumiendo que el VOL es de 50% del caudal autorizado se calcula el  $CA_T$  con la Ecuación (22).

$$CA_T = \frac{0,0049 \frac{USD}{m^3} * 0,5 m^3}{13880070 kWh} = 1.765E - 10 \text{ USD/kWh}$$

### **b.2 Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos ( $C_{LQI}$ ) en USD/kWh.**

Para este parámetro debido a los escasos de información para su cálculo se tomó como referencia los datos del CVP térmico del Anexo 10

$$C_{LQI} = 0$$

### **b.3 Costo de Energía Eléctrica para servicios auxiliares ( $C_{EE}$ ) en USD/kWh**

De igual manera este parámetro se tomó de los datos referentes del CVP térmico del Anexo 10

$$C_{EE} = 0,000325$$

### **b.4 Costos Variables de Producción Centrales Hidroeléctricas ( $CVP_H$ )**

$$(CVP_H) = (CA_T) + (C_{LQI}) + (C_{EE}) \quad (24)$$

La obtención de costo variable de producción en hidroeléctricas está sujeta a la Ecuación (24), remplazando datos se obtiene el siguiente resultado.

$$(CVP_H) = 1.765E - 10 + 0 + 0,000325 = 0,0003250001765 \left[ \frac{USD}{kWh} \right]$$

Necesariamente este valor se tiene que realizar una conversión de unidades debido a que los actores requieren los valores en MW en este caso USD/MWh.

$$0,0003250001765 \left[ \frac{USD}{kWh} \right] * \left[ \frac{1000 kW}{1MW} \right] = 0.325 \left[ \frac{USD}{MWh} \right]$$

#### **4.10 Afectación del Cambio Climático en la Disponibilidad de Recurso Hídrico**

Fenómenos globales como el cambio climático pueden alterar la precipitación y temperatura, así como la cantidad y calidad de agua disponible en las cuencas hidrográficas, estos cambios podrían representar una amenaza para las condiciones de la cuenca, sus pobladores, sistemas productivos y naturales, así como para la generación de energía hidroeléctrica, y la sostenibilidad de la inversión realizada por el Estado en hidroenergía [44], es por ello que la disponibilidad del recurso hídrico no siempre será el mismo teniendo en cuenta esto es necesario saber mediante pronósticos como afecta esto a las centrales específicamente en como modelar este cambio climático.

Inicialmente, se considera un Factor de Disponibilidad (FD) de 0,95 para modelar las centrales hidroeléctricas y de energías renovables no convencionales, lo que equivale al 95% de su disponibilidad en temas de recursos naturales que las centrales ocupan para la generación. El estudio se centra más en las centrales hidroeléctricas debido a que tiene más presencia existente en el sistema nacional interconectado. Sin embargo, es importante considerar que este valor no siempre refleja la disponibilidad del recurso hídrico. Por lo tanto, se plantea la necesidad de desarrollar un nuevo FD que tome en cuenta el cambio climático, utilizando datos históricos de caudales. Este nuevo FD se empleará en las simulaciones para evaluar su impacto en la generación hidroeléctrica.

#### **4.11 Caudal Asegurado**

El caudal garantizado nos permite establecer el flujo mínimo que debe ser asegurado, vinculándolo a probabilidades significativas, generalmente seleccionando entre el 85% y el 95% de probabilidad de ocurrencia. En este análisis, se emplearán los registros de caudal histórico de la Central Hidroeléctrica Paute, que comprenden 712 observaciones mensuales.

##### **4.11.1 Cálculo de Caudal Asegurado**

A partir de los datos de caudales se construye una tabla de frecuencia acumulada ordenando los intervalos de clase de mayor a menor, el número de marcas de clase ( $N_c$ ) responde a la Ecuación (25) y se determina a partir del número total de muestras (N).

$$N_c = 1 + 3.33 * \ln(N) \quad (25)$$

El ancho de intervalo de clase ( $\Delta Q$ ) se calcula en base a los caudales extremos ( $Q_{max}$  y  $Q_{min}$ ) de los datos históricos y el número demarcas de intervalo intervalos de clase Ecuación (26).

$$\Delta Q = \frac{Q_{max} - Q_{min}}{N_c - 1} \quad (26)$$

Las muestras de Paute son 712 y  $Q_{max} = 367,6$ ,  $Q_{min} = 25,8$  al aplicar la Ecuación (25) se obtiene el número de clases  $NC = 23$ , este valor al aplicarlo en la Ecuación (26) se obtiene que el ancho de intervalos es de 15,54.

$$N_c = 1 + 3.33 * \ln(712) = 23$$

$$\Delta Q = \frac{367,6 - 25,8}{23 - 1} = 15,54$$

Este valor  $\Delta Q$  nos sirve para calcular el intervalo de clase como es la diferencia entre los valores presentados en la Ecuación (27).

$$\text{Intervalo de Clase 1} = Q_{max} - \Delta Q \quad (27)$$

$$\text{Intervalo de clase 1} = 367,6 - 15,54 = 352,1$$

Para el resto de los intervalos son secuencialmente como lo muestra la Ecuación (28).

$$\text{Intervalo de Clase 2} = \text{Intervalo de Clase 1} - \Delta Q \quad (28)$$

$$\text{Intervalo de clase 2} = 352,1 - 15,54 = 336,5$$

Al crear la tabla de intervalos de clase los caudales máximos=367,6 y mínimo=25,8 deben ser iguales a los caudales máximos y mínimos de los datos históricos de Paute.

La frecuencia ( $f$ ) demuestra cuantas muestras históricas existen entre los intervalos de clase, esta frecuencia se obtiene en base a los caudales históricos, en este caso la frecuencia está entre el primer rango de intervalos de clase  $367,6 \geq f \leq 352,1$ , se cuenta con una  $f = 2$  para la primera fila, este proceso se repite hasta la última fila. Además, la frecuencia relativa ( $f_{relativa}$ ) se establece en porcentaje y responde a que porcentaje representa la frecuencia ( $f$ ) con respecto a 100% de muestras que son de 712 aplicando la Ecuación (29).

$$f_{relativa} = \frac{f}{\text{Numero total de muestras}} * 100\% = \frac{5}{711} * 100\% = 1\% \quad (29)$$

La frecuencia acumulada ( $f_{acumulada}$ ) responde a la suma de la “ $f_{acumulada}$  anterior + la frecuencia relativa actual”, seguido de realizar un promedio de los intervalos de clase obteniendo así el caudal promedio.

$$\text{Promedio caudal} = \frac{367,6 + 352,1}{2} = 359,8$$

Los resultados obtenidos para cada uno de los parámetros mencionados, se evidencian en la Tabla 4.5

Tabla 4.5 Frecuencia Relativa

Intervalo de clase	f	f_relativa	f_acumulada	Caudal	
<b>367,6</b>	352,1	2	0%	0%	359,8
<b>352,1</b>	336,5	2	0%	1%	344,3
<b>336,5</b>	321,0	1	0%	1%	328,8
<b>321,0</b>	305,5	2	0%	1%	313,2
<b>305,5</b>	289,9	5	1%	2%	297,7
<b>289,9</b>	274,4	4	1%	2%	282,2
<b>274,4</b>	258,8	8	1%	3%	266,6
<b>258,8</b>	243,3	13	2%	5%	251,1
<b>243,3</b>	227,8	9	1%	6%	235,5
<b>227,8</b>	212,2	8	1%	8%	220,0
<b>212,2</b>	196,7	21	3%	11%	204,5
<b>196,7</b>	181,2	33	5%	15%	188,9
<b>181,2</b>	165,6	33	5%	20%	173,4
<b>165,6</b>	150,1	40	6%	25%	157,9
<b>150,1</b>	134,6	72	10%	36%	142,3
<b>134,6</b>	119,0	60	8%	44%	126,8
<b>119,0</b>	103,5	67	9%	53%	111,3
<b>103,5</b>	87,9	85	12%	65%	95,7
<b>87,9</b>	72,4	80	11%	77%	80,2
<b>72,4</b>	56,9	71	10%	87%	64,6
<b>56,9</b>	41,3	72	10%	97%	49,1
<b>41,3</b>	25,8	24	3%	100%	33,6
		712	100%		

Esto al ser un estudio de variables promedio al graficar las series de datos de caudal mediante diagramas de frecuencia acumulada empleando línea de tendencia exponencial obtenemos una curva que denota el caudal máximo y mínimo, la cual permite calcular el caudal mínimo con una probabilidad de un 95% de ocurrencia como se observa en la Figura 4.5.

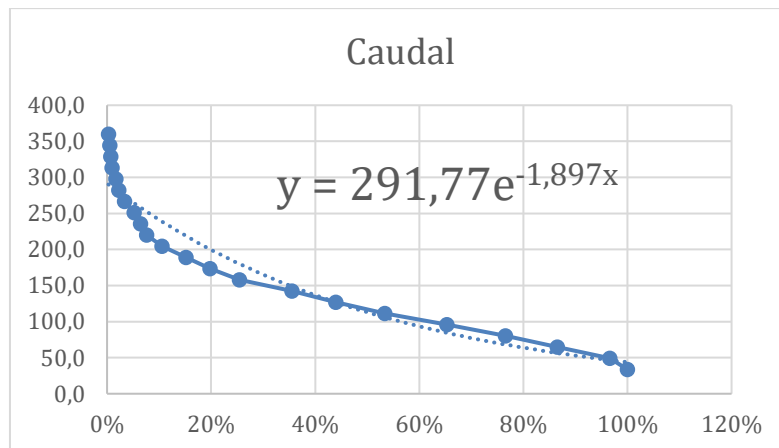


Figura 4.5. Diagrama de frecuencia acumulada y línea de tendía exponencial

$$\text{Caudal minimo} = 291,177 * e^{-1,897*(0,95)} = 48,1256 \left[ \frac{m^3}{s} \right]$$

El máximo de los caudales históricos se utiliza como referencia para establecer la relación de caudales y obtener el nuevo Factor de Disponibilidad (FD). Una vez obtenidos los caudales, se establece una relación entre el caudal mínimo y el caudal máximo, lo que resulta en un FD calculado de 0.1309. Es importante destacar que estos valores se han obtenido a partir de los datos históricos disponibles.

$$FD \text{ con cambio climatico} = FD_{\text{hipotetico}} - FD_{\text{calculado}}$$

$$FD \text{ con cambio climatico} = 0,95 - 0,1309 = 0,81$$

Aplicando la metodología descrita en esta sección se obtienen los nuevos factores de disponibilidad de cada una de las diez centrales de generación hidroeléctricas, como se detalla en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6 Factor de Disponibilidad de las centrales más relevantes

<b>FD</b>	<b>0,735532192</b>	<b>FD</b>	<b>0,831992112</b>
<b>Caudal Mínimo</b>	143,9936864	<b>Caudal Mínimo</b>	2,702380635
<b>Caudal Máximo</b>	671,4	<b>Caudal Máximo</b>	22,9
<b>Año operación</b>	2016	<b>Año operación</b>	1977
	<b>COCA CODO</b>		<b>PUCARÁ</b>
<b>FD</b>	0,803032232	<b>FD</b>	0,698196118
<b>Caudal Mínimo</b>	58,87528782	<b>Caudal Mínimo</b>	20,10172267
<b>Caudal Máximo</b>	400,6	<b>Caudal Máximo</b>	1054
<b>Año operación</b>	1987	<b>Año operación</b>	2018
	<b>AGOYAN</b>		<b>SAN FRANCISCO</b>
<b>FD</b>	0,731882012	<b>FD</b>	0,636029189
<b>Caudal Mínimo</b>	15,23118215	<b>Caudal Mínimo</b>	50,5241772
<b>Caudal Máximo</b>	223,6	<b>Caudal Máximo</b>	160,9199817
<b>Año operación</b>	2001	<b>Año operación</b>	2016
	<b>Marcel Laniado</b>		<b>Sopladora</b>
<b>FD</b>	0,633124581	<b>FD</b>	0,832557516
<b>Caudal Mínimo</b>	22,01826566	<b>Caudal Mínimo</b>	31,79168054
<b>Caudal Máximo</b>	119,4	<b>Caudal Máximo</b>	270,7
<b>Año operación</b>	2018	<b>Año operación</b>	2010
	<b>Delsitanisagua</b>		<b>MAZAR</b>
<b>FD</b>	0,819081406	<b>FD</b>	0,783799601
<b>Caudal Mínimo</b>	48,1256751	<b>Caudal Mínimo</b>	222,3422192
<b>Caudal Máximo</b>	367,6	<b>Caudal Máximo</b>	13724,49
<b>Año operación</b>	1983	<b>Año operación</b>	2018
	<b>PAUTE</b>		<b>Minas San Francisco</b>

#### 4.12 Modelado del Sistema Nacional Interconectado

Para el modelado se tomaron en cuenta algunas las condiciones para la simulación, el caso EPN se mantienen los mismos para su validación, la Tabla 4.7 Modelado del SNI muestra condiciones que se tomaron en cuenta para el modelado de la simulación.

Tabla 4.7 Modelado del SNI sala SimSEE

Modelado del SNI		
Horizonte de tiempo	2022 – 2040 2020 – 2030	En el caso de modelamiento del escenario 1 de la EPN se toma de 10 años con 730 horas de duración de paso de tiempo y 8 postes, los datos se mantienen de igual manera para los demás

		escenarios empleando una ampliación de horizonte de tiempo del 2022 al 2040.
Nodo	Sistema Nacional Interconectado EC (ECUADOR_SNI)	El actor al que se conectan los demás actores.
Demanda	Por tipo de caso - Demanda EPN - Demanda Caso Base - Demanda Máxima	La demanda histórica tomada es del año 2018 como demanda detallada de año base, el vector de energía (GWh) son calculados mediante proyección multivariable, para el caso de la EPN los datos son tomados los mismos que se plantearon en su estudio.
Sintetizador CEGH	CEGH PÁUTE CEGH RENOVALOJA CEGH VILLANACO	El sintetizador funciona a partir de datos históricos como lo son caudales, velocidad de viento e irradiación, los archivos que lee obligados son <i>txt</i> y formato <i>ods</i> para su edición, los datos de caudales pueden ser anuales o mensuales. El sintetizador usado en las centrales eólicas y fotovoltaicas son modelados a partir de datos horarios de irradiación y velocidad de viento, estos datos son obtenidos mediante la ayuda de la página <i>NASA POWER</i> , cabe mencionar que los CEGH para estos actores leen fuentes con pasos de sorteo horarios.
Central H. Embalse	Paute_H	La central está programada su salida para el año 2033 debido al cumplimiento de vida útil, este actor se enlaza como los CEGH creados.
Central H. Pasada	Coca Codo Sinclair	Como no posee un gran embalse la central, se la tomó como central de pasada la cual nos simplifica la obtención de algunos datos adicionales como lo requiere la central con embalse, no tiene programado la central su salida ya que aún no cumple con su vida útil
Generador Térmico	Esmeraldas	La central esta central está anclada a una fuente constante con precio del combustible RESI, el mismo proceso es en las restantes centrales térmicas.
Centrales H. como Térmicas	Sopladora	Las centrales están modeladas debido a falta de datos, como caudales, cotas de operación de la central, altura, coeficientes de afectación por caudal erogado, todo esto en general, los costos son calculados.
Centrales Fotovoltaicas	Renovaloja	La central utiliza los CEGH, la cual proyecta en el horizonte de tiempo de simulación y optimización para la obtención del comportamiento a largo plazo de la central.
Centrales Eólicas	Villanaco	Las centrales modeladas a partir de los sintetizadores CEGH, con estos sintetizadores la sala SimSEE proyecta el comportamiento del viento a partir de sus datos históricos.

Para el modelado del (SNI) se emplearán 5 escenarios de estudio descritos en la Tabla 4.8 estos escenarios tienen el objetivo de dar a entender como el impacto del cambio climático afecta de manera significativa en la generación de energía eléctrica del Ecuador estos escenarios implican también la importancia de la expansión de generación eficiente y como afecta esta planeación en la relación costo-eficiencia en tecnologías limpias como son la generación hidroeléctrica y las energías renovables no convencionales.

Tabla 4.8 Escenarios de estudio

Escenario 1	Se centra en el caso de la Escuela Politécnica Nacional (EPN) con la inclusión de las energías renovables no convencionales (ERNCC), se presenta un horizonte de tiempo de 10 años en el periodo 2020-2030, el objetivo de este escenario es la funcionalidad de la simulación y de posteriores simulaciones, se centra también en la comparación de energía y potencia despachada considerando los planes de expansión de Plan Maestro de Electricidad (PME) y las fechas originales de implementación de los planes de expansión de la generación.
Escenario 2	Denominado "Caso Base", este escenario es una ampliación del escenario 1 contempla un horizonte de tiempo de 18 años en el periodo 2022-2040, este escenario implementa todos los planes de expansión del (PME) y fechas desplazadas en 2 años, debido al retraso en su implementación en la actualidad, también se

	emplea un Factor de Disponibilidad (FD) de 0,95 para todas las centrales de generación hidroeléctricas. Este valor se estableció asumiendo un panorama favorable para la generación de energía hidroeléctrica.
Escenario 3	Denominado “Caso Base sin planes de expansión”, el propósito del escenario es dar a entender el impacto de una planificación eficiente a largo plazo en temas de implementación de energías limpias y sobre todo baratas, se eliminaron los planes de expansión con el objetivo de evidenciar la importancia de estos planes y el cómo la dependencia de energías térmicas toma mayor relevancia siendo esto un factor importante que perjudica en la mudanza a energías más limpias.
Escenario 4	Se define un nuevo factor de disponibilidad a través del análisis de datos históricos proporcionados por el CENACE mediante la metodología de la sección 4.11, el propósito de este escenario es enfocarse en cómo la generación hidroeléctrica se comporta ante situaciones que comprometen negativamente la disponibilidad del recurso hidrológico y cómo se comporta en presencia de una demanda máxima para evidenciar la importancia de planeación eficiente considerando escenarios de cambio climático.
Escenario 5	Se plantea como un caso extremo para demostrar el comportamiento de la generación hidroeléctrica en las peores condiciones posibles sin planes de expansión manteniendo el factor de disponibilidad del escenario 4 con el propósito de demostrar en el peor escenario posible que la dependencia de energías térmicas, así como la generación mediante energía renovable no convencional pasan a primer plano siendo un escenario desfavorable en temas de dependencia de generación netamente limpias y baratas.

### 4.13 Operaciones Crónicas

La herramienta que permite la simulación y la impresión de resultados es el *SimRes3* en el cual se usó para la impresión de variables mediante operaciones crónicas, dentro de la misma existen dos operaciones imprescindibles para este estudio como lo es *Suma Producto Con Durpos\_m* y *Promedio Ponderado Por Durpos\_m*, la Figura 4.6 muestra las operaciones con los actores modelados en la herramienta.

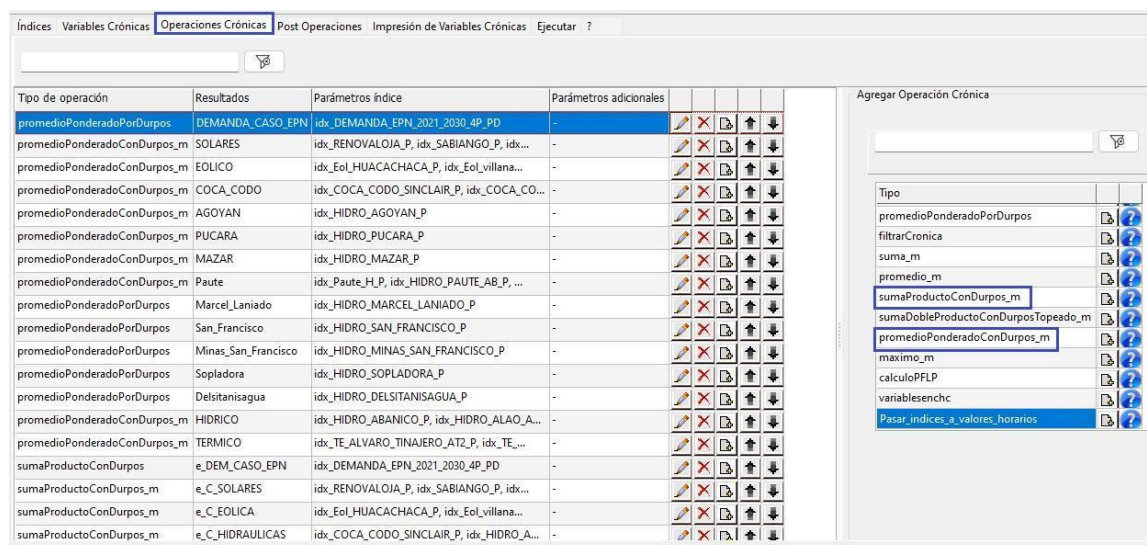


Figura 4.6. Operaciones Crónicas impresión de potencia y energía.

#### 4.13.1 Suma Producto Con Durpos\_m

Esta operación permite realizar la multiplicación de los valores de múltiples conjuntos de variables, por las correspondientes duraciones de sus postes de tiempo asociados, sumar dichos productos y guardar el resultado en una variable crónica a especificar. El conjunto total de variables de entrada está determinado por un número de Índices a seleccionar para la operación, de manera que cada Índice seleccionado tiene N variables crónicas asociadas.



El resultado de la operación para M Índices se calcula con la Ecuación (30):

$$Resultado = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N \text{índice } [i,j] * Duración_{Poste} [i,j] \quad (30)$$

Donde la suma y producto se realiza sobre las N variables crónicas de cada Índice, y luego sobre los resultados de los M Índices seleccionados, para cada crónica y cada paso de tiempo, típicamente esta operación se usa para imprimir la energía aportada o esperada por los actores.

#### 4.13.2 Promedio Ponderado Por Durpos\_m

Esta operación permite realizar la multiplicación de los valores de múltiples conjuntos de variables, por las correspondientes duraciones de sus postes de tiempo asociados, sumar dichos productos y dividir el resultado entre la duración del paso de tiempo. El resultado final se guarda en una variable crónica a especificar. El conjunto total de variables de entrada está determinado por un número de Índices a seleccionar para la operación, de manera que cada Índice seleccionado tiene N variables crónicas asociadas.

El resultado de la operación para M Índices se calcula con la Ecuación (31):

$$Resultado = \frac{1}{Duración_{Paso}} \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N \text{índice } [i,j] * Duración_{Poste} [i,j] \quad (31)$$

Donde el promedio ponderado se realiza sobre las N variables crónicas de cada Índice, y luego sobre los resultados de los M Índices seleccionados, para cada crónica y cada paso de tiempo, típicamente esta operación se usa para imprimir la potencia aportada o esperada por los actores [45].

#### 4.14 Costos de inversión

Para obtener los costos de inversión, se calculó utilizando una base de datos que muestra las tecnologías de las centrales hidroeléctricas, térmicas, fotovoltaica y eólicas, su costo de construcción y su potencia. El costo de inversión se calculó dividiendo el costo de construcción por la potencia de la central, obteniendo así el costo en MUSD/MW. Este valor se promedió por el número de centrales de cada tecnología para obtener el costo de inversión de cada tecnología en MUSD/MW, como se muestra en la Tabla 4.9. Dado que los años de construcción de las centrales varían, los costos se llevaron al año 2022, que es el año base de la investigación, mediante la fórmula del valor presente.

Tabla 4.9 Costos por tecnología	
Tecnología	MUSD/MW Año 2022
Hidráulica	1,9698
Térmica	1,5058

Eólica	2,2091
Fotovoltaica	3,0242

## 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados de las simulaciones lo que contemplan en potencia y energía, así como la inclusión de la capacidad de generación conforme al plan maestro de electricidad. Además, se ha contemplado la salida de la central más relevantes una vez que alcancen el fin de su vida útil, siendo que la Central Paute tiene prevista su desconexión para el año 2033.

### 5.1 Escenario 1

Para corroborar que los modelos presentados en los escenarios posteriores son funcionales se simula el caso de la Escuela Politécnica Nacional (EPN) con implementación de energías renovables no convencionales (ERNC), para ello se analizó la energía que aporta con la implementación de estas tecnologías, la presencia dominante de generación hidroeléctrica es notoria, mientras que la poca cantidad de energía térmica es baja, lo que demuestra que la inclusión de las (ERNC) son aportaciones que aligeran la dependencia de generación térmica y sobre todo son energías limpias, tanto como en el modelo de la EPN y el modelo presentado se demuestra la poca dependencia de la energía térmica evidenciado en la Figura 5.1 y Figura 5.2.

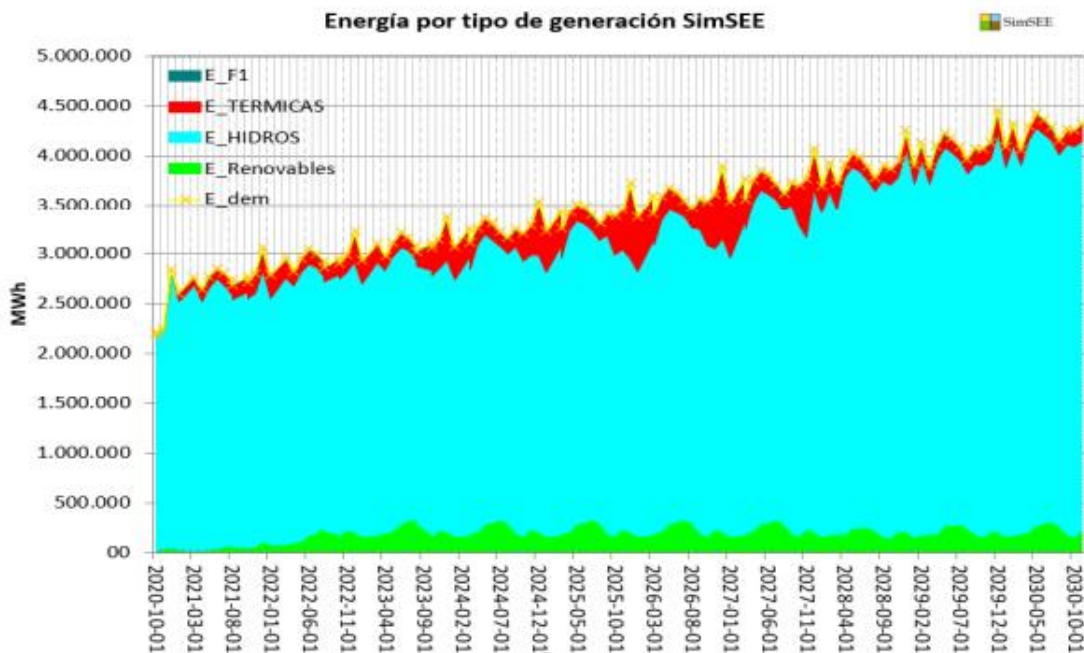


Figura 5.1. Despacho por tipo de energía en el software SimSEE (EPN)

La Tabla 5.1 detalla los proyectos que se sumaron para la expansión de la capacidad de generación y su potencia esperada.

Proyectos de Expansión	Número	Potencia esperada
Centrales Hidroeléctricas	24	5184
Centrales Térmicas	8	1203,29
Centrales Eólicas	4	100
Centrales Fotovoltaicas	11	1856

La demanda de energía proyectada mediante el Sintetizador CEGH presenta que a finales del año 2029 e inicios del año 2030 existen 2 picos que llegan a los 4500000 MWh siendo esto evidenciado en la Figura 5.1 perteneciente a la EPN de igual manera estos 2 picos se presentan en el caso de este estudio en la Figura 5.2 evidenciando así la similitud y funcionalidad de los aportes de la energía proyectada.

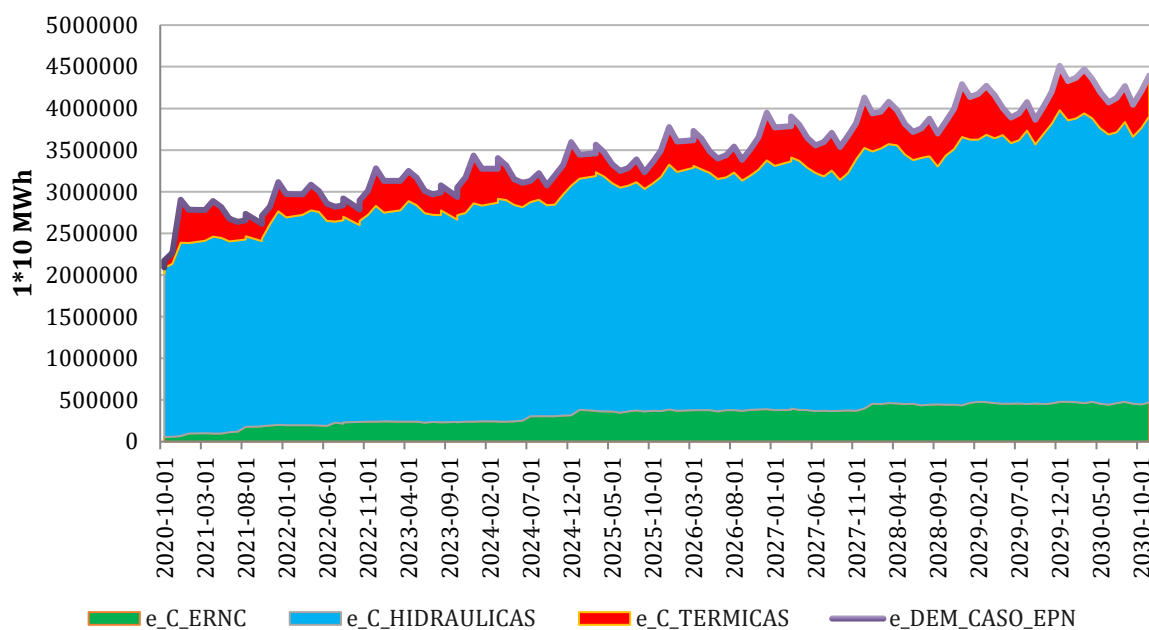


Figura 5.2. Aporte Energético comparativo por tipo de fuente

Tras validar la simulación en temas energéticos, se pretende ampliar este análisis con la inclusión de futuros proyectos de expansión eléctrica propuestos en el plan maestro de electricidad (PME) así como también el impacto sin su incorporación, además, tomando en cuenta el significativo impacto del recurso hídrico en su disponibilidad de recurso hidrológico. La idea del estudio es analizar el impacto que tiene el cambio climático en la generación hidroeléctrica y como este afecta la dependencia de generación térmica. Por ende, la idea de partida de este estudio va a partir de la influencia del cambio climático a finales del 2023 en

Ecuador y el impacto que tuvo en la generación hidroeléctrica, lo que motiva la consideración de este cambio climático en el desarrollo de nuevos proyectos eléctricos.

## 5.2 Escenario 2

Inicialmente se consideró un Factor de Disponibilidad (FD) de 0,95 en las todas las centrales de generación hidroeléctricas. Este valor se determinó asumiendo que el panorama de recursos hidroeléctricos es parcialmente bueno para la generación, en conjunto se tomaron en cuenta todos los planes de expansión de generación. En base a las proyecciones de demanda, se estima un aumento en la demanda cercano a los 6 MW para el año 2040. La contribución nula de la Central Hidroeléctrica Paute en el año 2033 se compensa parcialmente con la implementación de proyectos de energías renovables no convencionales, como la incorporación de 4 bloques fotovoltaicos entre los años 2028 y 2039. Además, el 15 de enero 2024, CELEP EC identificó 7 nuevos proyectos de generación fotovoltaica, los cuales fueron incluidos en este análisis. Es importante señalar que se asumieron fechas de entrada para los 7 nuevos proyectos, abarcando desde el año 2028 hasta el 2039, como se puede apreciar en la Figura 5.3.

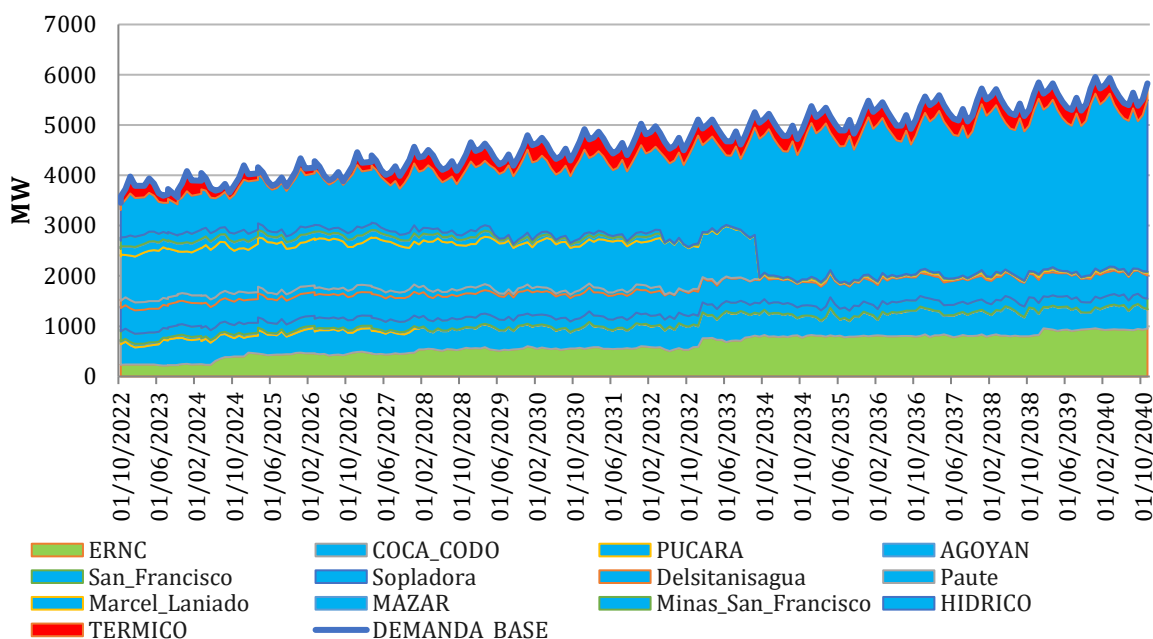


Figura 5.3 Expansión de Generación inclusión de proyectos de expansión futuros.

El escenario demuestra que la dependencia de potencia térmica sigue presente siendo relativamente baja. Es crucial destacar que, a largo plazo, las centrales térmicas seguirán siendo esenciales, a pesar de su elevado costo en comparación con las hidroeléctricas, desde el año 2025 hasta finales del año 2026 la potencia hidroeléctrica se ve en gran medida siendo esto un factor donde la energía térmica tiene una participación sumamente baja, demostrando además

que el recurso hidrológico tiene gran impacto en la generación que aporta las centrales hidroeléctricas asumiendo la mejor disponibilidad de aportaciones hidrológicas.

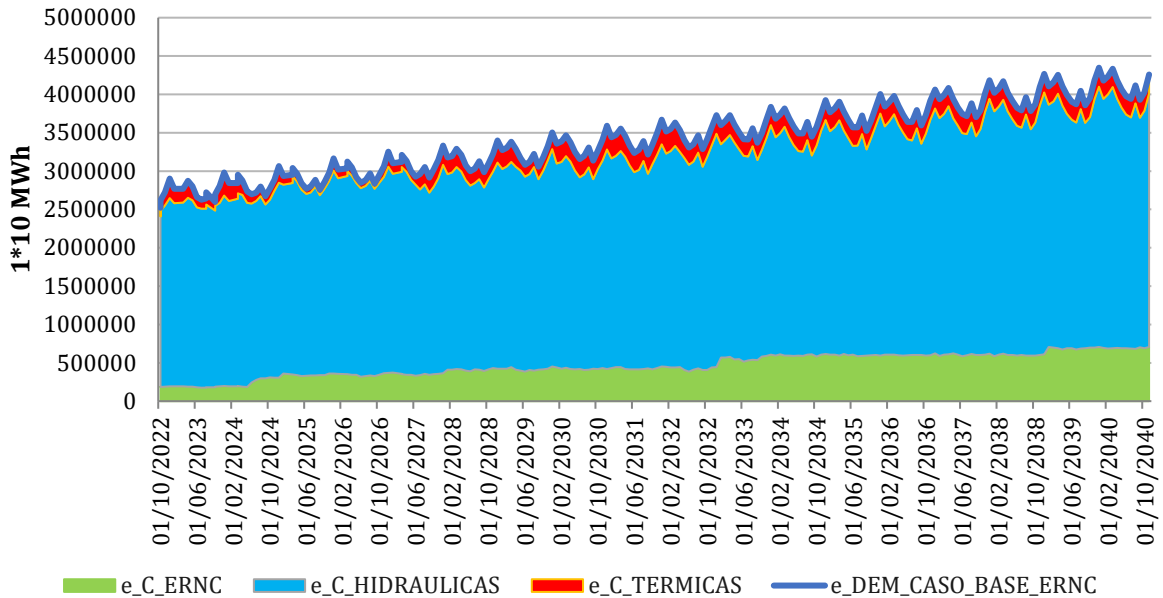


Figura 5.4 Energía por Tipo de fuente sistema energético

En temas de energía por tipo de fuente destacado en la Figura 5.4 denota la poca dependencia de las centrales térmicas, los aportes de energía cubre los requerimientos energéticos requeridos por la demanda, lo cual lo ideal es tener condiciones donde predomine más la generación hidroeléctrica al tener la implementación de proyectos de expansión en términos de minimizar costos y ya no depender de energías en base de recursos no renovables, estos aportes sin afectación del cambio climático son casos que no se presentan al 100%, por ende se busca escenarios donde se pueda evidenciar la afectación del cambio climático en la generación hidroeléctrica de igual manera como los planes de expansión hidroeléctricos se ven afectados por este cambio climático.

### 5.3 Escenario 3

Una comparación es necesaria para tener una mejor idea del impacto de la planeación eficiente a largo plazo, teniendo en cuenta esto, los planes de expansión se retiraron, con el propósito de tener un panorama donde se evidencie la importancia y el impacto que tienen los proyectos de expansión de generación del PME, la potencia despachada por las centrales hidroeléctricas se ve afectada en gran medida teniendo así la suma importancia de la potencia térmica despachada, siendo un escenario relativamente dependiente de energías no limpias, siendo un escenario no ideal en la dependencia de energía limpia evidenciado en la Figura 5.5

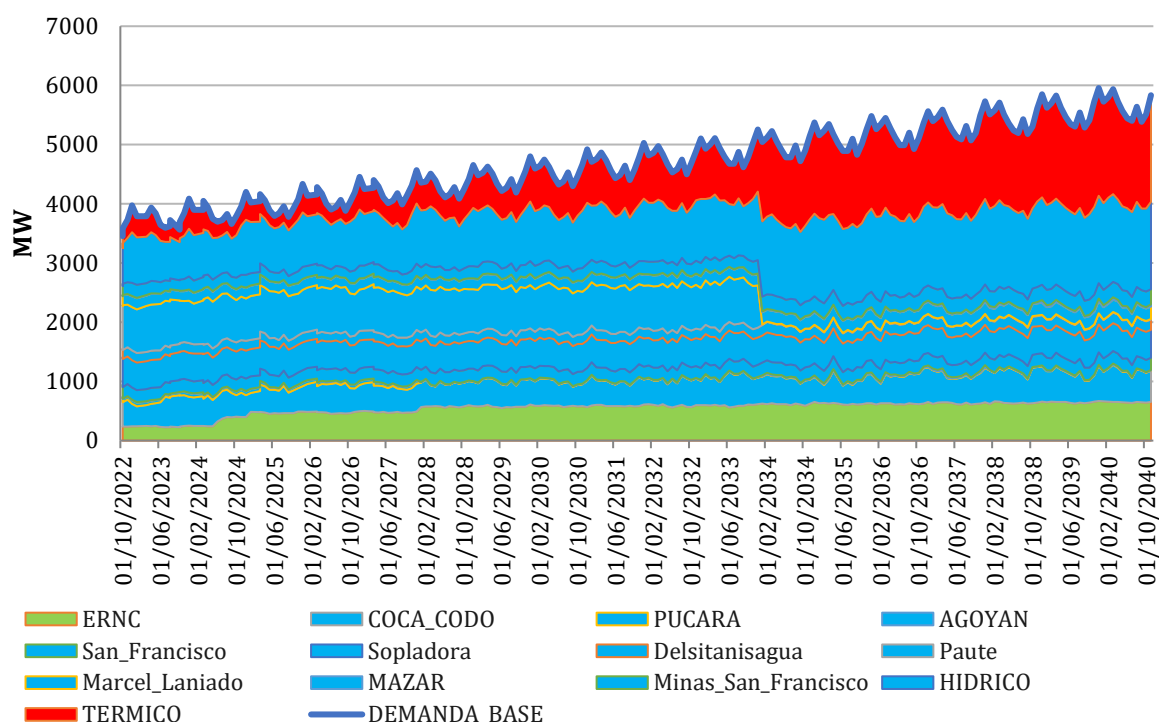


Figura 5.5 Potencias por tipo de fuente sin planes de expansión de generación

La potencia a finales del año 2033 e inicios del 2034 se ve afectada en gran medida dependiendo mucho de la generación térmica, siendo que la demanda aumenta el requerimiento de más potencia también aumenta, lo cual la falta de generación hidroeléctrica es muy notoria ante la falta de planes de expansión de generación, por ende las otras generaciones tienen que cubrir este aumento de demanda siendo que a inicios del año 2034 la potencia térmica tiene más impacto en la oferta y demanda, siendo esto un factor clave para evidenciar que la planeación eficiente a largo plazo es de suma importancia en el SNI.

La energía requerida es cubierta aun sin los planes de expansión como se muestra en la Figura 5.6, sin embargo, el escenario ideal es la presencia dominante de energías limpias y baratas, por ello las energías térmicas y ERNC son costosas en comparación con las energías proveniente de centrales hidroeléctricas, según la estadística anual 2022 van desde los 40 USD/kWh asociadas a proyectos de ERNC, por ello el sector hidroeléctrico en el Ecuador tiene gran acogida en temas de generación hidroeléctrica.

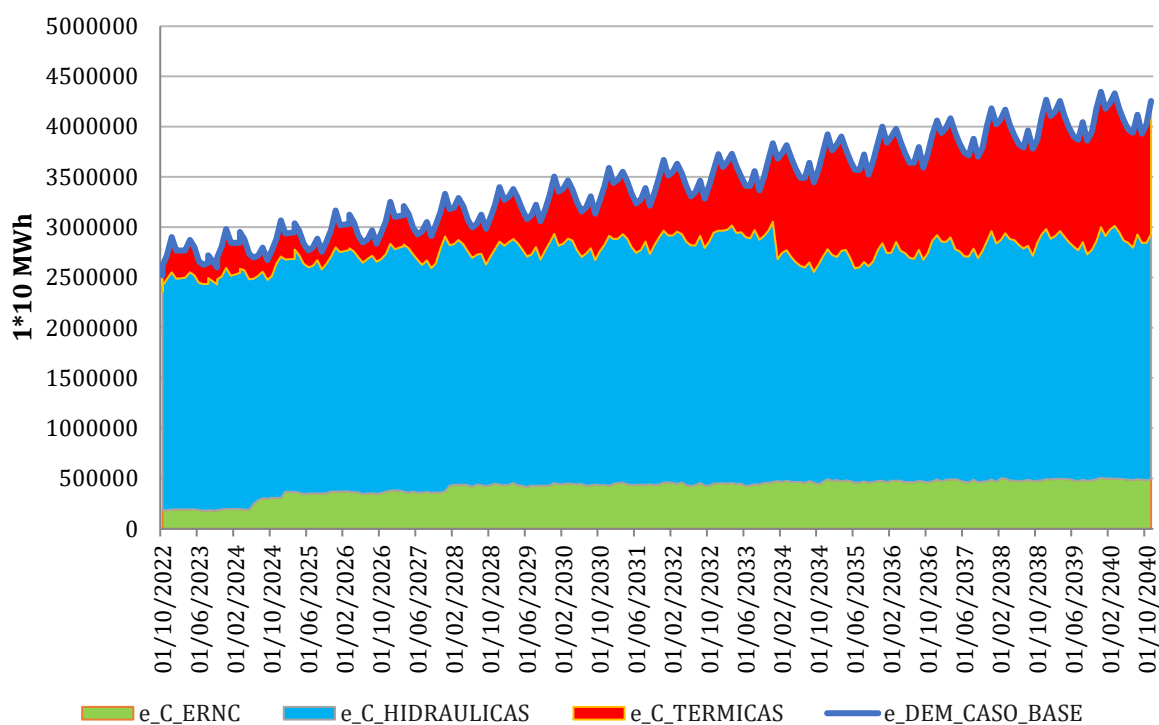


Figura 5.6 Sistema energético caso sin planes de expansión

Debido a que el escenario base con planes de expansión es una suposición del recurso hídrico, que abarca los mejores escenarios posibles demuestra que aun en el mejor escenario se dependerá en poca cantidad de las Centrales Térmicas siendo un escenario hipotético alejado de la realidad, por ende, el impacto del cambio climático afecta la credibilidad y acierto de pronóstico de la expansión a largo plazo, por ello se implementa un caso adicional que implica la demanda máxima y afectación del cambio climático en el recurso hídrico, tomándolo como el peor escenario posible.

#### 5.4 Escenario 4

Para este escenario lo que se busca es demostrar cómo la generación hidroeléctrica se comporta ante escenarios que comprometan de manera negativa la disponibilidad del recurso hidrológico y cómo esta se comporta en presencia de una demanda máxima, para ello es necesario considerar la demanda proyectada y factor de disponibilidad presentados en la sección 4.7 y sección 4.11.1.

##### 5.4.1 Factor de Disponibilidad

La variabilidad ambiental influye en la disponibilidad de recursos renovables y renovables no convencionales, lo cual afecta a las Centrales de Generación vinculadas a estos recursos, para ello fue definido el nuevo factor de disponibilidad mediante el análisis de Datos Históricos,

los cuales fueron proporcionados por el CENACE, los nuevos (FD) fueron obtenidos mediante el cálculo de caudal asegurado, los resultados se muestran en la Tabla 4.8.

Cabe mencionar que las centrales con más relevancia con potencias mayores a 120 MW son las que tendrán el cambio FD, para muestra se tomará la ficha de la Central Hidroeléctrica Coca-Codo-Sinclair, y la central Delsitanisagua, para las centrales hidroeléctricas con potencias menores a 120 MW se asumirá un FD de 0,75 evidenciado desde la Figura 5.7 hasta la Figura 5.9 respectivamente.

Editar ficha de "COCA\_CODO\_SIN" Generador hidráulico de pasada

Fecha: (dd/MM/yyyy h:nn)  Capa:

Periódica?

Area de la cuenca [há]	0
Cota de descarga[m]	38,9
Cota de toma[m]	53,8
Costo variable del agua[USD/Hm3]	4,9E-9
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(caQE)	0,000682
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(cbQE)	1,3E-8
Rendimiento[p.u.]	0,866
Potencia máxima generable[MW]	187,5
Caudal máximo turbinable[m3/s]	34,8
Factor de disponibilidad[p.u.]	0,73
Tiempo de reparación[horas]	140

Figura 5.7. Ficha Coca\_Codo\_Sinclair con nuevo FD

Editar ficha de "HIDRO\_DELSITANISAGUA" Generador térmico básico

Fecha: (dd/MM/yyyy h:nn)  Capa:

Periódica?

<p>Parámetros técnicos</p> <p>Potencia máxima [MW]: <input type="text" value="60"/></p> <p>FD [p.u.]: <input type="text" value="0,633"/></p> <p>TMR [h]: <input type="text" value="8"/></p> <p><input type="checkbox"/> EMaxPaso [MWh]: <input type="text" value="0"/></p>	<p>Pagos (no considerados en el despacho):</p> <p>Pago por potencia [USD/MWh]: <input type="text" value="0"/></p> <p>Pago por energía [USD/MWh]: <input type="text" value="0"/> (Adicional al CV e igual indexación)</p> <p>Cuentas combustibles</p> <p>Combustible: <input type="text"/> Consumo [u/MWh]: <input type="text" value="0"/></p>
--	---

Figura 5.8. Ficha Delsitanisagua con nuevo FD



Figura 5.9. Ficha Abanico con nuevo FD

El caso con el nuevo FD afectado por el cambio climático tiene mucha relevancia en la generación, siendo este un caso más práctico teniendo una demanda máxima con el peor caso del cambio climático.

#### 5.4.2 Resultado Caso con afectación del medio ambiente y demanda máxima

El comportamiento de la potencia hidroeléctrica ante una demanda máxima en conjunto de un nuevo FD afectado por el cambio climático demuestra que la potencia hidroeléctrica generada aún es evidentemente dependiente de la generación térmica en más medida para satisfacer oferta y demanda en comparación del caso base, además que *SimSEE* para suplir la disminución de generación hidroeléctrica implementa la entrada de más potencia ERNC intentando suplir la desconexión de la hidroeléctrica Paute, evidenciado en la Figura 5.3, esto se reduce a que este escenario es más costoso ya que la reducción de potencia hidroeléctrica que en sí es más barata afecta al SNI viéndose comprometida a implementar más entrada de potencia de ERNC como se muestra en la Figura 5.10.

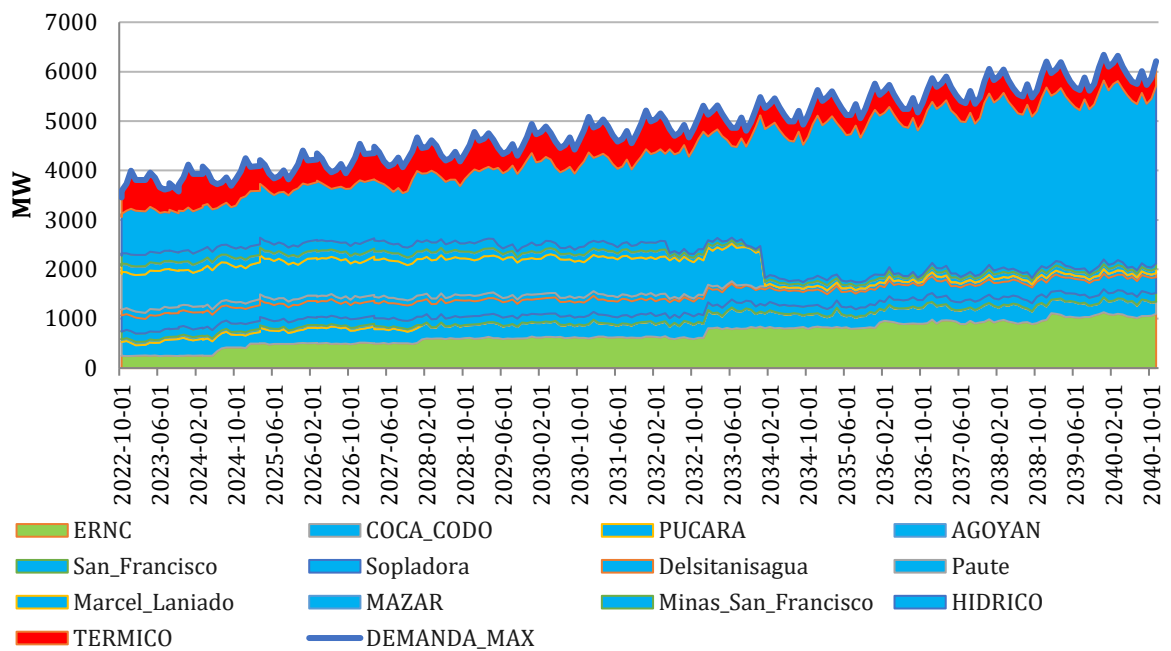


Figura 5.10 Potencia hidroeléctrica con afectación de FD del recurso hídrico

En tema energético cubre la demanda energética con demanda máxima, con la inclusión de proyectos fotovoltaicos futuros se nota un ligero cambio a partir del año 2033 en comparación con años anteriores donde la energía termoeléctrica está más presente en una medida considerable Figura 5.11.

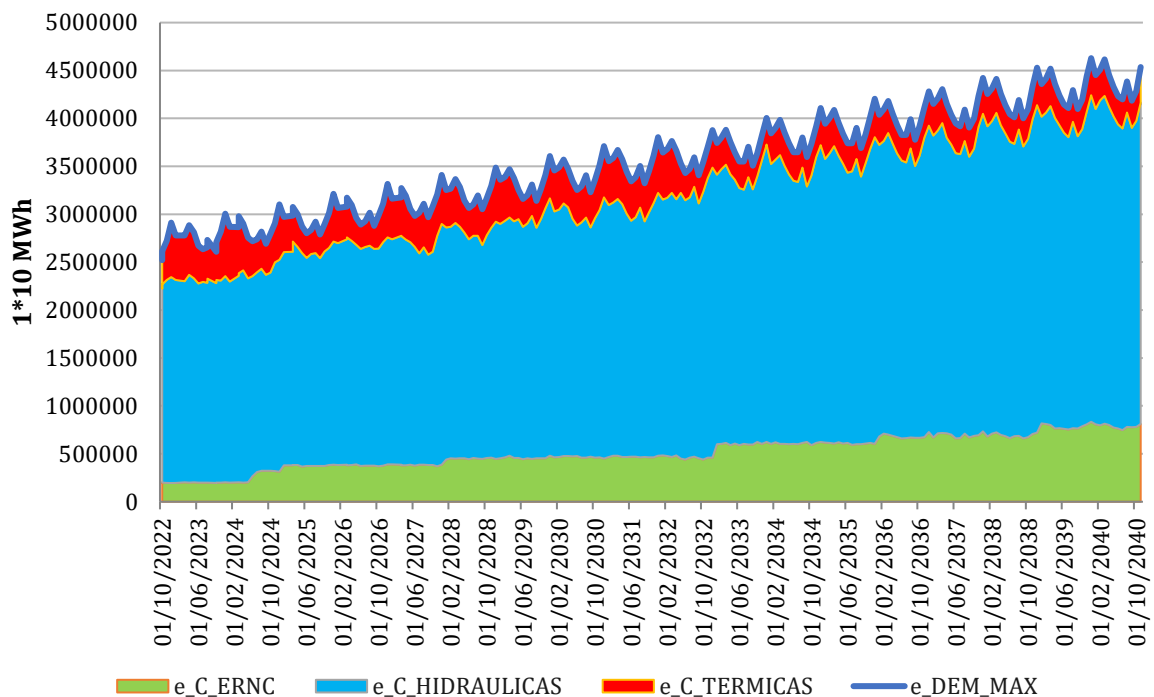


Figura 5.11 Energía por tipo de fuente con planes de expansión y afectación del cambio climático

La entrada de las centrales hidroeléctricas mitiga esta dependencia de la energía térmica en gran medida, por ello para este escenario la oferta y demanda aún se cumple a pesar de un posible cambio climático de afectación, al ser un caso afectado por el cambio climático los resultados son más asertivos. Analizando el caso de estudio, el escenario tiene probabilidades de ser más cercano al estado energético esto dependiendo en gran medida de fuentes alternas para suplir estos cambios climáticos.

### 5.4.3 Escenario 5

Este escenario busca demostrar el comportamiento de la generación hidroeléctrica en el peor de los casos posibles, siendo esta sin planes de expansión y teniendo en cuenta el FD afectado, también la misma se lleva a cabo para destacar la importancia crucial de la planificación a largo, Se observa que la expansión del sistema se ve gravemente afectada en términos de generación hidroeléctrica, cuando no se incluyen nuevos proyectos. Es evidente que la incorporación de tales proyectos tiene un efecto significativo en el desempeño de la expansión del Sistema Nacional Interconectado (SNI). Dado el marcado déficit hidroeléctrico observado, *SimSEE* incorpora la adición de más capacidad de energía térmica y renovable no convencional para compensar este déficit, como se ilustra en la Figura 5.12.

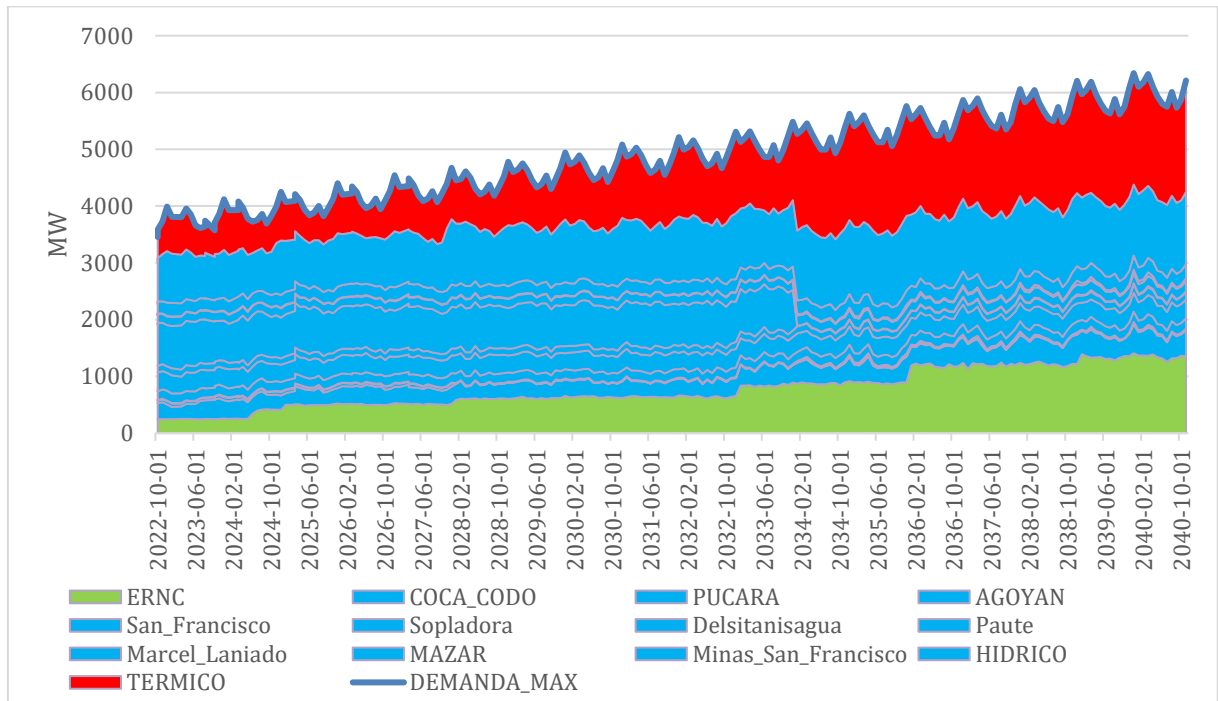


Figura 5.12. Escenario sin planes de expansión de generación, déficit hidroeléctrico

De igual manera el simulador busca optimizar la falta del sector hidroeléctrico en temas energéticos Figura 5.13, teniendo presencia de energía térmica en un grado mayor a la ERNC

siendo este escenario costoso y siendo no viable debido a la no incorporación de los nuevos proyectos de expansión de generación, dando énfasis a la importancia y el peso que tienen estos proyectos.

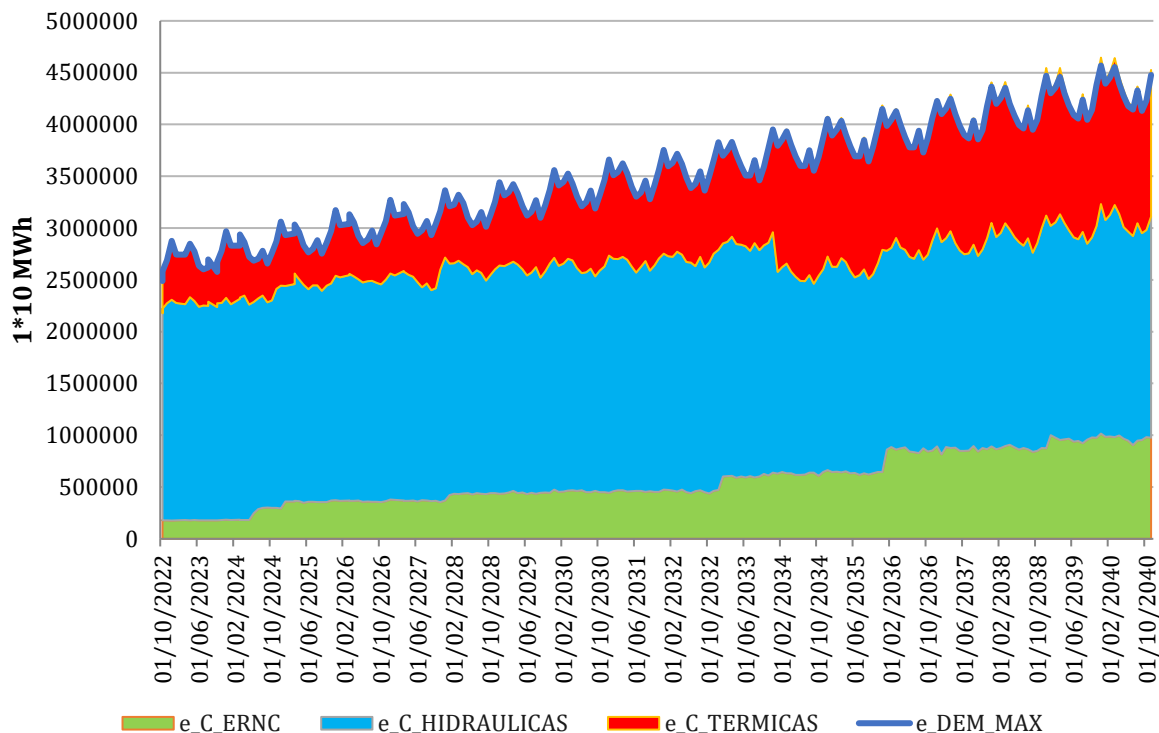


Figura 5.13. Aporte Energético por tipo de fuente sin planes de expansión y Factor de disponibilidad afectado

#### 5.4.4 Comparativa de potencia despachada por SimSEE

La potencia que prioriza SimSEE por tipo de tecnología, se basa en despachar la potencia más barata en relación a minimizar costos de generación dependiendo de la fuente de generación, por ende, esta comparativa busca demostrar como la potencia despachada por SimSEE toma con mayor relevancia la generación hidroeléctrica y como la potencia ERNC despachada se reduce cuando se implementan los nuevos proyectos de generación al igual que la potencia de generación térmica.

#### 5.4.5 Comparación térmica con planes de expansión y sin planes de expansión

La implementación de nuevos proyectos térmicos denota un porcentaje considerable pero no superior en la aportación de potencia, los primeros años muestra que los planes que se implementan van desde el 2027 y su mayor aporte de potencia es en el año 2028. Como se evidencia en la Figura 5.14 debido a la implementación de los Bloques Térmicos ERNCS, no se evidencia mucho impacto en su generación ya que un factor a considerar es que la potencia

requerida por el déficit de la hidroeléctrica se ve cubierta también por los Bloques ERNC Fotovoltaicos, por ello la generación con planes de expansión escenario 4 no es muy elevado a comparación con la generación sin planes de expansión escenario 5 evidenciado en la Figura 5.18.

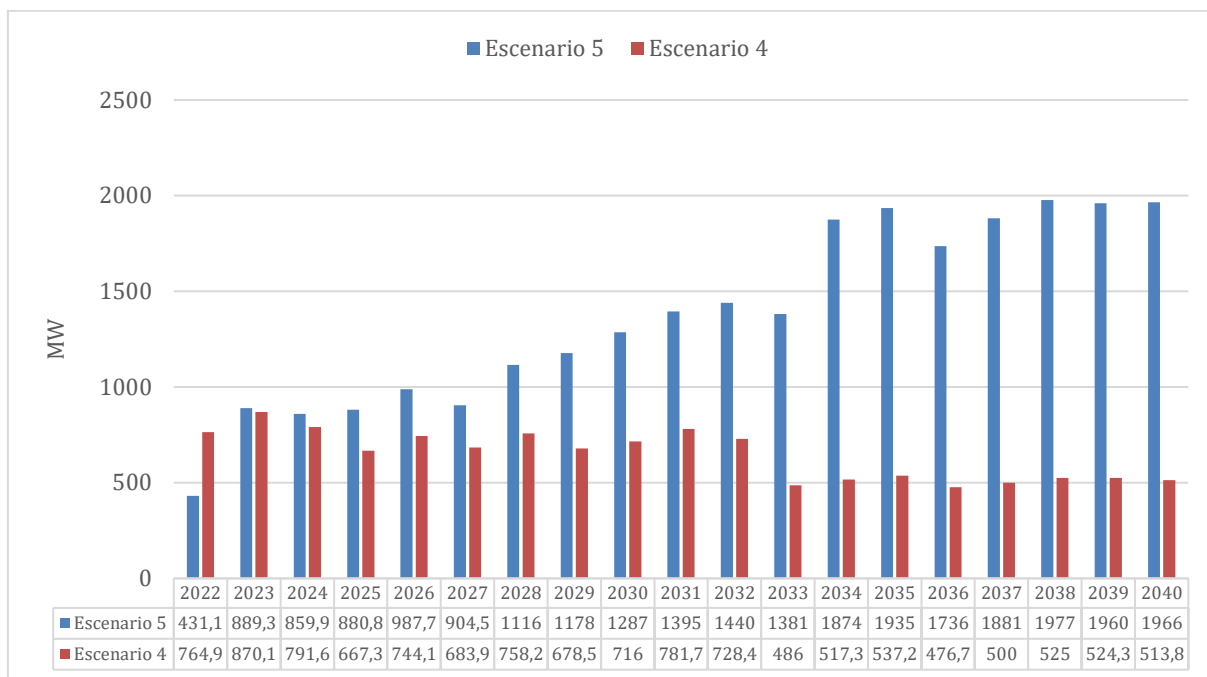


Figura 5.14 Variación porcentual aplicada a la generación térmica

#### 5.4.6 Comparación de ERNC con planes de expansión y sin planes de expansión

Los proyectos relacionados con Energías Renovables No Convencionales a largo plazo generarán una potencia de 1400 MW en el escenario sin planes de expansión, como se observa en la Figura 5.15. Esta capacidad se atribuye a la perspectiva de grandes proyectos futuros que, de realizarse, podrían abordar una parte considerable de la potencia hidroeléctrica en situaciones desfavorables, la cual proporciona una reserva de energía no dependiente del recurso hídrico para satisfacer la demanda en caso de que el cambio climático tenga un impacto adverso en un escenario no favorable, siendo de principal consideración el comportamiento de potencia ERNC despachada, siendo que esta disminuye en el escenario 4 que atribuye a la inclusión de planes de expansión en relación al escenario 5 que implica la no inclusión de planes de expansión, esto se debe a que al ser una tecnología costosa en temas de generación SimSEE opta por disminuir la potencia ERNC cuando ingresan planes de expansión de generación siendo la generación hidroeléctrica la que obliga en temas de costos a bajar la generación de ERNC, mientras que al no tener incluidos estos planes de expansión la potencia de ERNC se ve en aumento ya que al no tener planes hidroeléctricos implementados SimSEE opta por

aumentar la generación de ERNC debido a la no existencia de más centrales baratas de generación con el fin de satisfacer la demanda.

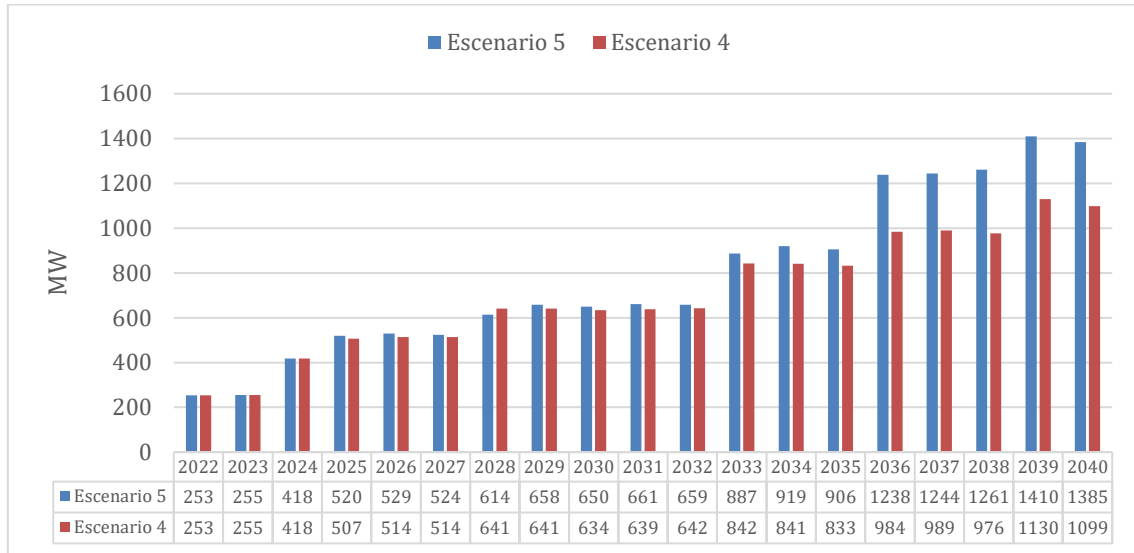


Figura 5.15 Variación porcentual aplicada a la generación ERNC

#### 5.4.7 Comparación Hidroeléctrico con planes de expansión y sin planes de expansión

La diferencia entre la implementación y la no implementación de planes de expansión es muy notable, específicamente debido a la cantidad y potencia de cada plan establecido en el plan maestro de expansión de la generación, por ende, la Figura 5.18 muestra la variación anual.

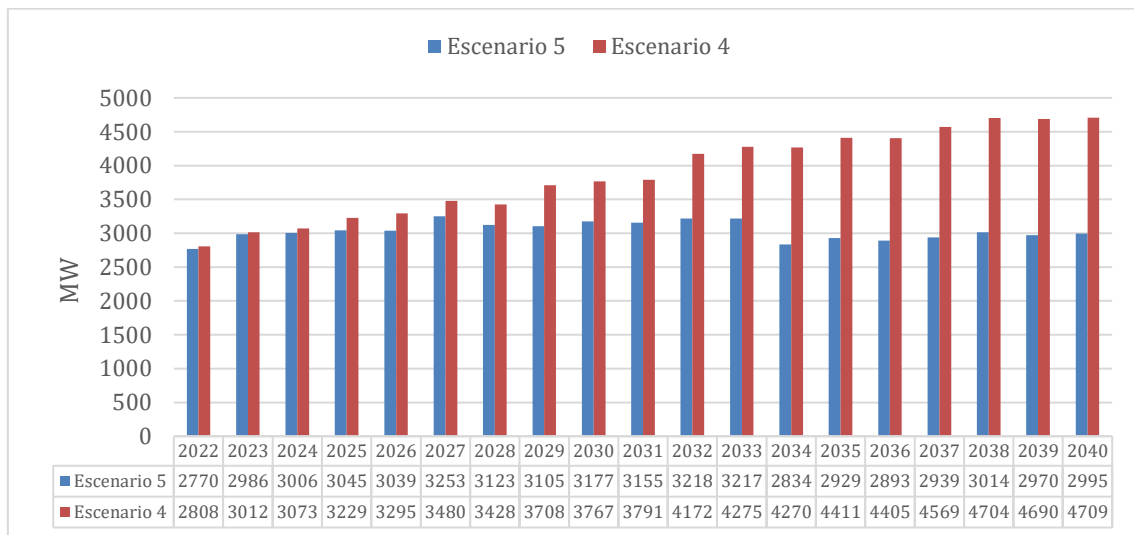


Figura 5.16 Variación porcentual aplicada a la generación hidroeléctrica

El escenario 4 versus el escenario 5 demuestra que SimSEE prioriza la introducción de generación hidroeléctrica, debido a sus costos relativamente bajos ya mencionados antes, además, el crecimiento notable y ventajoso a partir del año 2029 evidencia que la dependencia hidroeléctrica será mucho más notable siendo una proyección en la que la dependencia de energías limpias toma más relevancia desde dicho año a lo largo del periodo de simulación de este estudio en concreto, evidenciando en primera instancia que la herramienta SimSEE toma más relevancia la generación hidroeléctrica siendo esta la más viable por la hidrología que cuenta el Ecuador y más barata en temas de generación hidroeléctrica.

### 5.5 Aporte porcentual de la generación hidroeléctrica

El aumento de la demanda y la variación del cambio climático afecta de manera significativa, por ende la Figura 5.17 hasta la Figura 5.20 muestran un cambio porcentual de cómo se comporta el aporte de generación hidroeléctrica de un escenario 2 con el mejor caso de disponibilidad de recurso hídrico a un escenario 4 con el peor escenario posible en disponibilidad del recurso hídrico, siendo el inicio del peor escenario en el 2033, el objetivo es evidenciar que los planes de expansión de generación cubren la salida de la hidroeléctrica Paute haciendo énfasis en la planeación eficiente a largo plazo.

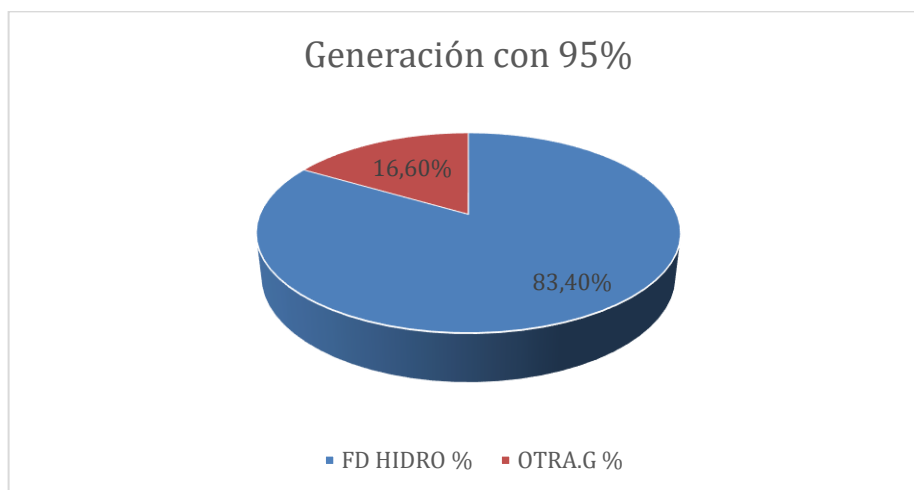


Figura 5.17 Porcentaje año 2023 hidroeléctrica con FD 0,95

Los resultados de la Figura 5.17 y Figura 5.18 evaluados en el año 2023 muestra que tiene una disminución del aporte de generación hidroeléctrica en un porcentaje de 10.71% considerar un escenario hipotético de FD 0,95.

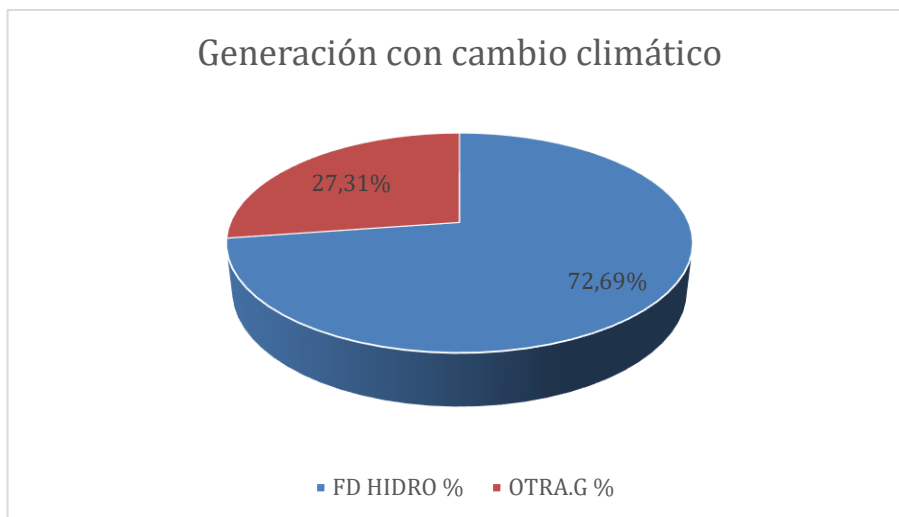


Figura 5.18 Porcentaje año 2023 hidroeléctrica con FD afectado por el cambio climático

La siguiente comparación se realiza en el año 2033 debido a la salida de la hidroeléctrica Paute, una de las centrales de relevancia para el Ecuador, la Figura 5.19 en relación a la Figura 5.20, muestra una comparativa porcentual con una diferencia de 3.41% en disminución de generación hidroeléctrica siendo un porcentaje menor al año 2023, lo cual demuestra que los planes de expansión reducen la disminución porcentual de un 10.71% a un 3.41% , evidenciando la importancia de la planificación eficiente con cambio climático.

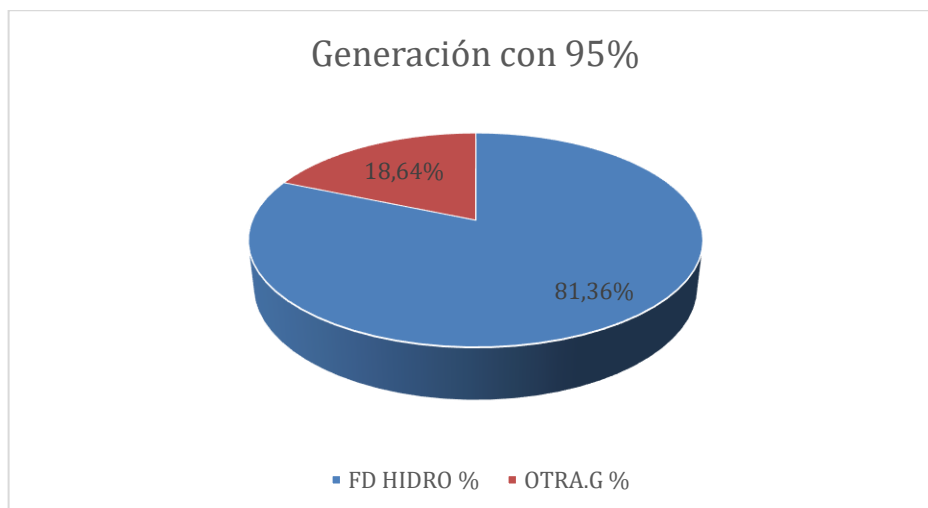


Figura 5.19. Porcentaje de aporte hidroeléctrico con FD 0,95 año 2033



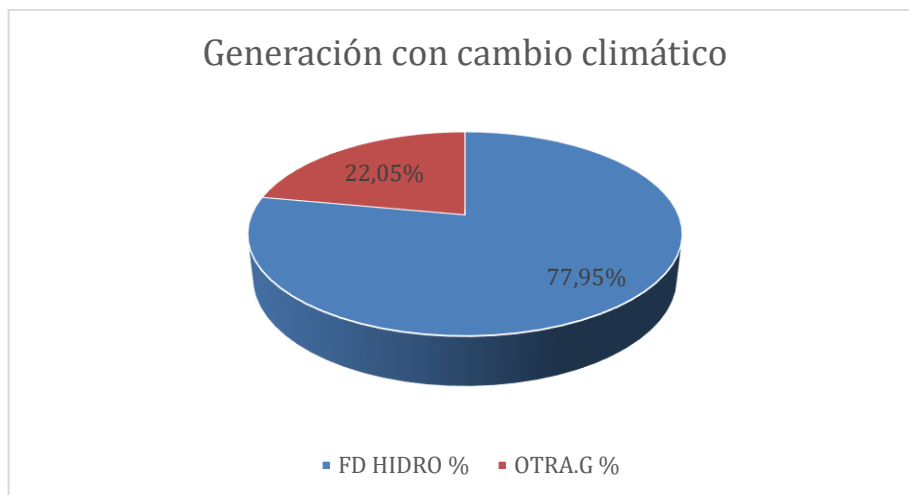


Figura 5.20 Porcentaje de aporte hidroeléctrico con FD afectado por el cambio climático año 2033

### 5.6 Costos de inversión

Teniendo en cuenta las centrales de generación utilizadas en el plan de expansión de la generación abordadas en el proyecto, se calculó el costo de inversión por cada tipo de tecnología que se implementará en el periodo 2022-2040. Con estos costos de inversión, se puede tener una idea de cuánto se invertirá en proyectos de generación en nuestro país, obteniendo así los siguientes resultados:

- Hidroeléctricas: 8.959,01 MUSD
- Térmico: 1.811,91 MUSD
- Solar: 5.612,93 MUSD
- Eólico: 607,50 MUSD

Esto resulta en una inversión total de 16.991,346 MUSD en el periodo mencionado. Cabe destacar que estos son costos referidos al año 2022. En la Figura 5.21 se muestra el porcentaje que representa cada tecnología en relación a su inversión.

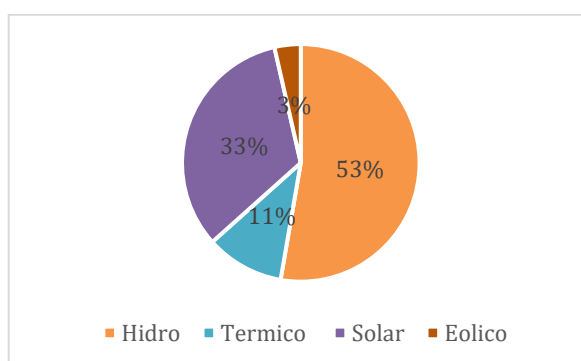


Figura 5.21 Porcentaje de inversión por tecnología

Los resultados muestran que el 53% de la inversión se destina a las centrales hidroeléctricas y el 36% a las centrales de generación renovable variables. Esto tiene un impacto positivo en el medio ambiente y minimiza la participación de las centrales térmicas.

## **6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Actualmente, Ecuador satisface su demanda energética gracias a la abundancia de recursos naturales que posee. Las centrales hidroeléctricas desempeñan un papel crucial en la generación de energía, aunque todavía existe una dependencia de las centrales térmicas y de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), las cuales tienen un costo significativo. La dependencia del agua como recurso energético implica que los cambios climáticos pueden afectar la generación de energía, tal como se observó en los últimos meses de 2023. En este contexto, la investigación desarrollada ha dado como resultado las siguientes conclusiones y recomendaciones.

### **6.1 CONCLUSIONES**

- Mediante SimSEE, la herramienta de optimización utilizada para simular escenarios costo-efectivos de expansión de la generación de Ecuador, se determinó que, para los escenarios 4 y 5 la importancia de la generación mediante ERNC pasa a segundo plano cuando se incluyen proyectos de expansión hidroeléctricos, esto se debe a su costo elevado en relación con la generación hidroeléctrica. Sin embargo, cuando no existen candidatos de expansión hidroeléctricos, las ERNC pasan a primer plano, para suplir escenarios donde el déficit hidroeléctrico es notable en gran medida dando así la importancia que tiene la planificación con FD afectado por el cambio climático.
- Se evidencia que en el escenario 4 de la implementación de los proyectos de generación, la dependencia de centrales termoeléctricas se mantiene a lo largo del periodo 2022-2040. En este escenario, a partir del año 2032 la dependencia hidroeléctrica aumenta, por lo que resulta indispensable considerar el efecto del cambio climático en la generación hidroeléctrica.
- Como resultado del cambio climático en los recursos hídricos y su afectación a los factores de disponibilidad, la producción de energía hidroeléctrica se ve reducida, los resultados muestran que para el año 2033 la aportación de energía hidroeléctrica se reduce en un 3.41% respecto al año 2023, debido a la incorporación de tecnologías de generación renovable variable, lo cual evidencia el impacto que tiene la planificación eficiente a largo plazo.

- En periodo de simulación del año 2022 al 2040, se tiene un 53% de inversión para las centrales de generación hidroeléctricas y un 36% para las ERNC. Esto resulta en que el 89% de las inversiones están destinadas para energías renovables, lo cual es un indicador de un notable cambio en la matriz energética, disminuyendo el uso e inversión en centrales térmicas, y llevando a una producción de energía más limpia.

## **6.2 RECOMENDACIONES**

Estas recomendaciones ofrecen una guía para futuros investigadores interesados en ampliar y mejorar el estudio de la expansión de la generación del sistema eléctrico ecuatoriano en el contexto del cambio climático.

- Ampliar el enfoque de modelación hidroeléctrica, se sugiere profundizar en la modelación hidroeléctrica sin incluir modelos hidroeléctricos como térmicos. Esto permitirá una evaluación más precisa de la disponibilidad de recursos y su impacto en la generación eléctrica, especialmente en un contexto de cambio climático.
- Implementar medidas de adaptación, es fundamental incorporar medidas de adaptación para hacer frente a las variaciones climáticas previstas. Esto asegurará una proyección más robusta del sistema eléctrico y ayudará a mitigar los posibles impactos negativos del cambio climático en la disponibilidad de recursos.
- Vigilar las actualizaciones de SimSEE, dado que SimSEE es una herramienta de código abierto, es importante estar al tanto de las actualizaciones y correcciones de errores que puedan surgir. Se recomienda trabajar con la penúltima actualización para garantizar la estabilidad y precisión de los análisis, ya que las versiones más recientes pueden presentar errores en los archivos binarios que afectan la creación de los CEGH.

## 7. REFERENCIAS

- [1] “Ecuador usa solo 47% de su capacidad energética | Informes | Noticias | El Universo.” Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: <https://www.eluniverso.com/noticias/2018/04/08/nota/6702703/ecuador-usa-solo-47-su-capacidad-energetica/>
- [2] “Un tercio de hogares ecuatorianos no tiene acceso a servicios básicos.” Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: <https://www.primicias.ec/noticias/sociedad/servicios-basicos-hogares-ecuador-inec/>
- [3] “Vista de Resumen del plan nacional de gestión integrada e integral de los recursos hídricos y de las cuencas y microcuencas hidrográficas de Ecuador. | Aqua-LAC.” Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: <https://aqua-lac.org/index.php/Aqua-LAC/article/view/185/161>
- [4] B. L. Rommel Alexis and E. A. Llanes Cedeño, “LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL EN EL ECUADOR A PARTIR DEL USO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES,” *Universidad Ciencia y Tecnología*, vol. 24, no. 104, pp. 36–46, Sep. 2020, doi: 10.47460/UCT.V24I104.364.
- [5] J. Alexander and A. Villamil, “Planificación de redes eléctricas de distribución incluyendo generación distribuida, almacenamiento de energía y gestión de la demanda (DSM Y DR),” 2022.
- [6] E. Briglia, F. Ron, P. Esponda, A. Bouvier, S. Alaggia, and N. Abreu, “Integración del Mercado Eléctrico y el Mercado de Gas Natural en los modelos de Optimización y Simulación SimSEE”.
- [7] “MODELADO DE RADIACIÓN SOLAR Y PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA APLICABLE A LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN,” 2014,
- [8] Chaer and Ruben, “Aplicación de SimSEE a la planificación de inversiones de generación eléctrica en República Dominicana.,” 2021, Available: <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/26958>
- [9] V. Scopelli and P. Pena, “Aplicación del método Point Estimation para el cálculo de flujo de carga probabilístico en la red de transmisión uruguaya,” *2020 IEEE PES Transmission*

*and Distribution Conference and Exhibition - Latin America, T and D LA 2020*, Sep. 2020, doi: 10.1109/TDLA47668.2020.9326163.

[10] U. Facultad and D. E. Ingeniería, “Planificación de largo plazo y caracterización de sistemas eléctricos en América Latina en base a sus recursos,” 2021. Available: <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/29740>

[11] X. Caporale, E. Cornalino, A. Ghazarian, and P. Galione, “Análisis del impacto de la incorporación de sistemas de acumulación PHES desde el punto de vista del sistema eléctrico,” 2022, Available: <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/handle/20.500.12008/36808>

[12] F. I. P. M. R. B. Guzman Dufrechou Duarte, “Flujo de carga DC aplicado al sistema de transmisión de energía eléctrica uruguayo”.

[13] Manfred Häbig, “Inyección y operación de plantas eólicas y fotovoltaicas conectadas a las redes de transmisión y desafíos para el sistema eléctrico”.

[14] K. Poncelet *et al.*, “The Importance of Integrating the Variability of Renewables in Long-term Energy Planning Models”, Available: <http://www.mech.kuleuven.be/tme/research/1>

[15] A. Hossain Mondal, “Implications of renewable energy technologies in the Bangladesh power sector: Long-term planning strategies,” 2010, Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: [http://hss.ulb.uni-bonn.de/diss\\_online](http://hss.ulb.uni-bonn.de/diss_online)

[16] M. T. Do, “Approche probabiliste pour l’évaluation de la fiabilité du système électrique intégrant des énergies renouvelables peu prévisibles,” <http://www.theses.fr>, Dec. 2012, Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: <http://www.theses.fr/2012LIL10071>

[17] М. Н. Булин, “Повышение точности прогнозирования выработки ВИЭ для обеспечения их надёжной работы в составе энергосистемы,” 2021, Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: <https://rep.bntu.by/handle/data/108984>

[18] “Escenarios Energéticos a 2050 con Integración de Fuentes de Energía Eléctrica Renovables en Colombia | Tecnura.” Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: <https://revistas.udistrital.edu.co/index.php/Tecnura/article/view/9613>

[19] P. Meibom, R. Barth, B. Hasche, H. Brand, C. Weber, and M. O’Malley, “Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration,” *Wind Energy*, vol. 14, no. 2, pp. 179–192, Aug. 2011, doi: 10.1109/tpwrs.2010.2070848.

- [20] C. Julio, R. Gómez Sarduy, C. Percy, and R. V. Felipe, “La Universidad en la transformación hacia las Redes Eléctricas Inteligentes en América Latina,” *Universidad y Sociedad*, vol. 6, no. 2, Sep. 2014, Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: <https://rus.ucf.edu.cu/index.php/rus/article/view/155>
- [21] S. Hoyos, C. J. Franco Cardona, and I. Dyner, “Integración de fuentes no convencionales de energía renovable al mercado eléctrico y su impacto sobre el precio,” *Ingeniería y ciencia, ISSN-e 1794-9165, Vol. 13, N°. 26, 2017, págs. 115-146*, vol. 13, no. 26, pp. 115–146, 2017, doi: 10.17230/ingciencia.13.26.5.
- [22] J. R. Paredes, “La Red del Futuro: Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina,” *La Red del Futuro: Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina*, Dec. 2017, doi: 10.18235/0000937.
- [23] C. P. Jaramillo Álvarez and J. F. Benítez Solís, “Análisis del impacto de las energías renovables no convencionales en la planificación operativa de largo plazo del sistema nacional interconectado utilizando la plataforma SimSEE.,” 2022, Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/22770>
- [24] “Universidad Técnica Estatal de Quevedo - Ingeniería en Electricidad.” Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: <https://www.universidades.com.ec/universidad-tecnica-estatal-de-quevedo/ingenieria-en-electricidad>
- [25] M. Cumbajín, L. Ramírez, and C. Gordón, “Integration of renewable energies in conventional power systems based on computational reliability,” 2019, Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: <https://repositorio.uti.edu.ec/handle/123456789/3084>
- [26] U. Laica, E. Alfaro, D. E. Manabí, and " Facultad, “Diagnóstico y análisis de generación de energías renovables no convencionales en el Sistema Eléctrico del Ecuador.,” 2017.
- [27] C. E. Al Servicio Del Pueblo, M. Alexandra, and R. Zuñiga, “EVALUACION DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO Y PERSPECTIVAS DE DESARROLLO A LARGO PLAZO,” 2021.
- [28] “Vista de Realidad actual del sector eléctrico ecuatoriano.” Accessed: Nov. 20, 2023. [Online]. Available: <https://revistas.utm.edu.ec/index.php/Riemat/article/view/1939/2108>
- [29] M. Ganchozo López and C. Torres Gutiérrez, “Estructura de las empresas generadoras de electricidad y energía limpia producida. Estudio comparativo: Ecuador, México, España y

Estados Unidos (Structure of electricity generating companies and clean energy produced. Comparative study: Ecuador, Mexico, Spain and the United States)”, doi: 10.29105/vtga8.3-338.

[30] J. Santiago, Q. Gaibor, J. Alfonso, and G. Ortiz, “Para citar este artículo puede utilizar el siguiente formato”, [Online]. Available: <https://www.eumed.net/rev/oel/2019/04/generacion-redes-electricas.html>

[31] “Vista de Análisis de la Evolución de la Demanda Eléctrica en el Ecuador Considerando el Ingreso de Proyectos de Eficiencia Energética.” Accessed: Nov. 21, 2023. [Online]. Available:

[https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/ojs2/index.php/revista\\_politecnica2/article/view/218/pdf](https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/ojs2/index.php/revista_politecnica2/article/view/218/pdf)

[32] S. Ecuador, M. José, and M. Mantilla, “Universidad Andina Simón Bolívar Situación actual del sector eléctrico ecuatoriano y sus desafíos”.

[33]. “Modelado de sistemas eléctricos y funciones de transferencia ::.” Accessed: Nov. 21, 2023. [Online]. Available: <https://suayed.cuautitlan.unam.mx/uapas/2/>

[34] A. Ramos, “Modelos de sistemas de energía eléctrica”.

[35] A. Ramos, F. J. Rubio, and E. Centeno, “Modelo StarNet Modelo de despacho hidrotérmico generación/red”.

[36] S. D. Saldarriaga-Zuluaga, J. M. López-Lezama, and N. Muñoz-Galeano, “Planeamiento Integrado de la Expansión en Generación y Transmisión Considerando Restricciones de Seguridad Integrated Transmission and Generation Expansion Planning considering Safety Constraints,” *Información Tecnológica*, vol. 29, no. 3, pp. 167–176, 2018, doi: 10.4067/S0718-07642018000300167.

[37] M. Larrea Basterra Mainer Bilbao Ozamiz, “NUEVOS MODELOS DE NEGOCIO EN ELECTRICIDAD PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA”, Accessed: Nov. 21, 2023. [Online]. Available: <https://www.orquestra>.

[38] A. Tomás López, B. Directora, and S. Carabias López, “LA APORTACIÓN DE LA VALORACIÓN DE OPCIONES REALES A LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO”.

[39] “El equilibrio de mercado (artículo) | Khan Academy.” Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: <https://es.khanacademy.org/economics-finance->

domain/microeconomics/supply-demand-equilibrium/market-equilibrium-tutorial/a/market-equilibrium

[40] José Neil Meza Segura and Jaime Luyo Kuong, “Modelos de planeamiento energético aplicados en Perú: una revisión y propuesta metodológica.”

[41] “Vista de Modelo matemático para predecir el consumo de energía eléctrica en la Universidad de Cienfuegos.” Accessed: Nov. 22, 2023. [Online]. Available: <https://rus.ucf.edu.cu/index.php/rus/article/view/1608/1615>

[42] “Informe Anual 2021 – Operador Nacional de Electricidad CENACE.” <https://www.cenace.gob.ec/informe-anual-2021/>.

[43] “Informe Anual 2022 – Operador Nacional de Electricidad CENACE.” <https://www.cenace.gob.ec/informe-anual-2022/>.

[44] P. Total, “Ambiente 2030,” pp. 1–8, 2018. Available: <https://www.bivica.org/files/cambio-climatico-produccion-hidroelectrica.pdf>

[45] “SimSEE es una plataforma de Simulacion de Sistemas de Energia Electrica.” <https://simsee.org/simsee/verdoc/vol4.p>

[46] DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD RESOLUCION No 025/11, Aprobacion del Estudio " Estimacion Referencial del CENS en Ecuador", Sesion del Directorio del 14 de abril del 2011, 2011

[47] “Plan Maestro de Electricidad – Ministerio de Energia y Minas.” <https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>.

[48] AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES, “Eléctrico Panorama AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES,” pp. 1–14, 2023, [Online]. Available: [https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/05/Proyecto-de-Resolucion\\_reforma-004-20\\_27abr2022.pdf](https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/05/Proyecto-de-Resolucion_reforma-004-20_27abr2022.pdf)