



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA EN EL CONTEXTO ECUATORIANO.

Proyecto de titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico en
Sistemas Eléctricos de Potencia

Autores:

Gavilema Orozco Lilian Adriana

Tasiguano Iza Karina Maritza

Tutor Académico:

Ing.M.Sc. Jiménez Jiménez Diego Leonardo

LATACUNGA – ECUADOR

Agosto- 2022



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **GAVILEMA OROZCO LILIAN ADRIANA** y **TASIGUANO IZA KARINA MARITZA** declaramos ser autoras del presente proyecto de investigación: “**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA EN EL CONTEXTO ECUATORIANO**”, siendo el Ing. **JIMÉNEZ JIMÉNEZ DIEGO LEONARDO** el 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.

Gavilema Orozco Lilian Adriana
C.C. 210073291-2

Tasiguano Iza Karina Maritza
C.C. 175288203-3



AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

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

“DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA EN EL CONTEXTO ECUATORIANO”, de **GAVILEMA ORORZCO LILIAN ADRIANA** y **TASIGUANO IZA KARINA MARITZA**, de la carrera Ingeniería en 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 la ingeniería y aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, agosto 2022

El Tutor

Ing. Jiménez Jiménez Diego Leonardo M.Sc.

C.C. 050349370-2



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, el o las postulantes: **GAVILEMA OROZCO LILIAN ADRIANA** y **TASIGUANO IZA KARINA MARITZA** con el título de Proyecto de titulación: “**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA EN EL CONTEXTO ECUATORIANO**”, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, 22 de agosto de 2022

Para constancia firman:

Ing. Quinatoa Caiza Carlos Iván M.Sc.

Presidente

CC: 050328786-4

Ing. Castillo Fiallos Jessica Nataly M.Sc.

CC: 060459021-6

Ing. Salazar Achig Edgar Roberto M.Sc.

CC: 050284761-9

AGRADECIMIENTO

Agradezco principalmente a Dios, por ser el inspirador y darme fuerzas para continuar en este proceso de obtener uno de mis anhelos más deseados.

A mis padres, Antonio y Carmen, por todos sus consejos y palabras de aliento cuando más lo necesitaba. Gracias por estar conmigo siempre y por reconfortarme en los días difíciles.

A mi hija por entenderme que, durante este proceso fue necesario sacrificar situaciones y momentos a su lado. A mi esposo, por todo el apoyo incondicional que me ha brindado y por motivarme a cumplir todo lo que me proponga.

En fin, a todos los que de alguna manera colaboraron en la realización de este trabajo, al Ing. Diego Jiménez tutor de tesis, que nos brindó su apoyo y estuvo siempre pendiente de cada paso que dimos para cumplir esta meta.

Mi agradecimiento eterno a la Universidad técnica de Cotopaxi, después de años de esfuerzo, llegó el día que miraría hacia tras el camino recorrido por tus pasillos y aulas y me detendría para agradecerte mi alma mater.

Adriana Gavilema Orozco

AGRADECIMIENTO

Principalmente, agradecer a Dios por mantenerme con salud y vida, por bendecirme y permitirme alcanzar este logro, por haberme dado las fuerzas necesarias para llegar a cumplir esta meta.

A mis padres, por ser el pilar fundamental de mi vida, por todo su apoyo incondicional que me han impulsado cada día para poder alcanzar mis objetivos académicos.

A mi compañera Adriana, por su apoyo incondicional cada día para poder alcanzar nuestro objetivo académico.

A la noble institución por acogerme para poderme formarme como profesional, la Universidad técnica de Cotopaxi y todo su cuerpo docente, fundamentalmente a quienes forman a los futuros ingenieros eléctricos del país.

Finalmente, agradezco al Ing. Carlos Quinatoa por inculcarme sus conocimientos, apoyarme y guiarme durante mi etapa de estudiante.

Karina Tasiguano Iza

DEDICATORIA

Dedico este trabajo, en primer lugar, a Dios por haberme dado salud y vida y por permitirme a ver llegado hasta este momento tan importante de mi formación académica.

De igual forma dedico esta tesis a mi familia: mi hija, por llenarme de felicidad, cada vez que me dice mamá. A mi esposo por creer en mí y apoyarme a lo largo de este proceso, y a mis padres, quienes me dieron vida, educación, apoyo y consejos.

A mi familia en general, porque me han brindado su apoyo incondicional y por compartir conmigo buenos y malos momentos

Adriana Gavilema Orozco

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a Dios por permitirme llegar hasta este momento tan anhelado, a mis padres José y Ana, cada logro alcanzado en mi vida es por y para ustedes, por ser el pilar fundamental porque atrás de cada logro esta su esfuerzo, por su apoyo incondicional a través del tiempo.

A mis hermanos David, Carlos, Emili y Maicol, quienes siempre han creído y depositado toda su confianza en mí, sintiéndome fortalecido en todo momento y siempre me han brindado consejos y mensajes de motivación. A toda mi familia por darme sus consejos, y enseñanzas siendo mi motivación para seguir adelante.

A mis amigos David, Jefferson, Josué, Andrés, Franklin, Jessica y Nicol, Jonathan quienes siempre estuvieron a lo largo de este proceso impulsándome y siendo parte de esta etapa maravillosa de la vida.

A mi angelito allá en el cielo, espero algún día me perdones y estés orgulloso de mi aunque no estés a mi lado.

Finalmente, este trabajo se lo dedico a mi tío Gustavo Iza allá en el cielo, usted fue quien me brindó sus enseñanzas y me nutrió con sus conocimientos para formarme desde los inicios de mi vida. Siempre me quiso ver triunfar y es por eso que este logro también es gracias a usted quien siempre fue un excelente guía espero que en el cielo te sientas orgulloso de mi papá

ÍNDICE DE CONTENIDO

1	INFORMACIÓN GENERAL	1
2	INTRODUCCIÓN.....	2
2.1	PROBLEMA:.....	2
2.1.1	Situación problemática	2
2.1.2	Formulación del problema.....	2
2.2	OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN	3
2.2.1	Objeto	3
2.2.2	Campo de acción	3
2.3	BENEFICIARIOS:	3
2.3.1	Beneficiarios directos:	3
2.3.2	Beneficiarios indirectos:	3
2.4	JUSTIFICACIÓN:	3
2.5	HIPÓTESIS	4
2.6	OBJETIVOS.	4
2.6.1	General:	4
2.6.2	Específicos:.....	4
2.7	SISTEMA DE TAREAS	5
3	FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	6

3.1	ANTECEDENTES	6
3.2	MARCO CONCEPTUAL REFENCIAL	8
3.2.1	Costo Nivelado de Energía	8
3.2.2	Centrales eléctricas	8
3.3	ANÁLISIS DE LAS METODOLOGÍAS DEL LCOE	14
3.3.1	Modelo LCOE del departamento de energía y cambio climático del reino unido (DECC)[7].	14
3.3.2	Método De Cálculo Del National Renewable Energy Laboratory – NREL.....	15
3.3.3	Modelo Matemático del LCOE de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad.....	15
3.4	ANÁLISIS ECONÓMICO	16
3.4.1	Financiamiento	16
3.4.2	Tasa de descuento	16
3.4.3	Metodología del cálculo del costo promedio ponderado del capital (WACC)[25]	17
4	MATERIALES Y MÉTODOS.....	22
4.1	MÉTODOS Y HERRAMIENTAS.....	22
4.1.1	ESTRATEGIA DE INVESTIGACIÓN	22
4.2	MATERIALES DE INVESTIGACION.....	23
4.3	MÉTODOS DE INVESTIGACION.....	23
4.3.1	Método de descriptivo	23

4.3.2	Método experimental.....	23
4.3.3	Método de evaluación económica	24
4.3.4	Investigación Tecnológica.....	24
4.4	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS METODOLOGÍA	25
4.4.1	Cuadro comparativo de las metodologías revisadas.....	25
4.5	PLANTEAMIENTO DEL MODELO DEL LCOE.....	26
4.5.1	Normativa	26
4.5.2	Costo nivelado de energía (LCOE)	27
4.5.3	Componentes	28
4.6	METODOLOGÍA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN 33	
4.6.1	Descripción de tareas.....	33
4.7	DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA DE CALCULO	34
4.7.1	Elección del lenguaje de programación.....	34
4.7.2	Interfaz gráfica de la herramienta de Cálculo.....	34
4.8	GUÍA DE USO DE LA HERRAMIENTA DE CÁLCULO	37
5	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	38
5.1	CASO 1: GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA	38
5.1.1	Generalidades	38
5.1.2	Costo de inversión total	39
5.1.3	Financiamiento (deuda).....	39

5.1.4	Costos fijos	40
5.1.5	Costos variables	41
5.1.6	Cálculo del WACC.....	41
5.1.7	Energía generada	42
5.1.8	Resultado del cálculo del LCOE (Coca Codo Sinclair)	42
5.2	CASO 2: GENERACIÓN TÉRMICA.....	43
5.2.1	Generalidades	43
5.2.2	Costo de inversión total Central Térmica.....	44
5.2.3	Financiamiento (deuda).....	44
5.2.4	Costos fijos	45
5.2.5	Costos variables.....	46
5.2.6	Cálculo del WACC.....	46
5.2.7	Energía generada	47
5.2.8	LCOE Central Térmica.....	47
5.3	CASO 3: GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	48
5.3.1	Generalidades	48
5.3.2	Financiamiento	48
5.3.3	Vida útil del sistema	49
5.3.4	Costos fijos anuales de OA&M.....	49
5.3.5	Costos variables.....	50

5.3.6	Energía generada	50
5.3.7	Tasa de descuento WACC	50
5.3.8	Degradación.....	50
5.3.9	LCOE Central Salinas	50
5.4	CASO 4: GENERACIÓN EÓLICA	51
5.4.1	Generalidades	51
5.4.2	Costo de inversión total Central Eólica.....	51
5.4.3	Financiamiento (deuda).....	52
5.4.4	Costos fijos	52
5.4.5	Costos variables.....	52
5.4.6	Cálculo del WACC.....	53
5.4.7	Energía generada	54
5.4.8	LCOE Central Eólica Villonaco	54
5.5	ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL CALCULO DEL LCOE	55
5.5.1	Caso 1: Generación Hidroeléctrica.....	55
5.5.2	Caso 2: Generación Fotovoltaica.....	57
5.5.3	Caso 3: Generación Térmica	59
5.5.4	Caso 4: Generación Eólica, O&	61
5.5.5	Comparativa de máximos, mínimos y promedio.....	62
5.6	VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS LCOE	62

5.6.1	Caso 1: generación hidroeléctrica	62
5.6.2	Caso 2: Generación Fotovoltaica.....	64
5.6.3	Caso 3: Generación Térmica	65
5.6.4	Caso 4: Generación Eólica	65
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	67
6.1	CONCLUSIONES	67
6.2	RECOMENDACIONES.....	67
7	BIBLIOGRAFÍA	69
8	ANEXOS	74

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Transformación de la energía hidráulica en una central hidroeléctrica [15].....	9
Figura 3.2. Central Eólica[16].	10
Figura 3.3. Mapa de previsión meteorológica y viento América Latina.	11
Figura 3.4. Mapa solar de insolación Global promedio del Ecuador [20].	12
Figura 3.5. Central Térmica[22].	13
Figura 3.6. Evolución de la prima del mercado exigida (PRMX) utilizada o recomendada en 100 libros de finanzas y de valoración [29].	19
Figura 4.1. Diagrama de Flujo de la herramienta de cálculo.....	25
Figura 4.2. Interfaz gráfica del sistema.	35
Figura 4.3. Menú principal de la herramienta de cálculo.	35
Figura 4.4. Registro de Datos cargados en la base de datos.....	36
Figura 4.5. Interfaz del resultado del LCOE.	37
Figura 5.1. Casa de máquinas central coca codo Sinclair[35].....	38
Figura 5.2. Parque fotovoltaico Salinas.....	48
Figura 5.3. Generación hidroeléctrica rango > 50MW	55
Figura 5.4. Generación hidroeléctrica rango 5- 50 MW	56
Figura 5.5. Grafica de resultados del LCOE de centrales Fotovoltaicas.....	58
Figura 5.6. Generación Térmica Vapor.....	59
Figura 5.7. Generación Térmica MCI	60
Figura 5.8. LCOE de la generación Eólica.....	61
Figura 5.9. Máximos y mínimos del LCOE por tecnología.	62

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Parámetros del modelo DECC.....	14
Tabla 4.1. Resumen de las metodologías DECC, NREL, ARCONEL.	26
Tabla 4.2. Costos fijos por tecnología (% valor de la inversión total) [32].....	29
Tabla 4.3. Plazos considerados en los títulos habilitantes por tipo de central y rango de potencia [34].	32
Tabla 4.4. Plazos definidos en la regulación 006/06.	32
Tabla 5.1. Datos generales de la Central Hidroeléctrica CCS.....	39
Tabla 5.2. Información de financiamiento CCS.	39
Tabla 5.3. Años y periodos de pago de financiamiento.....	40
Tabla 5.4. Detalle de costos fijos de la Central Coca Codo Sinclair	40
Tabla 5.5. Costos de administración Unidad de Negocio CCS.	40
Tabla 5.6. Cálculo de costos administrativos central hidroeléctrica CCS.....	40
Tabla 5.7. Porcentaje de inversión total, capital propio y deuda.	41
Tabla 5.8. Resultados del WACC.....	42
Tabla 5.9. Producción de energía bruta en el año 2022 de CCS.	42
Tabla 5.10. Resultado del LCOE de generación hidroeléctrica.	43
Tabla 5.11. Datos generales Central Térmica Trinitaria.....	44
Tabla 5.12. Información de financiamiento Central Térmica Trinitaria.	44
Tabla 5.13. Años y periodos de pago de financiamiento.....	44
Tabla 5.14. Costos fijos de la central térmica Trinitaria.....	45
Tabla 5.15. Costos de administración Unidad de Negocio Electro guayas.	45
Tabla 5.16. Cálculo de costos administrativos central hidroeléctrica Trinitaria.	45
Tabla 5.17. Costos variables de la central térmica.	46
Tabla 5.18. Porcentaje de inversión total, capital propio y deuda.....	46

Tabla 5.19. Resultados del WACC Central Térmica Trinitaria.....	46
Tabla 5.20. Producción de energía bruta en el año 2022 de la Central Trinitaria.	47
Tabla 5.21. Resultado del LCOE generación Térmica.	47
Tabla 5.22. Detalles de financiamiento de la central fotovoltaica Salinas.	49
Tabla 5.23. Datos de pago de la deuda.	49
Tabla 5.24. Valor porcentual de costos fijos de planta fotovoltaicas.	49
Tabla 5.25. Resultado del LCOE generación fotovoltaica.	51
Tabla 5.26. Datos generales de la Central eólica.....	51
Tabla 5.27. Información de financiamiento Central eólica Villonaco.....	52
Tabla 5.28. Años y periodos de pago de financiamiento.....	52
Tabla 5.29. Costos variables de la central Eólica Villonaco.	53
Tabla 5.30. Porcentaje de inversión total, capital propio y deuda.	53
Tabla 5.31. Resultados del WACC.....	53
Tabla 5.32. Producción de energía bruta en el año 2022 de Centra Villonaco.....	54
Tabla 5.33. Resultado del LCOE generación eólica.....	54
Tabla 5.34. Generación hidroeléctrica > 50MW.	56
Tabla 5.35. Generación hidroeléctrica 5- 50MW	57
Tabla 5.36. Generación hidroeléctrica 0- 5MW.	57
Tabla 5.37. LCOE Generación Fotovoltaica.	58
Tabla 5.38. Centrales de Generación Térmica Vapor.....	59
Tabla 5.39. Centrales de Generación Térmica Gas.	60
Tabla 5.40. Generación Térmica MCI.....	60
Tabla 5.41. Resultados del LCOE Centrales Eólicas.	61
Tabla 5.42. Validación de Resultados Generación Hidráulica.	63
Tabla 5.43. Validación de Resultados Generación Fotovoltaica.....	64

Tabla 5.44. Validación de Resultados Generación Térmica.....	65
Tabla 5.45. Validación de Resultados Generación Eólica.....	66

GLOSARIO DE TÉRMINOS

<i>LCOE</i>	Costo nivelado de energía
<i>CRF</i>	Factor de recuperación de capital
<i>n</i>	Vida útil de la central de generación eléctrica o proyecto
<i>r</i>	Tasa de descuento
<i>WACC</i>	Costo promedio ponderado del capital
<i>i_{CP}</i>	Costo del capital propio
<i>i_D</i>	Costo de la deuda financiera
<i>i_m</i>	Tasa de descuento del mercado
<i>i_f</i>	Tasa de descuento sin riesgo
β	Beta de apalancamiento
β_S	Beta de sector
<i>I_m</i>	Margen de intermediación bancario
<i>I_c</i>	Tasa de captación
<i>f</i>	Inflación
<i>I_r</i>	Tasa de interés de la economía
<i>FC</i>	Factor de capacidad
<i>V O&M Costs</i>	Costos variables de O&M
<i>i</i>	Tasa de interés
<i>E_t</i>	Energía generada durante un año
<i>d</i>	Tasa de degradación
<i>Ex_t</i>	Valores extras que pueden aumentar o reducir gastos
<i>heat rate</i>	Velocidad de calentamiento

t	Año en el que ocurre la operación financiera
GA_{CI}	Costos administrativos de la central
P_{Ci}	Potencia instalada de la central i , correspondiente a la unidad de negocio
P_{UN}	Potencia total de las centrales consideradas en los costos administrativos de la unidad de negocios

RESUMEN

TÍTULO: “DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA EN EL CONTEXTO ECUATORIANO”

Autores:

Gavilema Orozco Lilian Adriana

Tasiguano Iza Karin Maritza

El costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés) representa un valor constante por unidad de generación y permite comparar la viabilidad entre las diferentes tecnologías. El LCOE, además permite evaluar la factibilidad de los diferentes proyectos de generación considerados dentro del estudio para así tomar decisiones en función de los costos de producción.

El presente proyecto de investigación tiene como objeto, determinar el costo nivelado de energía mediante el desarrollo de una herramienta de cálculo para los diferentes tipos de generación eléctrica del Ecuador. Se ha tomado en consideración la metodología de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) Resolución No. 037/19, ya que acoge diferentes regulaciones, metodologías y procedimientos ya establecidos y aplicados dentro del contexto ecuatoriano.

Como resultado de este trabajo se desarrolló una herramienta de cálculo del LCOE, en la cual se considera cuatro tipos de tecnologías (hidroeléctrica, térmica, fotovoltaica, eólica), validada mediante distintas referencias bibliográfica, obteniendo un resultado estimado con un margen de error del 3%. Adicionalmente la herramienta permite analizar casos nuevos siempre y cuando se tenga la información necesaria para aplicar la metodología del LCOE.

Con el planteamiento y análisis de los cuatro casos de estudio presentados en el presente proyecto de investigación, se desprende que en el Ecuador la generación hidroeléctrica, más allá de ser energía renovable es energía sostenible, que contribuye a la reducción de la degradación ambiental.

Palabras claves: LCOE, centrales de generación, Ecuador, herramienta informática, energía sostenible.

ABSTRACT

TOPIC: “A CALCULATION TOOL DEVELOPMENT FOR THE ENERGY LEVELIZED COST DETERMINATION IN THE ECUADORIAN CONTEXT”

Authors:

Gavilema Orozco Lilian Adriana

Tasiguano Iza Karin Maritza

The energy cost (LCOE, for its acronyms in English) represents a constant value per generation unit and allows comparing the different technologies feasibility. The LCOE, also it allows assessing the different generation projects feasibility considered within the study, in order to make decisions based on production costs. The current research project has as object to determine the energy levelized cost, through the calculation tool development for the electricity generation different types in Ecuador. It has been taken into consideration the Electricity Regulation and Control Agency (ARCONEL) Resolution No. 037/19 methodology, since it embraces different regulations, methodologies and procedures already established and applied within the Ecuadorian context. As a result, this work, it was developed an LCOE calculation tool, what it is considered technologies four types (hydroelectric, thermal, photovoltaic, wind), validated, through different bibliographic references, getting an estimated result with a 3% error margin. Furthermore, the tool allows analyzing new cases, always and when it had the necessary information to apply the LCOE methodology. With the four case studies approach and analysis presented this research project, it detaches, what in the Ecuador, hydroelectric generation, beyond being renewable energy, it is sustainable energy, which contributes to the environmental degradation reduction.

Keywords: LCOE, generation plants, Ecuador, software tool, sustainable energy.

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal CERTIFICO que:

La traducción del resumen al idioma Inglés del trabajo de titulación cuyo título versa: **“DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA EN EL CONTEXTO ECUATORIANO”**, presentado por: **Gavilema Orozco Lilian Adriana** y **Tasiguano Iza Karina Maritza**, estudiante de la Carrera de: **Ingeniería Eléctrica**, perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**, lo realizaron bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a las peticionarias hacer uso del presente aval para los fines académicos legales.

Latacunga, septiembre del 2022

Atentamente,



Mg. Marco Beltrán



CENTRO
DE IDIOMAS

DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC
CI: 0502666514

1 INFORMACIÓN GENERAL

Título: Desarrollo de una herramienta de cálculo para la determinación del costo nivelado de energía en el contexto ecuatoriano.

Tipo de proyecto: Proyecto de investigación

Fecha de inicio: Febrero 2022

Fecha de finalización: Agosto 2022

Lugar de ejecución: Latacunga

Facultad que auspicia: Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas “CIYA”

Carrera que auspicia: Ingeniería en Electricidad

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

Grupo de investigación: Sistemas Eléctricos de potencia

Equipo de trabajo:

Tutor de titulación:

Nombre: Ing. Jiménez Jiménez Diego Leonardo

Estudiantes: Gavilema Orozco Lilian Adriana

Tasiguano Iza Karina Maritza

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.

Sub líneas de investigación de la Carrera: Eficiencia energética y desarrollo sostenible.

2 INTRODUCCIÓN

2.1 PROBLEMA:

2.1.1 Situación problemática

Las proyecciones del costo nivelado de energía (LCOE) son la piedra angular de la estrategia de análisis para evaluar cada tipo de tecnología. El objetivo fundamental es evaluar qué tipo de tecnología es más rentable al momento de generar energía a un costo que sea competitivo. La existencia de distintos tipos de generación en el país, conllevan a ser evaluados en función de regulaciones impuestas por instituciones nacionales y/o internacionales. El concepto de costo nivelado de energía (LCOE) tiene que ver con el costo-beneficio que se puede obtener de cada tipo de generación [1].

El análisis del LCOE tiene varias limitaciones ya varias de las metodologías desarrolladas en los diferentes países no cubren todas las consideraciones y varía su naturaleza estandarizada nivel internacional. Esto significa que, debido a que varias de las centrales eléctricas han estado funcionando constantemente durante décadas, es muy difícil estimar por completo los cambios en los costos variables, en el caso de las centrales térmicas los cambios bruscos que sufren los costos y precios del combustible ya que este parámetro es muy volátil. En los mercados menos regulados y con modelos de precios más dinámicos, los LCOE no suelen ser tan precisos[2].

Por esta razón es necesario contar con una herramienta de cálculo capaz de evaluar el costo nivelado de energía para los distintos tipos de generación dentro del contexto ecuatoriano. Incluir estas herramientas de cálculo puede apuntalar a un análisis de sensibilidad eficiente para cada tipo de generación esto aportaría a evaluar la factibilidad los proyectos propuestos en un futuro.

2.1.2 Formulación del problema

La generación eléctrica del Ecuador, al presentar distintos tipos de centrales de generación, requiere formular una metodología para el cálculo del costo nivelado de energía que permita la comparación entre las distintas fuentes de generación que proporcione datos del costo de energía que se expresa en dólares por megavatio-hora [USD/MWh].

2.2 OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

2.2.1 Objeto

Determinar el Costo nivelado de energía de diferentes tecnologías en el contexto ecuatoriano.

2.2.2 Campo de acción

330000 Ciencias Tecnológicas/3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas/3306.09 Transmisión y Distribución

2.3 BENEFICIARIOS:

2.3.1 Beneficiarios directos:

Como beneficiarios directos de este proyecto de investigación tenemos el sector energético en específico las centrales de generación de energía convencional y no convencional del Ecuador.

2.3.2 Beneficiarios indirectos:

Se considera como beneficiarios indirectos a los estudiantes y profesionales involucrados en el área de estudio.

2.4 JUSTIFICACIÓN:

A partir de 2013 en [3], el Ecuador, dentro de la planificación de la expansión de la generación, se han introducido fuentes de Energía No Renovables durante la última década, el sector eléctrico ha logrado aumentar significativamente su capacidad instalada, al 2018 se contó con 8.826,89 MW de potencia instalada provenientes el 59,84% de fuentes Renovables.

Adicionalmente en el 2019 el directorio de ARCONEL aprobó la Resolución No.-037-19 Artículo 3.- la Metodología para Determinación de Precios de Reserva de los Procesos Públicos de selección en el Ecuador, que consta como anexo a esta Resolución, que se basa en la aplicación del costo normalizado de energía (LCOE), y que es definido por la razón entre el valor presente neto del total de costos de capital, operación y mantenimiento de una planta en particular, para el valor presente neto de la electricidad generada por esa planta durante su vida operacional.

La finalidad de este trabajo de investigación es calcular el costo nivelado de energía para las diferentes tecnologías dentro del contexto ecuatoriano, ya que el LCOE es un indicador el cual

permite comparar relativamente el costo unitario a lo largo de la vida útil de un proyecto. De esta manera, mide los costos totales que tendrá la instalación del proyecto a lo largo de toda su vida y los divide por la producción de energía que generará durante los años de operación.

El costo nivelado de energía (LCOE) es un parámetro útil para el análisis Costo-Beneficio, es necesario para estimar los proyectos teniendo en cuenta aspectos de tipo económico, medio ambiental y social, que permitan conocer el Costo Neto de Producción y la viabilidad del proyecto. La generación y uso de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) provenientes de proyectos fotovoltaicos, eólicos, geotérmicos, biomasa entre otros, pueden representar una alternativa viable, que aportara al desarrollo productivo del país.

2.5 HIPÓTESIS

El desarrollo de una herramienta de cálculo permitirá determinar el costo nivelado de energía de los distintos tipos de generación en el contexto ecuatoriano.

2.6 OBJETIVOS.

2.6.1 General:

Determinar el costo nivelado de energía (LCOE) mediante el desarrollo de una herramienta de cálculo para diferentes tipos de centrales de generación eléctrica del Ecuador.

2.6.2 Específicos:

- Analizar el estado del arte respecto a las distintas metodologías de cálculo del costo nivelado de energía.
- Diseñar una herramienta de cálculo acorde a la metodología seleccionada del LCOE.
- Validar la herramienta de cálculo mediante el modelo del LCOE para los distintos tipos de centrales de generación del Ecuador.

2.7 SISTEMA DE TAREAS

Objetivos específicos	Actividades (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
<p>Analizar el estado del arte respecto a las distintas metodologías de cálculo del costo nivelado de energía.</p>	<p>Revisión bibliográfica del costo nivelado de energía. Revisión de los diferentes métodos aplicables en el cálculo del costo nivelado de energía.</p>	<p>Definición, unidades, metodologías del LCOE. Comprensión de las metodologías aplicables en el cálculo de costo nivelado de energía</p>	<p>Investigación bibliográfica: Libros, Tesis, Artículos, Normativas</p>
<p>Desarrollar una herramienta de cálculo acorde a las metodologías seleccionadas del costo nivelado de energía (LCOE).</p>	<p>Determinación de los datos de entrada para el cálculo del LCOE para los diferentes casos de estudio. Implementación del LCOE para los diferentes casos de estudio en Microsoft Excel. Desarrollo y aplicación del costo nivelado de energía en la interfaz en Matlab</p>	<p>Herramienta informática para el cálculo del costo nivelado de energía en Excel y Matlab</p>	<p>Método de programación. Análisis del software: Matlab Excel</p>
<p>Validar la herramienta informática mediante las metodologías seleccionadas para los diferentes tipos de centrales de generación del Ecuador.</p>	<p>Comprobación de la aplicación de cálculo mediante un análisis de comparación de resultados entre la herramienta informática con fuentes bibliográficas del LCOE.</p>	<p>Resultados más acertados del LCOE de diferentes tipos de centrales de generación.</p>	<p>Informe técnico de cálculo del LCOE. Normativas nacionales e internacionales que rigen el LCOE.</p>

3 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

3.1 ANTECEDENTES

La industria eléctrica en Ecuador inicio en los años noventa del siglo XIX, con la construcción e instalación de la primera central hidráulica en la ciudad de Loja. Se conformó la empresa “Luz y Fuerza” en 1897, la cual adquirido dos unidades de 12 kW cada una, las mismas que se instalaron en la caída del rio Malacatos.

En 1961 en [4], mediante decreto Ley de Emergencia No. 24, se creó el instituto ecuatoriano de electrificación (INECEL) al cual se le asigno la responsabilidad de integrar el sistema eléctrico nacional y de elaborar un Plan Nacional de Electrificación que cubriera todas las necesidades de energía eléctrica del país. El INECEL tuvo como propósito principal, el desarrollar los grandes proyectos hidroeléctricos, para aprovechar el potencial hidro energético y hacer realidad la integración eléctrica nacional mediante la construcción de un Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, así el sistema eléctrico ecuatoriano toma un giro protagónico dentro del desarrollo económico y social del país.

En 1973 el estado ecuatoriano tuvo que transferir el 47% de los ingresos que percibía el fisco en concepto de regalías por la explotación de recurso hidrocarburos al sector eléctrico mediante un marco legal formal de la ley básica de electrificación (LBE), los recursos aportados eran destinados para realizar los estudios y construcción de las obras de generación y transmisión de energía del Sistema Nacional Interconectado (SIN).

En [5], en marzo de 1995 el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL), publica un Manual para la Evaluación Económica de la Eficiencia Energética y las Tecnologías de energía renovable, este manual es una guía que ayuda a los analistas a determinar un enfoque o tipo de análisis apropiado a nivel de detalle utilizando suposiciones y bases estándar.

A partir del 2000 en[6] el Ecuador se ha fomentado el desarrollo de las energías renovables a través de regulaciones, sin embargo, a nivel mundial también se ha notado un fuerte incremento en la generación de electricidad por medio de recursos renovables, impacto que el Ecuador lo ha notado lo que ha obligado ajustar mejor las regulaciones para promover e incentivar a cambio energético con energías limpias y amigables con el medio ambiente.

En octubre del 2012, Departamento de Energía y Cambio climático (DECC) en su informe [7], detalla en primer lugar la metodología y los supuestos utilizados en las estimaciones y analiza

alguna de las limitaciones de los costos nivelados. Es importante señalar que existe una gran incertidumbre al estimar los futuros costos nivelados de electricidad.

En el 2014, la revista ECOFYS publica un informe detallando las distintas metodologías para la estimación del costo nivelado de la electricidad (LCOE), además analiza el proceso para establecer niveles de apoyo. Para la fijación de tarifas se analiza tres pasos: 1) Selección de parámetros de costos y metodología de cálculo de los costos, 2) Establecer las proyecciones de costos e ingresos y 3) Transferencia del costo nivelado de electricidad (LCOE) a un nivel de soporte real [8].

En febrero del 2015, el Departamento de Energía y Cambio climático (DECC), designa a ARUP para llevar a cabo una revisión del costo de generación de electricidad y el costo nivelado de electricidad (LCOE) de las tecnologías renovables no convencionales en el Reino Unido. El estudio permitió pronosticar nuevas estimaciones del costo de generación de electricidad y el costo nivelado de electricidad (LCOE) hasta el 2030 [9].

En septiembre del 2016, el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) publicó el informe “A Spatial-Economic Cost-Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030” [10]. Este informe se centró en el desarrollo de un modelo de costos geoespaciales del área de recursos técnicos eólicos marinos en los Estados Unidos y la relación de los parámetros geo espacial y temporal del costo de energía hasta el 2030.

En marzo del 2017 en [11], el NREL presenta un estudio que describe una evolución de la variación específica del sitio del costo nivelado de energía (LCOE), para comprender el potencial económico de las tecnologías eólicas marinas flotantes y de fondo fijo en las principales áreas costeras de los Estados Unidos entre 2015 y 2030.

En [12], la Universidad Autónoma de Bucaramanga en el 2020, aprueba como proyecto de titulación la propuesta de una metodología para el cálculo del costo nivelado de energía (LCOE) en proyectos de generación renovable, basado en expresiones matemáticas resultantes del flujo de caja financiero, la cual está dirigida a proyectos de generación a partir de fuentes renovables de energía, en su etapa de formulación o pre – inversión.

En el 2021 en [13], la Escuela Politécnica Nacional desarrollo como trabajo de titulación una metodología de cálculo que permite determinar el valor del costo nivelado de energía (LCOE)

para distintos tipos de centrales de generación del Ecuador, la cual es utilizada internacionalmente para evaluar la factibilidad de proyectos de generación eléctrica y tomar decisiones en función del costo de producción de energía eléctrica.

3.2 MARCO CONCEPTUAL REFENCIAL

3.2.1 Costo Nivelado de Energía

El costo nivelado de la electricidad, también conocido como costo nivelado o LCOE, es una estimación económica del costo de un sistema de generación de energía, incluidos todos los costos durante la vida útil del proyecto. Costos de inversión, operación y mantenimiento, costos de combustible, costos de capital, etc [2].

La producción de electricidad se puede obtener de diferentes fuentes de energía y utilizando diferentes tecnologías. Esto conduce a análisis comparativos para medir las ventajas económicas de una fuente de energía sobre otra. Conocer el costo nivelado de energía es una herramienta útil para comparar costos unitarios de diferentes tecnologías.

3.2.2 Centrales eléctricas

Una central eléctrica es cualquier instalación cuya función es convertir energía potencial en trabajo. Las centrales eléctricas son las diferentes plantas encargadas de producir electricidad, generalmente están ubicadas cerca de la fuente primaria de energía (ríos, minas de carbón, etc.). También se pueden ubicar cerca de las grandes ciudades y áreas industriales con alto consumo energético.

Un generador o alternador es una máquina que se encarga de obtener la energía eléctrica. Estas máquinas funcionan con motores primario [14]. El motor primario y el generador juntos forman un conjunto llamado grupo.

A continuación, se presentan de forma breve las características más relevantes de las distintas tecnologías de generación de energía eléctrica:

3.2.2.1 Centrales hidroeléctricas

Una central hidroeléctrica puede definirse como una instalación que permite aprovechar la energía contenida en una masa de agua situada a una cierta altura, transformándola en energía eléctrica. Esto se logra conduciendo el agua desde el nivel en el que se encuentra, hasta un nivel

inferior en el cual se sitúan una o un grupo de turbinas hidráulicas que son accionadas por la fuerza del agua y que a su vez hacen girar uno o un grupo de generadores produciendo energía eléctrica[15].

En la **Figura 3.1**, se puede observar la transformación general de la energía hidráulica de una central hidroeléctrica ya sea de pequeña, mediana y gran escala.

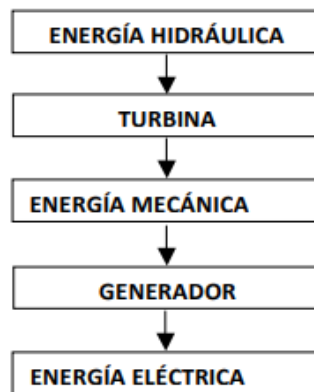


Figura 3.1 Transformación de la energía hidráulica en una central hidroeléctrica [15].

a) Clasificación de las centrales hidráulicas

Las centrales hidroeléctricas pueden clasificarse considerando distintos criterios[15]:

- Clasificación administrativa
 - Centrales de más de 50 MW
 - Centrales de entre 10 y 50 MW
 - Centrales de menos de 10 MW
- Clasificación según su modo de operación
 - Centrales de embalse
 - Centrales de agua fluyente (pasada)
 - Centrales mixtas

3.2.2.2 Centrales de energía eólica

En la **Figura 3.2**, se describe las características del aprovechamiento de la energía cinética del viento para mover las palas de un aerogenerador para generar energía eléctrica. Este tipo de energía está disponible en todo el mundo, pero sólo determinados lugares son capaces de presentar las características necesarias para su aprovechamiento[16].

La contribución energética de las centrales de energía eólica en todo el mundo es de 1,1% de energía eléctrica total producida, y es una de las energías limpias de más rápido crecimiento, tanto que la energía instalada se ha duplicado cada 3,5 años desde 1990.

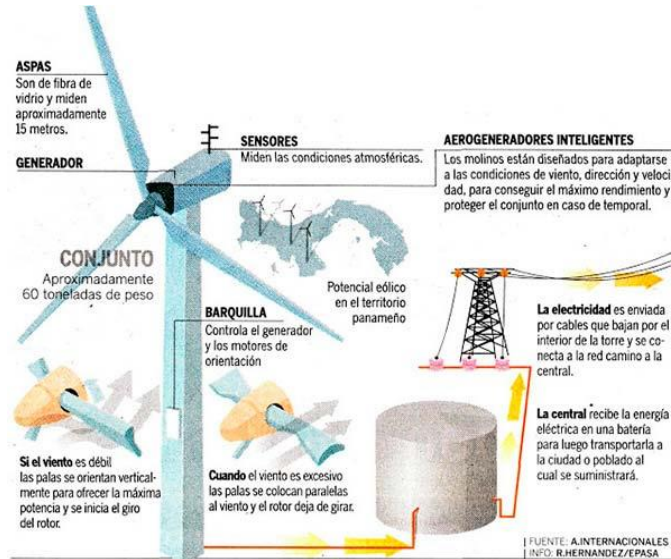


Figura 3.2 Central Eólica[16].

a) Energía Eólica Terrestre (On Shore)

Los parques eólicos terrestres generan electricidad utilizando una gran cantidad de aerogeneradores cercanos que alimentan la energía a la red en el punto de conexión. Desde el punto de vista del flujo de energía, esta generación funciona en paralelo con la generación convencional, proporcionando electricidad bajo demanda [17].

Los aerogeneradores suelen agruparse en parques eólicos, instalados en zonas donde se consideran criterios técnicos y no técnicos.

- Criterios técnicos: elevado potencial eólico, dirección de viento adecuada para el terreno, vientos extremos y turbulencias aceptables.
- Criterios no técnicos: Disponibilidad de evacuación a distancia razonable, disponibilidad de terreno suficiente, marco legal y regulatorio adecuado, restricciones medioambientales.

b) Energía Eólica Marina (Off Shore)

Los parques eólicos marinos tienen mayores costos de capital que los parques eólicos en tierra, pero los parques eólicos marinos pueden permitir un despliegue mucho mayor de viento en el largo plazo, debido a varios factores[18]:

- Torres y palas más largas, lo que resulta en una mayor área de barrido, brindando mayor potencia y por lo tanto mayor electricidad.
- Se sitúan en lugares con mayores velocidades medias de viento y baja turbulencia.
- Es posible instalar parques más grandes ya que tiene menos limitaciones en comparación al emplazamiento en tierra.

c) Potencial Energético para el caso de Ecuador

En la **Figura 3.3**, permite visualizar la previsión meteorológica y viento de América latina. La energía eólica almacenada en el viento en todo el mundo se estima entre 2.500 y 5.000 TWh al año. La energía eólica no está distribuida uniformemente en el planeta, ni es constante durante todo el año.

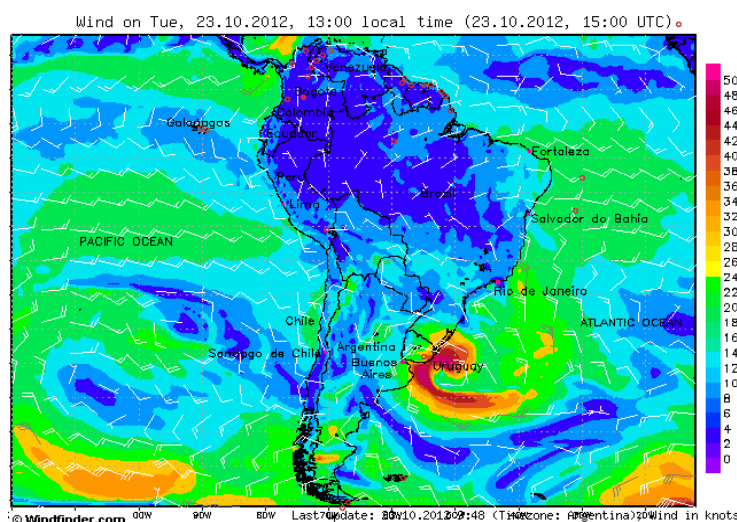


Figura 3.3 Mapa de previsión meteorológica y viento América Latina [17].

3.2.2.3 Centrales de energía solar fotovoltaica

La energía solar es una fuente de energías renovable, que está considerada dentro de las energías no convencionales; esta energía llega a la tierra en formas de radiación electromagnética procedentes del sol. La energía solar fotovoltaica es aquella que produce energía eléctrica mediante módulos fotovoltaicos, transformando la radiación solar directamente en energía

eléctrica a través del denominado efecto fotovoltaico, que básicamente consiste en convertir la luz solar en energía eléctrica por medio de unos dispositivos semiconductores denominados células fotovoltaicas [19][20].

a) Radiación solar

La radiación solar se produce por el proceso de fusión nuclear que se da origen en el sol. Se define la constante solar, B_0 , como el valor de irradiancia solar incidente en un plano normal al vector sol-tierra en el límite superior de la atmosfera terrestre. El valor de la constante solar depende de la distancia entre la tierra y el sol, así como de la actividad solar, por lo que la Organización Meteorológica Mundial ha establecido un valor promedio donde $B_0 = 1367 \frac{W}{m^2}$ [21].

Para poder diseñar una planta de energía fotovoltaica, es necesario saber la radiación en el sitio, ya sea con el atlas solar del país donde se va a instalar, como se muestra en la **Figura 3.4**, o los datos de una estación meteorológica que se encuentre cercano al lugar de la instalación.

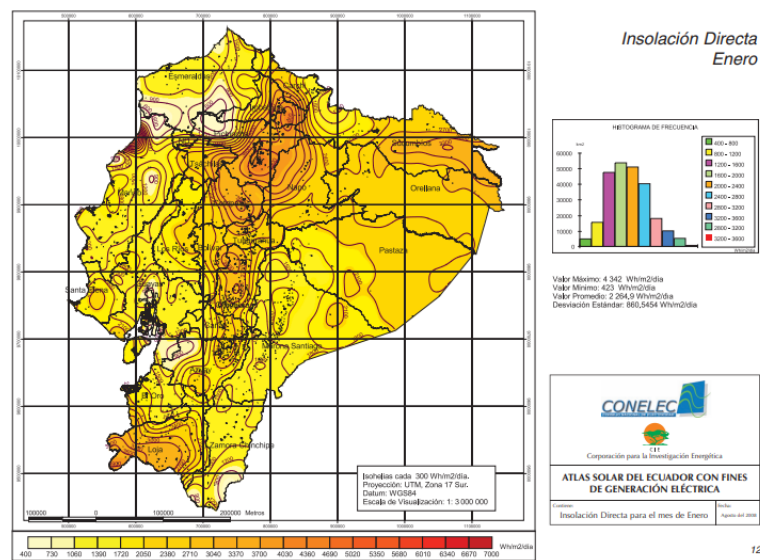


Figura 3.4 Mapa solar de insulación Global promedio del Ecuador [20].

3.2.2.4 Centrales de energía térmica

En este grupo comprende todas las centrales eléctricas que utilizan calor de combustible, calor marino o calor solar como fuente principal. De esta forma pueden ser de combustión o de no combustión.

El principal funcionamiento de una central térmica se basa en el intercambio de energía térmica en energía mecánica y luego en energía eléctrica. Es el aprovechamiento de la energía química a partir de combustibles derivados del petróleo como diésel, gas natural, otros como carbón mineral, residuos vegetales, etc. para generar electricidad[22].

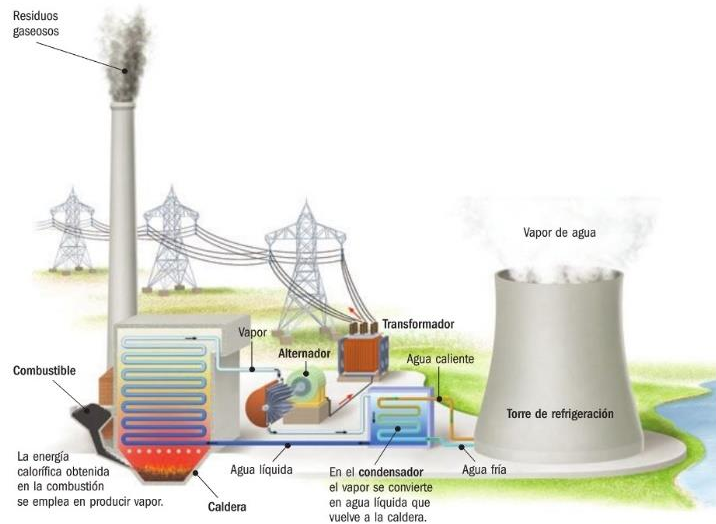


Figura 3.5 Central Térmica[22].

En la **Figura 3.5** se puede observar un esquema general de la energía mecánica que se obtiene del fluido de expansión en la producción de una turbina térmica, la cual, a medida que la turbina se mueve, activa un generador acoplado a su eje, generando eventualmente energía eléctrica.

Las centrales termoeléctricas convencionales se clasifican según su modo de combustión:

- **Combustión Externa:** En este proceso, la combustión se realiza para calentar el fluido de trabajo en la caldera, hasta convertirlo en vapor, llevándolo a alta presión a la turbina donde se expande generando trabajo mecánico. El condensador convierte el vapor en agua y se reutiliza, formando un proceso cerrado.
- **Combustión Interna:** Este es un proceso donde la combustión se logra mezclando un combustible y un oxidante, generalmente aire, el líquido activo como resultado de los gases producidos por la combustión a presión. Este tipo de combustión se practica en motores de turbina de gas y en grupos térmicos alternativos como motores de ciclo Otto o Diésel. Los gases de escape se liberan a la atmósfera.

3.3 ANÁLISIS DE LAS METODOLOGÍAS DEL LCOE

3.3.1 Modelo LCOE del departamento de energía y cambio climático del reino unido (DECC)[7].

100El modelo del mercado eléctrico de DECC para proyecciones actualizado de energía y emisiones no utiliza estimaciones de costos nivelados. En su lugar, modela las decisiones de inversión privada, comparando la tasa interna de retorno de una planta potencial con una tasa crítica específica de una tecnología.

El cálculo del LCOE en el modelo DECC se simplifica en pocos pasos. El modelo considera una amplia gama de fuentes para construir la base de datos con supuestos para las diferentes tecnologías bajo ciertas consideraciones. El procedimiento de cálculo del LCOE y los principales parámetros de muestras en la **Tabla 3.1**, a continuación:

Paso 1: Recopilar datos y suposiciones de planta

Tabla 3.1 Parámetros del modelo DECC.

COSTOS CAPEX (\$)	COSTOS OPEX (\$)	GENERACION ESPERADA NETA (kW)
Costos de pre desarrollo. Costos de construcción. Costos de infraestructura	Operaciones fijas y operaciones variables. Seguros Costos de conexión Costos de transporte y almacenamiento de carbono. Costos de fondo de desmantelamiento. Ingresos por calor. Precios de combustibles. Costos de carbono.	Factor de carga Disponibilidad esperada. Eficiencia esperada. Factor de planta

Paso 2: Suma del valor actual neto de los costes totales previstos para cada año está determinado en la ecuación (3.1).

$$VPN \text{ costes totales} = \sum_n \frac{\text{Costos totales de Capex y OPEX}_n}{(1+r)^n} \quad (3.1)$$

Donde:

n = Periodo de tiempo

r = Tasa de descuento

Paso 3: Mediante la ecuación (3.2) se Calcula el valor presente neto de la generación esperada para cada año.

$$VPN_{generacion\ electrica} = \sum_n \frac{Energia\ generada\ neta_n}{(1+r)^n} \quad (3.2)$$

Paso 4: La restricción (3.3) representa la División de los costos totales por la generación neta.

$$LCOE = \frac{VPN\ costes\ totales}{VPN_{generacion\ electrica}} \quad (3.3)$$

3.3.2 Método De Cálculo Del National Renewable Energy Laboratory – NREL

El Laboratorio Nacional de Energía Renovable - NREL, desarrolló un método de cálculo simple para el LCOE aplicado generalmente a tecnologías de energía renovable a escala de servicios públicos y de generación distribuida – DG, teniendo en cuenta los costos de capital, los costos de operación y mantenimiento - O&M, la eficiencia del sistema y los costos de combustible donde ello aplique. Originalmente, no se incluyen en esta metodología de cálculo problemas asociados al financiamiento de la inversión, incentivos, gravámenes, depreciaciones, costos de reemplazo futuro entre otros aspectos; siendo necesario incluir estos problemas en un análisis más complejo[1].

El NREL usa supuestos para el cálculo del LCOE como la vía útil o la tasa de descuento, la cual puede ser tanto real como nominal. además, utiliza un CRF que representa la ecuación (3.4), el cuál es una relación entre una anualidad y el VPN, durante un intervalo de tiempo.

Paso 1: Usando una tasa de interés i , y T el número de anualidades, el factor de recuperación de capital es:

$$CRF = \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad (3.4)$$

Paso 2: El costo de energía nivelado simple se calcula utilizando la siguiente ecuación (3.5):

$$LCOE = \frac{OCC * CRF + FO\&M\ Costs}{8760} + (FC * heatrate) + VO\&M\ Costs \quad (3.5)$$

3.3.3 Modelo Matemático del LCOE de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad

El modelo matemático, del costo nivelado de energía (LCOE) es definido en la ecuación (3.6) y representa la relación del valor presente neto (NPV) del total de costos de capital, operación y mantenimiento de un central de generación y el valor presente neto de la electricidad neta generada por esa central durante la vida operacional [23].

$$LCOE = \frac{NPV_{CT}}{NPV_{GT}} \quad (3.6)$$

El LCOE representa una tarifa mínima eficiente de equilibrio expresada en [UDS/MWh] para cada central.

3.3.3.1 Cronograma del proyecto

Se considera los siguientes periodos dentro del cronograma del proyecto:

- Periodo de pre desarrollo
- Periodo de construcción
- Periodo de operación

3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

3.4.1 Financiamiento

Los mercados financieros proporcionan un mecanismo por el cual las empresas obtienen financiación. Las fuentes de financiamiento pueden provenir de bancos comerciales, cajas de ahorros y préstamos, compañías financieras, compañías de seguros, fondos de inversión, gobiernos y otras empresas comerciales. Los fondos se obtienen de diversas fuentes externas y se asignan a proyectos y activos específicos.

La financiación está muy relacionada con el análisis de cartera y riesgo. Una empresa desea tener la cartera óptima de activos y pasivos financieros. Es decir, no desea obtener el 100% de financiación a través de la deuda o la emisión de acciones. Una estructura de capital muy inclinada hacia un extremo u otro podría ser demasiado riesgosa. Una empresa de servicios públicos típica tiene una estructura de capital compuesta por aproximadamente un 50% de deuda a largo plazo, un 45% de acciones ordinarias y un 5% de acciones preferentes.

3.4.2 Tasa de descuento

Al momento de evaluar la factibilidad financiera de un proyecto de inversión, se debe considerar una serie de criterios (Valor Actual Neto, Razón Coste/ Beneficio, Tasa interna de retorno, entre otros). Varios de esos criterios utilizan como “insumo” una tasa de descuento, para poder calcular el valor actual de los flujos netos de efectivo que se hayan proyectado[24].

La tasa de descuento representa la preferencia en el tiempo y la rentabilidad esperada del inversionista. Es decir, la tasa de descuento es un elemento fundamental en la evaluación de proyectos, pues proporciona una pauta de comparación con la cual el proyecto se mide.

3.4.3 Metodología del cálculo del costo promedio ponderado del capital (WACC)[25]

El WACC (Weighted Average Cost of Capital) es una variable esencial en la valoración de generación de riqueza en las firmas, pero existe un gran inconveniente cuando algunas variables son desconocidas por el sector económico en el cual se desarrollan. Hay que tomar en cuenta que el WACC es la tasa a la que se descuentan los flujos de caja futuros para tener el mismo valor de las acciones que dan el descuento de los flujos para el accionista.

Existen algunos factores que pueden afectar el análisis del WACC, a continuación, se detalla los más importantes:

- En temporadas de inflación elevada, el banco central de cada país puede elevar la tasa de referencia, lo que puede ocasionar un incremento a las demás tasas. Este aumento general de las tasas de interés provoca un aumento en el costo de todas las variables del capital y por ende un aumento en el WACC.
- La estructura de capital es la forma de financiarse por parte del proyecto, la deuda es la fuente más económica y viable, pero un exceso de endeudamiento provocaría las posibilidades de una quiebra inesperada y el WACC aumentaría.

3.4.3.1 Fórmula del WACC

El WACC (del inglés Weighted Average Cost of Capital), es la tasa de descuento que mide el costo de capital; como se puede ver en la ecuación (3.8), el WACC representa una media ponderada entre la proporción de los recursos propios y la proporción de los recursos financiados. Es decir, es una tasa que mide el costo medio de lo que ha costado el activo, en función de cómo se ha financiado con capital propio y recursos de terceros en forma de obligaciones o un préstamo bancario[26].

La fórmula del WACC es la siguiente:

$$WACC = i_{cp} \frac{CP}{(D + CP)} + i_D \frac{D}{(D + CP)} \quad (3.7)$$

$$WACC = \frac{CP * i_{CP} + D * i_d}{CP + D} \quad (3.8)$$

Donde:

CP : Capital propio

i_{CP} : Costo de capital propio

D : Deuda Financiera

i_D : Costo de la deuda Financiera

a) **Capital propio**

El capital propio representa la cantidad existente financiada a través de recursos propios.

b) **Costo del capital propio**

El costo de capital propio o patrimonio, esta descrito en la ecuación (3.9) y se refiere al retorno exigido por los accionistas. El modelo de valoración de los activos de capital (CAPM) plantea que la tasa de retorno exigida de un activo debe estar en función del riesgo sistemático, que a su vez está representado por Beta β .

Modelo para estimar el costo del capital propio i_{CP} es el CAPM (Capital Asset Pricing Model). Dicho modelo de valoración propone hallar el costo sumando a una tasa libre de riesgo, una prima por riesgo que ha sido ponderada por la volatilidad económica, riesgos económicos entre otros[27][13].

$$i_{CP} = i_f + (i_m - i_f)\beta + RP \quad (3.9)$$

Donde:

i_f : Tasa de descuento sin riesgo

i_m : Tasa de descuento del mercado

$(i_m - i_f)$: Premio por el riesgo del mercado

β : Beta de apalancamiento

RP : Riesgo país

- **Tasa de descuento sin riesgo (i_f):** Es un interés que no representa riesgo, y corresponde al rendimiento que se obtiene de un activo en el que la rentabilidad real está acorde a la rentabilidad esperada de un bono que es difundido por el Banco Central del país de origen[28].
- **Tasa de descuento del mercado(i_m):** se tomó como referencia el promedio de los últimos 10 años del retorno anual del índice S&P 500 (incluye las 500 empresas más representativas de la bolsa de Nueva York). Así, se estima el desempeño del mercado que se utilizara en los posteriores cálculos tomando el valor del 12,15%.
- **Premio por el riesgo del mercado($i_m - i_f$):** Por su parte, el concepto de premio por el riesgo del mercado corresponde a la diferencia entre en la tasa de descuento del mercado y la tasa de descuento sin riesgo. Es uno de los parámetros más investigados y más controvertidos, y también uno de los que más confusión genera, ya que es el indicador de la rentabilidad adicional que un inversionista exige a su inversión.

No existe un consenso sobre el cálculo de esta magnitud, sin embargo, existen recomendaciones sobre el valor del premio del mercado en más de 100 libros entre los años de 1979 y 2008 en los que oscila entre el 3% y 10% como se muestra en la evolución de la prima del mercado de la **Figura 3.6** [29].

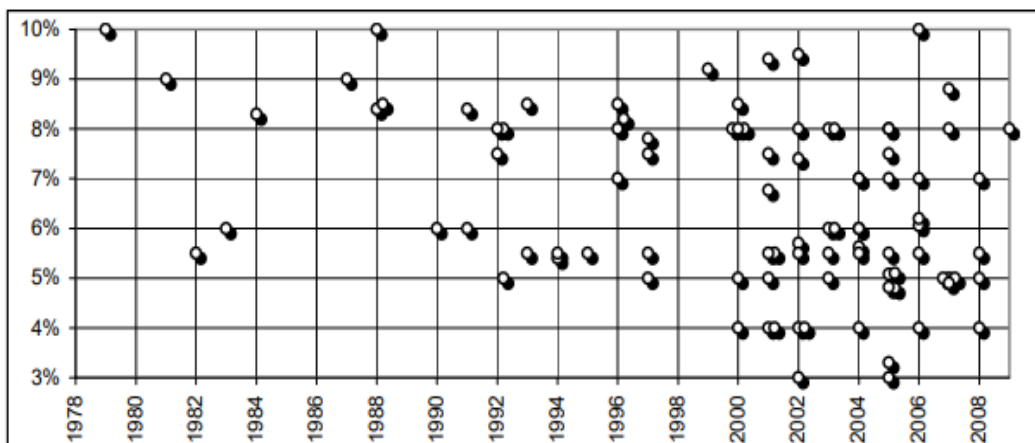


Figura 3.6 Evolución de la prima del mercado exigida (PRMX) utilizada o recomendada en 100 libros de finanzas y de valoración [29].

- **Beta de apalancamiento (β):** Es aquella beta que representa el riesgo tanto operativo como financiero que tiene una empresa, y se expresa mediante la ecuación (3.10), en otras palabras, es la que permite determinar el comportamiento de las acciones y el

índice del mercado de valores considerando la operación y el financiamiento (deuda) de la empresa [30].

$$\beta = \beta_S \left[1 + \frac{D * (1 + t)}{CP} \right] \quad (3.10)$$

Donde:

β_S : Beta de sector

t : Tasa de impuestos

D : Deuda

CP : Capital propio

- **Riesgo país:** Es un indicador financiero que mide la posibilidad de incumplimiento de pago de una nación emergente (en vías de desarrollo). Mediante este valor se puede estimar si un país será capaz de cumplir con sus obligaciones internas y externas. Cuando una nación tiene un riesgo país elevado, los inversitas nacionales y extranjeros pierden la confianza en él y por lo siguiente dejan de invertir. Esto genera un gran impacto en la economía de un país deudor, ya que limita su capacidad de generar ingresos [30].

c) **Deuda financiera**

Representa la cantidad del total de financiación que es financiada a través de recursos ajenos o deuda. Aparece cuando el capital propio de los accionistas de una empresa no es suficiente para cubrir la inversión total para la ejecución del proyecto.

La deuda es un medio de financiamiento de una empresa través de préstamos o créditos es la forma más común de adquirir bienes o servicios, en el caso de las empresas eléctricas, permite la implementación de empresas o proyectos.

d) **Costo de la deuda financiera(i_D) [13]**

La ecuación (3.11) es la expresión matemática del costo de la deuda, i_D , que representa la tasa efectiva que una empresa paga por la deuda adquirida para un determinado tiempo. En la mayoría de los casos, esta frase hace referencia al costo después de impuestos de la deuda, pero también se refiere al costo de la deuda de una empresa antes de tener en cuenta los impuestos.

Es costo de la deuda es una parte importante de la estructura de capital de una empresa, que también incluye el costo del capital. En el modelo de cálculo intervienen distintas variables que encontramos en el entorno como son: La inflación, tasa de interés de la economía y el margen de intermediación bancaria.

$$i_d = I_c + I_m \quad (3.11)$$

Donde:

I_c : Tasa de captación

I_m : Margen de intermediación bancario

- **Tasa de captación (I_c):** Esta descrita en la restricción (3.12) y representa la tasa de interés que las instituciones financieras reconocen a los depositantes por la captación de sus recursos.

$$I_c = (1 + f)(1 + I_r) - 1 \quad (3.12)$$

Donde:

f : Inflación

I_r : Tasa de interés de la economía

- **Margen de intermediación bancario (I_m):** El margen intermediación bancaria es la diferencia entre la tasa de interés que el banco paga a los depositantes y la tasa de interés que el banco cobra al prestatario. Este margen permite a los bancos generar ganancias sobre sus préstamos y es la esencia de su negocio, ya que los bancos prestan dinero a una tasa de interés más alta que la que pagan a los depositantes.

4 MATERIALES Y MÉTODOS

4.1 MÉTODOS Y HERRAMIENTAS

Es el epígrafe más importante dentro de un proyecto de investigación ya que permite evaluar con precisión la calidad del trabajo investigativo, ya que es el camino el cual explica a los lectores los procedimientos, enfoques, diseños realizados dentro del mismo.

4.1.1 ESTRATEGIA DE INVESTIGACIÓN

La estrategia de búsqueda de información es un conjunto de procedimientos y actividades que se llevan a cabo para obtener la información necesaria. Este paso es tan relevante y se basa en cuatro pasos básicos.

4.1.1.1 Definición de la búsqueda

Como primer paso es imprescindible tener en claro que es lo que estamos buscando, el tipo de documentos, así como el idioma y la actualidad para así poder establecer un panorama general sobre el tema de búsqueda.

4.1.1.2 Preparación de la búsqueda

Una vez que ya sabemos que es lo que queremos buscar, es momento de establecer los operadores a utilizar en términos de un lenguaje que se pueda aplicar al recurso electrónico. Para ello, se recomienda identificar las palabras claves más relevantes y considerar sinónimos y términos relacionados que aborden el tema de interés.

4.1.1.3 Selección de las fuentes documentales

Debemos de realizar una selección de las fuentes de información más relevantes, para así complementar la información referente al tema de investigación. De esta forma podemos elegir libros, revistas, normas técnicas, etc.

4.1.1.4 Recuperación de la información

La recuperación de información se lleva a cabo mediante consultas a las distintas bases de datos donde se almacena la información estructurada. Las herramientas más utilizadas para la recuperación de información es el internet ya que nos permite navegar en un mundo de conocimiento muy amplio y en diferentes idiomas.

4.2 MATERIALES DE INVESTIGACION

Para el desarrollo de este proyecto de investigación los materiales que se utilizaron en el transcurso fueron los enlistados a continuación:

- Consulta de diversos trabajos bibliográficos previos (tesis, informes técnicos, normativas, textos, internet, etc.)
- Revisión del plan maestro de electrificación 2013 – 2022 que se encuentra vigente con aspectos de sustentabilidad y sostenibilidad social ambiental.
- Base de datos históricos de las centrales de generación hidráulica, térmica, fotovoltaica y eólica
- Datos de costos fijos y variables anuales de cada una de los diferentes tipos de centrales de generación.
- Aplicación de diverso software: Excel, Word, Interfaz gráfica de Matlab.

4.3 METODOS DE INVESTIGACION

Para desarrollar el modelo propuestos en [13], se aplicaron diferentes métodos para el desarrollo de este proyecto de investigación. A continuación, se detalla los siguientes métodos:

4.3.1 Método de descriptivo

En primer lugar, se aplicó el método descriptivo para la recopilación, tabulación y posteriormente análisis de datos, a través de la investigación bibliográfica como base teoría, utilizando información de fuentes secundarias como textos, libros, revistas, artículos científicos, tesis nacionales e internacionales y normativas reguladas para el cálculo del costo nivelado de energía para las diferentes tecnologías.

El objetivo del método es identificar con precisión información útil, lo que significa que recopila datos cuantificables que pueden analizarse estadísticamente en un campo específico.

4.3.2 Método experimental

Se lo realiza para evaluar el cumplimiento de la hipótesis planteada aplicando cuatro casos de estudios para el cálculo del costo nivelado de energía para las tecnologías más predominantes en el Ecuador.

4.3.3 Método de evaluación económica

Este método fue utilizado ya que permite evaluar la parte final de toda una secuencia de análisis de factibilidad en los proyectos de inversión, mediante este método se evalúa el valor del dinero en el tiempo, con la finalidad de medir la eficiencia de la inversión total y su rendimiento durante toda su vida útil.

Especialmente en los proyectos lucrativos, este método de evaluación económica juega un papel muy importante, puesto que, con los resultados obtenidos de la evaluación, permite la toma de decisión de llevar a cabo o no la inversión en el proyecto de estudio.

4.3.4 Investigación Tecnológica

Con el uso de esta investigación se planteó la determinación del costo nivelado de energía mediante una herramienta de cálculo que permitirá la evaluación del LCOE para distintas tecnologías en el contexto ecuatoriano.

Para un análisis costo-beneficio de los distintos tipos de generación se puede presentar la relación del costo de energía durante su vida útil, mediante el diseño de una herramienta de cálculo se puede iniciar con una recopilación de información que se realiza con una investigación bibliográfica en libros, tesis, revistas científicas, normativas vigentes, páginas web, etc. Información que es de gran importancia para generar solución al estudio planteado.

En la **Figura 4.1**, mediante un diagrama de flujo se presenta el proceso que va a llevar a cabo la herramienta de cálculo, en donde se debe tener en cuenta que la creación de datos con la información requerida se considera de gran importancia para la actualización de la base de datos del programa, para aplicar en el análisis de las diferentes tecnologías.

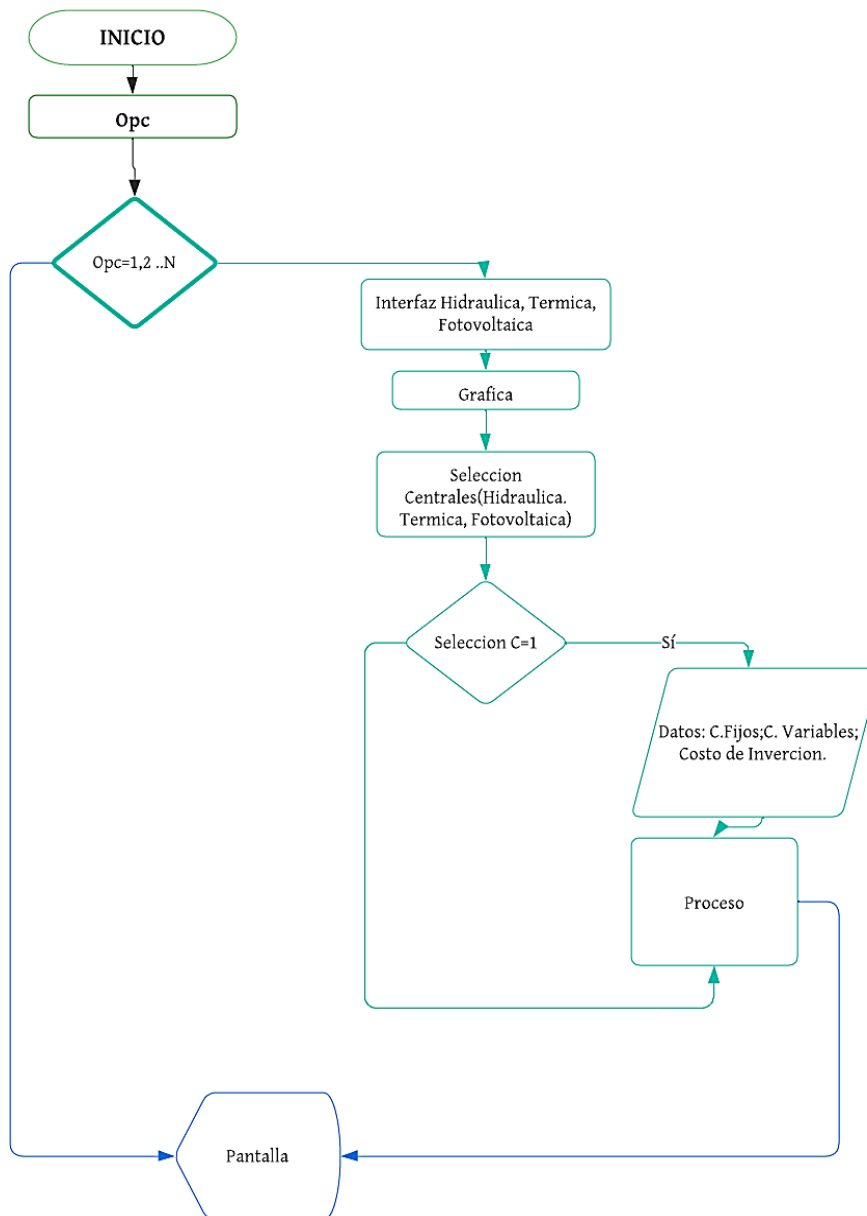


Figura 4.1 Diagrama de Flujo de la herramienta de cálculo.

4.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS METODOLOGÍA

4.4.1 Cuadro comparativo de las metodologías revisadas

A continuación, en la **Tabla 4.1**, se presenta tres metodologías del cálculo del LCOE que han sido establecidas por diferentes organizaciones a nivel nacional e internacional, entre las cuales una está validada y aprobada por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad dentro del contexto ecuatoriano y considera parámetro de financiamiento desglosando cada variable de forma más concreta.

Tabla 4.1 Resumen de las metodologías DECC, NREL, ARCONEL.

METODOLOGIAS	PARAMTROS	UNIDADES	DESCRIPCION
Modelo LCOE del departamento de energía y cambio climático del reino unido (DECC).	CAPEX	USD	Costos de construcción de la central eléctrica.
	OPEX	USD	Costos de operación de la central eléctrica
	Generación Neta	kWh	Datos de generación esperada
	n		Vida útil de la inversión
	i	%	Tasa de impuesto pagada
Método De Cálculo Del National Renewable Energy Laboratory – NREL	OCC	USD	Costo de capital
	$F O\&M Costs$	USD/kW	Costos fijos de O&M
	FC		Factor de capacidad
	$heat rate$		Velocidad de calentamiento
	$V O\&M Costs$	USD/kW	Costos variables de O&M
	CRF	%	Factor de recuperación de capital
	n		Número de anualidades
i	%	Tasa de interés	
Modelo Matemático del LCOE de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad	CP	USD	Capital de inversión propio
	E_t	MWh/año	Energía generada durante un año
	r	%	Tasa de descuento (WACC)
	d	%	Tasa de degradación
	t		Año en el que ocurre la operación financiera
	n	Años	Vida útil
	Ex_t		Valores extras que pueden aumentar o reducir gastos

4.5 PLANTEAMIENTO DEL MODELO DEL LCOE

Luego de haber realizado la investigación y la recopilación de políticas de regulación y financiación pública de las centrales de generación con mayor capacidad instalada en energías renovables y energía térmica se presenta detalladamente la metodología adoptada para el análisis, en el cual se procede a conceptualizar las variables que conforman la metodología del costo nivelado de energía desarrollado en [13].

4.5.1 Normativa

Se utilizó como guía para la elaboración de este proyecto la regulación ARCONEL-037/19. Que, mediante oficio Nro. ARCONEL-2019-0919-Of de 15 de agosto de 2019, la Ejecución de la ARCONEL [10], puso a consideración una metodología para definición de los precios de reserva basada en el cálculo del Costo Nivelado de energía.

4.5.2 Costo nivelado de energía (LCOE)

El costo nivelado de energía, es una evaluación económica del costo promedio para construir y operar un sistema de generación de energía durante su vida útil dividido por la energía total generada por el sistema durante el tiempo de vida operativa de ese proyecto.

$$LCOE_s = \frac{\text{Suma de los costos totales a lo largo de la vida util}}{\text{Suma de la energia total generada a lo largo de la vida util}} \quad (4.1)$$

La ecuación (4.1) es conocida como LCOE simple, está la manera más sencilla de expresar el LCOE, pero esta expresión se aleja de la realidad ya que no considera los factores económicos. Básicamente, el LCOE viene a ser el punto de equilibrio, esto quiere decir que no se gana ni se pierde dinero al final de la vida útil del proyecto.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{\text{Egreso anual}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.2)$$

La ecuación (4.2) expresa exactamente lo mismo que la ecuación anterior con la diferencia que está más detallada y de forma general para todo tipo de central de generación eléctrica.

Finalmente desglosando más la ecuación anterior obtenemos la ecuación (4.3), teniendo como resultado expresiones más simples y conocidas por los lectores esto facilitara ya que es más común trabajar con estas expresiones.

$$LCOE = \frac{CP + \sum_{t=1}^n \frac{\text{Costos fijos}_t + \text{costos variables}_t}{(1+r)^t} \pm \sum_{t=0}^n \frac{Ex_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t * (1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (4.3)$$

Donde

CP : Capital propio

E_t : Energía generada durante un año

t : Año en el que ocurre la operación financiera

d : Tasa de degradación de la central

r : Tasa de descuento de los flujos efectivos del proyecto (WACC)

Ex_t : Valores extras que pueden aumentar o reducir costos

n : Vida útil de la central de generación eléctrica o proyecto

4.5.3 Componentes

A continuación se desglosa de una forma más detallada cada uno de los componentes principales que intervienen en a lo largo de la construcción de un proyecto:

4.5.3.1 Costos de inversión

Son los costos relativos a la adquisición de factores productivos que generan ganancias en el tiempo. Las principales categorías son:

- Terreno
- Edificios
- Instalaciones
- Equipos e instrumentos
- Costos de mantenimiento extraordinario
- Licencia y permisos
- Otros costos iniciales

4.5.3.2 Costos fijos

Son los costos necesarios para la instalación y operación de un determinado equipo independiente de la actividad de producción. Para el análisis de los costos fijos de generación se aplica el método de asignación que consiste en un ajuste de los costos fijos, a lo largo del periodo de análisis, partiendo de los montos del año base hasta lograr llegar a un valor proveniente de los referentes internacionales[31].

Para el caso de centrales de generación nuevas, la determinación de los costos fijos se efectúa en función de su capacidad instalada y valores referentes internacionales. Al resultado obtenido, se lo afecta por el valor de inflación para obtener la serie de tiempo.

a) Costos fijos de operación y mantenimiento

Los costos fijos de operación y mantenimiento corresponden los costos reales incurridos en un periodo de un año por las centrales estudiadas, al igual que su energía producida, por lo que los resultados obtenidos serán valores muy cercanos y realistas.

De manera referencia para las distintas tecnologías se ha determinado un porcentaje del valor de la inversión total de cada central. Estos valores se presentan en la **Tabla 4.2**, a continuación[32].

Tabla 4.2 Costos fijos por tecnología (% valor de la inversión total) [32].

Tecnología	Costo fijo O&M (%valor de inversión total)
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	2% - 3%
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	1% - 2%
Térmico diésel – Turbina a Gas Dual	1% - 2%
Térmico diésel – Grupos Motor-Generador	1% - 2%
Conjunto motores Gas	2% - 3%
Eólica	1% - 2%
Solar fotovoltaica	1% - 2%
Solar Térmica (Concentración)	1% - 2%
Hidráulica de Pasada (> 20 MW)	1%
Mini- Hidráulica (< 20 MW)	1%
Hidráulica de Embalse	1%
Térmica a Biomasa	1% - 2%
Térmica a Biogás	1% - 2%
Geotérmica	2% - 3%
Eólica con Almacenamiento	1% - 2%
Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	1% - 2%

b) Costos fijos administrativos

Dado que existen costos administrativos generalmente incurridos por una unidad de negocio, y no se especifica el valor de estos costos para cada planta correspondiente a esa unidad de negocio, este rubro se ha dividido de manera ponderada en función de la potencia instalada de cada central, respetando la potencia total instalada de la unidad de negocio, como se describe en la ecuación (4.4).

$$GA_{CI}[USD] = GA_{UN} \cdot \frac{P_{Ci}}{P_{UN}} \quad (4.4)$$

Donde:

GA_{CI} : Costos administrativos de la central i [USD]

GA_{UN} : Costos administrativos totales de la unidad de negocio [USD]

P_{Ci} : Potencia instalada de la central i, correspondiente a la unidad de negocio [MW]

P_{UN} : Potencia total de las centrales consideradas en los costos administrativos de la unidad de negocios [MW]

$\frac{P_{Ci}}{P_{UN}}$: Factor de ponderación de la central i [USD]

4.5.3.3 Cálculo de los componentes de los costos variables de producción.

Son aquellos costos en los que se incurre para operar y mantener los equipos de una central generadora y que cambian en función de la magnitud de la producción.

Bajo normativa vigente en Ecuador, se considera que con la disposición transitoria tercera de la regulación No. CONELEC 013/08, se establece que, para las centrales hidroeléctricas, el valor del costo variable de producción a utilizar, tanto para el procedimiento de despacho como para liquidación, será de 0,2 cUSD/kWh o 2,00 USD/MWh [33].

Para centrales de generación térmica, incluyendo biomasa y biogás, el cálculo correspondiente a los costos variables se considera diferentes variables establecidas en la Regulación No. CONELEC 003703[34].

Para el cálculo de los componentes de los costos variables de producción se define:

- **Generación bruta (GB):** Es estimada para un ciclo operativo; es decir para un periodo entre dos mantenimientos mayores. Para efectos de determinar la producción de considerar la potencia efectiva actúa.
- **Unidad de volumen:** Para aquellas unidades que consumen combustible será el galón; y, para el caso de combustible gas la unidad de volumen será el pie cubico.
- **Potencia efectiva:** Es la máxima potencia que una unidad puede alcanzar en un régimen de operación continuo.

a) Costos de combustibles [CC]

$$CC = \frac{PC}{RC} \quad [USD/kWh] \quad (4.5)$$

Donde:

PC : Precio promedio de venta

RC : Rendimiento de la unidad

Con la restricción (4.5) se puede determinar el costo del combustible considerando el precio promedio de venta y el rendimiento de la unidad dependiendo del tipo de combustible.

Precio promedio de venta es dada con relación a los precios de los combustibles líquidos establecido en la regulación 002/99, numeral 2.3. Para el caso del gas natural, si el estado no fijare el precio del gas a usarse en la generación termoeléctrica, se considerará el precio de compra del gas que pague el generador termoeléctrico al suministrador del combustible.

b) Costo de transporte de combustible

El costo de transporte de combustible está determinado por la ecuación (4.6) en la cual es importante considerar el precio del transporte por unidad de volumen.

$$CTC = \frac{PGT}{RC} \left[\frac{USD}{kWh} \right] \quad (4.6)$$

Donde:

PGT: Precio del transporte por unidad de volumen

c) Costo de lubricantes, productos químicos y otros insumos (CLYO)

La ecuación (4.7) sirve para estimar los costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos es importante considerar los precios unitarios y el consumo del mismo en la generación eléctrica de una central eléctrica.

$$CLYO = \frac{\sum(PU_i \times MC_i)}{GB} \left[\frac{USD}{kWh} \right] \quad (4.7)$$

Donde:

PU_i: Precio unitario del insumo

MC_i: Consumo del insumo

GB: Generación Bruta (kWh)

d) Costo de agua potable

Está determinada por la siguiente ecuación (4.8):

$$CAP = \frac{PA \times CAA}{GB} \left[\frac{USD}{kWh} \right] \quad (4.8)$$

Donde:

PA: Precio del agua potable (USD/m^3)

CAA: Consumo de agua potable (m^3)

4.5.3.4 Vida útil del sistema

Los años de vida útil considerados para cada tipo de central se basan con la regulación No CONELEC 003/11, apartado 4, numeral 4.1, capítulo 1 [34] que establece un plazo en años dentro del cual el valor actual neto de los flujos financieros de los distintos proyectos analizados permite la recuperación de la inversión de acuerdo con la **Tabla 4.3** y **Tabla 4.4** del anexo II de la presente regulación considerando el tipo de tecnología en un cierto rango de potencia.

Tabla 4.3 Plazos considerados en los títulos habilitantes por tipo de central y rango de potencia [34].

Plazos a ser considerados en los títulos habilitantes			
Tecnología	Plazo para los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada	Plazos para las energías renovables no convencionales	Plazo para los auto generadores
Tipo de central y rango de potencia	Años		
Vapor	30	-	30
MCI < 514 rpm	20	-	20
MCI 514 - 900 rpm	15	-	15
MCI > 900 rpm	7	-	7
Gas industrial	20	-	20
Gas jet	7	-	7
Eólicas	25	25	25
Fotovoltaicas	20	20	20
Biomasa - Biogás	15	15	15
Geotérmica	30	30	30
Hidro 0 – 0,5 MW	-	20	20
Hidro 0,5 – 5 MW	20 – 30	30	30
Hidro 5 – 10 MW	23 – 40	40	40
Hidro 10 – 50 MW	28 – 40	40	40
Hidro > 50 MW	32 - 50	-	50

Tabla 4.4 Plazos definidos en la regulación 006/06.

TIPO DE CENTRAL	TIEMPO DE LA CONCESION O VIDA UTIL (Años)
Hidroeléctricas	50
Térmicas a vapor	30
Térmicas a gas de ciclo simple, turbinas industriales	25
A gas de ciclo simple con turbinas de tiempo Aero derivativo	20
A gas con ciclo combinado	30
Térmicas de combustión internas	20

Eólicas	25
Fotovoltaicas	20

Realizamos una búsqueda sistemática para identificar los estudios más relevantes sobre el costo nivelado de energía a nivel nacional e internacional. Se redujo el número de: artículos, libros, monografías, tesis e informes técnicos en base a su nivel de evidencia, año de publicación, criterio fijado por el propio autor.

A partir de los datos obtenidos se elaboró una matriz en Microsoft Excel con los factores más relevantes que encontramos durante la revisión bibliográfica.

4.5.3.5 Energía anual generada(E_t)

La ecuación (4.9) permite calcular la energía anual de una central eléctrica considerando el número horas de un año (8760) y la potencia nominal de la central dependiendo del caso de estudio con su respectivo factor de planta que está dado en los informes técnicos del CONELEC.

$$E_t = h * P_n * F_p \quad (4.9)$$

Donde:

h : Número de hora que tiene el año (8760)

P_n : Potencia nominal de la central (MW)

F_p : Factor de planta (%)

4.6 METODOLOGÍA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

En esta sección se presenta las tareas necesarias para llevar a cabo el presente proyecto de investigación, así como su planificación y el presupuesto.

4.6.1 Descripción de tareas

Las tareas son las siguientes:

1. Definición de los objetivos y el alcance del proyecto de investigación
2. Recopilación de información general de las centrales hidroeléctricas, térmicas, fotovoltaicas y eólicas.

3. Análisis de los costos fijos y variables por cada tipo de generación.
4. Definición de los cuatro casos de estudio base.
5. Desarrollar la metodología seleccionada para el cálculo del LCOE en Microsoft Excel
6. Desarrollo de la herramienta
7. Migrar de Microsoft Excel a Matlab
8. Crear las interfaces graficas en Matlab GUIDE.
9. Ingresar el código de programación para cada interfaz gráfica
10. Comprobar un caso por tipo de generación en el software Matlab y validar con los resultados de Microsoft Excel.

4.7 DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA DE CALCULO

4.7.1 Elección del lenguaje de programación

GUIDE es un entorno de programación visual disponible en MATLAB para realizar y ejecutar programas que necesiten ingreso continuo de datos. Tiene las características básicas de todos los programas visuales como Visual Basic o Visual C++.

4.7.1.1 Características de Matlab

- Se puede comportarse como una calculadora o como un lenguaje de programación.
- Combina muy bien el cálculo y el trazado gráfico.
- Es relativamente fácil de aprender.
- Se interpreta (no se compila), los errores son fáciles de corregir.
- Está optimizado para ser rápido cuando se realizan operaciones matriciales.
- Tiene algunos elementos orientados a objetos. [5].

4.7.2 Interfaz gráfica de la herramienta de Cálculo

La interfaz cuenta con una pantalla principal como se muestra en la **Figura 4.2**, donde se presentan los derechos de acceso al sistema a los distintos tipos de usuarios que deseen interactuar con la herramienta de cálculo.



Figura 4.2 Interfaz gráfica del sistema.

En la pantalla principal de la herramienta cálculo se puede acceder al menú principal, donde se tiene acceso a 4 ventanas visibles las cuales pertenecen a los 4 tipos de generación, regresar y Resultado de graficas como se muestra en la **Figura 4.3**, se dará a conocer cuáles son las características de cada una de las opciones antes mencionadas.

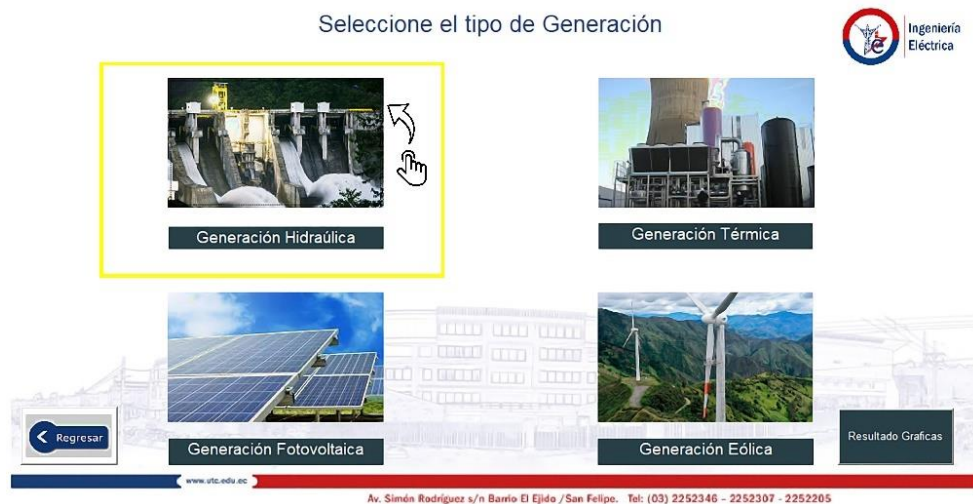


Figura 4.3 Menú principal de la herramienta de cálculo.

Ventanas del tipo de generación

A continuación, se describen la función de cada una de las cuatro ventanas principales y las variables que permiten visualizar cada una de ellas:

- **Ventana 1:** Generación hidroeléctrica permite navegar entre una lista de 31 centrales además se visualiza datos generales, costos fijos y los costos variables.
- **Ventana 2:** Generación termina permite navegar entre una lista desplegable de 16 centrales térmicas de gas, vapor y MCI, de igual manera permite visualizar datos

generales de la central, costos fijos y variables desglosados ya que varía según el tipo de combustible entre otras variables.

- **Ventana 3:** Generación fotovoltaica cuenta con una lista de 21 centrales con sus respectivos datos generales, sus costos fijos y variables en función a la generación fotovoltaica.
- **Ventana 4:** Generación eólica permite navegar entre una lista de 4 centrales de mayor capacidad tomada como ejemplo para el cálculo del LCOE y visualizar los datos necesarios para el mismo.

En este campo los usuarios y administradores podrán seleccionar el tipo de generación que deseen realizar el análisis de costo beneficio de las distintas tecnologías.

- Resultados de las gráficas:** Me permite visualizar las gráficas de que se encuentren en la base de datos de cómo se observa en la **Figura 4.4**.
- Regresar:** Me permite regresar a la interfaz anterior.

En la **Figura 4.4** se puede observar cada uno de los parámetros necesarios para el cálculo de los índices del LCOE, Además de crear un registro completo para usar la información en diversos campos.

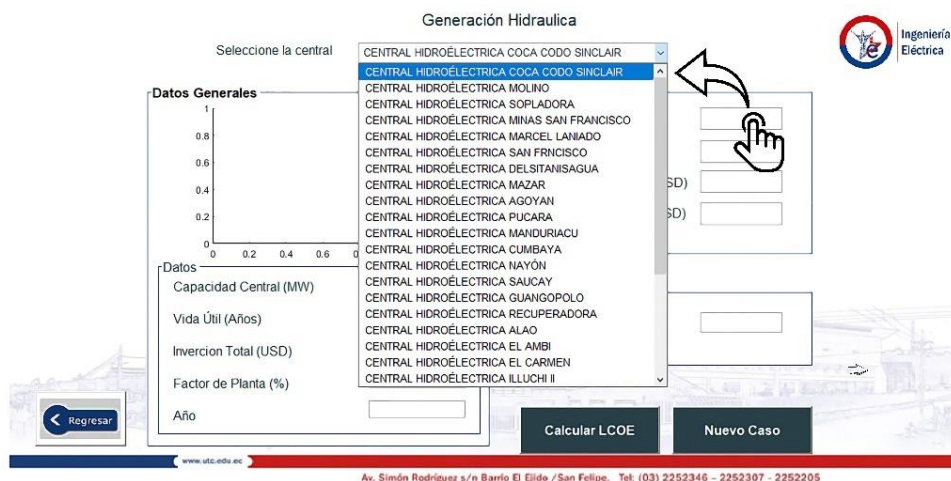


Figura 4.4 Registro de Datos cargados en la base de datos.

En la **Figura 4.5**, se puede observar el resultado del LCOE de la central de generación selecciona, además se genera una ficha técnica de la central.

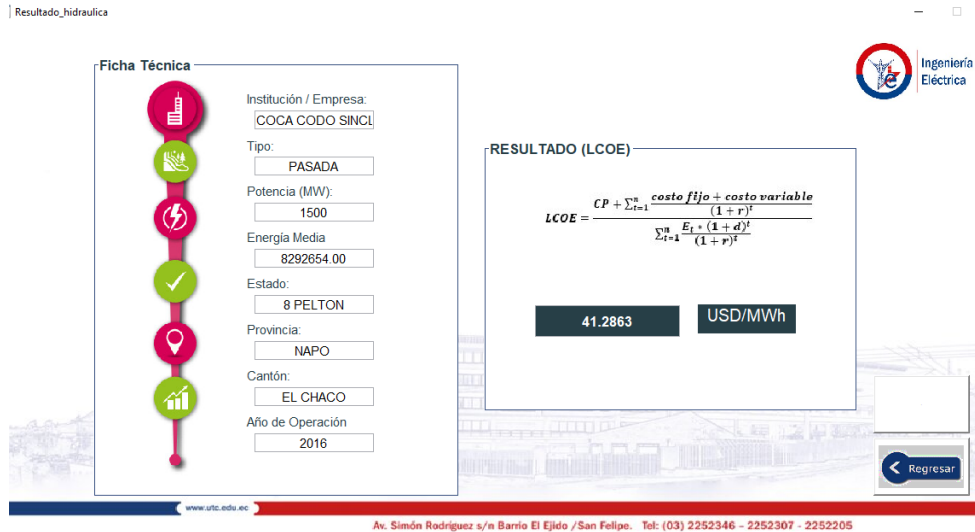


Figura 4.5 Interfaz del resultado del LCOE.

4.8 GUÍA DE USO DE LA HERRAMIENTA DE CÁLCULO

La guía de uso de la herramienta de cálculo se encuentra en el **anexo D.1** del presente trabajo de investigación, en el cual se detalla claramente el paso a paso del correcto uso de la herramienta de cálculo del costo nivelado de energía.

5 ANALISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Para evaluar y validar la presente herramienta de cálculo, se usó como referencia la metodología plateada en [13]. El análisis de los resultados obtenidos se basa en cuatro casos que se ha tomado como ejemplo por el tipo de tecnología hidráulica, térmica, fotovoltaica y eólica.

Para realizar los cálculos del LCOE se desarrolló una interfaz en GUI de Matlab, la herramienta muestra los datos a ser cargados de una base de datos por el usuario de forma manual que posteriormente se utilizarán para el cálculo de las distintas variables consideradas para el cálculo.

5.1 CASO 1: GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

5.1.1 Generalidades

Para el análisis de la generación hidroeléctrica se ha considerado la central de mayor capacidad instalada Coca Codo Sinclair que se encuentra ubicada entre los cantones El Chaco y Gonzalo Pizarro en las provincias de Napo y Sucumbíos. Es considerada la obra de mayor envergadura del Ecuador ya que tiene una potencia de 1500 MW. Este proyecto aprovecha el potencial de los ríos Quijos y Salado los cuales al unirse conforman el río Coca, con un caudal anual de $287 \text{ m}^3/\text{seg}$ aprovechables para la generación de energía eléctrica, la tabla de datos de la central se muestra en la **Tabla 5.1**.



Figura 5.1 Casa de máquinas central coca codo Sinclair[35].

Tabla 5.1 Datos generales de la Central Hidroeléctrica CCS.

HIDROELÉCTRICA COCA CODO SINCLAIR		
Ubicación	NAPO - EL CHACO	
Unidad de negocio	COCA CODO SINCLAIR	
Tipo de central	Embalse	
Potencia nominal	1500	MW
Energía anual producida	8424,05	GWh/año
Tipo de turbina	PELTON	8 (187,5 MW) c/u

5.1.2 Costo de inversión total

El costo de inversión total efectuado en el proyecto Coca Codo Sinclair que contempla la ejecución de obras, fiscalización, administración, obras de desarrollo y ejecuciones a cargo de la unidad de negocio e impuestos alcanzaron a USD 2.850.966.262,06 (incluido IVA) (Perfil Senplades), de los cuales el valor del contrato EPC alcanzo un valor de USD 2.245.294.301 [36].

5.1.3 Financiamiento (deuda)

El acreedor de la deuda para la construcción del proyecto coca codo Sinclair es el Eximbank de china, aportando con el 85% de la inversión total. El contrato se firmó el 3 de junio de 2010, los periodos de pago de la deuda se ha calculado 2 periodos por año debido a la periodicidad semestral, y la tasa por periodo es 3,45 % que corresponde a cada semestre y una tasa anual de 6,90%. Con 15 años de pago es decir 30 periodos de los cuales 5,5 corresponde a los años de gracia es decir 11 periodos dando una diferencia de 19 periodos de pago, es decir 9,5 años de pago de las amortizaciones más intereses la tabla de información financiera de la central se muestra en la **Tabla 5.2** y **Tabla 5.3** [37].

Tabla 5.2 Información de financiamiento CCS.

Acreedor	Eximbank de China
Deudor	Republica del ecuador
Ejecutor	Coca codo Sinclair
Fecha de firma	03 de junio del 2010
Objeto	Construcción del contrato E.PC. Hidroeléctrico coca codo Sinclair
Tasa por periodo	3,45%
Tasa anual	6,90 %
Periodos por año	2

Tabla 5.3 Años y periodos de pago de financiamiento

	Años	Periodos
Años totales	15	30
Años de gracia	5,5	11
Total, periodos de pago	9,5	19
Monto de préstamo	\$ 1'908.500.156	

5.1.4 Costos fijos

Para la determinación y asignación de los costos de administración, operación y mantenimiento, se ha basado en la recopilación de información de los costos proyectados por las mismas centrales de generación, la tabla de datos de costos fijos se muestra en la **Tabla 5.4**.

Tabla 5.4 Detalle de costos fijos de la Central Coca Codo Sinclair

COSTOS FIJOS HIDROELECTRICA CCS		
Costos de producción [USD]	6.747.667,25	0,80
Costos de operación [USD]	24.850.959,30	2,95
Costos de administración [USD]	6.362.987,00	0,76
Costos de mantenimiento [USD]	6.402.281,04	0,76
Costos fijos totales	44363894,59	

a) Costos de administración

Al disponer de los costos administrativos en los que incurriría la unidad de negocio en general a la que pertenece la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair según **Tabla 5.5**, y no especificar el valor de los costos para cada central correspondiente a esa unidad de negocio, se ha dividido este rubro como se evidencia en **Tabla 5.6**, de una manera ponderada, según la potencia instalada en cada central, con respecto a la potencia total de la unidad de negocio.

Tabla 5.5 Costos de administración Unidad de Negocio CCS.

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN DE LA UNIDAD DE NEGOCIO CCS		
Descripción	Valor (USD)	HP(USD)
Total	\$ 6.850.816	\$ 6.850.816

$$GA_{CI}[USD] = GA_{UN} \cdot \frac{P_{CI}}{P_{UN}}$$

$$GA_{CI}[USD] = 6850816 \cdot \frac{1500}{1615} = 6362986,99 [USD]$$

Tabla 5.6 Cálculo de costos administrativos central hidroeléctrica CCS.

CALCULO COSTOS ADMINISTRATIVOS			
Central	Potencia instalada [MW]	Factor de ponderación	Costos administrativos [USD]
Coca Codo Sinclair	1500	1500/1615	6.362.986,99

5.1.5 Costos variables

Para obtener los valores de los costos variables de las centrales hidroeléctricas, se toma los datos asignados por la disposición transitoria tercera de la regulación No. CONELEC 013/08 [33], que establece un valor de 2,00 USD/MWh. Este ingreso depende de las características hidrológicas que se presenten, los ingresos que recibirán las centrales hidroeléctricas por sus costos variables de producción pueden llegar a ser mayores y generar un superávit entre sus costos e ingresos.

5.1.6 Cálculo del WACC

Lo primero que se debe hacer es hallar la participación de la deuda y el capital propio para el caso de la central hidroeléctrica tenemos que el 85% representa la deuda (Eximbank de china) y el 15 % es capital propio (Estado ecuatoriano), la tabla de % de inversión de la central se muestra en la **Tabla 5.7**.

Tabla 5.7 Porcentaje de inversión total, capital propio y deuda.

DATOS DE INVERSION TOTAL		
Fuente de financiamiento	MONTO USD	MONTO %
Deuda	USD 1.908.500.155,9	85 %
Capital propio	USD 336.794.145,2	15 %
Inversión total	USD 2.245.294.301	100%

El cálculo del costo de la deuda resulta de la suma de la tasa de captación y el margen de intermediación bancaria. En la tasa de captación intervienen dos variables fundamentales que son la inflación y la tasa de interés de la economía, estos datos se los obtuvo de la base de datos del Banco Central del Ecuador [38].

A continuación, para el cálculo del costo de capital propio el modelo más utilizado para determinarlo es el CAPM (Capital Assets Pricing Model), este modelo es pertinente en mercados de capitales perfectos. Cabe recalcar que los mercados de capitales del Ecuador, lejos de ser “perfectos”, aun no se han desarrollado lo suficiente. Frente a esta “dificultad” varios evaluadores han optado por corregir el modelo, añadiendo el parámetro del riesgo país del Ecuador.

En la **Tabla 5.8**, se muestra los resultados en porcentaje (%) del costo de la deuda, costo del capital propio y del WACC para la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair:

Tabla 5.8 Resultados del WACC.

Costo de la deuda	13,01 %
Costo del capital propio	15,37 %
WACC	13,36%

Un WACC del 13,36 % significa que el proyecto tiene que rendir no menos de 13,36 %, o que la empresa debe superar esa valla de rentabilidad para crear valor para los accionistas.

5.1.7 Energía generada

Es la energía generada de la central en el año, si no se dispone de este valor se procede a calcularla aplicando la ecuación (4.9), teniendo en cuenta la potencia instalada, el factor de planta y el número de horas año (8760).

La energía generada por la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair se detalla a continuación en la siguiente **Tabla 5.9**.

Tabla 5.9 Producción de energía bruta en el año 2022 de CCS.

ENERGÍA GENERADA 2022		
Potencia instalada	1500	MW
Fator de planta	64,11	%
Horas año	8769	Horas/año
Energía anual generada	8424054	MWh/año

5.1.8 Resultado del cálculo del LCOE (Coca Codo Sinclair)

A partir los previos cálculos realizados de los costos fijo, costos variables, energía anual generada y la tasa de descuento (WACC), se procede al cálculo del costo nivelado de energía (LCOE) con la ayuda de la ecuación (4.3).

Este ejemplo solo es uno de los muchos casos desarrollados en la herramienta de cálculo, el resultado obtenido para el LCOE de la central CCS se muestra **Tabla 5.10**:

Tabla 5.10 Resultado del LCOE de generación hidroeléctrica.

CENTRAL HIDROELECTRICA COCA CODO SINCLAIR

Ficha Técnica

- Institución / Empresa: COCA CODO SINCLAIR
- Tipo: PASADA
- Potencia (MW): 1500
- Energía Media: 8292654.00
- Estado: 8 PELTON
- Provincia: NAPO
- Cantón: EL CHACO
- Año de Operación: 2016

RESULTADO (LCOE)

$$LCOE = \frac{CP + \sum_{t=1}^n \frac{\text{costo fijo} + \text{costo variable}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t \cdot (1+d)^t}{(1+r)^t}}$$

41.2863

USD/MWh

Av. Simón Rodríguez s/n Barrio El Ejido / San Felipe. Tel: (03) 2252346 - 2252307 - 2252205

LCOE	41,28	USD/MWh
-------------	--------------	----------------

En la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair obtenemos un resultado del LCOE de 41,28 USD/MWh, esto quiere decir que el costo nivelado de energía para centrales hidroeléctricas es menos más propenso a variaciones con la tasa de descuento debido a que la mayor cantidad de las transacciones financieras se realizan en la etapa de predesarrollo, construcción y por lo tanto menor cantidad de capital se ve afectado.

5.2 CASO 2: GENERACIÓN TÉRMICA

5.2.1 Generalidades

En el estudio de la generación térmica se tomó en consideración la Central Térmica Trinitaria está ubicada en la Isla Trinitaria, parroquia Ximena, Estero Ei Muerto, junto a Fertisa, perteneciente a la ciudad de Guayaquil. Es una central a vapor con una potencia instalada de 133 MW y usa como combustible Fuel Oil, los datos de la central se muestran en la **Tabla 5.11**.

Fue creada para cubrir la demanda energética en un sector muy importante del país como lo es la ciudad de Guayaquil.

Tabla 5.11 Datos generales Central Térmica Trinitaria.

CENTRAL TÉRMICA TRINITARIA		
Ubicación	GUAYAQUIL - ISLATRINITARIA	
Unidad de negocio	CELEC EP- Electro Guayas	
Generador	Vapor	
Potencia nominal	133	MW
Energía anual producida	8424,05	GWh/año
Combustible	BUNKER C (FUEL OIL # 4)	Galones

5.2.2 Costo de inversión total Central Térmica

El costo de inversión total efectuado en el proyecto Trinitaria que contempla la ejecución de obras, fiscalización, administración, obras de desarrollo y ejecuciones a cargo de la unidad de negocio, alcanza un valor de USD 132.000.000 [36].

5.2.3 Financiamiento (deuda)

El acreedor de la España concede el financiamiento para la construcción de la central y se adjudica a la compañía: “BABCOCK WILCOX ESPAÑOL, aportando con el 60% de la inversión total. Se firma el 10 de julio de 1998 entre INECEL y BABCOCK & WILCOX ESPAÑOLA, los periodos de pago de la deuda se ha calculado 2 periodos por año debido a la periodicidad semestral, y la tasa por periodo es 3,60 % que corresponde a cada semestre y una tasa anual de 6,90%. Con 15 años de pago es decir 7.5 periodos de los cuales 5,5 corresponde a los años de gracia es decir 11 periodos dando una diferencia de 19 periodos de pago, es decir 9,5 años de pago de las amortizaciones más intereses [37], la tabla de datos de financiamiento se muestra en la **Tabla 5.12** y en **Tabla 5.13**.

Tabla 5.12 Información de financiamiento Central Térmica Trinitaria.

Acreedor	BABCOCK WILCOX ESPAÑOL
Deudor	Republica del Ecuador
Ejecutor	Coca codo Sinclair
Fecha de firma	03 de junio del 2010
Objeto	Central Térmica Trinitaria
Tasa por periodo	3,60%
Tasa anual	6,90 %
Periodos por año	2

Tabla 5.13 Años y periodos de pago de financiamiento.

	Años	Periodos
Años totales	20	10
Años de gracia	5	10
Total, periodos de pago	7,5	15
Monto de préstamo	\$ 79.200.000	

5.2.4 Costos fijos

Para la determinación y asignación de los costos de administración, operación y mantenimiento, se ha basado en el informe técnico - económico aprobado con resolución NRO. ARCERNN 033/2020 emitidos por el Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNN), donde se encuentran los costos proyectados por la unidad de negocio, la tabla de costos fijos se muestra en la **Tabla 5.14**.

Tabla 5.14 Costos fijos de la central térmica Trinitaria.

COSTOS FIJOS CENTRAL TÉRMICA TRINITARIA		
Costos de producción [USD]	18.110.003,5	40,00
Costos de operación y mantenimiento [USD]	3.960.000,00	8,75
Costos de administración [USD]	6.504.525,00	14,37
Costos fijos totales		44363894,59

b) Costos de administración

Al disponer de los costos administrativos en los que incurriría la unidad de negocio en general se muestran en la **Tabla 5.15**, a la que pertenece la central térmica trinitaria, y al no especificar el valor de los costos para cada central correspondiente a esa unidad de negocio, se ha dividido este rubro de una manera ponderada, según la potencia instalada en cada central, con respecto a la potencia total de la unidad de negocio.

Tabla 5.15 Costos de administración Unidad de Negocio Electro guayas.

COSTOS DE ADMINISTRACIÓN DE LA UNIDAD DE NEGOCIO ELECTROGUAYAS	
Descripción	VALOR (USD)
Total	\$ 24.906.462,00

$$GA_{CI}[USD] = GA_{UN} \cdot \frac{P_{Ci}}{P_{UN}}$$

$$GA_{CI}[USD] = 24.906.462 \cdot \frac{133}{407} = 6.504.525,00[USD]$$

Tabla 5.16 Cálculo de costos administrativos central hidroeléctrica Trinitaria.

CALCULO COSTOS ADMINISTRATIVOS			
Central	Potencia instalada [MW]	Factor de ponderación	Costos administrativos [USD]
Trinitaria	1500	133/407	6.504.525,00

5.2.5 Costos variables

Los costos variables de producción para las centrales térmicas indicadas en la tabla, se obtuvieron de las publicaciones mensuales de los costos variables de producción declarados por cada central por la CENACE, la tabla de costos variables se muestra en la **Tabla 5.17**.

Tabla 5.17 Costos variables de la central térmica.

COSTOS VARIABLES CENTRAL TÉRMICA TRINITARIA	
Costos de combustible [USD]	9.760.255,24
Costos de transporte [USD]	1.494.075,29
Costos de lubricantes, químicos y otros [USD]	40.747,51
Costos de agua potable [USD]	0
Costos de mantenimiento RPTM, OIM, MOAM [USD]	2.684.808,02
Costos de control ambiental [USD]	203.738,00
Costos de auxiliares [USD]	1.159.040,00
Costos variables totales	15.342.664,00

5.2.6 Cálculo del WACC

Lo primero que se debe hacer es hallar la participación de la deuda y el capital propio para el caso de la central térmica tenemos que el 70% representa la deuda y el 30 % es capital propio (Estado ecuatoriano) como se muestra en la **Tabla 5.18**:

Tabla 5.18 Porcentaje de inversión total, capital propio y deuda.

DATOS DE INVERSIÓN TOTAL		
FUENTE DE FINANCIAMIENTO	MONTO USD	MONTO %
DEUDA	USD 79.200.000,00	70 %
CAPITAL PROPIO	USD 52.800.000,00	30 %
INVERSIÓN TOTAL	USD 132.000.000,00	100%

El cálculo del costo de la deuda resulta de la suma de la tasa de captación y el margen de intermediación bancaria. En la tasa de captación intervienen dos variables fundamentales que son la inflación y la tasa de interés de la economía, en el caso de las centrales térmicas tenemos un WACC muy elevado ya que influye mucho la inflación y el riesgo país y debido que se desarrollaron en los años 90 en la época que el país sufría mucha inestabilidad económica.

En la **Tabla 5.19**, se muestra los resultados del WACC para la central térmica Trinitaria.

Tabla 5.19 Resultados del WACC Central Térmica Trinitaria.

Costo de la deuda	24,28 %
Costo del capital propio	23,74 %
WACC	24,07%

Un WACC del 24,07% significa que el proyecto tiene que rendir no menos de 24,07 %, o que la empresa debe superar esa valla de rentabilidad para crear valor para los accionistas.

5.2.7 Energía generada

Es la energía generada de la central en el año, si no se dispone de este valor se procede a calcularla aplicando la ecuación (4.9) teniendo en cuenta la potencia instalada, el factor de planta y el número de horas año (8760).

La energía generada por la Central térmica trinitaria se detalla a continuación en la siguiente **Tabla 5.20:**

Tabla 5.20 Producción de energía bruta en el año 2022 de la Central Trinitaria.

ENERGÍA GENERADA 2022		
Potencia instalada	133	MW
Fator de planta	38,86	%
Horas año	8769	Horas/año
Energía anual generada	452750	MWh/año

5.2.8 LCOE Central Térmica

A partir los previos cálculos realizados de los costos fijo, costos variables, energía anual generada y la tasa de descuento (WACC), se procede al cálculo del costo nivelado de energía (LCOE) con la ayuda de la ecuación (4.3).

Tabla 5.21 Resultado del LCOE generación Térmica.

CENTRAL TERMICA TRINITARIA

Ficha Técnica Push Button

Institución / Empresa:

Tipo:

Potencia (MW):

Energía Media (GWh/año):

Estado:

Provincia:

Cantón:

Año de Operación

RESULTADO (LCOE)

$$LCOE = \frac{CP + \sum_{t=1}^n \frac{\text{costo fijo} + \text{costo variable}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t + (1+d)^t}{(1+r)^t}}$$

USD/MWh

[Regresar](#)

LCOE

156,93

USD/MWh

5.3 CASO 3: GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

5.3.1 Generalidades

El parque fotovoltaico salinas se encuentra ubicado en la provincia de Imbabura, cantón Urcuquí, a 5 km de la vía (Salinas – Urcuquí), a una altura de 1800 msnm, con una radiación solar promedio de $5,1 \frac{kWh}{m^2} / dia$ construido por la empresa Gran solar S.A. con una potencia de 2 MW de generación y 3,98 Ha de superficie.

El parque cuenta con paneles fotovoltaicos del fabricante chino Yingli solar, de los cuales se encuentran instalados 9600 módulos e inversores del productor alemán SMA, con una eficiencia del 98%. Los paneles fotovoltaicos tienen 250 W de potencia, considerando una radiación de $1000 \frac{W}{m^2}$ y una temperatura ambiente de 25°C [39].



Figura 5.2 Parque fotovoltaico Salinas.

5.3.2 Financiamiento

El acreedor de la deuda para la construcción de la planta fotovoltaica Salinas es la agencia de cooperación internacional de corea (KOICA), aportando con el 85% de la inversión total. El contrato se firmó el año 2012, los periodos de pago de la deuda se ha calculado 2 periodos por año con una tasa por periodo es 3,92 % que corresponde a cada semestre y una tasa anual de 7,84%. Con 10 años de pago es decir 20 periodos de los cuales 1 corresponde a los años de gracia es decir 2 periodos dando una diferencia de 18 periodos de pago, es decir 9 años de pago de las amortizaciones más intereses [37] , la tabla de financiamiento se muestra en la **Tabla 5.22**.

Tabla 5.22 Detalles de financiamiento de la central fotovoltaica Salinas.

Acreeedor	AGENCIA DE COOPERACIÓN INTERNACIONAL DE COREA(KOICA)
Deudor	Republica del Ecuador
Ejecutor	GRANSOLAR S.A (PRIVADA)
Tasa por periodo	3,92%
Tasa anual	7,84 %
Periodos por año	2

Tabla 5.23 Datos de pago de la deuda.

Descripción	Años	Periodos
Años totales	10	20
Años de gracia	1	2
Total, periodos de pago	9	18
Monto de préstamo	\$ 7.825858,21	

5.3.3 Vida útil del sistema

Según la metodología utilizada por la IEA (Projected Cost of Electricity Generation), el tiempo de vida esperado para proyectos fotovoltaicos es de 30 a 35 años, sin embargo, dada la realidad del sector eléctrico del país, se considera que la vida útil del proyecto está relacionada con el tiempo de concesión y está determinada en la regulación No CONELEC 003/11, apartado 4, numeral 4.1, capítulo 1[34], que establece un máximo de 20 años.

5.3.4 Costos fijos anuales de OA&M

Los costos fijos anuales de operación, administración y mantenimiento de una planta fotovoltaica se establecen de manera referencial ya que es tomado un determinado porcentaje de valor de la inversión total. A continuación, se detalla los costos fijos porcentuales de centrales fotovoltaicas, la tabla de porcentual de costos fijos se muestra en la **Tabla 5.24**:

Para el caso de la central salinas se toma un promedio de 1,5% de la inversión total

Tabla 5.24 Valor porcentual de costos fijos de planta fotovoltaicas.

TECNOLOGÍA	COSTO FIJO OA&M (%VALOR DE INVERSIÓN TOTAL)
Solar fotovoltaica	1% - 2%
Solar Térmica (Concentración)	1% - 2%
Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	1% - 2%

Para el caso de la central salinas se toma un promedio de 1,5% esto representa un costo anual de (130.103,38 USD/año) para cada año.

5.3.5 Costos variables

Para centrales fotovoltaicas, no se cuenta con una metodología de cálculo de costos variable. Por lo que se toma valores de referencia de otro trabajo de titulación donde establece \$ 7 MWh [40].

5.3.6 Energía generada

La central salina genera cada año 5818,39 MWh/año, este valor varío dependiendo del factor de planta para este análisis se ha considerado un Fp:33,21%.

5.3.7 Tasa de descuento WACC

La tasa de descuento es el valor del dinero en el tiempo. Los proyectos fotovoltaicos pueden implicar un costo de capital promedio ponderado (WACC) que combina el costo de la deuda y el rendimiento del capital para calcular el valor presente neto.

Para la central Salinas se ha obtenido un WACC de 13,76%. Resultado obtenido mediante el cálculo correspondiente, considerando un índice de inflación anual respecto al año 2014 de 3,67%.

5.3.8 Degradación

Para centrales fotovoltaica según los diferentes métodos de estudio realizado a lo largo de 10 años se ha establecido un rango de tasas de degradación entre el 0,01 y el 0,47%/año. El valor medio global es del 0,27%/año [41].

Los modelos financieros por lo general asumen una tasa de degradación a largo plazo para los módulos de silicio cristalinos de 0,5%/año.

5.3.9 LCOE Central Salinas

En esta sección se presenta el LCOE resultante de la central fotovoltaica Salinas ubicado en la provincia Imbabura, cantón Ibarra. El costo nivelado de la energía de la tecnología resulta de 232,56 USD/MWh, razón razonable en comparación al LCOE estimados en [13]:

Tabla 5.25 Resultado del LCOE generación fotovoltaica.

CENTRAL FOTOVOLTAICA SALINAS

Ficha Técnica

- Institución / Empresa:
- Tipo:
- Potencia (MW):
- Energía Media:
- Estado:
- Provincia:
- Cantón:
- Año de Operación:

RESULTADO (LCOE)

$$LCOE = \frac{CP + \sum_{t=1}^n \frac{\text{costo fijo} + \text{costo variable}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t * (1+d)^t}{(1+r)^t}}$$

232.565

USD/MWh

LCOE

232,56

USD/MWh

5.4 CASO 4: GENERACIÓN EÓLICA

5.4.1 Generalidades

Parque Eólico de 16,5 MW formado por once aerogeneradores ubicados en la provincia Loja, en los cantones Loja y Catamayo. Línea de cumbre cerro Villonaco entre las coordenadas UTM:N9558404, E693030 y N9556225, E693635, la tabla de porcentual de costos fijos se muestra en la **Tabla 5.26**.

Tabla 5.26 Datos generales de la Central eólica.

CENTRALEOLICA VILLONACO		
Ubicación	LOJA - CAYAMAYO	
Unidad de negocio	GENSUR	
Tipo de Turbina	Aerogeneradores (GW70/1500)	
Potencia nominal	16,5	MW
Energía anual producida	51,91	GWh/año

5.4.2 Costo de inversión total Central Eólica

El costo de inversión total efectuado en el proyecto Villonaco que contempla la ejecución de obras, fiscalización, administración, obras de desarrollo y ejecuciones a cargo de la unidad de negocio , alcanzo un valor de USD 45.687.890,00[36].

5.4.3 Financiamiento (deuda)

El acreedor de España concede el financiamiento para la construcción de la central eólica Villonaco aportando con el 80% de la inversión total, los periodos de pago de la deuda se ha calculado 2 periodos por año debido a la periodicidad semestral, y la tasa por periodo es 2,50 % que corresponde a cada semestre y una tasa anual de 5,00%. Con 30 años de pago es decir 15 periodos de los cuales 5,5 corresponde a los años de gracia es decir 11 periodos dando una diferencia de 19 periodos de pago, es decir 9,5 años de pago de las amortizaciones más intereses [37], la tabla de financiamiento se muestra en la **Tabla 5.27**.

Tabla 5.27 Información de financiamiento Central eólica Villonaco.

Deudor	Republica del Ecuador
Ejecutor	Gensur
Objeto	Central Eólica Villonaco
Tasa por periodo	2.50%
Tasa anual	5,00 %
Periodos por año	2

Tabla 5.28 Años y periodos de pago de financiamiento.

	Años	Periodos
Años totales	30	15
Años de gracia	0	0
Total, periodos de pago	30	15
Monto de préstamo	\$ 79.200.000	

5.4.4 Costos fijos

Para la determinación y asignación de los costos de administración, operación y mantenimiento, están en el orden del 2 al 3% del, valor de la inversión total de la central de generación referenciada en la resolución Nro. ARCONEL_037/19 Artículo1[2]

5.4.5 Costos variables

Los costos variables de producción para las centrales térmicas indicadas en la **Tabla 5.29**, se obtuvieron de las publicaciones mensuales de los costos variables de producción declarados por cada central por el CENACE.

Tabla 5.29 Costos variables de la central Eólica Villonaco.

COSTOS VARIABLES CENTRAL EÓLICA VILLONACO	
Costos de combustible [USD]	1.421.535,87
Costos de transporte [USD]	67.464.40,00
Costos de lubricantes, químicos y otros [USD]	4.672,69
Costos de agua potable [USD]	0
Costos de mantenimiento RPTM, OIM, MOAM [USD]	255.959,53
Costos de control ambiental [USD]	0
Costos de auxiliares [USD]	80.993,28
Costos de seguros y garantías [USD]	0
Costos de personal [USD]	0
Costos variables totales	1.830.655,76

5.4.6 Cálculo del WACC

Lo primero que se debe hacer es hallar la participación de la deuda y el capital propio para el caso de la central eólica tenemos que el 80% representa la deuda y el 20% es capital propio (Estado ecuatoriano).

Tabla 5.30 Porcentaje de inversión total, capital propio y deuda.

DATOS DE INVERSIÓN TOTAL		
Fuente de financiamiento	Monto USD	Monto %
Deuda	USD 36.550.312,00	80 %
Capital propio	USD 9.137.578,00	20 %
Inversión total	USD 45.687.890,00	100%

El cálculo del costo de la deuda resulta de la suma de la tasa de captación y el margen de intermediación bancaria. En la tasa de captación intervienen dos variables fundamentales que son la inflación y la tasa de interés de la economía, estos datos se los obtuvo de la base de datos del Banco Central del Ecuador[38].

En la **Tabla 5.31** se muestra los resultados del WACC para la central eólica Villonaco:

Tabla 5.31 Resultados del WACC.

Costo de la deuda	1684 %
Costo del capital propio	16,84 %
WACC	13,93%

Un WACC del 13,93% significa que el proyecto tiene que rendir no menos de 13,93%, o que la empresa debe superar esa valla de rentabilidad para crear valor para los accionistas.

5.4.7 Energía generada

Es la energía generada de la central en el año, si no se dispone de este valor se procede a calcularla aplicando la ecuación (4.9) teniendo en cuenta la potencia instalada, el factor de planta y el número de horas año (8760).

La energía generada por la Central eólica Villonaco se detalla a continuación en la **Tabla 5.32**.

Tabla 5.32 Producción de energía bruta en el año 2022 de Centra Villonaco.

ENERGÍA GENERADA 2022		
Potencia instalada	16.5	MW
Fator de planta	35.92	%
Horas año	8769	Horas/año
Energía anual generada	51918	MWh/año

5.4.8 LCOE Central Eólica Villonaco

A partir los previos cálculos realizados de los costos fijo, costos variables, energía anual generada y la tasa de descuento (WACC), se procede al cálculo del costo nivelado de energía (LCOE) con la ayuda de la ecuación (4.3).

Este ejemplo solo es uno de los muchos casos desarrollados en la herramienta de cálculo, el resultado obtenido para el LCOE de la central Villonaco como se muestra en la **Tabla 5.33**:

Tabla 5.33 Resultado del LCOE generación eólica.

CENTRAL EÓLICA VILLONACO

Ficha Técnica

-
-
-
-
-
-

Institución / Empresa:

Tipo:

Potencia (MW):

Energía Media

Estado:

Provincia:

Cantón:

Año de Operación

RESULTADO (LCOE)

$$LCOE = \frac{CP + \sum_{t=1}^n \frac{\text{costo fijo} + \text{costo variable}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t \cdot (1+d)^t}{(1+r)^t}}$$

181.997

USD/MWh

Av. Simón Rodríguez s/n Barrio El Ejido / San Felipe. Tel: (03) 2252346 - 2252307 - 2252205

LCOE	181,99	USD/MWh
-------------	---------------	----------------

Para hacer más práctico el uso de esta metodología se creó una interfaz gráfica que facilita sus cálculos. Presenta de forma clara las variables que requiere para los cálculos, así como el LCOE que corresponde a la central seleccionada.

5.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL CALCULO DEL LCOE

El presente análisis permitió comparar el costo nivelado de las principales fuentes de energía convencional y de energía renovable no convencional del Ecuador. Utilizando datos obtenidos de informes técnicos y económicos como un punto de referencia, fue posible proyectar los costos relativos de producción de energía para cada una de las centrales consideradas dentro de la herramienta de cálculo.

5.5.1 Caso 1: Generación Hidroeléctrica

Para el análisis de los resultados de las centrales de generación hidroeléctrica se ha tomado como referencia la clasificación establecida en la regulación N° CONELEC 003/03, en la cual a las centrales hidroeléctricas las clasifican en tres categorías en base a la potencia nominal.

Donde, se puede evidenciar que mientras mayor es la capacidad instalada de la central el valor del LCOE medio va disminuyendo, este efecto se debe a que, si bien es cierto que el costo de implementación de una central aumenta con la capacidad instalada, pero el costo por vatio de la central se reduce ya que las centrales hidroeléctricas de gran capacidad por lo general se construyen con embalses esto significa que el factor de planta aumenta y su rendimiento de igual manera el proporcional con el aumento relativo.

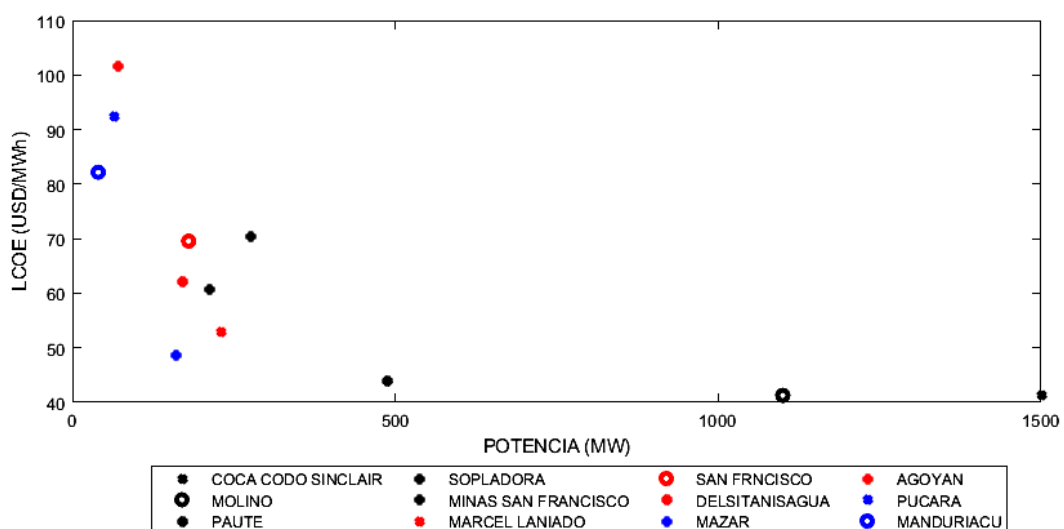


Figura 5.3 Generación hidroeléctrica rango > 50MW

En la **Figura 5.3** y en la **Tabla 5.34**, se visualiza los resultados correspondientes a las centrales hidroeléctricas con una capacidad mayor a 50MW.

Tabla 5.34 Generación hidroeléctrica > 50MW.

Central	Tipo	Potencia (MW)	LCOE (USD/MWh)
COCA CODO SINCLAIR	> 50 MW	1500	43,09
MOLINO		1100	41,8
PAUTE		1075	56,54
SOPLADORA		487	43,51
MINAS SAN FRANCISCO		275,8	70,02
SAN FRNCISCO		230	52,91
MARCEL LANIADO		213	62,2
DELSITANISAGUA		180	71,65
MAZAR		170	63,2
AGOYAN		160	50,71
PUCARA		70,6	103,31
MANDURIACU		65	93,21

En la **Figura 5.4** y en la **Tabla 5.35**, se visualiza los resultados correspondientes a las centrales hidroeléctricas en un rango de 5 – 50 MW.

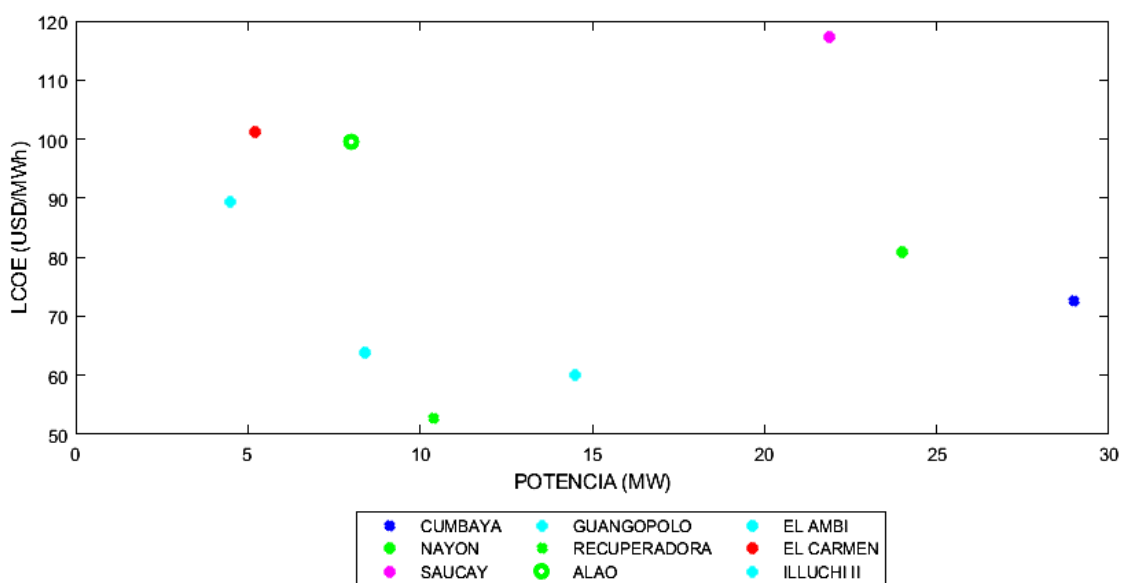


Figura 5.4 Generación hidroeléctrica rango 5- 50 MW

Tabla 5.35 Generación hidroeléctrica 5- 50MW

CENTRAL	TIPO	POTENCIA (MW)	LCOE (USD/MWH)
CUMBAYA	5 - 50 MW	40	85,37
NAYON		29	76,18
SAUCAY		24	81,3
GUANGOPOLO		21,9	118,19
RECUPERADORA		14,5	63,31
ALAO		10,4	54,1
EL CARMEN		8,4	63,85
EL AMBI		8	101,68
ILLUCHI II		5,2	108,38

Tabla 5.36 Generación hidroeléctrica 0- 5MW.

CENTRAL	TIPO	POTENCIA (MW)	LCOE (USD/MWH)
PASOCHOA	0 - 5 MW	4,5	90,82
SAN MIGUEL DE CAR		2,95	82,17
CARLOS MORA		2,4	118,51
LOS CHILLOS		1,78	98,33
LA PLAYA		1,38	105,27
EL ESTADO		0,85	110,22
NIZAG		0,75	141,91
CATAZACON		0,35	136,56

5.5.2 Caso 2: Generación Fotovoltaica

En la **Figura 5.5** se muestran los resultados obtenidos de las centrales fotovoltaicas en un rango de 0,021 a 2 MW de capacidad, ya que en Ecuador existen varias centrales menores a 1MW, por lo tanto, el LCOE es muy variable; esto tiene mucho sentido ya que el parámetro que más diferencia una central de otra de las mismas capacidades, es la energía generada. Y esto se da debido que a lo largo y ancho del país la irradiación solar es muy variada y por lo tanto el LCOE para centrales fotovoltaicas dentro del Ecuador dependerá de la ubicación de cada una de las centrales.

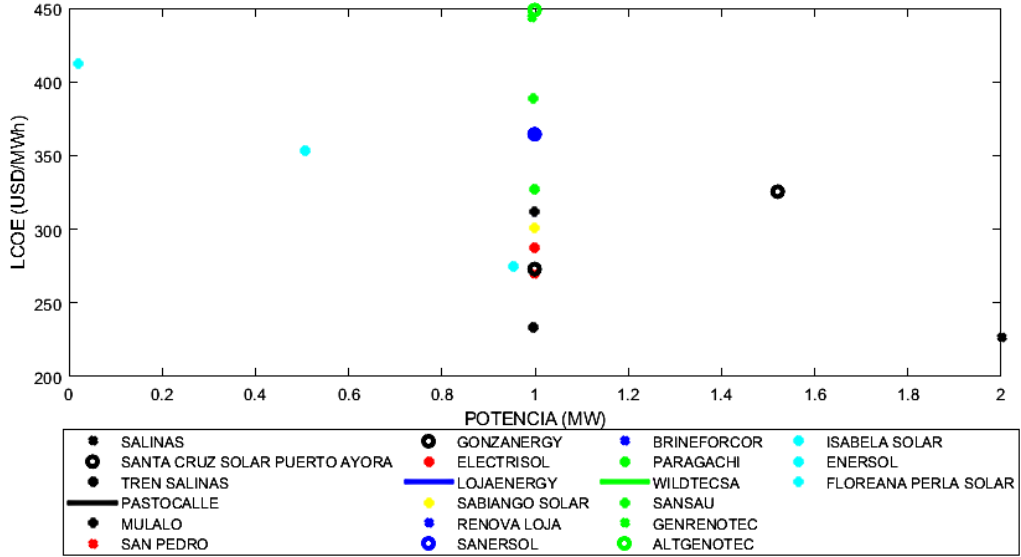


Figura 5.5 Grafica de resultados del LCOE de centrales Fotovoltaicas.

A continuación, los datos de la **Tabla 5.37** se encuentran tabulados en la siguiente tabla.

Tabla 5.37 LCOE Generación Fotovoltaica.

CENTRAL	POTENCIA (MW)	LCOE (USD/MWH)
SALINAS	2	233,25
SANTA CRUZ SOLAR PUERTO AYORA	1,5206	325,02
TREN SALINAS	0,995	235,22
PASTOCALLE	0,995	304,62
MULALO	0,9998	313,44
SAN PEDRO	0,999	271,46
GONZANERGY	0,999	275,74
ELECTRISOL	0,999	291,28
LOJAENERGY	0,99	293,03
SABIANGO SOLAR	0,999	300,48
RENOVA LOJA	0,999	330,1
SANERSOL	0,999	373,48
BRINEFORCOR	0,999	376,34
PARAGACHI	0,998	330,44
WILDTECSA	0,995	369,07
SANSAU	0,995	390,2
GENRENOTEC	0,9936	442,5
ALTGENOTEC	0,999	449,67
ISABELA SOLAR	0,9526	277,69
ENERSOL	0,5059	356,37
FLOREANA PERLA SOLAR	0,021	418,31

5.5.3 Caso 3: Generación Térmica

A continuación, en la **Figura 5.6** se muestra los resultados obtenidos para la central térmica dependiendo su capacidades y tecnología se puede llegar a observar que los valores del LCOE son muy elevados en este caso de estudio, debemos consideras que depende mucho de la tecnología.

Las centrales termoeléctricas son muy contaminantes, de baja eficiencia y con costos de generación altos, principalmente por el alto precio del combustible que se utiliza para generar electricidad.

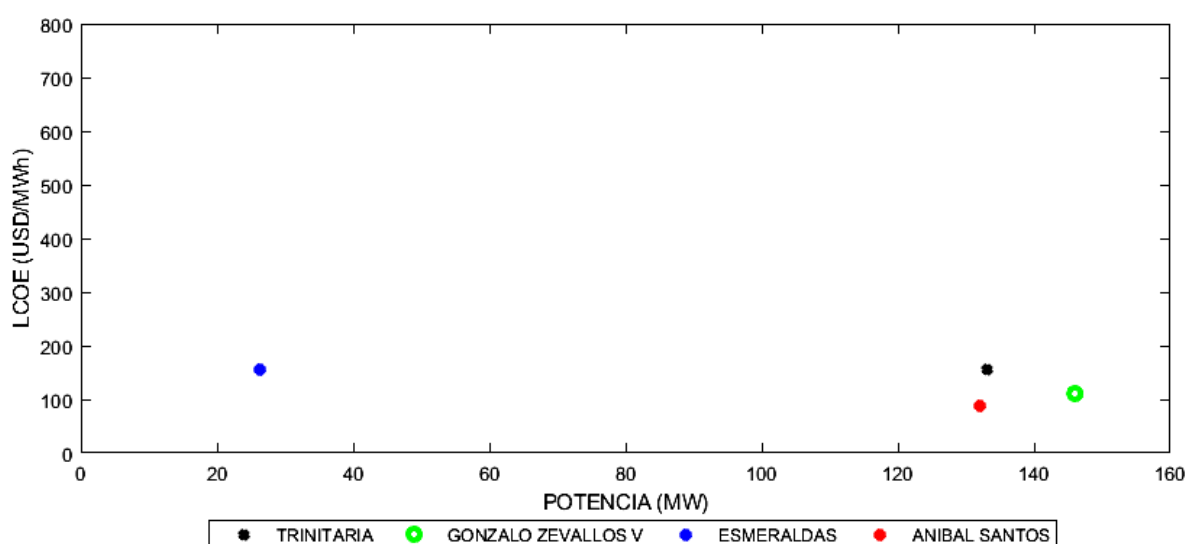


Figura 5.6 Generación Térmica Vapor

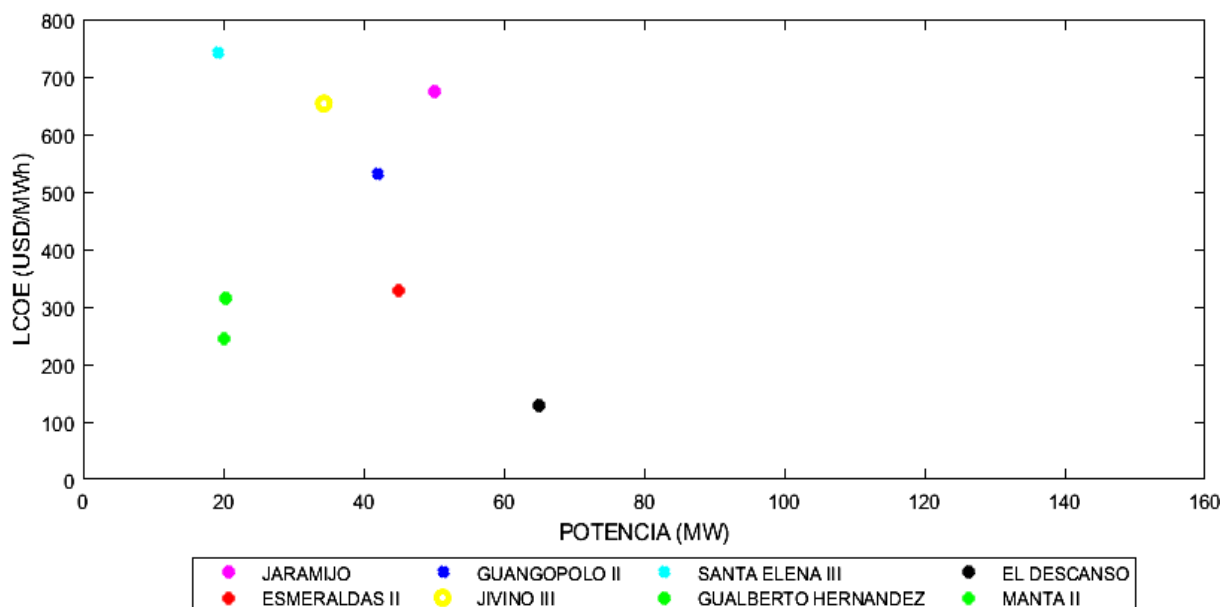
A continuación, los datos de la **Tabla 5.38** representan los resultados del LCOE de las centrales de generación térmica a vapor y en la **Tabla 5.39** los resultados de las centrales de generación térmica a gas.

Tabla 5.38 Centrales de Generación Térmica Vapor.

CENTRAL	TIPO	POTENCIA (MW)	LCOE (USD/MWH)
TRINITARIA	VAPOR	133	157,25
GONZALO ZEVALLOS V	VAPOR	146	110,52
ESMERALDAS	VAPOR	65	130,95
ANIBAL SANTOS	VAPOR	20	244,77

Tabla 5.39 Centrales de Generación Térmica Gas.

CENTRAL	TIPO	POTENCIA (MW)	LCOE (USD/MWH)
GONZALO ZEVALLOS G	GAS	26,27	160,19
MACHALA I	GAS	132	88,74
MACHALA II	GAS	120	172,8
ALVARO TINAJERO	GAS	64	202,77


Figura 5.7 Generación Térmica MCI

A continuación, los datos de las centrales térmicas de MCI de detallan en la **Tabla 5.40**.

Tabla 5.40 Generación Térmica MCI

CENTRAL	TIPO	POTENCIA (MW)	LCOE (USD/MWH)
JARAMIJO	MCI	149,22	439,53
ESMERALDAS II		96	313,35
GUANGOPOLO II		50	674,13
JIVINO III		45	333,37
SANTA ELENA III		42	639,01
GUALBERTO HERNANDEZ		34,32	708,25
EL DESCANSO		19,2	753,69
MANTA II		20,4	387,79

5.5.4 Caso 4: Generación Eólica

A continuación, en la **Figura 5.8** se muestra los resultados obtenidos para la central Eólicas que son fuentes de energía con baja capacidad, ya que este tipo de generación utiliza energía no convencional que es aleatoria y que se puede utilizar en el momento que se dispone de él. Según su tipo de tecnología se puede llegar a observar que los valores del LCOE son muy elevados en este caso de estudio, debemos consideras que depende mucho de la tecnología.

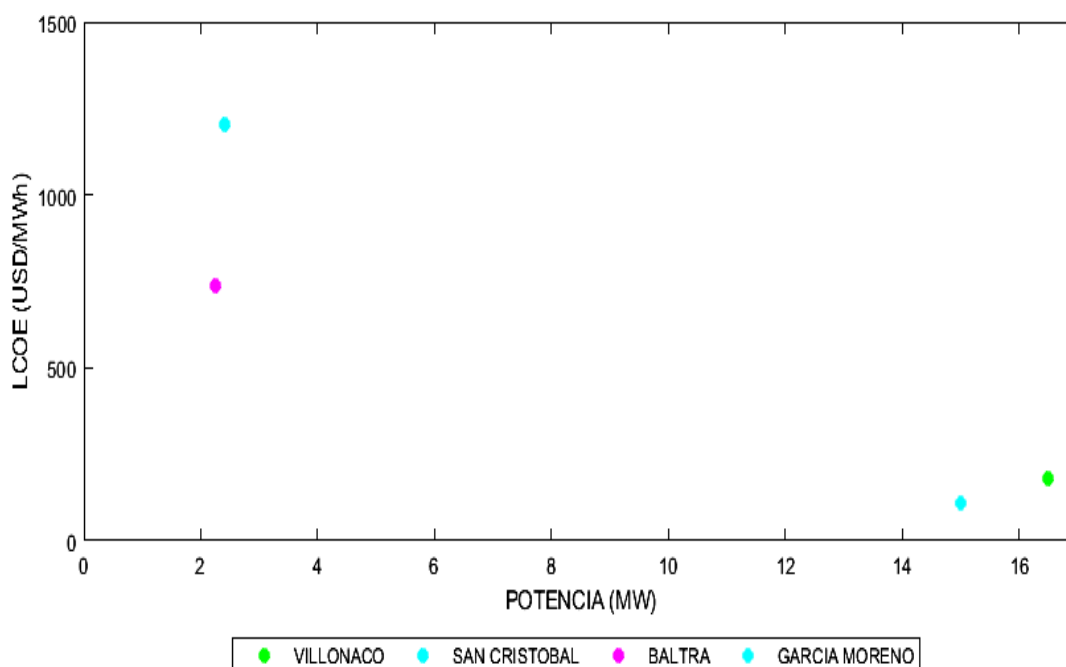


Figura 5.8 LCOE de la generación Eólica.

Tabla 5.41 Resultados del LCOE Centrales Eólicas.

CENTRAL	TIPO	POTENCIA (MW)
VILLONACO	16,5	181,99
SAN CRISTOBAL	2,4	1216,85
BALTRA	2,25	740,01
GARCIA MORENO	15	174,34

Sin embargo, pueden existir otras limitaciones el viento es un factor importante para la generación eléctrica, pues se debe considerar su origen en las zonas donde se requiere analizar el recurso eólico.

5.5.5 Comparativa de máximos, mínimos y promedio.

A continuación, se presenta los resultados generales de cálculo del LCOE para cada caso de estudio, los resultados se dividen en grupos más pequeños con características similares entre las centrales de generación.

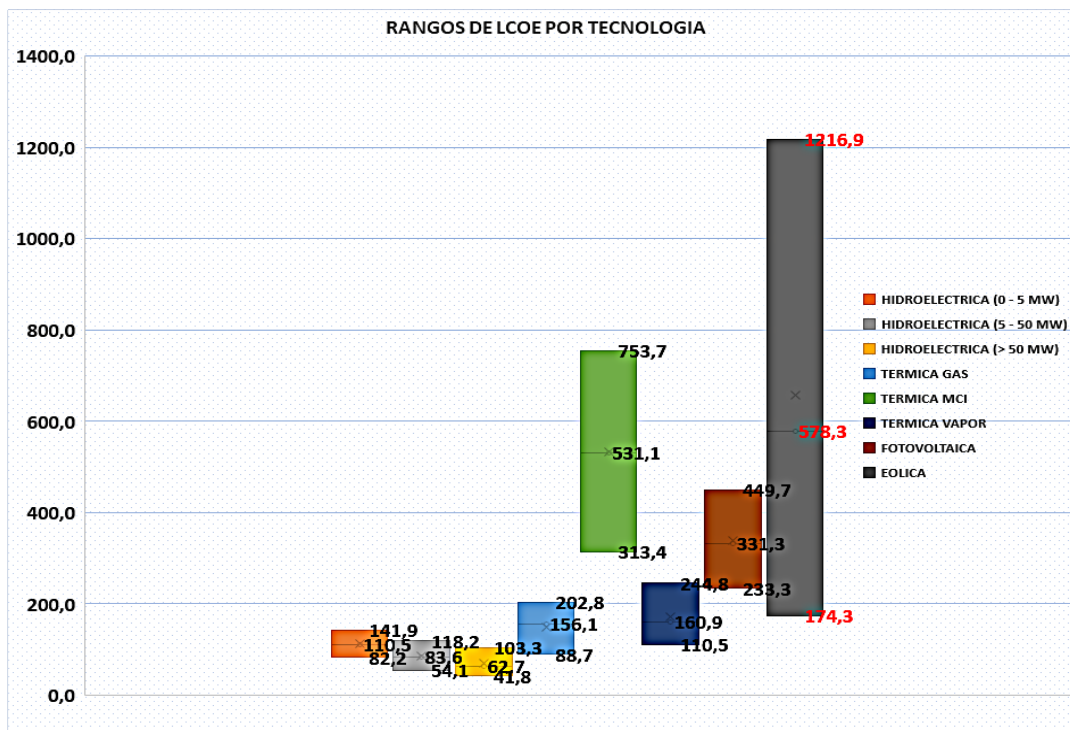


Figura 5.9 Máximos y mínimos del LCOE por tecnología.

La **Figura 5.9**, representa de manera general las variaciones del LCOE para los diferentes tipos de tecnologías analizadas. Y se puede evidenciar que las centrales hidroeléctricas de mayor capacidad instaladas son las más competitivas en el mercado mayorista ecuatoriano.

5.6 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS LCOE

Para poder validar los datos de estudio del (LCOE), nos basaremos en los resultados obtenidos en [13], los cuales se analizaron con un margen de error 3%.

5.6.1 Caso 1: generación hidroeléctrica

Se puede constatar en la **Tabla 5.42**, las diferencias en sí mismas son cuantiosas, existiendo un valor promedio de 1.36% de margen de error en las centrales de generación hidroeléctrica.

Tabla 5.42 Validación de Resultados Generación Hidráulica.

CENTRALES	Capacidad	Referencia	UTC	Margen de error 3%
COCA CODO SINCLAIR	1500	45,53	43,1	2,44%
MOLINO	1100	42,42	41,8	0,62%
SOPLADORA	487	44,46	43,4	1,05%
MINAS SAN FRANCISCO	275,8	71,45	70,0	1,43%
MARCEL LANIADO	213	63,14	62,2	0,94%
SAN FRNCISCO	230	54,65	52,9	1,74%
DELSITANISAGUA	180	72,62	71,7	0,97%
MAZAR	170	64,67	63,2	1,47%
AGOYAN	160	51,55	50,7	0,84%
PUCARA	70,6	103,39	103,3	0,08%
MANDURIACU	65	94,38	93,2	1,17%
CUMBAYA	40	86,60	85,4	1,23%
NAYON	29	78,50	76,2	2,32%
SAUCAY	24	81,58	81,3	0,28%
GUANGOPOLO	21,9	118,30	118,2	0,11%
RECUPERADORA	14,5	65,70	63,3	2,39%
ALAO	10,4	55,13	54,1	1,03%
EL AMBI	8	101,71	101,7	0,03%
EL CARMEN	8,4	64,83	63,9	0,98%
ILLUCHI II	5,2	108,99	108,4	0,61%
PASOCHOA	4,5	94,29	90,8	3,47%
SAN MIGUEL DE CAR	2,95	84,06	82,2	1,89%
CARLOS MORA	2,4	120,91	118,5	2,40%
LOS CHILLOS	1,78	100,12	98,3	1,79%
LA PLAYA	1,38	106,19	105,3	0,92%
EL ESTADO	0,85	111,79	110,2	1,57%
NIZAG	0,75	142,89	141,9	0,98%
CATAZACON	0,35	138,79	136,6	2,23%
PAUTE	1075	58,97	56,5	2,43%
PROMEDIO		83,71	82,35	1.36%

El error entre los datos de la referencia y los datos realizados en el estudio con un margen error en promedio 1.36% por lo tanto se da como válida la metodología aplicada en la herramienta de cálculo.

Se obtuvo una base de datos de 31 centrales de generación para el análisis que permitió determinar el valor de (LCOE).

5.6.2 Caso 2: Generación Fotovoltaica

En el análisis general tabulado en la **Tabla 5.43**, las diferencias entre sí mismas son cuantiosas, existiendo un valor promedio de 2.10% de margen de error en las centrales de generación fotovoltaica.

Tabla 5.43 Validación de Resultados Generación Fotovoltaica.

CENTRALES	Capacidad	Referencia	UTC	Margen de error 3%
SALINAS	2	234,53	233,3	1,28%
SANTA CRUZ SOLAR PUERTO AYORA	1,5206	327,09	325,0	2,07%
TREN SALINAS	0,995	238,13	235,2	2,91%
PASTOCALLE	0,995	308,33	304,6	3,71%
MULALO	0,997	315,66	313,4	2,22%
SAN PEDRO	0,999	272,59	271,5	1,13%
GONZANERGY	0,999	278,69	275,7	2,95%
ELECTRISOL	0,999	293,76	291,3	2,48%
LOJAENERGY	0,99	295,83	293,0	2,80%
SABIANGO SOLAR	0,999	303,51	300,5	3,03%
RENOVA LOJA	0,999	333,57	330,1	3,47%
SANERSOL	0,999	374,73	373,5	1,25%
BRINEFORCOR	0,999	377,58	376,3	1,24%
PARAGACHI	0,998	331,28	330,4	0,84%
WILDTECSA	0,995	369,42	369,1	0,35%
SANSAU	0,995	392,03	390,2	1,83%
GENRENOTEC	0,994	445,37	442,5	2,87%
ALTGENOTEC	0,994	451,04	449,7	1,37%
ISABELA SOLAR	0,9526	279,31	277,7	1,62%
ENERSOL	0,5059	359,35	356,4	2,98%
FLOREANA PERLA SOLAR	0,021	420,2	418,3	1,89%
PROMEDIO		333,43	331,32	2.10

Se tomó como referencia una base de datos de 21 centrales de generación para el análisis que permitió determinar el valor de (LCOE).

El error entre los datos de la referencia y los datos obtenidos en la herramienta de cálculo tienen un margen error en promedio 2.10% por lo tanto se da como válida la metodología aplicada en la herramienta de cálculo.

5.6.3 Caso 3: Generación Térmica

En la **Tabla 5.44**, se evidencia los resultados del cálculo del costo nivelado de energía entre las diferentes centrales, considerando que en este tipo de tecnología se dividen en tres grupos (vapor, gas, MCI) en el cual se ha obtenido un valor promedio general de 1.57% de margen de error.

Tabla 5.44 Validación de Resultados Generación Térmica.

Centrales	TIPO	Capacidad	Referencia	UTC	Margen de error 3%
TRINITARIA	V	133	159,43	157,25	2,18%
GONZALO ZEVALLOS V	V	146	112,68	110,52	2,16%
GONZALO ZEVALLOS G	G	26,27	160,98	160,19	0,79%
MACHALA I	G	132	90,00	88,74	1,26%
MACHALA II	G	120	173,74	172,80	0,94%
ALVARO TINAJERO	G	64	203,67	202,77	0,90%
JARAMIJO	MCI	149,22	440,21	439,53	0,68%
ESMERALDAS II	MCI	96	315,94	313,35	2,59%
GUANGOPOLO II	MCI	50	678,64	674,13	4,51%
JIVINO III	MCI	45	333,17	333,07	0,10%
SANTA ELENA III	MCI	42	640,91	639,01	1,90%
GUALBERTO HERNANDEZ	MCI	34,32	711,30	708,25	3,05%
EL DESCANSO	MCI	19,2	755,93	753,69	2,24%
MANTA II	MCI	20,4	388,33	387,79	0,54%
ESMERALDAS	V	65	131,38	130,95	0,43%
ANIBAL SANTOS	V	20	246,05	244,77	1,28%
PROMEDIO			346,40	344,80	1,57%

Se considero las 16 centrales de generación térmica más importantes del país para el presente análisis el cual permitió un estudio general dentro de este grupo de centrales y así determinar el valor del LCOE para cada una de las centrales.

5.6.4 Caso 4: Generación Eólica

En la **Tabla 5.45**, se muestra los resultados obtenidos con referencia a valores obtenido en el 2021, el cual presenta un valor promedio de 1.21% de margen de error en las centrales de generación eólica. Lo que indica que en este tipo de tecnología no sobrepasa el 3% del margen de error general.

Tabla 5.45 Validación de Resultados Generación Eólica.

Centrales	Capacidad	Referencia	UTC	Margen de error 3%
VILLONACO	16,5	182,52	181,99	0,53%
SAN CRISTOBAL	2,4	1217,10	1216,85	0,25%
BALTRA	2,25	742,18	740,01	2,17%
GARCIA MORENO	15	176,24	174,34	1,90%
PROMEDIO		579,51	578,30	1.21%

Para el presente análisis se consideraron centrales de mayor capacidad instalada, con un margen error en promedio 1.21% por lo tanto se da como válida la metodología evaluada en la herramienta de cálculo.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Se ha realizado un análisis de las siguientes metodologías: DECC, NREL y ARCONEL, de las cuales se tomó como referencia para el presente proyecto de investigación la metodología desarrollada en la regulación ARCONEL- 037/19, ya que esta validada y aprobada por las entidades correspondientes dentro del contexto ecuatoriano.
- Dentro de las centrales de generación eléctrica que trabajan con combustibles fósiles la generación con turbinas a gas es la más rentable y económica, ya que son mucho más eficientes (alcanzan el 50%) que una térmica convencional, aumentando así la energía generada lo que significa que las ganancias serán más elevadas con la misma cantidad de combustibles, y mitigando las emisiones de gases de efecto invernadero.
- De esta manera, queda en evidencia que las metodologías analizadas tienen diferentes variables que se rigen según el país de origen en el cual se pretende estudiar el LCOE, ya que existen infinitas mejoras y consideraciones para el modelo, que pueden explorarse a un futuro para que la herramienta pueda ser adaptada a cambios y así ser una aplicación más robusta.
- Para evaluar y validar la herramienta de cálculo, se usaron proyectos ecuatorianos y se tomaron los costos de referencia actualizados constantemente por ARCONEL e informes técnicos del Concejo Nacional de Electricidad, sin embargo, se observó valores que no se ajustan al promedio internacional para las diferentes tecnologías analizadas, lo que hace que el LCOE sea más elevado y que salga de los rangos a nivel internacional.
- Para finalizar, es importante realizar un enfoque holístico sobre los resultados obtenidos el LCOE, el cual permite identificar que actualmente el costo de las energías renovables, especialmente la hidroeléctrica a gran escala, es la más rentable dentro del contexto ecuatoriano.

6.2 RECOMENDACIONES

- Es recomendable que, como complemento a la Regulación del ARCONEL, se considere los incentivos tributarios y arancelarios para el desarrollo de energías renovables no

convenciones. Esto ayudara a incentivar a la inversión nacional e internacional, para la expansión del sector eléctrico.

- Para futuras mejoras del presente proyecto, se recomienda implementar una interfaz más robusta, capaz de entregar un informe con el estudio financiero para cada tipo de tecnología evaluada, y no solamente el valor del LCOE, así como el apalancamiento financiero de manera opcional.
- En el presente proyecto de investigación se han analizado solo cuatro tipos de tecnologías. Es conveniente ampliar para las restantes tecnologías existentes en el contexto ecuatoriano. Ello permitirá tener un análisis más completo referente al cálculo del costo nivelado de energía.
- Es muy conveniente involucrar a los organismos públicos y privados en la evaluación de costo nivelado de energía para obtener su interés y complicidad en la obtención de datos necesarios para este tipo de estudios.
- Desarrollar una página web a partir del desarrollo del presente trabajo de investigación que contemple actualizaciones en base a aspectos técnicos y económicos regulados en el contexto ecuatoriano.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] F. Buñay, Francisco; Perez, “Comparacion de costos de produccion de energia electrica para diferentes tecnologias en el Ecuador,” pp. 1–150, 2012, [Online]. Available: <https://1library.co/document/y6xl48gy-universidad-cuenca-facultad-ingenieria-escuela-ingenieria-electrica.html>.
- [2] EIA, “Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2013,” *US Energy Inf. Adm.*, no. January, pp. 1–5, 2013.
- [3] ARCONEL, “Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano,” p. 300, 2017, [Online]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/11/EstadísticaAnualyMultianual2017.pdf>.
- [4] E. Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, “Plan Maestro de Electricidad Situación Actual Del Sector Eléctrico,” *Minist. Energía y Recur. Nat. no Renov.*, vol. 1, pp. 1–27, 2018.
- [5] W. Short, D. Packey, and T. Holt, “A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies,” *Renew. Energy*, vol. 95, no. March, pp. 73–81, 1995, doi: NREL/TP-462-5173.
- [6] D. I. P. Mencias, “Regulatorios Para El Fomento De Energías Renovables En El Ecuador,” *Epn.Edu.Ec*, p. 4, 2013, [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6348/1/CD-4876.pdf>.
- [7] Department of Energy & Climate Change, “UK Electricity Generation Costs Update,” *Mott MacDonald*, no. October, 2012, [Online]. Available: <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/projections/71-uk-electricity-generation-costs-update-.pdf>.
- [8] E. Visser and A. Held, “Methodologies for estimating Levelised Cost of Electricity (LCOE) Implementing the best practice LCoE methodology of the guidance Methodologies for estimating Levelised Cost of Electricity (LCOE),” *Ecofys*, p. 35, 2014.

- [9] Ove Arup & Partners Ltd, “Department of Energy and Climate Change Review of Renewable Electricity Generation Cost and Technical Assumptions Study Report Job number Job number Review of Renewable Electricity Generation Cost and Technical Assumptions Study Report Report Ref | Final ,” no. June, pp. 221, 223–229, 2016, [Online]. Available: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566718/Arup_Renewable_Generation_Cost_Report.pdf.
- [10] P. Beiter *et al.*, “A Spatial-Economic Cost- Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030,” *Natl. Renew. Energy Lab.*, no. September, p. 214, 2016, [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.
- [11] P. Beiter, W. Musial, L. Kilcher, M. Maness, and A. Smith, “An Assessment of the Economic Potential of Offshore Wind in the United States from 2015 to 2030,” *Nrel*, vol. 2017, no. March, p. 77, 2017, [Online]. Available: www.nrel.gov/publications.
- [12] D. F. MORALES SANCHEZ, DUBAN HERLEY & RAMIREZ CONTRERAS, “PROPUESTA DE UNA METODOLOGIA PARA EL COSTO NIVELADO DE ENERGIA (LCOE) EN PROYECTOS DE GENERACION RENOBABLE, BASADO EN EL FLUJO DE CAJA FINANCIERO.” vol. 2507, no. February, pp. 1–9, 2020.
- [13] G. Reynaldo, Patricio, Angos, “DETERMINACION DEL COSTO NIVELADO DE ENERGIA-EPN.pdf.” 2021, [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21741>.
- [14] A. I. de E. R. de la E. (ARIAE), “Contenidos Didácticos ‘Centrales Eléctricas,’” p. 4, 2017, [Online]. Available: <https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-05/Centrales Electricas .pdf>.
- [15] R.-A. Fernández-I., “Centrales de Generacion de Energia Electrica,” *Open Course Ware, Univ. Cantab.*, p. 116, 2013, [Online]. Available: <https://ocw.unican.es/pluginfile.php/1160/course/section/1407/bloque-energia-III.pdf>.
- [16] A. Bravo and M. Isabel, “Análisis regulatorio para la factibilidad de implementación de proyectos de generación de energías renovables en el Ecuador.” p. 86, 2010.

- [17] Clemente Álavarez, “ENERGIA EOLICA,” *Minist. Ind. y Ahorr. Energia.*, vol. 7, no. 1, pp. 37–72, 2006, [Online]. Available: <http://www.esengrupo.com/uploads/descargas/archivo/Manual de Energía Eólica IDAE.pdf>.
- [18] A. Dolezal, A. M. Majano, A. Ochs, and P. y Ramón, “La Ruta hacia el Futuro para la Energía Renovable en Centroamérica,” *Researchgate.Net*, no. August, p. 93, 2013, [Online]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Alexander-Ochs/publication/303811457_La_Ruta_hacia_el_Futuro_para_la_Energia_Renovable_en_Centroamerica_Evaluacion_de_la_Situacion_Actual_Mejores_Practicas_Analisis_de_Brechas/links/58aebd4ca6fdcc6f03f0cf61/La-Ruta-hac.
- [19] Villavicencio Vallejo Viviana Vanessa, “Diseño de generacion fotovoltaica menor a 1MW conectada a la subestacion cerro blanco de la red de distribucion.,” *Esc. Super. POLITÉCNICA DEL LITORAL*, p. 133, 2015, [Online]. Available: [https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/10788/1/Tesis Final.pdf](https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/10788/1/Tesis%20Final.pdf).
- [20] CONELEC, “Atlas solar del ecuador,” *Conelec*, pp. 1–51, 2008, [Online]. Available: http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf.
- [21] L. O. Perpiñan, “Energía Solar,” no. Mayo, 2014, [Online]. Available: https://alicia.concytec.gob.pe/vufind/Record/UUNI_1d24256d07c624c95ceb0a00d29fdb23.
- [22] J. M. G. Ruiz, “Costes y Opciones Tecnicas para la Implementacion de las Proximas Tecnologias de Generacion Electrica Sostenible,” *Esc. Tec. Super. Ing. Minas*, vol. 7, no. 1, pp. 37–72, 2015, [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/269107473_What_is_governance/link/548173090cf22525dcb61443/download%0Ahttp://www.econ.upf.edu/~reynal/Civilwars_12December2010.pdf%0Ahttps://think-asia.org/handle/11540/8282%0Ahttps://www.jstor.org/stable/41857625.
- [23] “Metodología_Precios_Reserva-sellada.pdf.” .
- [24] Ordoñez Alvarez Felipe, “Estimacion de la tasa de descuento para la evaluacion de

- proyectos de inversion Privados: Caso Ecuador.,” p. 5, 2015.
- [25] Said Diez Farhat, “Metodología De Cálculo Del Costo Promedio Ponderado De Capital En El Modelo Del Wacc Methodology for Calculating the Weighted Average Cost of Capital in the Model of Wacc,” *Latindex*, vol. 10, no. 1390, pp. 33–45, 2016.
- [26] A. Coello, “Costo de capital promedio ponderado (WACC),” *Actual. Empres.*, pp. 1–2, 2015.
- [27] J. E. O. Ruiz, “Facultad de Ciencias Sociales y Humanísticas,” p. 12, 2015, [Online]. Available: <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/93978/D-CSH152.pdf>.
- [28] A. M. S. Parragues, “ESCUELA DE CONTABILIDAD COSTO PROMEDIO PONDERADO DE CAPITAL : ANÁLISIS DE,” pp. 1–23, 2020, [Online]. Available: TIB_SeguraParraguezAnghela.pdf (usat.edu.pe).
- [29] P. Fernández, “La prima del riesgo de mercado segun 100 libros,” vol. 3, 2009, [Online]. Available: <https://media.iese.edu/research/pdfs/DI-0823.pdf>.
- [30] A. G. E. S. C. Favio, “Universidad Nacional Federico Villarreal,” *Univ. Nac. San Agustín Arequipa*, pp. 1–57, 2018, [Online]. Available: <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/3464>.
- [31] Plan Maestro de Electricidad, “Análisis económico financiero,” 2018, [Online]. Available: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/7.-ANALISIS-ECONOMICO-FINANCIERO.pdf>.
- [32] National Energy Commission of Chile, “Informe de costos de tecnologías de generación en Chile,” –*Informe Costos Tecnol. Generación*, vol. 4, no. 3, pp. 53–54, 2020, [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>.
- [33] Consejo Nacional de Electricidad, “Regulación No. CONELEC – 013/08 Funcionamiento del Mercado Eléctrico,” no. 1, pp. 1–18, 2008, [Online]. Available: https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/CONELEC-013-08-MANDATO15-COMPL.-No.1_-.pdf.

- [34] D. D. R. CONELEC, “Regulacion 003/03 COSTOS VARIABLES.” p. 7, 2009, [Online]. Available: [CONELEC-003-03-COSTOS-VARIABLES.pdf](#) (regulacionelectrica.gob.ec).
- [35] Ing. Luis Ruales Corrales, “Rendicion de cuenta CCS EP,” no. 82, pp. 1–23, 2014.
- [36] D. Felipe *et al.*, “Resumen Ejecutivo Evaluación de los Proyectos Hidroeléctricos Coca Codo Sinclair y Sopladora Subsecretaría de Seguimiento y Evaluación,” 2017.
- [37] M. Torres, “Análisis del financiamiento proveniente de China para inversión hidroeléctricas ecuatorianas,” *Análisis del Financ. proveniente China para inversión hidroeléctricas ecuatorianas*, 2018, [Online]. Available: <http://repositorio.usfq.edu.ec/handle/23000/7253>.
- [38] Banco Central del Ecuador, “Informe preliminar de rendición de cuentas fase-2 2020,” 2020, [Online]. Available: https://www.bce.fin.ec/images/rendicion_cuentas/2021/Fase2_InformePreliminarRC_2021.pdf.
- [39] I. O. M. E. C. MSc., “Caso Salinas,” 2020, [Online]. Available: [http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/10648/2/04 MEL 093 TRABAJO GRADO.pdf](http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/10648/2/04_MEL_093_TRABAJO_GRADO.pdf).
- [40] B. Antonio, “Universidad Politécnica Salesiana.”
- [41] F. J. Reguera, *Análisis de la Degradación de Módulos Fotovoltaicos*. 2015.

8 ANEXOS

ANEXO A: INFORME DE ANTIPLAGIO URKUND



Document Information

Analyzed document	TITULACION_GAVILEMA__TASIGUANO_FINAL (1)_2222.docx (D143419728)
Submitted	2022-08-31 05:34:00
Submitted by	
Submitter email	diego.jimenez@utc.edu.ec
Similarity	0%
Analysis address	diego.jimenez.utc@analysis.orkund.com

Sources included in the report

SA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI / ARTICULO-Grijalva-vallve-Orbea-1 UTC.pdf
 Document ARTICULO-Grijalva-vallve-Orbea-1 UTC.pdf (D14609335)
 Submitted by: revista.utciencia@utc.edu.ec
 Receiver: ricardo.urena.utc@analysis.orkund.com

SA Guagala-Actividad Individual 3 - EA.pdf
 Document Guagala-Actividad Individual 3 - EA.pdf (D77859855)

ANEXO B: COMBUSTIBLES CENTRALES TÉRMICAS

Anexo B.1 Precio de referencia de combustibles.

PRECIO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACION ELECTRICA		
Combustible comercializado por PETROECUADOR.	Precio nacional [USD/Galón]	Precio internacional [USD/Galón]
DIESEL	0,9187181	3,079
FUEL OIL	0,5483520	2,801
NAFTA	0,7479293	2,691
GAS NATURAL	3,1276168	3,22
RESIDUO ESMERALDAS	0,4458022	2,275
RESIDUO SHUSHUFINDI	0,3923961	2,275

Anexo B.2 Consumo anual de las centrales térmicas del Ecuador.

CONSUMO ANUAL DE COMBUSTIBLE							
EMPRE SA	CENTR AL	TIPO DE CENTR AL	COMBUSTIBLE				TOTAL, ANUAL
			COMBUSTIBLE DE ARRANQUE		COMBUSTIBLE DE OPERACION		
			TIPO DE COMBUSTI BLE	GAL/A ÑO	TIPO DE COMBUSTI BLE	GAL/AÑO	
Electro guayas	Trinitaria	V	DIESEL 2	15976,05	FUEL OIL #4	17772485, 1	17788461, 15
Electro guayas	Gonzalo Zevallos	V	DIESEL 2	18691,65	FUEL OIL	22487120, 75	22505812, 4
Electro guayas	Gonzalo Zevallos	G	NINGUNO	0	DIESEL	597665,6	597665,6
Termo gas Machala	Machala I	G	NINGUNO	0	GAS NATURAL	3497324,1 5	3497324,1 5
Termo gas Machala	Machala II	G	DIESEL 2	46628,75	GAS NATURAL	2563486,2 5	2610115
Guayaqu il	Álvaro Tinajero	G	NINGUNO	0	DIESEL	7250257,8	7250257,8
Termo Manabí	Jaramijó	MCI	DIESEL 2	564468,8 5	FUEL OIL	12661098, 1	13225566, 95
Termo esmerald as	Esmerald a II	MCI	DIESEL 2	461597,2 5	FUEL OIL #6	6199605,3	6661202,5 5
Termo pichinch a	Guangop olo II	MCI	DIESEL 2	678122,5 5	RESIDUO	3331103,1 5	4009225,7
Termo pichinch a	Jivino III	MCI	DIESEL 2	509726,1 5	RESIDUO	5374526,4 5	5884252,6
Electro guayas	Santa elena III	MCI	DIESEL 2	52640,3	FUEL OIL # 6	4340558,1	4393198,4
Quito	Gualberto Hernánde z	MCI	DIESEL 2	69068,95	RESIDUO	3925618,8	3994687,7 5
Elecaust ro	El descanso	MCI	DIESEL 2	223810,7	RESIDUO	1741940,6	1965751,3
Termo Manabí	Manta II	MCI	DIESEL 2	85165,45	FUEL OIL #4	2324473,3	2409638,7 5
Termo esmerald as	Esmerald as	V	DIESEL 2	26535,5	FUEL OIL# 6	16442582, 05	16469117, 55
Guayaqu il	Aníbal santos	V	DIESEL 2	1361,45	FUEL OIL	3002442,5 5	3003804

ANEXO C: COSTO FIJOS DE ADMINISTRACIÓN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO POR CENTRALES DE GENERACIÓN.

Anexo C.1 Reporte económico ARCERNN de los costos fijos (Regulación ARCERNNR No. 003/2020 de 30 de diciembre de 2020)

Costos fijos de generación				
Unidad de negocio / generadora	central	Tecnología	Potencia efectiva	Costos de AO &M
COCA CODO SINCLAIR	COCA CODO SINCLAIR	P	1500	31.683.541,40
	MANDURIACU	P	65	7.819.490,38
ELECTROGUAYAS	ENRRIQUE GARCIA	G	96	3.587.757,23
	GONZALO ZEVALLOS	V	140	11.523.727,70
	GONZALO ZEVALLOS	G	22	1.813.462,16
	SANTA ELENA II	G	72	9.485.925,88
	SANTA ELENA III	MCI	36	2.784.344,22
	TRINITARIA	V	134	8.881.208,74
ENERJUBONES	MINAS SAN FRANCISCO	P	270	7.100.102,42
HIDROAGOYÁN	AGOYÁN	P	154	7.834.182,16
	PUCARÁ	E	71	5.125.888,42
	SAN FRANCISCO	P	224	7.979.844,01
HIDROAZOGUEZ	ALAZÁN	P	3	2.054.548,12
HIDRONACION	MARCEL LANIADO	E	213	12.800.112,80
HIDROPAUTE	MAZAR	E	1700	7.612.935,81
	MOLINO	E	1100	14.245.266,42
	SOPLADORA	P	487	6.943.437,87
GENSUR	DELSITANISAGUA	P	180	5.151.796,40
GUAYAQUIL	ALVARO TINAJERO	G	71	1.896.807,38
	ANIBAL SANTOS	V	25	1.513.549,70
	ANIBAL SANTOS	G	103	6.180.830,45
TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	V	128	14.640.899,93
	ESMERALDAS II	MCI	48	10.315.606,19
	PROPICIA	MCI	6	1.382.108,41
TERMOMANABI	JARAMIJÓ	MCI	123	10.082.985,64
	MANTA II	MCI	19	3.118.716,83
	MIRAFLORES	MCI	23	3.673.694,94
	MIRAFLORES	G	21	3.421.578,62
	PEDERNALES	MCI	4	332.488,09
TERMOGAS MACHALA	TERMOGAS MACHALA I	G	132	11.645.366,22
	TERMOGAS MACHALA II	G	125	12.791.376,51
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO	MCI	24	4.278.576,65
	GUANGOPOLO II	MCI	48	4.138.561,88
	JIVINO III	MCI	46	4.993.247,04
ELECAUSTRO	EL DESCANSO	MCI	18	2.477.389,07
	SAUCAY	P	24	2.543.026,79
E.E. COTOPAXI	CATAZACON	P	0,80	233.667,66
	EL ESTADO	P	1	370.663,36

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

	ILLUCHI I	P	4	492.482,23
	ILLUCHI II	P	5	1.533.455,16
E.E. RIOBAMBA	ALAO	P	11	1.115.688,77
	NIZAG	P	1	294.492,88
E.E. NORTE	EL AMBI	P	8	473.403,69
	LA PLAYA	P	1	199.291,33
	SAN MIGUEL DE CAR	P	3	369.393,38
E.E. QUITO	LOS CHILLOS	P	1	717.095,28
	PASOCHOA	P	5	701.708,72
	GUALBERTO HERNÁNDEZ	MCI	32	4.315.944,81
	GUANGOPOLO	P	24	1.670.524,51
	CUMBAYÁ	P	40	1.402.682,68
	NAYÓN	P	29	1.246.802,20
	CARLOS MORA	P	2	668.308,91
EMAAP-Q	EL CARMEN	P	8	173.616,55
	RECUPERADORA	P	15	85.033,33

ANEXO D: MANUAL DE USO DE LA HERRAMIENTA DE CÁLCULO

	UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI	
	GUÍA DE USO DE LA HERRAMIENTA DE CÁLCULO	
	UTC-MT-CIYA-IELM-LAB- GELAB-01-REG-01	

ELABORADO POR: Postulantes	ELABORADO POR: Postulantes	APROBADO POR: Tutor
Gavilima Adriana	Tasiguano Karina	M.Sc. Diego Jiménez J.
Fecha: 16/08/2022	Fecha: 16/08/2022	Fecha: 16/08/2022
Firma:	Firma:	Firma:

CARRERA
INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

DESARROLLO
<p>1. OBJETIVO</p> <p>Determinar el costo nivelado de energía (LCOE), para los distintos tipos de generación.</p> <p>2. INTRODUCCIÓN</p> <p>Costo nivelado de energía (LCOE) es un método para comparar diferentes tecnologías de generación de energía que ha sido utilizado por analistas para evaluar opciones tecnológicas competitivas en el mercado eléctrico. EL LCOE emite los pagos necesarios en función de la</p>

producción de energía que permitan un retorno de la inversión. El monto asignado expresa en dólares reales el costo por MW por hora para construir y operar una central eléctrica por un período de tiempo determinado. Los principales costos considerados en el análisis son costos de capital, costos de financiamiento, costos de combustible y costos fijos y variables de operación y mantenimiento (O&M), utilizando un factor de planta definido, dependiendo de la pertenencia al tipo de tecnología estudiada.

Esta metodología ha sido cuestionada en los últimos tiempos, principalmente por la combinación de energías no convencionales, como la solar y la eólica, cuya producción es intermitente. El problema con LCOE es que ciertos costos pueden variar con el tiempo y de un lugar a otro, dependiendo de una variedad de factores. Por ejemplo, la producción in situ existente puede verse afectada por la entrada de un nuevo proyecto, reemplazando la producción existente según la tecnología, y el costo de desarrollar este nuevo proyecto puede variar. Otro factor a considerar es la capacidad instalada en un sitio en particular, la demanda existente y la capacidad de carga que puede soportar el sistema de transmisión.

El valor del LACE puede ser determinado de forma anual como:

$$LCOE = \frac{NPV_{CT}}{NPV_{GT}}$$

$$LCOE = \frac{\text{Suma de los costos totales a lo largo de la vida útil}}{\text{Suma de la energía total generada a lo largo de la vida útil}}$$

Para el cálculo del LCOE se implementó la metodología de flujos anuales de costos y generación neta de energía en el periodo de vida útil del proyecto, mientras que la inversión es considerada como un desembolso realizado en el periodo inicial.

$$LCOE = \frac{NPV_{CT}}{NPV_{GT}}$$

$$LCOE = \frac{CP + \sum_{t=1}^n \frac{\text{Costos fijos}_t + \text{costos variables}_t}{(1+r)^t} \pm \sum_{t=0}^n \frac{Ex_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t * (1-d)^t}{(1+r)^t}}$$

3. EQUIPO, INSTRUMENTOS Y MATERIALES NECESARIOS

- Computador con MATLAB

4. MEDIDAS DE USO DE LA APLICACIÓN

Los usuarios deben tener en cuenta al momento de utilizar la herramienta de cálculo las unidades que se encuentran especificadas en cada parámetro de los distintos tipos de generación.

Las cantidades numéricas se ingresan con (.)

Instrucciones de uso:

- Lea y comprenda la presente guía
- Lea y comprenda los manuales de uso de la herramienta de calculo
- Utilizar las unidades correctas

5. ACTIVIDADES A DESARROLLAR

5.1 Estructura de la herramienta

- Regresarme permite regresar a la interfaz anterior.
- Menú principal:
- Nuevo Caso:
- Resultado de las Gráficas: Me permite visualizar las gráficas de cada tipo de generación para el análisis.

5.2. Para abrir App de la herramienta de cálculo existen dos métodos:

- Escribir en el Command Windows de MATLAB >> LCOE P_1
- En la pestaña OPEN de MATLAB, seleccionar OPEN (**ver Figura 8.1**).

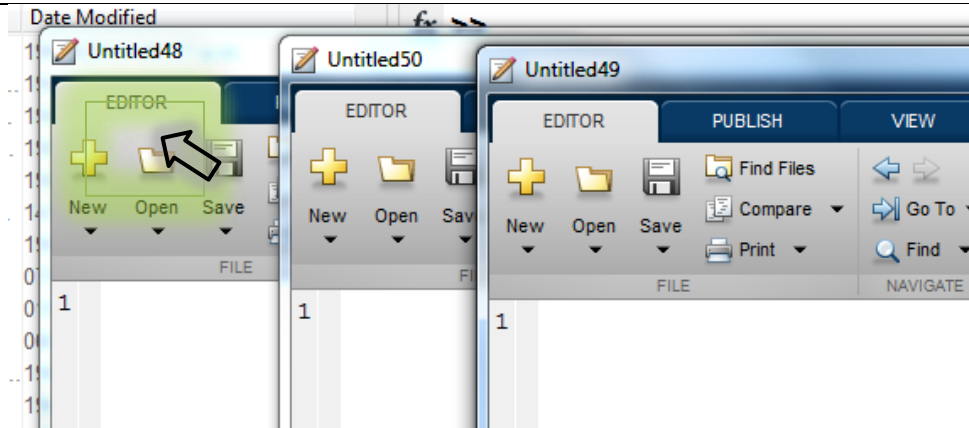


Figura 8.1 Abrir App de la herramienta de cálculo

Una vez que se accede a la Herramienta de cálculo por cualquiera de los métodos definidos anteriormente, se abre la pantalla inicial de la aplicación mostrada en la **Figura 8.2** (Pestaña Design View activada).

5.3. Para poder acceder a la herramienta de cálculo:

El usuario deberá hacer clic en el botón “**menú principal**”, La pantalla principal se muestra en la **Figura 8.2**.



Figura 8.2 Menú principal de la herramienta de calculo

A continuación, aparecerán las 4 opciones de los distintos tipos de generación las cuales estarán programadas con cada uno de los esquemas y variables consideradas para su cálculo. La pantalla con el respectivo menú de opciones se muestra en la **Figura 8.3** donde están contemplados los 4 tipos de generación.

5.4. El usuario una vez se haya optado por uno de los tipos de generación:

Deberá hacer clic, “**Generación Hidráulica**”, “Generación Fotovoltaica”, “Generación Térmica” o “Generación Eólica”.

La pantalla con la respectiva selección del tipo de generación se muestra en la **Figura 8.3**.



Figura 8.3 Menú principal de la herramienta de calculo

5.5. A continuación: se abre una nueva ventana donde tendrá que seleccione la central de generación del pop menú como se muestra en la **Figura 8.4** donde están contemplados las 31 centrales Hidroeléctricas.

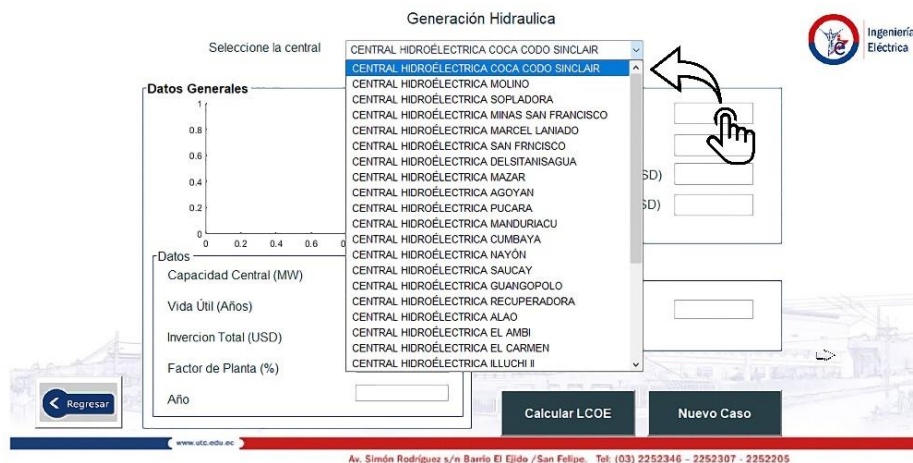


Figura 8.4 Selección de la central de generación

5.6. A continuación: en la ventana existe un análisis de caso nuevo en lo cual el usuario debe dar clip en el botón “**Nuevo Caso** “, como se muestra en la **Figura 8.5** donde se deben ingresar mediante teclado.

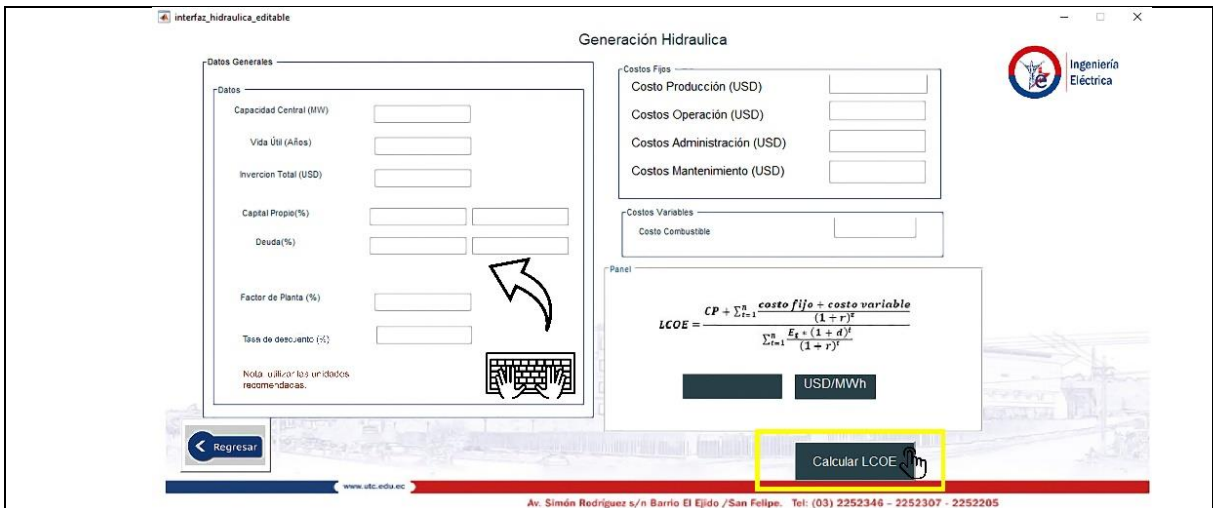


Figura 8.5 Nuevo caso de Estudio

Donde el usuario debe ingresar los valores solicitados para el cálculo y dar clic en el botón “Calcular LCOE” (ver **Figura 8.6**).

5.7. A continuación: deberá hacer clic, “Calcular LCOE”,



Figura 8.6 Calcular LCOE

5.8. A continuación: se puede observar el resultado del LCOE de la central de generación selecciona, además se genera una ficha técnica de la central, como se muestra en la **Figura 8.7**.

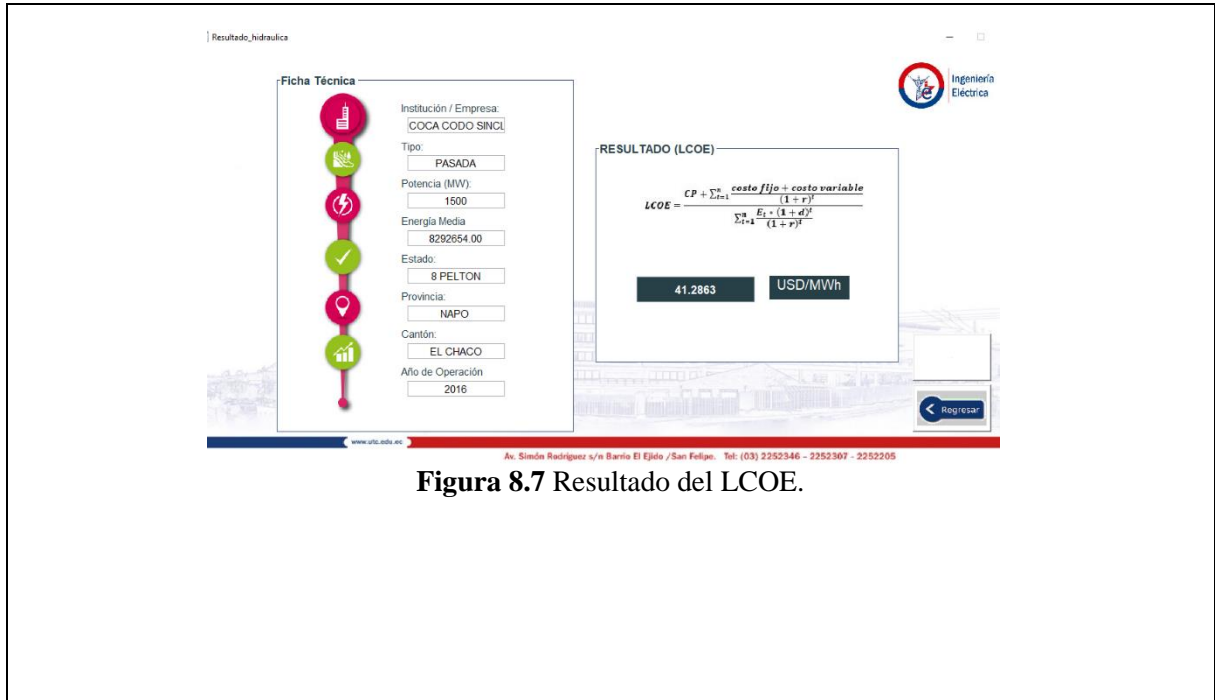


Figura 8.7 Resultado del LCOE.