



## **Universidad de Cuenca**

Facultad de Ingeniería

Maestría en Electricidad mención Redes Eléctricas Inteligentes

### **“ESTUDIO DE LA APLICACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA EN LA COMUNIDAD DE MOLLETURO”**

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIA  
A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:  
MAGISTER EN ELECTRICIDAD  
MENCIÓN REDES ELÉCTRICAS  
INTELIGENTES

**AUTOR:** Ing. Marlon René Martínez Rodas  
C.I. 0104851027  
marlonmart@hotmail.com

**DIRECTOR:** Ing. Wilson Fernando Mogrovejo León, Mgt.  
C.I. 010505882-0

Cuenca, Ecuador

07-06-2020



## RESUMEN

El presente proyecto se basa en el estudio de recursos naturales alrededor de la parroquia de Molleturo con el fin de analizar la posible generación de energía eléctrica basada en el uso de energías renovables. Esta comunidad se abastece de energía eléctrica por medio del alimentador 0527, el cual nace de la subestación 05 perteneciente a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur y cruza por el Parque Nacional El Cajas y en su mayor parte sigue la vía Cuenca – Molleturo. Este alimentador posee índices de calidad que sobrepasan los límites permitidos por las normas de regulación establecidas, por lo que el ingreso de generación distribuida establece una gran ayuda para mejorar su funcionamiento brindando un mejor servicio a la comunidad de Molleturo.

Los objetivos principales de este trabajo consistieron en dimensionar la cantidad de potencia que se podía obtener por medio de la generación distribuida basada en recursos naturales disponibles tales como agua, viento y radiación. Para lograr lo planteado, fue necesario analizar los lugares con mayor cantidad de recursos naturales y una buena ubicación que permita definir las mejores opciones en las que no produzcan un impacto ambiental al Parque Nacional El Cajas. De igual manera, se determinaron los recursos naturales existentes por medio de modelos de recolección de datos o de programas simuladores tales como Homer y RETScreen, debido a que no existen estaciones de medición en lugares cercanos o en un lugar de interés, con los datos adquiridos se dimensionaron centrales de generación hidráulica, eólica y fotovoltaica.

Con los resultados obtenidos se determinó la fuente de generación más viable entre las analizadas, llegando así a la conclusión que la mini central hidroeléctrica cumple con las expectativas en el ámbito ambiental, técnico y económico en relación a las demás y al mismo tiempo es capaz de abastecer de energía a la comunidad de Molleturo y a otras más.

**PALABRAS CLAVE:** Generación, Energía, Alimentador, Renovables, Parque Nacional Cajas, Molleturo.



## ABSTRACT

This project is based on the study of natural resources around the Molleturo parish in order to analyze the possible generation of electrical energy based on the use of renewable energy. This community is supplied with electrical energy through feeder 0527, which originates from substation 05 belonging to the Empresa Eléctrica Regional Centro Sur and crosses "El Cajas National Park" and for the most part follows the Cuenca - Molleturo road. This feeder has quality indices that exceed the limits allowed by the established regulatory standards, so the income from distributed generation is a great help to improve its operation by providing a better service to the Molleturo community.

The main objectives of this work were to dimension the amount of power that could be obtained through distributed generation based on available natural resources such as water, wind and radiation. To achieve this, it was necessary to analyze the places with the greatest amount of natural resources and a good location that allows defining the best options in which they do not produce an environmental impact to "El Cajas National Park". In the same way, the existing natural resources were determined through data collection models or simulator programs such as Homer and RETScreen, because there are no measurement stations in nearby places or in a place of interest, with the acquired data were dimensioned Hydroelectric, wind and photovoltaic generation plants.

With the results obtained was determined the most viable generation source among those analyzed, thus reaching the conclusion that the mini hydroelectric power plant meets expectations in the environmental, technical and economic field in relation to the others and at the same time it is capable of supply energy to the community of Molleturo and others.

**KEY WORDS:** Generation, Energy, Feeder, Renewables, Cajas National Park, Molleturo.



## ÍNDICE

RESUMEN.....	2
ABSTRACT .....	3
ÍNDICE DE TABLAS.....	7
ÍNDICE DE FIGURAS.....	9
ÍNDICE DE ECUACIONES .....	11
ÍNDICE DE ANEXOS.....	12
AGRADECIMIENTOS:.....	15
DEDICATORIA: .....	16
CAPÍTULO I.....	17
GENERALIDADES .....	17
1.1 INTRODUCCIÓN.....	17
1.2 OBJETIVO.....	19
1.2.1 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	19
1.3 JUSTIFICACIÓN .....	20
1.4 ALCANCE .....	21
1.5 ANTECEDENTES.....	23
CAPÍTULO II.....	25
MARCO TEÓRICO .....	25
2.1 FORMAS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.....	25
2.1.1 ENERGÍA HIDROELÉCTRICA .....	26
2.1.2 ENERGÍA EÓLICA.....	29
2.1.3 ENERGÍA FOTOVOLTAICA .....	32
2.2 FUENTES DE INFORMACIÓN .....	34
2.2.1 HIDRÁULICA .....	34
2.2.1.1 MINICENTRAL MOLLETURO .....	35
2.2.2 EÓLICO Y FOTOVOLTAICO .....	37
2.3 ANALIZADORES DE ENERGÍA.....	37
2.3.1 HOMER .....	37
2.3.2 RETSCREEN.....	38
2.4 INDICADORES FINANCIEROS .....	40
2.4.1 COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	40
2.4.2 PARÁMETROS FINANCIEROS.....	41
2.4.3 AMORTIZACIÓN .....	43
CAPÍTULO III.....	45
METODOLOGÍA Y PROCESOS.....	45
3.1 GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA.....	45



3.1.1 LEVANTAMIENTO DE DATOS Y UBICACIÓN DEL PROYECTO .....	45
3.1.2. ANÁLISIS DE DATOS.....	52
3.1.2.1 DATOS DE CAUDAL DE ESTACIÓN SUNINCOCHA.....	52
3.1.2.2 DEPURACIÓN DE DATOS MEDIANTE COEFICIENTE DE CHAUVENET .	52
3.1.2.3. OBTENCIÓN DEL AÑO REPRESENTATIVO .....	54
3.1.2.4. CAUDAL DE EQUIPAMIENTO.....	55
3.1.2.5. PÉRDIDAS DE CARGA Y SALTO NETO.....	57
3.1.2.6. POTENCIA Y ENERGÍA.....	65
3.2 GENERACIÓN EÓLICA .....	69
3.2.1 GENERACIÓN EÓLICA EN HOMER.....	71
3.2.1.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE COMPONENTES.....	71
3.2.1.1.1 AEROGENERADOR.....	72
3.2.1.1.2 BATERÍA .....	73
3.2.1.1.3 INVERSOR.....	74
3.2.1.1.4 CARGA.....	75
3.2.1.2 POTENCIA Y ENERGÍA.....	75
3.2.2 GENERACIÓN EÓLICA EN RETSCREEN .....	78
3.2.2.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE COMPONENTES.....	79
3.2.2.1.1 AEROGENERADOR.....	79
3.2.2.1.2 PARÁMETROS TÉCNICOS.....	81
3.2.2.2 POTENCIA Y ENERGÍA.....	81
3.3 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	83
3.3.1 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN HOMER.....	85
3.3.1.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE COMPONENTES.....	86
3.3.1.1.1 PANELES SOLARES.....	86
3.3.1.1.2 BATERÍA .....	88
3.3.1.1.3 INVERSOR.....	89
3.3.1.1.4 CARGA.....	90
3.3.1.2 POTENCIA Y ENERGÍA.....	90
3.3.2 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN RETSCREEN .....	93
3.3.2.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE COMPONENTES.....	93
3.3.2.1.1 PANELES SOLARES.....	93
3.3.2.1.2 PARÁMETROS TÉCNICOS.....	95
3.3.2.2 POTENCIA Y ENERGÍA.....	96
CAPÍTULO IV .....	98
ANÁLISIS ECONÓMICO .....	98
4.1 GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA.....	98



4.1.1. COSTOS INICIALES.....	98
4.1.1.1 COSTOS DE OBRAS CIVILES .....	98
4.1.1.2 COSTOS DE REJA Y TUBERÍA.....	100
4.1.1.3 COSTO DE LA TURBINA HIDRAÚLICA .....	102
4.1.1.4 COSTOS DE CONEXIÓN A LA RED Y EQUIPAMIENTO .....	103
4.1.2 VIABILIDAD ECONÓMICA .....	105
4.2 GENERACIÓN EÓLICA .....	109
4.2.1 COSTOS OBTENIDOS EN HOMER.....	110
4.2.1.1 PARÁMETROS ECONÓMICOS.....	110
4.2.1.2 RESULTADOS DE COSTOS DE LA CENTRAL EÓLICA.....	110
4.2.2 COSTOS OBTENIDOS EN RETSCREEN .....	112
4.2.2.1 PARÁMETROS ECONÓMICOS.....	112
4.2.2.2 RESULTADOS DE COSTOS DE LA CENTRAL EÓLICA.....	112
4.3 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	114
4.3.1 COSTOS OBTENIDOS EN HOMER.....	114
4.3.1.1 PARÁMETROS ECONÓMICOS.....	114
4.3.1.2 RESULTADOS DE COSTOS DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA .....	115
4.3.2 COSTOS OBTENIDOS EN RETSCREEN .....	116
4.3.2.1 PARÁMETROS ECONÓMICOS.....	116
4.3.2.2 RESULTADOS DE COSTOS DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA .....	117
CAPÍTULO V .....	119
COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	119
5.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS ENERGÉTICOS.....	119
5.1.1 COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LA CENTRAL EÓLICA .....	119
5.1.2 COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA .....	119
5.1.3 RESULTADOS FINALES.....	120
5.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS ECONÓMICOS.....	121
5.2.1 COMPARACIÓN DE COSTOS DE LA CENTRAL EÓLICA .....	122
5.2.2 COMPARACIÓN DE COSTOS DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA .....	122
5.2.3 COSTOS GENERALES .....	123
CAPÍTULO VI .....	125
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	125
6.1 CONCLUSIONES.....	125
6.2 RECOMENDACIONES .....	127
CAPÍTULO VII .....	129
BIBLIOGRAFÍA.....	129
ANEXOS.....	132



## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1. Demanda actual del alimentador 0527 (Fuente: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur).....	17
TABLA 1.2. Índices FMIK y TTIK del alimentador 0527 (Fuente: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur).....	20
TABLA 2.1, Precios preferentes de generación de energía eléctrica [16].....	40
TABLA 3.1. Alturas y longitudes de cada opción de diseño de hidroeléctrica (Valores determinados en Google Earth).....	48
TABLA 3.2. Coordenadas de los elementos de la mini central hidroeléctrica (Fuente: Elaboración propia).....	49
TABLA 3.3. Alturas y longitudes de elementos de la mini central hidroeléctrica (Fuente: Tomado de Google Earth.).....	51
TABLA 3.4. Coeficientes de Chauvenet para diferentes números de muestras [12].	53
TABLA 3.5, Cantidad de datos atípicos encontrados en datos de caudal (Elaboración propia).....	53
TABLA 3.6. Valores superiores e inferiores de la curva de caudal de equipamiento clasificado (Elaboración propia).....	57
TABLA 3.7. Datos y resultados de pérdidas de carga en el canal (Elaboración propia).....	58
TABLA 3.8. Datos-resultados de pérdidas de carga en la reja (Elaboración propia).....	59
TABLA 3.9. Datos y resultados de pérdidas de compuerta (Elaboración propia).....	61
TABLA 3.10. Datos y resultados de pérdidas en los codos (Elaboración propia).....	62
TABLA 3.11. Datos y resultados de pérdidas en la compuerta de la válvula (Elaboración propia).....	63
TABLA 3.12. Datos y resultados de pérdidas en la tubería (Elaboración propia).....	64
TABLA 3.13. Pérdidas de carga presentes en la minicentral hidroeléctrica (Elaboración propia).....	64
TABLA 3.14. Resultados de pérdidas de carga y salto neto (Elaboración propia).....	65
TABLA 3.15. Características técnicas de turbina Pelton [13].	66
TABLA 3.16. Potencia que podría generar la mini central hidroeléctrica (Elaboración propia).....	66
TABLA 3.17. Resumen de potencia y energía total (Elaboración propia).....	68
TABLA 3.18. Coordenadas sugeridas para central eólica (Elaboración propia).....	70
TABLA 3.19. DATA SHEET Aerogenerador XANT M-21 [9].	73
TABLA 3.20. Características técnicas de la batería ABB 198S P3 2C/2.5C [9].	73
TABLA 3.21. Características técnicas del inversor ABB PSTORE/PCS [9].	75
TABLA 3.22. Resultados de central eólica en Homer (Elaboración propia).....	76
TABLA 3.23. DATA SHEET Aerogenerador Gamesa G52/850 [9].....	80
TABLA 3.24. Parámetros técnicos de simulación, RETScreen. [11].....	81
TABLA 3.25. Resultados de central eólica en RETScreen (Elaboración propia).....	81



TABLA 3.26. Coordenadas de área sugerida par central fotovoltaica (Elaboración propia)..... 84

TABLA 3.27. Características del panel AstroHalo-5BB Monocristalino 315 W [19]. ..... 87

TABLA 3.28. Características técnicas de la batería ABB 198S P3 2C/2.5C [19]. ..... 88

TABLA 3.29. Características técnicas del inversor ABB PSTORE/PCS [19]. ..... 90

TABLA 3.30. Resultados de central fotovoltaica en Homer [9]. ..... 91

TABLA 3.31. Características del panel ASM6612P Policristalino 325 W [19]. ..... 94

TABLA 3.32. Parámetros técnicos de simulación, RETScreen [19]. ..... 96

TABLA 3.33. Resultados de central fotovoltaica en RETScreen (Elaboración propia)..... 96

TABLA 4.1. Costos de azud, edificio y canal (Elaboración propia)..... 99

TABLA 4.2. Costo de la reja (Elaboración propia)..... 100

TABLA 4.3. Costos de las tuberías (Elaboración propia). ..... 102

TABLA 4.4. Costo estimado de turbina Hidráulica Pelton (Elaboración propia)..... 103

TABLA 4.5. Costos de equipamientos para conexión a la red (Elaboración propia)..... 104

TABLA 4.6. Inversión inicial de la minicentral hidroeléctrica (Elaboración propia)..... 105

TABLA 4.7. Inversión inicial de la minicentral hidroeléctrica (Elaboración propia)..... 106

TABLA 4.8. Parámetros financieros [2]. ..... 107

TABLA 4.9. Análisis de viabilidad económica (Elaboración propia)..... 108

TABLA 4.10. Precios y parámetros considerados en Homer [2-9]..... 110

TABLA 4.11. Costo presente neto de la central eólica, Homer [9]..... 110

TABLA 4.12. Costos anuales de la central eólica, Homer [9]. ..... 111

TABLA 4.13. Parámetros económicos central eólica en RETScreen [2-19]. ..... 112

TABLA 4.14. Costos iniciales y anuales de la central eólica, RETScreen [19]. ..... 112

TABLA 4.15. Indicadores financieros de central eólica en RETScreen [19]. ..... 113

TABLA 4.16. Precios y parámetros considerados en Homer [2-9]..... 114

TABLA 4.17. Costo presente neto de la central fotovoltaica, Homer [9]. ..... 115

TABLA 4.18. Costos anuales de la central fotovoltaica, Homer [9]..... 115

TABLA 4.19. Parámetros económicos central fotovoltaica en RETScreen [2-19]..... 117

TABLA 4.20. Costos iniciales y anuales de la central fotovoltaica, RETScreen [19]..... 117

TABLA 4.21. Indicadores financieros de central fotovoltaica en RETScreen [19]..... 118

TABLA 5.1. Comparación de resultados entre Homer y RETScreen – Eólica (Elaboración propia)..... 119

TABLA 5.2. Comparación de resultados entre Homer y RETScreen – Fotovoltaica (Elaboración propia)..... 120

TABLA 5.3. Comparación de tecnologías y parámetros de generación eléctrica (elaboración propia)..... 121

TABLA 5.4. Comparación de costos entre Homer y RETScreen – Eólica (Elaboración propia) ..... 122

TABLA 5.5. Comparación de costos entre Homer y RETScreen – Fotovoltaica





(Elaboración propia)..... 122  
TABLA 5.6. Resultados de costos de cada proyecto de generación eléctrica  
(Elaboración propia)..... 123

### ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1. Top 10 países que invierten en energías renovables. [23]..... 21  
FIGURA 1.2. Porcentaje de energía renovable en la red eléctrica de América latina  
(Fuente: [20] Estadísticas energéticas 2017) ..... 22  
FIGURA 1.3. Generación de energía eléctrica en el Ecuador por medio de diferentes  
recursos naturales [6]. ..... 23  
FIGURA 2.1. Diagrama de fuentes de energía. (Preparado por E-Verde Chile)..... 25  
FIGURA 2.2. Modelo de una central hidroeléctrica [3]. ..... 27  
FIGURA 2.3. Movimiento del viento local [21]. ..... 29  
FIGURA 2.4. Tipos de aerogeneradores [9]. ..... 30  
FIGURA 2.5. Turbina con generador síncrono y control directo [5]. ..... 31  
FIGURA 2.6. Distancia entre generadores para evitar efecto estela [5]. ..... 32  
FIGURA 2.7. Efecto fotoeléctrico producida por fotones [11]. ..... 33  
FIGURA 2.8. Configuración de un sistema de generación fotovoltaica [5]. ..... 33  
FIGURA 2.9. Equipos de medición, en estación "Sunincocha". (Elaboración propia)..... 35  
FIGURA 2.10. Ubicación de mini central hidroeléctrica "Molleturo" (Elaboración propia) ... 36  
FIGURA 2.11. Estado Actual de la mini central hidroeléctrica "Molleturo" (Elaboración  
propia). ..... 36  
FIGURA 2.12. Tipo de análisis realizado por RETScreen. [19] ..... 39  
FIGURA 2.13. Proceso de cálculo del VAN o VPN [7]. ..... 41  
FIGURA 3.1. Ubicación de la estación Sunincocha – (Elaboración propia)..... 46  
FIGURA 3.2. Opciones diseño de minicentral hidroeléctrica (Elaboración propia). ..... 47  
FIGURA 3.3. Puntos GPS de cada elemento de la minicentral (Elaboración propia). ..... 47  
FIGURA 3.4. Conversión de coordenadas UTM a coordenadas sexagesimales. .... 48  
FIGURA 3.5. Ubicación de elementos de mini hidroeléctrica. (Elaboración propia) ..... 50  
FIGURA 3.6. Perfil de elevación trayectoria Azud – Cámara de Carga.  
(Elaboración propia) ..... 50  
FIGURA 3.7. Perfil de elevación de la trayectoria Cámara de Carga – Casa de  
máquinas. (Elaboración propia) ..... 51  
FIGURA 3.8. Caudal medio diario por mes (Elaboración propia) ..... 54  
FIGURA 3.9. Comportamiento del caudal del año representativo (2018).  
(Elaboración propia) ..... 55  
FIGURA 3.10. Comportamiento del caudal normal y caudal ecológico (2018)



(Elaboración propia).....56

FIGURA 3.11. Curvas de caudal clasificado en el año (2018) (Elaboración propia).....56

FIGURA 3.12. Alturas en una minicentral Hidroeléctrica [21]. .....57

FIGURA 3.13. Gráfica de pérdidas en la compuerta [14]. .....60

FIGURA 3.14. Carta de aplicación de turbinas [21]. .....65

FIGURA 3.15. Curva de rendimiento, turbina Pelton (Elaboración propia). .....67

FIGURA 3.16. Curva de rendimiento de turbina Pelton [10]. .....68

FIGURA 3.17. Lugar sugerido para central eólica. (Elaboración propia) .....69

FIGURA 3.18. Puntos GPS de ubicación sugerida para central eólica  
(Elaboración propia).....70

FIGURA 3.19. Velocidad del viento en un año representativo, Homer [9]. .....71

FIGURA 3.20. Aerogenerador XANT M-21 y su curva de potencia [9]. .....72

FIGURA 3.21. Inversor ABB PSTORE/PCS [9]. .....74

FIGURA 3.22. Comportamiento de carga considerada en Homer [9]. .....75

FIGURA 3.23. Diagrama unifilar entre elementos de la central eólica en Homer [9]. .....76

FIGURA 3.24. Potencia aproximada que podría generar cada turbina eólica  
durante un año [9]. .....77

FIGURA 3.25. Ubicación de aerogeneradores simulados en Homer  
(Elaboración propia).....78

FIGURA 3.26. Velocidad del viento en un año representativo, RETScreen [19]. .....79

FIGURA 3.27. Aerogenerador Gamesa G52/850 [19]. .....79

FIGURA 3.28. Curva de potencia del Aerogenerador Gamesa G52/850 [19]. .....80

FIGURA 3.29. Curva de potencia y energía producida en central eólica,  
RETScreen [19]. .....82

FIGURA 3.30. Ubicación de aerogeneradores simulados en RETScreen [19]. .....83

FIGURA 3.31. Lugar sugerido para central fotovoltaica (Elaboración propia). .....84

FIGURA 3.32. Puntos GPS de área sugerida para central Fotovoltaica  
(Elaboración propia).....85

FIGURA 3.33. Irradiancia en un año representativo, Homer [9]. .....86

FIGURA 3.34. Curvas de potencia, voltaje y corriente del panel AstroHalo-5BB [9].  
Monocristalino 315 W .....88

FIGURA 3.35. inversor ABB PSTORE/PCS [9]. .....89

FIGURA 3.36. Comportamiento de carga considerada en Homer [9]. .....90

FIGURA 3.37. Diagrama unifilar de la central fotovoltaica en Homer [9]. .....91

FIGURA 3.38. Potencia aproximada que podría generar la planta fotovoltaica  
durante un año [9]. .....92

FIGURA 3.39. Radiación solar diaria en un año representativo, RETScreen [19]. .....93

FIGURA 3.40. Curvas de potencia, voltaje y corriente del panel ASM6612P  
Policristalino 325 W [19]. .....95

FIGURA 4.1. Costos de inversión de energía hidroeléctrica en función de



capacidad de planta [4]. ..... 106

FIGURA 4.2. Gráfica del PayBack (Elaboración propia). ..... 109

FIGURA 4.3. Flujo de caja nominal central eólica en Homer [9]. ..... 111

FIGURA 4.4. Flujo de caja de la central eólica simulada en RETScreen [19]. ..... 113

FIGURA 4.5. Flujo de caja nominal central fotovoltaica en Homer [9]. ..... 116

FIGURA 4.6. Flujo de caja de la central fotovoltaica simulada en RETScreen [19]. ..... 118

FIGURA 5.1. Resultados de potencia eléctrica con tecnologías diferentes, Molleturo (Elaboración propia) ..... 120

FIGURA 5.2. Comparación de costos de inversión y anuales de tecnologías (Elaboración propia)..... 123

FIGURA 5.3. Comparación de costos de producción de energía eléctrica (Elaboración propia)..... 124

### ÍNDICE DE ECUACIONES

ECUACIÓN (2.1) .....28

ECUACIÓN (2.2) .....31

ECUACIÓN (2.3) .....32

ECUACIÓN (2.4).....42

ECUACIÓN (2.5) .....43

ECUACIÓN (2.6).....44

ECUACIÓN (3.1).....45

ECUACIÓN (3.2) .....52

ECUACIÓN (3.3).....57

ECUACIÓN (3.4) .....57

ECUACIÓN (3.5).....58

ECUACIÓN (3.6) .....58

ECUACIÓN (3.7).....59

ECUACIÓN (3.8).....59

ECUACIÓN (3.9) .....60

ECUACIÓN (3.10) .....61

ECUACIÓN (3.11) .....62

ECUACIÓN (3.12).....63

ECUACIÓN (3.13) .....64

ECUACIÓN (3.14).....77

ECUACIÓN (3.15) .....82

ECUACIÓN (3.16) .....92



ECUACIÓN (3.17) .....	96
ECUACIÓN (4.1) .....	99
ECUACIÓN (4.2) .....	100
ECUACIÓN (4.3) .....	101
ECUACIÓN (4.4) .....	102
ECUACIÓN (4.5).....	105
ECUACIÓN (4.6).....	105
ECUACIÓN (4.7).....	107

### ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1 - SITUACIÓN ACTUAL DE LA MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA "MOLLETURO" .....	132
ANEXO 2 - DATOS DEPURADOS CON EL COEFICIENTE DE CAHUVENET DE LOS AÑOS 2017, 2018 Y 2019.....	134
ANEXO 3 - PROMEDIO DE CAUDAL MEDIO DIARIO DE LOS AÑOS 2017, 2018 Y 2019. ....	143
ANEXO 4 - CÁLCULO DE POTENCIA Y ENERGÍA EN BASE AL CAUDAL Y RENDIMIENTO.....	144
ANEXO 5 - RESULTADOS OBTENIDOS EN EL SIMULADOR HOMER-GENERACIÓN EÓLICA.....	151
ANEXO 6 - DATOS METEOROLÓGICOS PARA CENTRAL EÓLICA – RETSCREEN.....	153
ANEXO 7 - RESULTADOS OBTENIDOS EN EL SIMULADOR HOMER-GENERACIÓN FOTOVOLTAICA .....	154
ANEXO 8 - DATOS METEOROLÓGICOS PARA CENTRAL FOTOVOLTAICA – RETSCREEN.....	156
ANEXO 9 – AMORTIZACIÓN FINANCIERA (MINI HIDROELÉCTRICA).....	157
ANEXO 10 - COSTOS DE PRODUCCIÓN INICIAL, DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA UNA CENTRAL EÓLICA Y FOTOVOLTAICA EN RETSCREEN.....	161



Cláusula de Licencia y Autorización para Publicación en el Repositorio Institucional

---

Yo, Marlon René Martínez Rodas, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación “ESTUDIO DE LA APLICACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA EN LA COMUNIDAD DE MOLLETURO”, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Así mismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio Institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 07 de junio de 2020

---

Marlon René Martínez Rodas

C.I.: 0104851027



Cláusula de Propiedad Intelectual

---

Yo, Marlon René Martínez Rodas, autor del trabajo de titulación “ESTUDIO DE LA APLICACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA EN LA COMUNIDAD DE MOLLETURO”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 07 de junio de 2020

---

Marlon René Martínez Rodas

C.I.: 0104851027



### **AGRADECIMIENTOS:**

Presento mi más sincero agradecimiento a la Universidad de Cuenca, por permitirme cumplir mis objetivos académicos con su valioso aporte, a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur y a la empresa ETAPA EP, por brindarme toda la información requerida para el desarrollo del presente trabajo.

Al Mgt. Fernando Mogrovejo, quien fomento las bases del desarrollo de la presente tesis en calidad de director.

A mis Padres por su apoyo incondicional durante todo el camino de mi carrera profesional, todo lo conseguido es gracias a ellos.

A mi hermana Karlita, quien me guía desde un lugar muy especial.

A mi soporte Carolina Saico, por su apoyo incondicional durante todo el tiempo que duró la maestría.

A mis abuelitos que me enseñaron el inicio del desarrollo de una vida profesional.

Agradezco a todas las personas que durante este tiempo me han apoyado y han estado en los momentos difíciles ayudándome a crecer como persona, fortaleciendo mi dedicación a lo largo de mi formación en la presente Maestría.



**DEDICATORIA:**

Dedico mi trabajo a Dios por brindarme la oportunidad de la vida y los medios necesarios para continuar mi formación profesional.

A mis padres, que me acompañaron a lo largo del camino, brindándome la orientación para progresar y lograr mis objetivos, a ellos dedico mi esfuerzo.

A mis abuelitos, ya que ellos me formaron con buenos valores motivo por el cual este logro también es de ellos.

A mi hermana Karlita, quien vive aún en mi corazón y que me ayuda siempre espiritualmente en los momentos difíciles.

A mi prima Alexandra, quien me ha brindado su apoyo en mi vida profesional y en la trayectoria de esta maestría, gracias hermana, por tanto.

A mi compañera de lucha Carolina, por haber estado en los momentos difíciles y a todas las personas que me han apoyado y guiado por los caminos del saber, Gracias.

**Ing. Marlon Martínez Rodas.**





## CAPÍTULO I

### GENERALIDADES

#### 1.1 INTRODUCCIÓN

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur como entidad distribuidora tiene el objetivo de brindar energía eléctrica a toda el área de concesión, la cual consta de las provincias Azuay, Cañar y Morona Santiago. A cada uno de sus usuarios debe brindar un servicio confiable y de calidad ya que existen organismos que controlan estos parámetros por medio de índices reguladores los cuales son publicados en regulaciones por el ARCONEL. Para cumplir con este objetivo, la empresa realiza un exhaustivo análisis periódico de todo su sistema eléctrico y por ende evalúa a cada una de sus subestaciones y a su vez a cada alimentador que la conforman. Cada ramal tiene características de funcionamiento distintas, ya que posee diferente topología, cargas, configuraciones, tensiones, etc; por esta razón cada uno de éstos, muestra un comportamiento diferente por lo que es de gran importancia realizar una evaluación periódica a los mismos.

Uno de los alimentadores más largos que posee la Centro Sur, es el alimentador 0527, el cual posee una longitud considerable de aproximadamente 392,83 Km, este ramal parte de la subestación 05 la cual está ubicada en las calles Tarquino Cordero y Cornelio Crespo Vega – Yanuncay (En la ciudad de Cuenca) sirviendo de energía eléctrica a las comunidades de Migüir y Molleturo. La demanda del alimentador posee un crecimiento a lo largo del tiempo, sin embargo, para el desarrollo del presente trabajo se han considerado las demandas actuales (Demanda anual 2019) del alimentador 0527 y a su vez se detalla la demanda que representa la comunidad de Molleturo, estas demandas se presentan en la tabla 1.1.

TABLA 1.1. Demanda actual del alimentador 0527 (Fuente: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur).

<b>Demanda Alim. 0527</b>	<b>Aparente (KVA)</b>	<b>Activa (KW)</b>	<b>Reactiva (KVAR)</b>
Total	2812.514	2813	4
Solo Molleturo	205.247	196.128	-60.507



Debido a la ubicación de estas comunidades y a la necesidad energética que estas representan, el alimentador debe cruzar por un área natural protegida, como es el Parque Nacional Cajas, provocando así un impacto al medio ambiente. Todos los alimentadores de las Centro Sur están expuestos a fallas por varios factores, en el caso del alimentador 0527, posee una considerable debilidad al compartir su trayectoria con la vía Cuenca-Molleturo-Pto. Inca, la cual une la sierra con la costa y al ser esta carretera muy transitada provoca que los índices de accidentes de tránsito sean considerables. Gran parte de estos accidentes automovilísticos afectan a los postes que sostienen el alimentador en diferentes segmentos de la vía, lo cual provoca que el servicio eléctrico sea interrumpido.

Otras de las debilidades que posee este alimentador, es la condición climática a la que está expuesto, esto se debe a que el Parque Nacional El Cajas está ubicado entre los 3.000 y 4.500 metros sobre el nivel del mar y lo vuelve propenso a tormentas eléctricas debido al paso constante de nubes, altos niveles de humedad, derrumbes y sobre todo bajas temperaturas lo cual crea la presencia de hielo en los conductores del mencionado alimentador. Con los factores mencionados, la confiabilidad y eficiencia del alimentador 0527 se ven afectadas, estableciendo así la necesidad de implementar nuevas alternativas que ayuden a mejorar el funcionamiento del mismo sin afectar el área protegida que posee este páramo.

La solución que se plantea en este proyecto, consiste en determinar el nivel de demanda que se puede satisfacer por medio de energía limpia, aprovechando los recursos renovables que poseen los alrededores de la comunidad de Molleturo tales como agua, sol y viento y así poder mejorar el rendimiento y eficiencia del alimentador 0527 con el ingreso de energías renovables. Para lograr lo mencionado, es necesario disponer de un historial de datos para poder estimar el recurso existente y así dimensionar la generación que se podría obtener de estos datos. Para el caso de la generación hidráulica, será necesario establecer valores de caudal basados en mediciones en algún lugar cercano a la comunidad de Molleturo. De igual manera, para los recursos provenientes del viento y el sol se establecerán valores estimados de velocidad de viento y radiación mediante programas de simulación. Con estas estimaciones de recursos renovables se podrá dimensionar



un valor aproximado de potencia y así poder analizar la fuente de generación más viable tanto técnicamente como económicamente, logrando así contribuir con energía suficiente por medio de generación distribuida, la cual puede ser aprovechada por el alimentador para mejorar su funcionamiento y desempeño.

Es importante mencionar que aproximadamente a 5 km de la comunidad de Molleturo, existe una mini central hidroeléctrica fuera de servicio, la que disponía de una potencia nominal de 120 kW, por lo que se analizará si es o no viable la restauración y/o repotenciación de la mencionada central. A su vez, según el catálogo de proyectos hidroeléctricos INECEL CFN, noviembre 1997 (CONELEC,2012), existen estudios realizados en los que se menciona la existencia de recursos hídricos para la implementación de mini hidroeléctricas en el Azuay, en el sector de Migüir, razón por la cual el presente proyecto se centra en el estudio de recursos renovables en este sector.

## **1.2 OBJETIVO**

El objetivo principal de este proyecto consiste en elaborar un dimensionamiento de generación distribuida con fuentes renovables en la comunidad de Molleturo para mejorar el funcionamiento del alimentador 0527 en el sector.

### **1.2.1 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Determinar la cantidad de recursos renovables disponibles para la generación de energía eléctrica limpia en la parroquia de Molleturo.
- Determinar la potencia que podría ser suministrada a la comunidad de Molleturo por medio de recursos renovables y selección de la fuente más optima ya sea por medio de generación fotovoltaica, eólica e/o hidráulica.
- Plantear el uso de generación distribuida para mejorar el desempeño del alimentador 0527, determinando la fuente renovable más técnica y económicamente viable.



### 1.3 JUSTIFICACIÓN

Dado que todo alimentador de energía eléctrica está expuesto a distintos tipos de fallas o cortes, es necesario llevar un registro de su comportamiento y sobre todo de sus pérdidas de servicio para así poder determinar un mantenimiento correctivo adecuado para cada uno de ellos. Para el caso del alimentador 0527 se ha realizado un breve análisis preliminar basado en los índices de calidad FMIK (Frecuencia Media de Interrupción por KVA nominal instalado) y TTIK (Tiempo Total de Interrupción por KVA nominal instalado), los cuales determinan el número de interrupciones que ha sufrido el alimentador ya sea por cortes programados y no programados. Los índices obtenidos se presentan en la tabla 1.2.

TABLA 1.2. Índices FMIK y TTIK del alimentador 0527 (Fuente: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur)

INDICES EN LOS ULTIMOS 8 AÑOS			LIMITES REGULACION 004/001	
ALIM 0527 (Año)	FMIK a	TTIK a	FMIK	TTIK
2011	11.7689806	24.4412888	5	10
2012	20.0358685	37.4307219	5	10
2013	9.77654182	18.5737468	5	10
2014	11.8045366	52.0784575	5	10
2015	2.55991984	4.038831	6	18
2016	14.41109	28.4982843	6	18
2017	12.4500113	33.5064202	6	18
2018	6.07318952	10.0072375	6	18

De acuerdo a la Regulación No. CONELEC-004/001 (Vigente hasta el año 2018) [27], el alimentador 0527 sobre pasa los límites establecidos, por lo que se ve la necesidad de reducir los mismos, razón por la cual el ingreso de generación distribuida sería de gran ayuda para mejorar los valores de FMIK y TTIK, principalmente en la zona de estudio.



### 1.4 ALCANCE

En este trabajo se pretende analizar los recursos naturales renovables existentes en la comunidad de Molleturo con el fin de estudiar la factibilidad de implementar el uso de energía limpia por medio de generación fotovoltaica, eólica e/o hídrica. Los recursos para este tipo de tecnologías están presentes en muchos lugares y determinar la cantidad de los mismos es el trabajo que debe emplearse para establecer un estudio de generación eléctrica.

La implementación de energías renovables a nivel mundial, en su mayoría son establecidas en países con recursos económicos favorables y con potenciales fuentes de recursos naturales. Los países que poseen mayor generación de energía por medio de energías renovables, se pueden observar en la figura 1.1.

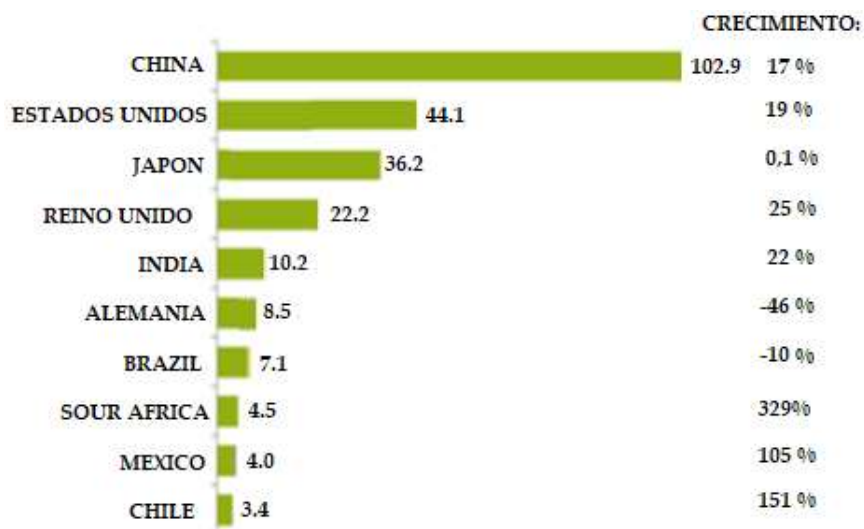


FIGURA 1.1. Top 10 países que invierten en energías renovables. [23]

Como se puede observar en la Figura 1.1, los países con una economía más estable son los que invierten en energías limpias, ya que el ámbito económico es de gran ayuda para fomentar la investigación, instalación y operación de generación eléctrica por medio de fuentes renovables, esto se debe a que las tecnologías actuales son muy costosas.

En América del Sur, los países que más emplean el uso de energías renovables de acuerdo a los reportes anuales son Brasil con el 81% seguido de Paraguay, Uruguay y Costa Rica los cuales su mayor producción energética es en base a energías



renovables. Al igual que en muchos otros países vecinos, más de la mitad de su consumo energético es abastecido por energías renovables, eso se debe a que los países de América del Sur poseen fuentes de recursos naturales considerables y en la mayoría de ellos estos son aprovechados para la generación de energía limpia. Estas cifras porcentuales de cada país, fueron establecidas por la revista OLADE en el año 2017 (figura 1.2).



FIGURA 1.2. Porcentaje de energía renovable en la red eléctrica de América latina

(Fuente: [20] Estadísticas energéticas 2017)

En lo referente al Ecuador, la producción de energía eléctrica basado en energías renovables es del 60,2 % de acuerdo a la revista OLADE, la mayoría de la producción energética que posee el país es generada por hidroeléctricas ya que el Ecuador tiene un gran potencial de recursos hídricos en algunos sectores, sin embargo, es necesario que los recursos de generación sean diversificados para reducir la vulnerabilidad del sistema eléctrico. Por esta razón, en el país se ha fomentado la



instalación de otras formas de generación eléctrica como se puede observar en la figura 1.3.

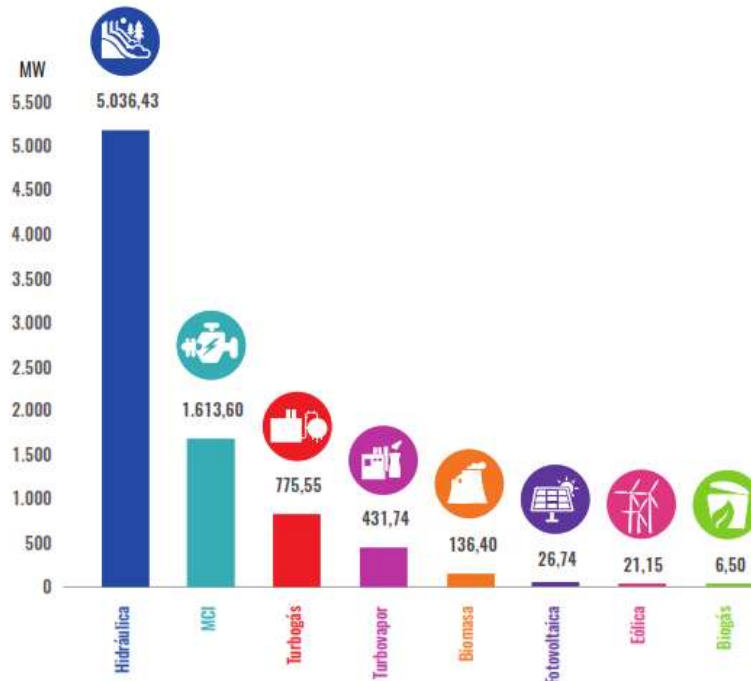


FIGURA 1.3. Generación de energía eléctrica en el Ecuador por medio de diferentes recursos naturales [6].

En base a los recursos representados en la figura 1.3, algunas de las alternativas renovables están alcanzando su madurez tecnológica en el país, no obstante, debido a los costos de inversión y de operación que las nuevas tecnologías representan, es necesarios que cualquier proyecto energético sea atractivo económicamente para un inversor privado o para el gobierno.

## 1.5 ANTECEDENTES

La comunidad de Molleturo está ubicada en la parroquia del Azuay en la vía Cuenca – Tamarindo a 60 kilómetros de distancia y es considerada como una parroquia rural del cantón Cuenca. Actualmente, esta parroquia se sirve de energía eléctrica por medio del alimentador 0527 el cual se encuentra conectado a la subestación 05 perteneciente a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, este alimentador atraviesa el Parque Nacional El Cajas para llegar a la mencionada comunidad. La



demanda actual del alimentador es de 2.813 kW ya que brinda de energía eléctrica no solo a Molleturo si no a otras comunidades como Migüir, Tamarindo, entre otras.

Antes de que el alimentador 0527 entrara en funcionamiento, la comunidad de Molleturo se abastecía de energía eléctrica por medio de una minicentral hidroeléctrica situada en el puente del río El Chorro a 6 km de la entrada a Molleturo, ésta mini central tenía una capacidad de generación nominal de 120 kW y pertenecía a INECEL (Instituto Ecuatoriano de Electrificación). El funcionamiento de la central, se vio afectado por la llegada del alimentador 0527 por lo que ya no hubo la necesidad de que siguiera generando electricidad, sin embargo, su funcionamiento dejó claro, que es posible implementar el uso de generación renovable en ese lugar.

Esta parroquia, al estar cerca de una de las mayores fuentes de agua de la provincia del Azuay, dispone del recurso hídrico necesario para la generación de energía eléctrica, por lo que es una buena opción el estudio de recursos renovables en el mencionado lugar, no solamente en lo que se refiere al agua si no a radiación y viento debido a que, al ser una zona montañosa, existe movimiento de fuertes vientos que vienen de la costa hacia la sierra.

Para el desarrollo de este trabajo, se pretende dimensionar centrales de generación hidráulica, eólica y fotovoltaica basándose en los recursos naturales existentes en el sector, para ello, los datos necesarios serán establecidos por mediciones existentes realizadas en sitio y en el caso de no existir estas mediciones, estos datos pueden ser tomados de simuladores de energías renovables existentes, los cuales ayudarían a establecer una aproximación favorable.





## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 GENERACIÓN Y FORMAS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

Existen varios recursos naturales para producir electricidad, algunos de éstos se regeneran en poco tiempo y otros no, por lo que estas energías se han clasificado en renovables y no renovables de acuerdo a sus fuentes. Las energías renovables producen energía eléctrica por medio de recursos naturales sin producir impacto alguno en el medio ambiente, además de que estos no se agotan ya que son renovados naturalmente. En el medio ambiente se puede encontrar varias fuentes inagotables con las que se puede generar energía eléctrica, las más conocidas se determinan en la figura 2.1.

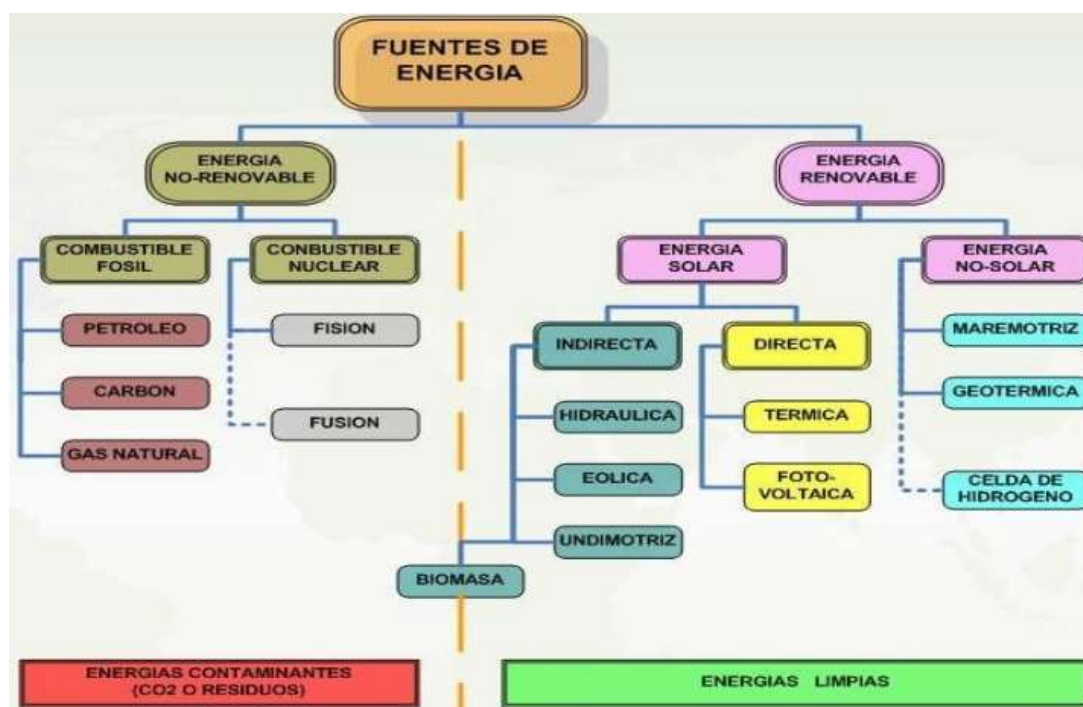


FIGURA 2.1. Diagrama de fuentes de energía. (Preparado por E-Verde Chile)

En este trabajo se hará énfasis a la generación de energía eléctrica por medio de energía solar directa (Fotovoltaica) e indirecta (hidráulica y eólica) debido a que los recursos renovables existentes en el lugar donde se pretende realizar el estudio son el viento, el sol y el agua.



## Efectos de la generación Distribuida en el sistema eléctrico

Hoy en día, el uso de energías limpias ha mostrado un gran interés por parte de algunos países a nivel mundial, debido a que estas poseen un bajo nivel de contaminación a más de que los avances tecnológicos son cada vez más notorios [28]. La generación distribuida consiste en producir energía eléctrica y en lo posible almacenarla a pequeña escala para funcionar de forma aislada o interconectada directamente a la red, por lo que es recomendable que su ubicación sea lo más cercana posible a la carga [32]. Con esto, se pretende mantener los flujos de potencia aceptables para evitar las pérdidas de energía en el sistema [29] y mantener un buen perfil de tensiones [33]. De igual manera, un sistema de generación distribuida a más de colaborar con la confiabilidad y rendimiento del sistema [34] (reduciendo los cortes de energía que se generan por varios motivos atribuidos a fallas programadas y no programadas [30]), reduce los niveles de contaminación generados al medio ambiente [35]. Finalmente, estudios recientes han logrado demostrar que la implementación de generación distribuida provoca un aplazamiento de inversiones en el sistema eléctrico [36]. Sin embargo, su implementación y funcionamiento depende de las políticas energéticas que cada país tenga implementadas, ya que la relación de costos que representan estas tecnologías es donde muchos de los inversionistas no le ven el interés que representan [31].

En la actualidad, la literatura técnica ha analizado diferentes metodologías [39], las cuales son capaces de determinar el lugar más óptimo en el cual puede ser ubicada la generación distribuida en un sistema eléctrico. Estas metodologías se encuentran relacionadas a métodos de programación [37], analíticos [38], heurísticos y metaheurísticos [40]. Sin embargo, para el caso de este proyecto, se utilizarán métodos de simulación por medio de programas enfocados al descubrimiento de recursos renovables para la generación de energía eléctrica por medio de la tecnología hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica.

### **2.1.1 ENERGÍA HIDROELÉCTRICA**

La energía hidroeléctrica es considerada como una de las más importantes fuentes de energía renovable conocidas y difundidas en el país. Las centrales hidroeléctricas



se clasifican de acuerdo a su tamaño en grandes, medianas y pequeñas dependiendo de su impacto ambiental. En base a su potencia, la clasificación es de la siguiente manera:

Pequeñas → hasta 10 MW

Medianas → Entre 10 y 50 MW

Grandes → más de 50 MW

Este tipo de centrales son utilizadas para redes eléctricas interconectadas, aisladas y para suministros eléctricos remotos ya que brindan algunas ventajas tales como una buena confiabilidad en su funcionamiento, poseen bajos costos operativos y una menor volatilidad del precio de la energía. El esquema general de una central hidroeléctrica se muestra en la figura 2.2.

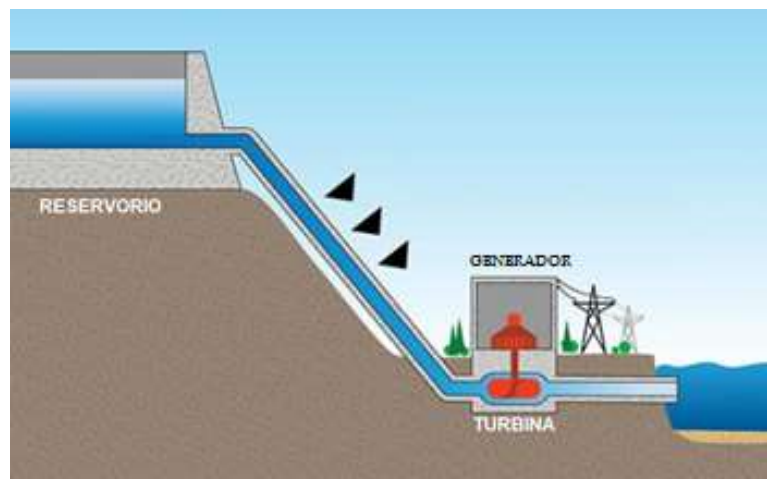


FIGURA 2.2. Modelo de una central hidroeléctrica [3].

Las centrales hidroeléctricas también se pueden clasificar en base a su régimen de flujos, llegando a determinar la siguientes:

### Centrales de agua fluyente

Estas centrales funcionan con una parte del caudal de un río y no disponen de embalse, por lo que su funcionamiento se ve truncado por la cantidad de agua que posea el río.



### Centrales de embalse

Este es el tipo de central más utilizado para la generación de energía eléctrica, debido a que poseen un embalse en el cual se almacena el agua y permite guardar el caudal que pasa por la turbina. Otra ventaja que poseen este tipo de centrales es en el embalse se puede reservar agua en tiempos de sequía.

### Centrales de regulación

Las centrales de regulación son capaces de almacenar agua en pequeñas cantidades, para así poder disponer de recurso para cubrir ciertas horas de consumo.

### Centrales de bombeo o reversibles

Estas centrales son capaces de reutilizar el agua ya turbinada, es decir, aquella agua que ya ha pasado por la turbina de generación es bombeada nuevamente al embalse para volver a generar electricidad, este método se utiliza para ríos en los cuales no existe un nivel de caudal considerable.

Para poder dimensionar la potencia que se puede generar con una central hidroeléctrica, se sugiere utilizar la siguiente expresión (2.1):

$$P = g \cdot Q \cdot H \cdot \eta \quad (2.1)$$

Donde  $P \rightarrow$  Potencia extraíble o aprovechable

$g \rightarrow$  Aceleración de la gravedad

$Q \rightarrow$  Caudal

$H \rightarrow$  Altura Neta

$\eta \rightarrow$  Eficiencia del sistema de generación

Para poder diseñar una central hidroeléctrica es necesario considerar en el sitio que existan variaciones de altura, para poder generar un salto neto aceptable que permita aprovechar la energía cinética al máximo en la caída de agua y de igual manera se deben tener mediciones de caudal por lo menos en un intervalo de tiempo de un año (Mínimo) [11], estas mediciones se las puede realizar con diferentes métodos dependiendo del tamaño y fluencia del río. Con esos parámetros, se pueden



considerar los demás componentes tales como las obras civiles (tuberías, canales, presa, casa de máquinas, etc), instalaciones eléctricas y sus equipos (transformador, generador, redes eléctricas, protecciones, etc).

### 2.1.2 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es producida por medio del viento el cual es producto del calentamiento que provoca el sol sobre las superficies de terrenos desiguales. Existen dos tipos de vientos que circulan en el planeta, los vientos globales y los locales. Los vientos globales son aquellos que circulan alrededor del planeta obedeciendo el movimiento circular de la tierra y la irradiación solar, mientras que los vientos locales son aquellos que tienen mayor presencia en la superficie de la tierra originados por las condiciones de temperatura, de estos últimos vientos son lo que depende en su mayoría la energía eólica y su movimiento se puede observar en la figura 2.3.



FIGURA 2.3. Movimiento del viento local [21].

Para definir el comportamiento del viento, se utilizan instrumentos de medición como el anemómetro (mide la velocidad del viento en m/s) y la veleta (mide la dirección del viento). Para poder diseñar una central eólica en cualquier lugar, se debe tener en cuenta la velocidad del viento y el diámetro del rotor y así poder determinar la energía que podría producir un aerogenerador. De igual manera, un parámetro que se debe considerar en el diseño es el coeficiente de rugosidad, este parámetro depende de la velocidad del viento y de la altura al cual circula el mismo, por lo general el valor que se estima para las simulaciones y diseños de centrales eólicas es de 0,14 [11]. Se debe considerar que en el lugar donde se pretenda realizar el diseño de una



central eólica exista un alto promedio de velocidad de vientos, como mínimo debe existir un promedio anual de 4 m/s [11] para poder obtener resultados alentadores. Estos valores de viento por lo general se obtienen en áreas costeras, cumbres de largas pendientes, terrenos abiertos y valles en los cuales los vientos sean canalizados por la irregularidad del terreno, para encontrar estos lugares, es necesario tener un contacto visual con el sitio o disponer de un conocimiento local del recurso por medio de entrevistas a personas residentes en el lugar. Con esta información, se debe realizar el seguimiento del recurso por medio de mediciones del mismo, para así formar una base de datos de velocidades de viento de por lo menos un año [11], tiempo requerido para brindar confiabilidad a los resultados obtenidos.

La energía eólica es generada por medio de aerogeneradores los cuales son puestos en movimiento con la ayuda del viento, generando así energía eléctrica por medio de una turbina que poseen internamente. Estos aerogeneradores existen de dos tipos, de eje vertical y de eje horizontal (Figura 2.4).

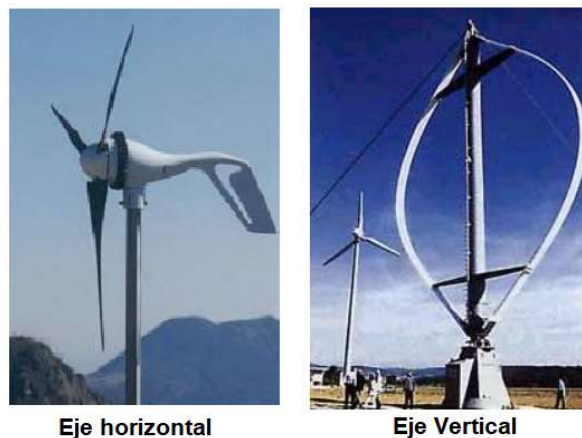


FIGURA 2.4. Tipos de aerogeneradores [9].

Los aerogeneradores más utilizados para la generación de energía eléctrica son los de eje horizontal, este tipo de aerogenerador está conformado por un rotor, cubo o buje del rotor, eje baja velocidad de aerogenerador, multiplicador (para modelos antiguos), eje de alta velocidad, azimut o sistema de giro y un generador eléctrico (generalmente de tipo asíncrono). Para poder dimensionar la potencia que el aerogenerador puede producir, es necesario estimar con la siguiente expresión (2.2).



$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \rightarrow A = \pi \cdot R^2 \quad (2.2)$$

Donde

$P$  → Potencia extraíble o aprovechable

$\rho$  → Densidad del aire

$A$  → Área de barrido

$V$  → Velocidad promedio

$R$  → Radio de barrido

Por otro lado, la conexión de los aerogeneradores con los demás componentes y a la red en si se presenta en la figura 2.5.

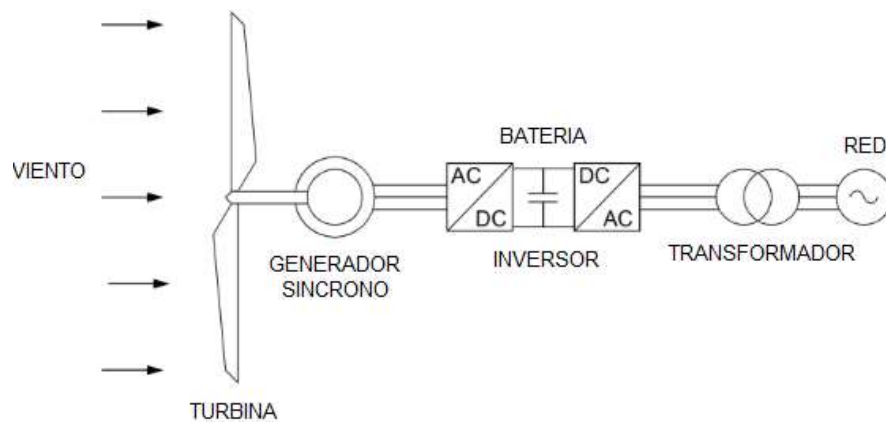


FIGURA 2.5. Turbina con generador síncrono y control directo [5].

Finalmente, para evitar las pérdidas de generación debido al efecto estela<sup>1</sup>, es recomendable mantener una distancia entre los aerogeneradores de un parque eólico, la cual se puede estimar como se observa en la figura 2.6.

<sup>1</sup> Efecto producido por el viento que abandona el aerogenerador generando un torbellino a su espalda.

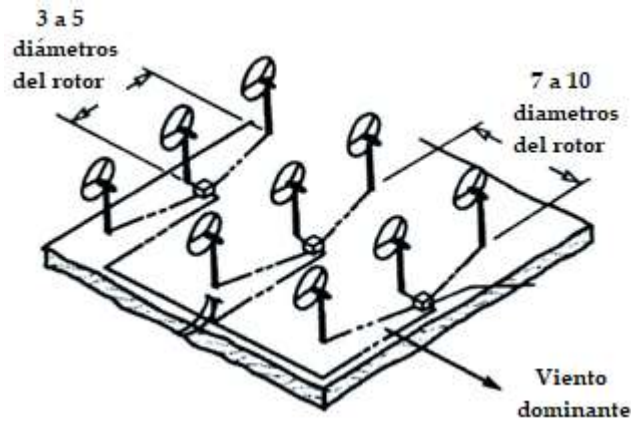


FIGURA 2.6. Distancia entre generadores para evitar efecto estela [5].

La ecuación que será utilizada para el distanciamiento entre los aerogeneradores, es la siguiente (2.3):

$$D = 3 \cdot D_{rotor} \quad (2.3)$$

Donde  $D \rightarrow$  Distancia entre aerogeneradores

$D_{rotor} \rightarrow$  Diámetro del rotor

### 2.1.3 ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Existen dos formas de generar energía eléctrica por medio del sol, ya sea por generación solar térmica o por medio de la generación fotovoltaica. La forma de generar energía que será utilizada en este trabajo, es la generación fotovoltaica ya que esta tecnología aprovecha de manera directa la energía solar por medio del efecto fotovoltaico. Los paneles solares más usados están conformados por celdas fotoeléctricas de silicio, estas tecnologías son construidas en celdas cristalinas (monocristalinas) y celdas multi cristalinas (Policristalinos). Estas celdas están construidas por materiales semiconductores conformados de tal manera que se logran cargar positivamente y negativamente (en diferentes partes de la celda), al recibir la incidencia de luz logran ionizar los electrones del material cargado negativamente generando así un flujo de corriente eléctrica en la celda.



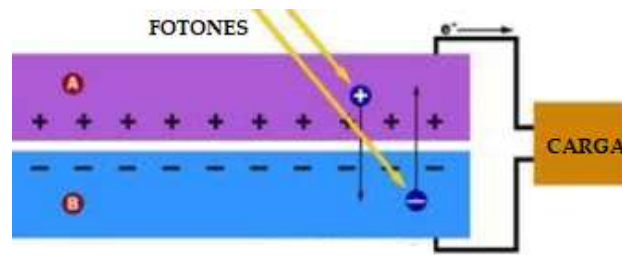


FIGURA 2.7. Efecto fotoeléctrico producida por fotones [11].

El conjunto de módulos fotovoltaicos se conoce como panel solar, estos paneles pueden conectarse en serie, paralelo o de forma mixta ya sea para aumentar la tensión, la corriente o ambas respectivamente.

### Sistema de Almacenamiento

Una de las partes fundamentales en el funcionamiento de los paneles solares aislados son los sistemas de almacenamiento, estos sistemas son los encargados de abastecer de energía a cualquier carga durante las horas en las cuales no se genere electricidad debido a la ausencia de luz solar. Para prevenir que las baterías se descarguen en el sistema, es necesario colocar diodos a su salida para bloquear que la energía de la batería se dirige hacia la red.

### Conexión a la red

Para realizar la conexión de los paneles solares con una red eléctrica aislada, se debe utilizar una serie de componentes los cuales se puede observar en la figura 2.8. Estos componentes están conformados por un regulador de carga, un inversor, el panel fotovoltaico y el banco de baterías.

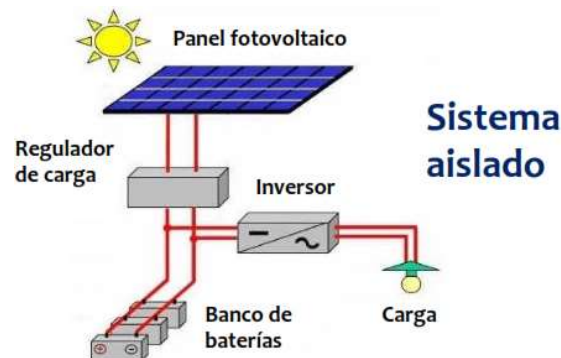


FIGURA 2.8. Configuración de un sistema de generación fotovoltaica [5].



Los paneles solares por lo general no tienen partes móviles, a menos que posean un sistema de orientación para captar de mejor manera la radiación del sol. Poseen algunas ventajas como su vida útil ya que pueden durar entre 25 a 30 años [8-11], generan muy poca contaminación, poseen una fácil operación y pueden generar desde el orden de los mW hasta los MW. Este tipo de generación se utiliza más en lugares donde aún no llega el tendido eléctrico debido al difícil acceso, por lo que en muchas comunidades es considerada como una buena alternativa para abastecer de energía eléctrica ya que la demanda no es muy alta lo cual hace que económicamente su aplicación sea viable.

## **2.2 FUENTES DE INFORMACIÓN**

En todo proyecto de generación eléctrica es necesario disponer de datos para poder estimar la potencia que se podría obtener con el recurso que se pretende analizar. Estos datos brindan un registro histórico para poder determinar el comportamiento del recurso (agua, viento o radiación) a lo largo de los años y así tener una ligera visión de la cantidad requerida para la generación de energía eléctrica.

### **2.2.1 HIDRAÚLICA**

En el diseño de la mini central hidroeléctrica los datos de caudal fueron proporcionados por la empresa pública ETAPA EP, la cual dispone de algunas estaciones meteorológicas en el área del Parque Nacional El Cajas. Los datos de caudal fueron proporcionados de 3 años consecutivos (2017, 2018 y 2019) y se midieron en el río Sunincocha junto al lado de la vía Cuenca – Molleturo. Estos datos fueron obtenidos mediante la estación "Sunincocha" la cual se encuentra junto a la vía y posee equipos de medición los cuales se aprecian en la figura 2.9.

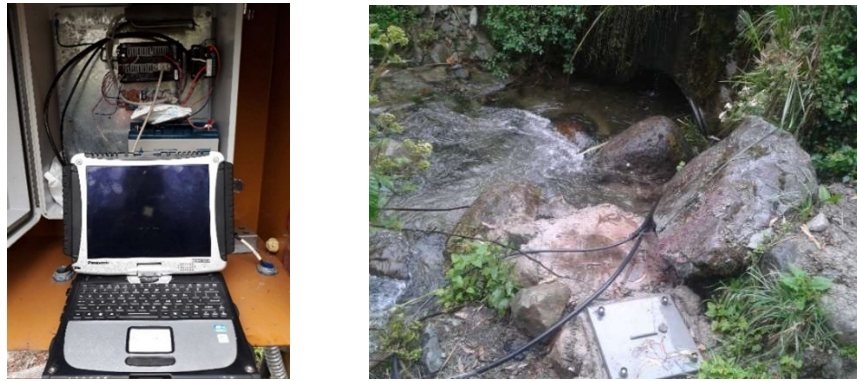


FIGURA 2.9. Equipos de medición, en estación "Sunincocha". (Elaboración propia)

Existen varias entidades que poseen algunas estaciones meteorológicas en el área de El Cajas, entre ellas está el INAMHI (Instituto Nacional De Meteorología e Hidrología), ETAPA EP y el Departamento de Recursos Hídricos de la Universidad De Cuenca. Sin embargo, la única entidad que dispone de datos de caudal más cercano a la comunidad de Molleturo de los últimos años es la empresa ETAPA EP. El departamento de recursos hídricos no dispone de estaciones meteorológicas cercanas a la mencionada comunidad y el INAMHI dispone de una estación en el río Migüir (Estación H1151 Ubicada al norte de Molleturo) pero la estación meteorológica actualmente está fuera de funcionamiento.

#### **2.2.1.1 MINICENTRAL MOLLETURO**

La comunidad de Molleturo en el año de 1987 aproximadamente, se abastecía de energía eléctrica por medio de una pequeña central hidroeléctrica la cual generaba alrededor de 120 kW. Esta central fue administrada por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL y la misma dejó de brindar servicio debido a la llegada del alimentador 0527 a la comunidad. Esta mini central se encuentra a 6 km de la entrada a la comunidad de Molleturo y está ubicada en la vía principal (Figura 2.10).



FIGURA 2.10. Ubicación de mini central hidroeléctrica "Molleturo" (Elaboración propia)

Esta central funcionaba con un caudal promedio de  $0.25 \text{ m}^3/\text{s}$  el cual pertenecía al río "El Chorro", mientras que la caída bruta de la central era de 90 metros. Los estudios de esta mini central fueron realizados en el año de 1987 y fue construida con el objetivo de brindar de energía eléctrica a la comunidad de Molleturo. Actualmente se puede observar en sitio (Figura 2.11) que la central de generación eléctrica aún conserva parte de su edificación en la que aún se encuentran parte de las tuberías subterráneas y la estructura que soportaba a la turbina hidráulica.



FIGURA 2.11. Estado Actual de la mini central hidroeléctrica "Molleturo" (Elaboración propia).



En el anexo 1, se puede observar más detalladamente el estado actual de la mini central hidroeléctrica de Molleturo, es importante mencionar que, para una posible rehabilitación de la misma, es necesario realizar mediciones de caudal en ese lugar ya que se requiere de una base de datos histórica de mínimo uno a dos años [5]. En ese lugar (Río el Chorro) existe una estación meteorológica perteneciente a la empresa ETAPA EP, pero actualmente el equipo de medición se encuentra averiado.

## **2.2.2 EÓLICO Y FOTOVOLTAICO**

Para el caso de los recursos eólicos y fotovoltaicos, no existen estaciones meteorológicas aledañas a la comunidad de Molleturo que dispongan de datos históricos de viento y radiación, por lo que es necesario la utilización de programas simuladores para obtener aproximaciones de los mismos. Cada software posee una base de datos de viento y radiación basados en mediciones que se han realizado en ciudades específicas, de esta manera, cada simulación en cualquier lugar que se elija será estimada con los datos más próximos al lugar escogido.

## **2.3 ANALIZADORES DE ENERGÍA**

### **2.3.1 HOMER**

Homer es una herramienta muy útil para el diseño de proyectos de energías renovables orientados a sistemas híbridos, su nombre está definido por Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources. Para usar Homer, es necesario establecer los componentes que van a conformar la central de generación eléctrica como por ejemplo Generadores hidráulicos, eólicos o solares, a su vez debe definirse algunos costos de los componentes y sobre todo la disponibilidad de los recursos en el lugar que se pretende analizar. Homer realiza el balance de energía por medio de cálculos basados en períodos de tiempo, determinando así la cantidad de energía que un sistema puede generar para abastecer una determinada carga. En lo que se refiere al asunto económico, este simulador estima los costos de instalación y operación del sistema durante los años de vida que disponga el proyecto analizado, estos gastos económicos son considerados como capital, reemplazo, operación y mantenimiento. Entre los principales objetivos de HOMER están los siguientes:



- Modelar microrredes para estimar la producción de energía.
- Analizar todo recurso natural para establecer posibles microrredes rentables y confiables.
- Incentivar el uso de energías renovables en zonas aisladas, logrando reducir costos de producción de energía.

Dado que este programa es de origen estadounidense, los parámetros e incógnitas para los respectivos cálculos son estimados por el laboratorio nacional de energía renovable de los Estados Unidos (NREL), mientras que los datos de radiación, viento y demás son considerados de la base de históricos de HOMER los cuales son valores proporcionados por el centro de información de recursos renovables de la NASA. Estos datos son tomados de manera mensual para ubicaciones seleccionadas en todo el mundo. De igual manera, este simulador realiza la recopilación de datos en base a otras fuentes de información para fortalecer su base de datos y realizar una comparación con sus mediciones y así poder estimar de la mejor manera los resultados obtenidos para cada diseño. Finalmente, al ser HOMER un programa norteamericano, utiliza la moneda del dólar estadounidense, por lo que todos sus costos y resultados económicos son valorados en dólares.

### **2.3.2 RETSCREEN**

El departamento de recursos naturales del gobierno de Canadá desarrollo este software con el objetivo de realizar análisis y estudio de sistemas energéticos para poder estimar la cantidad de energía que se puede producir con ciertos recursos renovables en cualquier parte del mundo. Para realizar un diseño en este software, se deben considerar las tres etapas requeridas.

#### Diseño conceptual

En esta etapa se detalla toda la información requerida del proyecto con todas las características necesarias y las posibles alternativas que se pueden usar para el desarrollo del mismo.



### Diseño Básico

Aquí es donde se detallan las alternativas que se utilizarán para poder escoger las soluciones que se aplicarán. También se detallan todos los valores de parámetros necesarios para establecer el diseño técnicamente y económicamente.

### Diseño de detalle

En esta última etapa es donde se realiza el diseño con todos los detalles analizados a fondo y de igual manera se resuelve todo lo referente al sistema para así analizar que componentes serán necesarios y los resultados que estos podrían representar.

RETScreen realiza un proceso de análisis en base a las etapas mencionadas anteriormente, el cual consiste en partir de la ubicación para la instalación de una posible central, para así poder definir la base de datos históricos del recurso natural. Seguido de ello procede a realizar un análisis económico y energético del proyecto estableciendo costos y cantidades de energía que se podrían obtener del mismo, para así finalmente evaluar el riesgo financiero que puede tener la instalación del diseño planteado. Este proceso se puede apreciar en la figura 2.12.



FIGURA 2.12. Tipo de análisis realizado por RETScreen. [19]



Este programa permite el diseño de centrales de generación de energía eléctrica con varias tecnologías en cualquier parte del mundo, para estos análisis se sabe que es muy importante disponer de datos históricos para poder estimar la energía a obtener, por lo que RETScreen trabaja con la base de datos proporcionados por la NASA la cual trabaja en colaboración con el gobierno de Canadá. Para el análisis de costos, este programa utiliza parámetros económicos relacionados con la economía canadiense, sin embargo, permite modificar estos parámetros para realizar un análisis de acuerdo a la economía de otros países. Hay que tener en cuenta que el dólar canadiense tiene una equivalencia de 1.25 \$ [19] en relación al dólar americano por lo que se debe realizar el cambio de moneda el momento en el cual se hace un análisis económico.

## 2.4 INDICADORES FINANCIEROS

En todo proyecto energético juega un papel muy importante el ámbito económico ya que este determina la viabilidad de su aplicación o no, por ello es fundamental en cada proyecto realizar un análisis económico de todos los datos que se requieren hacer tanto en inversión como en operación. Para realizar estos análisis es necesario determinar costos de mercado para realizar comparaciones y así poder encontrar los índices financieros necesarios para llegar a determinar la rentabilidad económica y los peligros que podrían representar cualquier tipo de inversión.

### 2.4.1 COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En el Ecuador se establecen tarifas de generación de energía eléctrica con el fin de regularizar los costos a nivel nacional. Los precios a considerar por la energía considerada en el punto de entrega se presentan en la tabla 2.3.

TABLA 2.1, Precios preferentes de generación de energía eléctrica [16]

CENTRALES	PRECIO PREFERENTE (cUSD/kWh)
Hidráulicas	3
Eólicas	9.13
Fotovoltaicas	40.03





Los precios de las centrales eólicas y fotovoltaicas son establecidos por la regulación CONELEC-004/11 mientras que el precio de generación de la central hidroeléctrica está considerado en el Atlas de Estadística Anual y Multianual del sector Eléctrico Ecuatoriano [6].

### 2.4.2 PARÁMETROS FINANCIEROS

Para determinar si un proyecto es rentable es necesario utilizar parámetros que nos indiquen si es o no factible realizar cualquier tipo de inversión, los más conocidos son el VAN, la TIR y el PAYBACK.

#### VAN (Valor Actual Neto)

El valor actual neto también conocido como valor presente neto (VPN) es un parámetro o resultado que permite establecer el valor presente del flujo de caja de que provocaría una inversión, este valor es utilizado por empresas e inversionistas para poder determinar la rentabilidad de cualquier proyecto. El VAN se obtiene al diferir el valor de la inversión inicial con el presente de sus flujos de ingreso de efectivo descontados a una tasa que equivale al costo de capital de una empresa o negocio, de la forma como se explica a continuación.

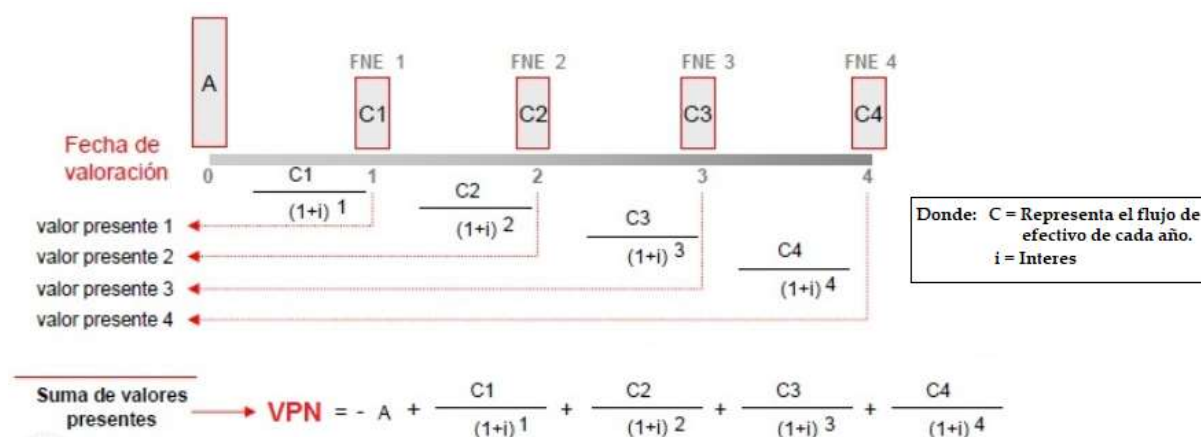


FIGURA 2.13. Proceso de cálculo del VAN o VPN [7].

Una vez calculado el valor del VAN, se debe establecer ciertos criterios que determinan si un proyecto es rentable o no, estos criterios son:



- VAN >0, Se acepta el proyecto ya que la empresa tendrá un rendimiento mayor.
- VAN <0, Se rechaza el proyecto ya que la empresa tendrá un rendimiento menor.
- VAN =0, Se rechaza el proyecto ya que no existirá ganancia alguna por lo que no es rentable.

Según estos criterios, el VAN debe ser positivo para que cualquier proyecto sea viable económicamente, sin embargo, debe tener un valor considerable debido a que toda empresa busca ganancias importantes ya que al ser el VAN un valor positivo, pero de valor pequeño, existirán ganancias, pero no tan significativas como se espera.

### TIR (Tasa Interna de Retorno)

La TIR nos sirve para evaluar porcentualmente la viabilidad económica de un proyecto analizando la ganancia que este generará en un determinado tiempo. Para que un proyecto sea muy atractivo económicamente, la TIR debe tener un valor positivo, cuanto mayor sea este valor más deseable se vuelve la inversión en el proyecto. Ahora bien, para poder determinar qué tan rentable es, se debe comparar el valor de la TIR con el valor de costo de capital que afecta al proyecto. La ecuación matemática para encontrar la TIR (ecuación 2.4), se detalla a continuación.

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (2.4)$$

Donde  $F_n$  → Flujo de efectivo que se genera en cada momento.

$i$  → Tasa de descuento.

$n$  → Tiempo del flujo de caja

Una vez que se encuentre la TIR, es necesario establecer los siguientes criterios.

- TIR > Costo de Capital, es aceptable el proyecto.
- TIR < Costo de Capital, NO es aceptable el proyecto.
- TIR = Costo de Capital, es aconsejable rechazar el proyecto.



### PAYBACK (Tiempo)

Este parámetro financiero es más conocido como el plazo de recuperación que se requiere para una inversión, es decir, con este índice se puede determinar el plazo necesario para recuperar la inversión inicial que se realiza en cualquier proyecto por medio de los flujos de caja netos que se obtendrán a lo largo de tiempo. El valor del PayBack se obtiene contando el número total de períodos que se requiere para igualar los flujos de caja acumulados con la inversión inicial, llegando así a establecer la ecuación 2.5.

$$PayBack = \frac{\sum A}{\sum Q} \quad (2.5)$$

Donde  $\sum A \rightarrow$  Suma de la inversión inicial, así como de todos los flujos negativos.

$\sum Q \rightarrow$  Suma de todos los flujos positivos originados por el proyecto.

Una vez que se encuentre el valor del PayBack, es necesario considerar los siguientes criterios.

- PayBack > Duración del proyecto, es aceptable el proyecto.
- PayBack < Duración del proyecto, NO es aceptable el proyecto.
- PayBack = Duración del proyecto, es aconsejable rechazar el proyecto.

### **2.4.3 AMORTIZACIÓN**

Un sistema de amortización es la forma de cómo se pretende realizar el pago de un posible préstamo en cuotas mensuales para invertir en un negocio o proyecto en el cual incluyen capital, seguros e intereses y se pretenda cancelar en un plazo determinado. Existen varios métodos de amortización que se pueden utilizar para cualquier análisis de capital, sin embargo, uno de los más utilizados es el sistema de amortización francés el cual se caracteriza por ser un sistema basado en el pago de cuotas constantes o de cuota fija. Esta cuota está compuesta por los intereses del préstamo y a su vez por la parte ya amortizada de la deuda, pero no en cantidades iguales lo que significa que pueden ir variando a lo largo del pago de la deuda.



Hay que tener en cuenta que existen tres aspectos importantes que se debe considerar en el proceso de amortización francés y estos son el capital prestado, el tipo de interés y la duración del préstamo. A continuación, se puede apreciar la ecuación 2.6, la cual sirve para calcular la cuota a pagar en una amortización francesa.

$$C = V \cdot \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad (2.6)$$

Donde  $C \rightarrow$  Cuota a pagar.

$V \rightarrow$  Cantidad del préstamo.

$i \rightarrow$  Tipo de interés del período

$n \rightarrow$  Numero de cuotas



## CAPÍTULO III

### METODOLOGÍA Y PROCESOS

En este capítulo, se analizan los tres recursos naturales disponibles para la generación de energía eléctrica en los alrededores de la comunidad de Molleturo. Estas formas de generación son basadas en agua, viento y radiación.

#### 3.1 GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

En el diseño de una mini central hidroeléctrica es necesario determinar varios parámetros los cuales son necesarios para el cálculo de la potencia a obtener, estos parámetros varían dependiendo de la ubicación en donde se pretende realizar el estudio de la mini central (De tipo embalse) y de otros factores que a lo largo del desarrollo se irán determinando. Para iniciar el diseño, se parte de la ecuación 3.1 la cual es mencionada en el capítulo II.

$$P = 9.81 \cdot Q_e \cdot H_n \cdot \eta_t \quad (3.1)$$

Donde

$Q_e \rightarrow$  Caudal de equipamiento (Considerando el caudal ecológico)

$H_n \rightarrow$  Altura Neta o Salto Neto

$\eta_t \rightarrow$  Rendimiento de la Turbina

Los parámetros que deben ser calculados son el caudal de equipamiento y la altura o salto neto los cuales se determinarán en base a cálculos sobre los datos medidos en un historial de caudales. El factor de rendimiento de la turbina se considerará un valor de 91% [13].

##### 3.1.1 LEVANTAMIENTO DE DATOS Y UBICACIÓN DEL PROYECTO

Para determinar el caudal de equipamiento y el salto neto, es necesario determinar el lugar más idóneo para la ubicación de una mini central hidroeléctrica y sobre todo buscar un lugar en el que existan datos históricos de caudal de por lo menos dos



años [5], por esta razón se realizó la búsqueda de los mismos en algunas estaciones meteorológicas de varias instituciones como el INAMHI, ETAPA EP, Universidad de Cuenca (departamento de recursos hídricos y ciencias ambientales), etc. La institución que dispone de una estación meteorológica más cercana a la comunidad de Molleturo es ETAPA EP, esta estación es conocida como "Estación Sunincocha" y está ubicada en el kilómetro 48 de la vía Cuenca - Molleturo tal como se puede ver en la figura 3.1.



FIGURA 3.1. Ubicación de la estación Sunincocha – (Elaboración propia)

La mencionada estación posee datos históricos de tres años consecutivos, desde el 2017 hasta la actualidad, por lo que, al realizar las gestiones necesarias, los datos fueron proporcionados hasta el 31 de octubre del 2019.

Una vez obtenida esta información, se realizaron varias visitas en campo para poder establecer los mejores lugares en los que podría funcionar la mini central hidroeléctrica, de esta manera se logró establecer las dos mejores opciones a considerar a cada lado de la cuenca del río. Las propuestas se pueden apreciar en la figura 3.2.

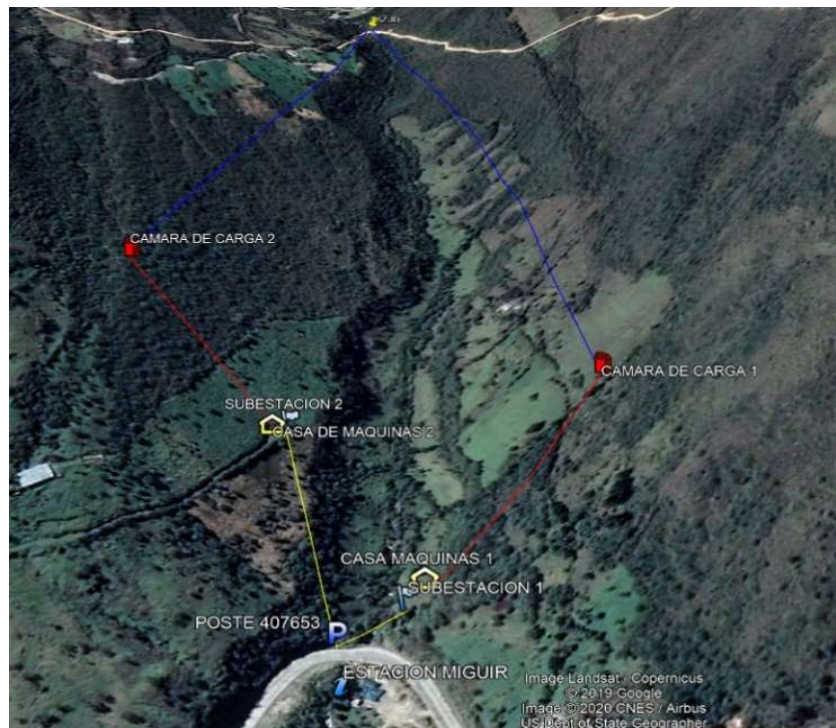


FIGURA 3.2. Opciones diseño de minicentral hidroeléctrica (Elaboración propia).

Las coordenadas de cada elemento que conforman las propuestas de cada mini central hidroeléctrica fueron tomadas en campo con un GPS de marca GARMIN modelo 60CSx, con el cual se determinaron los siguientes puntos georreferenciados (Figura 3.3).

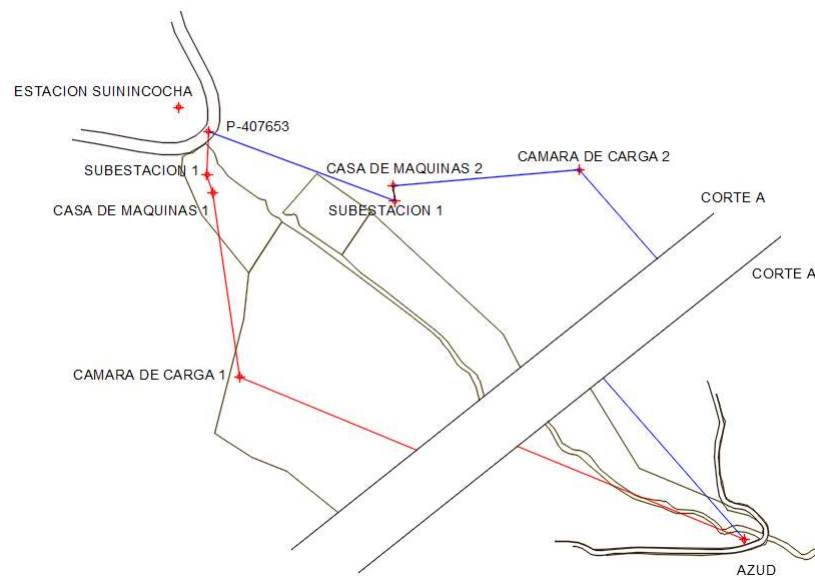


FIGURA 3.3. Puntos GPS de cada elemento de la minicentral (Elaboración propia).



Estas coordenadas son generadas en formato UTM por lo que es necesario transformar a coordenadas en grados, minutos y segundos para poder ubicar cada elemento en la herramienta virtual de Google Earth, para ello fue necesario utilizar un conversor de coordenadas llamado ARCGEEK, el cual se puede observar en la figura 3.4.

FIGURA 3.4. Conversión de coordenadas UTM a coordenadas sexagesimales. <sup>2</sup>

Con la ayuda de Arcgeek, se obtuvieron las ubicaciones de cada elemento en las dos opciones planteadas y con estos resultados se determinaron las alturas y longitudes entre el azud, cámara de carga y casa de máquinas logrando determinar así el salto neto en cada propuesta.

TABLA 3.1. Alturas y longitudes de cada opción de diseño de hidroeléctrica (Valores determinados en Google Earth).

		OPCION 1	OPCION 2
ALTURA (m.s.n.m)	AZUD	3636	3636
	CÁMARA DE CARGA	3469	3520
	CASA DE MÁQUINAS	3394	3441
LONGITUD	AZUD-CÁMARA DE CARGA	821	665
	CÁMARA DE CARGA-CASA DE MÁQUINAS	174	178
	SALTO NETO	<b>240.60</b>	<b>193.60</b>
	CATETO TUBERÍA	75	79
	LÍNEA TRIFÁSICA	46.9	185

<sup>2</sup> Conversor de coordenadas ARCGEEK. <https://franzpc.com/apps/conversor-coordenadas-geograficas-utm.html>.





Como se puede observar en la tabla 3.1, la propuesta 1 es la más idónea para el análisis debido a que posee algunas ventajas sobre la opción dos tales como:

- ✓ El salto neto obtenido en la propuesta 1 supera a la segunda con una diferencia de 47 metros.
- ✓ La longitud que tendría el tendido eléctrico que conectaría la subestación con el alimentador 0527 en la opción 1 (46.9 metros) sería mucho menor, lo cual la hace más factible debido a la facilidad de construcción y reducción de costos.
- ✓ En la figura 3.2 se puede observar que en la primera opción existe menor vegetación, lo cual facilita la construcción del canal de agua, cámara de carga, casa de máquinas y subestación ya que existiría un menor desbroce de plantas produciendo un bajo impacto ambiental en la zona.
- ✓ Al existir menor vegetación en la primera propuesta, facilita el acceso de personal y maquinaria para la construcción de la mini central, representando así una ventaja adicional a las mencionadas anteriormente.

Con las ventajas mencionadas, se escogió la primera opción para poder establecer la mini central. Las coordenadas de cada elemento, se presentan en la tabla 3.2.

TABLA 3.2. Coordenadas de los elementos de la mini central hidroeléctrica (Fuente: Elaboración propia).

UBICACIÓN	UTM		COORDENADAS	
	X	Y	LATITUD	LONGITUD
<b>AZUD</b>	688255.9	9689140.8	2°48'40.26"S	79°18'23.09"O
<b>CAMARA DE CARGA</b>	687500.6	9689451.8	2°48'30.17"S	79°18'47.56"O
<b>CASA DE MAQUINAS</b>	687475.8	9689622.9	2°48'24.60"S	79°18'48.37"O
<b>SUBESTACION</b>	687470.3	9689639.8	2°48'24.05"S	79°18'48.55"O
<b>POSTE ALIMENTADOR (407653)</b>	687471.61	9689680.12	2°48'22.54"S	79°18'48.36"O
<b>ESTACION SUININCOCHA</b>	687443.8	9689702.5	2°48'22.01"S	79°18'49.41"O

En la figura 3.5, se detalla la ubicación de cada uno de los elementos de la mejor opción determinada anteriormente, como es el azud, cámara de carga, casa de máquinas, subestación y el poste N° 407653 por el cual pasa el alimentador 0527.



FIGURA 3.5. Ubicación de elementos de mini hidroeléctrica. (Elaboración propia)

En la figura 3.5 se evidencia que el proyecto inicia en el azud para luego continuar a la cámara de carga, ésta distancia (De color Azul) es de aproximadamente 821 m. El perfil de elevación de este recorrido se encuentra en la figura 3.6, donde se observa que la trayectoria es aproximadamente plana evitando la pérdida de altura.

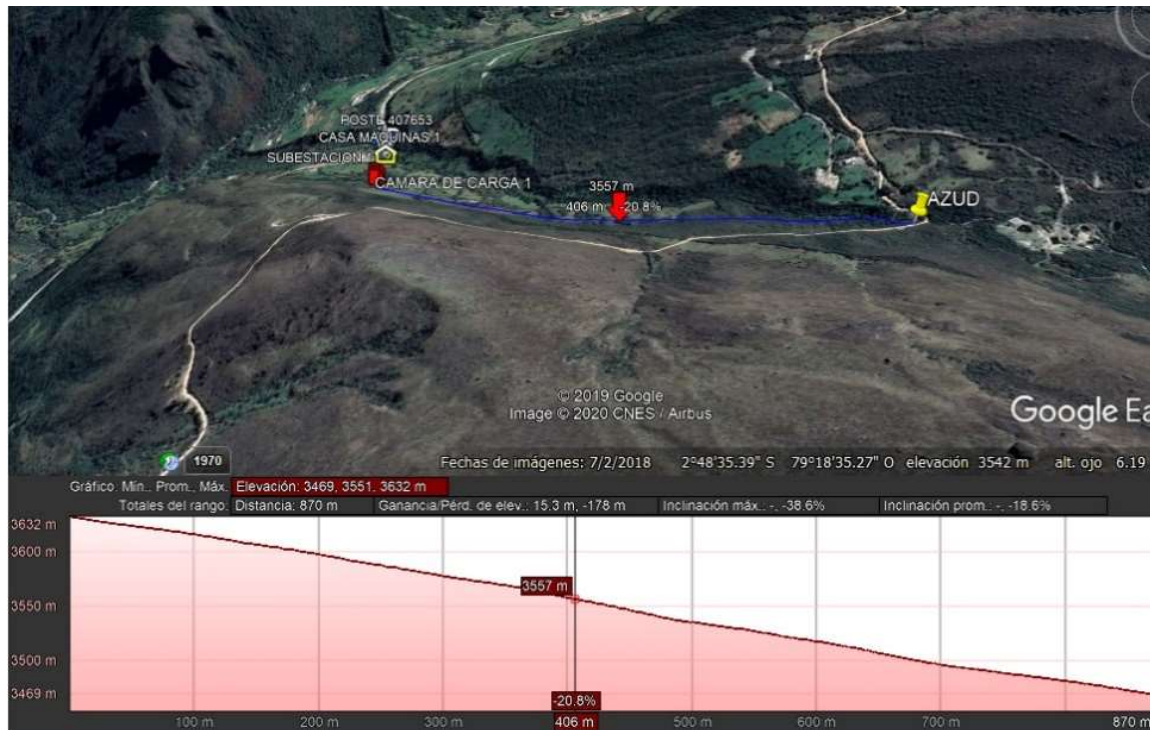


FIGURA 3.6. Perfil de elevación trayectoria Azud – Cámara de Carga. (Elaboración propia)



La trayectoria entre el azud y la cámara de carga no presenta elevaciones por lo que la pendiente de la ladera es idónea para la construcción de un canal de agua, el cual abastecerá la cámara de carga. Por otro lado, el segundo segmento del proyecto parte desde la cámara de carga hacia la casa de máquinas (Trayectoria de color rojo), esta trayectoria está compuesta por una tubería forzada la cual debe aprovechar en lo posible el salto de agua para obtener mejores resultados. Para esta trayectoria se dispone de una longitud aproximada de 174m y se tiene el siguiente perfil de elevación (Figura 3.7).

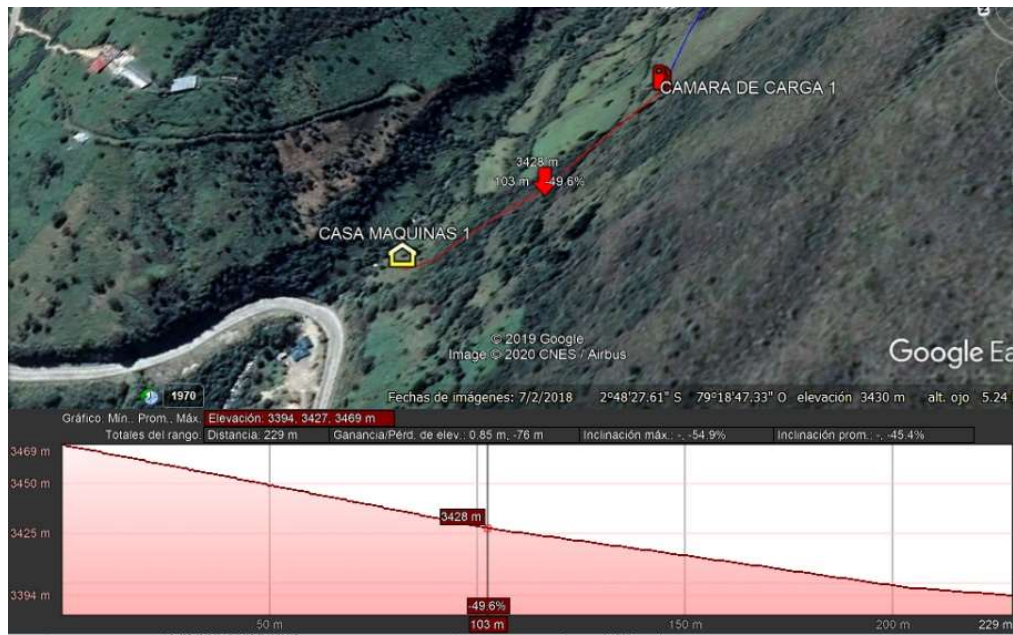


FIGURA 3.7. Perfil de elevación de la trayectoria Cámara de Carga – Casa de máquinas. (Elaboración propia)

Las alturas y longitudes de cada elemento de la mini central, se pueden apreciar en la tabla 3.3.

TABLA 3.3. Alturas y longitudes de elementos de la mini central hidroeléctrica (Fuente: Tomado de Google Earth.)

<b>AZUD</b>		3636
<b>CÁMARA DE CARGA</b>	<b>ALTURA (m)</b>	3469
<b>CASA DE MÁQUINAS</b>		3394
<b>AZUD-CÁMARA DE CARGA</b>	<b>LONGITUD (m)</b>	821
<b>CÁMARA DE CARGA-CASA DE MÁQUINAS</b>		174



### 3.1.2. ANÁLISIS DE DATOS

#### 3.1.2.1 DATOS DE CAUDAL DE ESTACIÓN SUNINCOCHA

Como ya se mencionó anteriormente, los datos fueron proporcionados por la empresa pública ETAPA EP, la cual realiza mediciones de caudal por medio de la estación hidrológica "Sunincocha". Esta estación posee datos de caudal diarios en  $m^3/s$ , los cuales son descargados a un computador y son exportados en un archivo de Excel, el cual ha sido de gran ayuda para poder establecer promedios y medianas de caudal diario y así lograr establecer la tendencia central más próxima de todos los datos. Para realizar el análisis de la mini central hidroeléctrica, los valores obtenidos fueron de los tres últimos años, desde el día 17/01/2017 hasta el día 31/10/2019 (Fecha en la cual fueron suministrados los datos) y luego, para trabajar de una manera ordenada, los datos fueron agrupados en los períodos 2017, 2018 y 2019 (ver en el ANEXO 2) logrando así encontrar el año representativo de todas las mediciones realizadas.

#### 3.1.2.2 DEPURACIÓN DE DATOS MEDIANTE COEFICIENTE DE CHAUVENET

Con todos los valores ya agrupados, se procede a eliminar los datos considerados como "malos", es decir, aquellos que no son significativos para el análisis debido a que se encuentran distantes de los demás datos y para encontrar estos valores atípicos existe un método denominado el coeficiente de Chauvenet.

##### Coeficiente de Chauvenet

El criterio de Chauvenet consiste en rechazar todas aquellas medidas cuya probabilidad de aparición sea inferior a  $1/(2n)$ , donde  $n$  es el número de datos obtenidos. Luego es necesario basarse en cuánto difiere el valor dudoso de la media, es decir, se deben rechazar todas las medidas  $x_i$  que cumplan con el siguiente criterio de la ecuación 3.2:

$$|x_i - \bar{x}| > K \times s \quad (3.2)$$



Dónde:  $x_i$  = Dato a evaluar

$\bar{x}$  = Media aritmética

$K$  = Coeficiente de Chauvenet

$s$  = Desviación estándar

El coeficiente de Chauvenet se obtiene a partir del número de datos  $n$ , por lo que existen diferentes coeficientes para un valor determinado  $n$ . En la tabla 3.4, se presenta los coeficientes de Chauvenet para diferentes números de datos, algunos de estos fueron investigados [12] mientras que para los valores de este estudio fueron estimados con interpolación (Datos resaltados de color gris).

TABLA 3.4. Coeficientes de Chauvenet para diferentes números de muestras [12].

N	Coeficiente Chauvenet
100	2,81
288	3,120
300	3,14
365	3,189
366	3,1895
500	3,29
1.000	3,48
1.461	3,65518

Una vez aplicado el criterio de Chauvenet, el número de datos eliminados en cada grupo son los presentados en la tabla 3.5.

TABLA 3.5, Cantidad de datos atípicos encontrados en datos de caudal  
(Elaboración propia)

AÑO	NÚMERO DE DATOS ATÍPICOS
2017	1
2018	8
2019	4



Los datos finales con los que se realizó el diseño de la minicentral hidroeléctrica, se encuentran en el ANEXO 2.

### 3.1.2.3. OBTENCIÓN DEL AÑO REPRESENTATIVO

Para el análisis de caudales se disponen de valores diarios de caudal medidos durante los años 2017, 2018 y 2019, de estos valores es necesario determinar el año representativo para así poder encontrar los resultados más óptimos en los cálculos que se pretenden realizar. Para ello se debe encontrar el caudal promedio diario de cada mes y así poder comparar con la mediana de todos los datos disponibles, el año en el cual se encuentre el valor o los valores de los meses más próximos a la mencionada mediana será el considerado como el año representativo de los 3 analizados. Estos promedios se presentan en el ANEXO 3. La figura 3.8 muestra el caudal medio diario obtenido de los datos analizados.

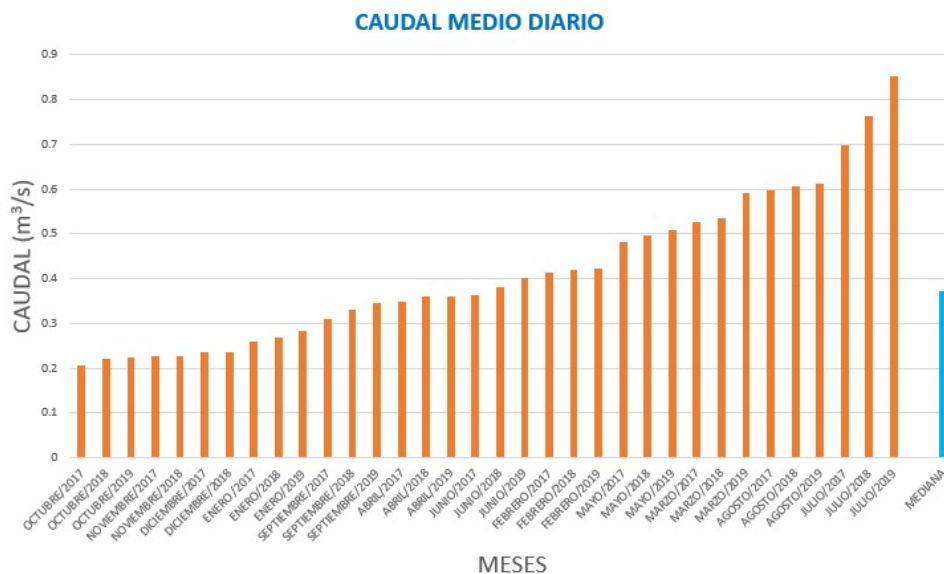


FIGURA 3.8. Caudal medio diario por mes (Elaboración propia)

En la figura 3.8 se puede ver que el mes más próximo a la mediana es el mes de junio del 2018 al igual que el mes de abril del mismo año, por lo que se puede determinar que el año representativo en datos de caudal es el año 2018. Con este resultado, se procede a obtener la curva de caudales clasificados del mencionado año para poder así visualizar de mejor manera el comportamiento del mismo, el cual se puede apreciar en la figura 3.9.

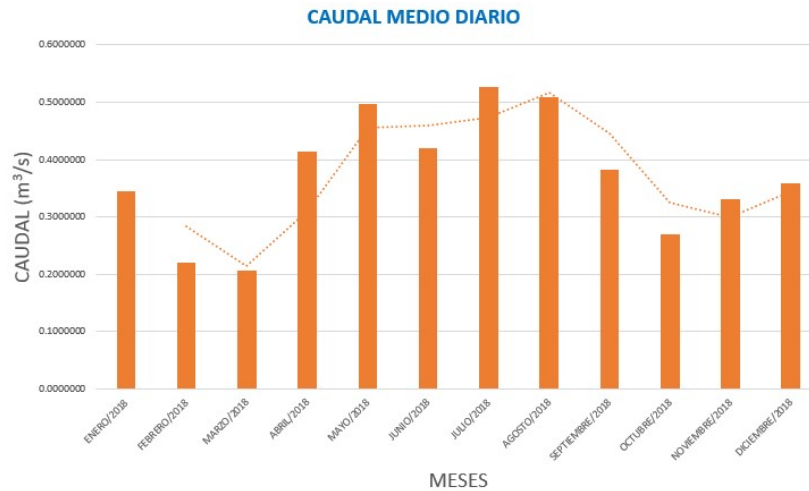


FIGURA 3.9. Comportamiento del caudal del año representativo (2018).

(Elaboración propia)

En este comportamiento durante el año 2018 se puede apreciar que los meses con mayor cantidad de caudal están entre los meses de mayo y agosto, por lo que en este período de tiempo se puede obtener una buena reserva para la producción de energía eléctrica.

### 3.1.2.4. CAUDAL DE EQUIPAMIENTO

Dado que todo tipo de proyecto hidroeléctrico posee un impacto ambiental, es necesario preservar en su mayoría la vida del río y procurar que el mencionado impacto sea lo más bajo posible. Para lograr esto, el registro oficial No. 41. [15] Indica que para preservar el ecosistema del río a represar se debe considerar al menos el 10% del caudal del mismo, a este porcentaje de caudal se le denomina caudal ecológico. En la figura 3.10 se puede apreciar el comportamiento de los caudales normal y ecológico, mientras que en la figura 3.11 se visualiza las curvas de caudal clasificado de los mismos.

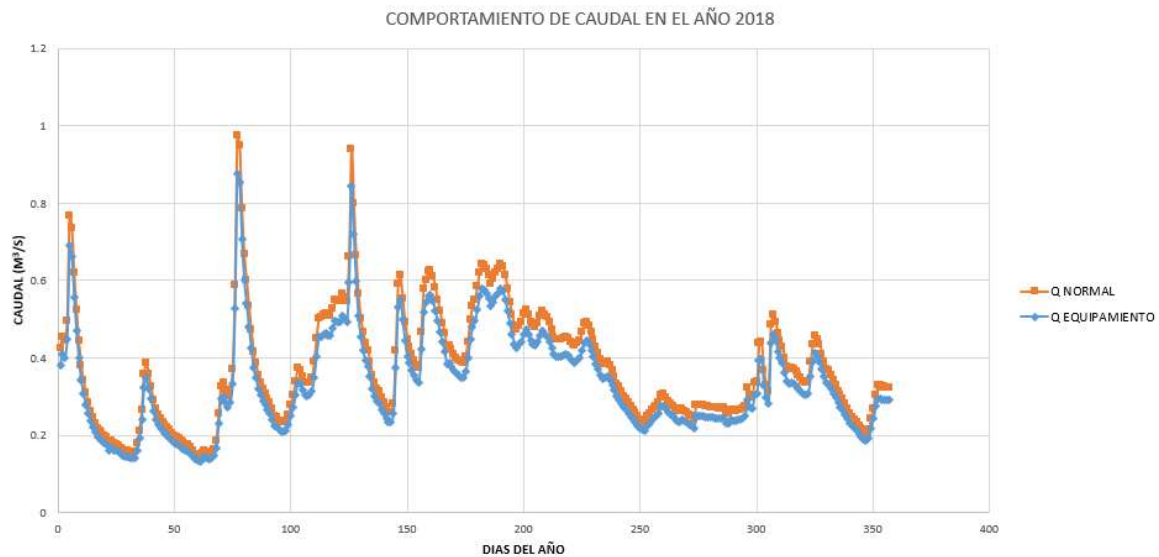


FIGURA 3.10. Comportamiento del caudal normal y caudal ecológico (2018)

(Elaboración propia).

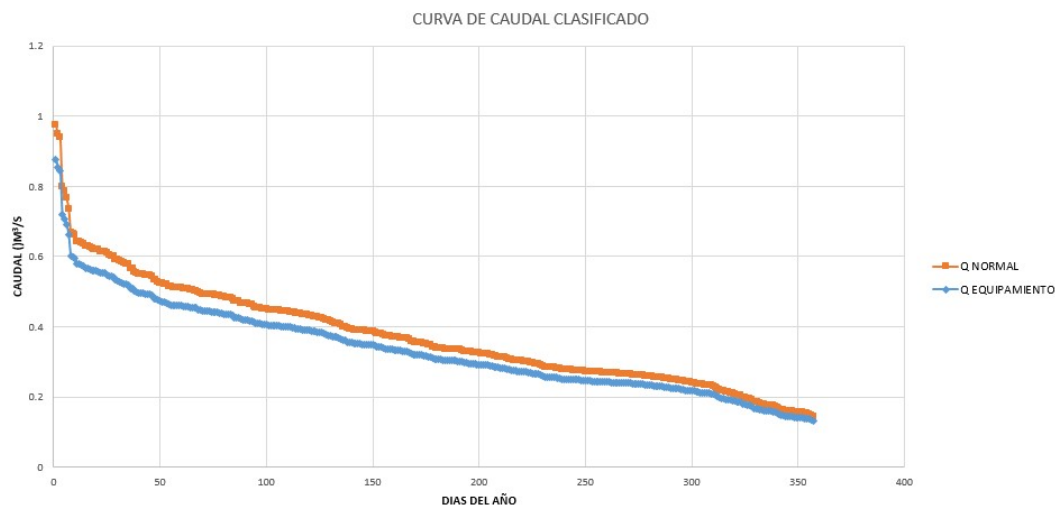


FIGURA 3.11. Curvas de caudal clasificado en el año (2018) (Elaboración propia)

En relación a la figura 3.11 se procede a encontrar el caudal necesario para los cálculos de energía, a este valor se lo denominará caudal de equipamiento. Para encontrar este valor, se debe considerar el caudal presente en el río al menos 100 días durante el año (Criterio tomado del ONUDI) [13], determinando así que el caudal de equipamiento es de  $0.41 \text{ m}^3/\text{s}$  aproximadamente. Ahora bien, para obtener un valor más exacto y confiable del caudal de equipamiento, se procede a calcular mediante un proceso de interpolación el cual está basado en la ecuación 3.3.





$$y_x = y_o + \frac{x-x_o}{x_1-x_o}(y_1 - y_o) \tag{3.3}$$

Donde los valores de los puntos (X<sub>o</sub>; Y<sub>o</sub>) corresponden al límite inferior y los puntos (X<sub>1</sub>; Y<sub>1</sub>) corresponden al límite superior de los valores de caudal de equipamiento.

TABLA 3.6. Valores superiores e inferiores de la curva de caudal de equipamiento clasificado (Elaboración propia)

	DÍAS	CAUDAL (m <sup>3</sup> /s)
LÍMITE INFERIOR	50	0.4727415
LÍMITE SUPERIOR	150	0.348180974

Al reemplazar estos valores en la ecuación 3.4, se determina que,

$$Q_{equip.} = 0.4727415 + \frac{100-5}{150-50}(0.348180974 - 0.4727415) = \mathbf{0.410m^3/s} \tag{3.4}$$

Lo cual establece que el caudal de equipamiento es de **0.410 m<sup>3</sup>/s**.

### 3.1.2.5. PÉRDIDAS DE CARGA Y SALTO NETO

Para determinar el salto neto, es necesario establecer las alturas necesarias de cada componente de la central y estas serán determinadas con la ayuda de Google Earth, debido a que en esta herramienta fueron colocados los puntos tomados con GPS. Estas alturas se pueden apreciar en la figura 3.12 (el cálculo de las mismas se detalla más adelante).

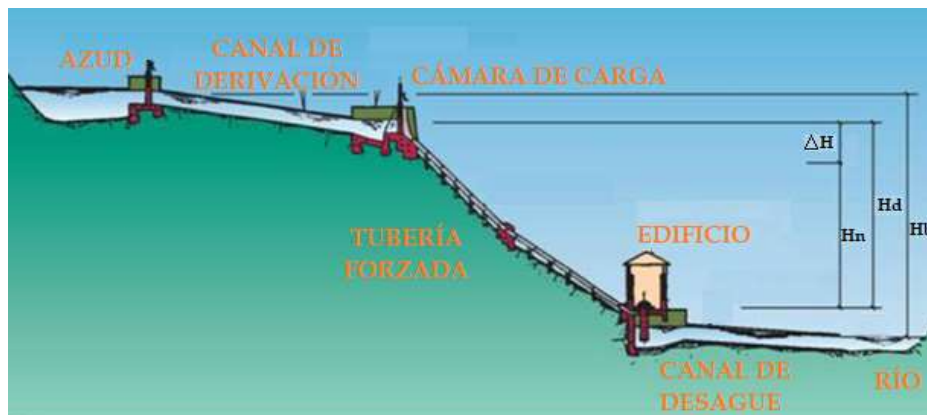


FIGURA 3.12. Alturas en una minicentral Hidroeléctrica [21].



Por otro lado, es necesario determinar las pérdidas de carga que existen en cada elemento de la mini central hidroeléctrica tales como canal, reja, codos, etc. Cada elemento posee una configuración diferente por lo que el cálculo para cada una de las partes se lo realizará de forma detallada, tal como se muestra a continuación:

- Pérdidas de carga en canal

Para el cálculo de pérdidas en el canal, se utilizan las siguientes expresiones:

$$Q = \frac{1}{n} + \frac{A^{5/3} \cdot S^{1/2}}{P^{2/3}} \quad (3.5)$$

$$S = \frac{h_f}{L} \quad (3.6)$$

Donde

Q → Caudal de equipamiento

S → Gradiente Hidráulico

n → Coeficiente de Maning

L → Longitud del canal

A → Área del canal

hf → Pérdidas de carga en el canal

P → Perímetro del canal

En la tabla 3.7, se detallan los datos y resultados obtenidos:

TABLA 3.7. Datos y resultados de pérdidas de carga en el canal (Elaboración propia)

DATOS		
SECCION CUADRADA	ALTO	1
	ANCHO	1
COEFI. DE MANING.	NORMAL	0.022
CÁLCULO		
ÁREA	A	1
PERÍMETRO	P	3
LONGITUD DEL CANAL	L	821
GRADIENTE HIDRAÚLICO	S	0.0001
<b>PÉRDIDAS CARGA EN CANAL</b>	<b>hf(m)</b>	<b>0.28966</b>



Cabe indicar que el coeficiente de Maning fue considerado de 0.022 [1] ya que este es el indicado para excavación en tierra.

○ Pérdidas de carga en reja

Para el cálculo de pérdidas en la reja, se utilizan las siguientes expresiones:

$$Superficie\ en\ Reja = \frac{1}{k_1} \cdot \frac{1}{t+b} + \frac{Q}{V_o} + \frac{1}{sen(\beta)} \quad (3.7)$$

$$H_f = k_1 \cdot \left(\frac{t}{b}\right)^{\frac{4}{3}} \cdot \left(\frac{V_o^2}{2g}\right) \cdot sen(\beta) \quad (3.8)$$

Donde

$k_1$  → Coeficiente de limpia rejas (0.8 con limpia rejas y 1 sin limpia rejas) [1]

$t$  → Espesor de bordes

$V_o$  → Velocidad en el canal

$b$  → Distancia entre pletinas

$\beta$  → Inclinación

$Q$  → Caudal de equipamiento

$g$  → Gravedad

En la tabla 3.8, se detallan los datos y resultados obtenidos:

TABLA 3.8. Datos-resultados de pérdidas de carga en la reja (Elaboración propia)

DATOS		
<i>Con rejillas de acero inoxidable</i>		
INCLINACIÓN	B (°)	60
ESPESOR BORDES	t(mm)	12
BORDES RECTOS	kt(adim)	2.4
DISTANCIA ENTRE PLETINAS	b(mm)	70
VELOCIDAD EN EL CANAL	$V_o$ (m/s)	1
CONSTANTE DE GRAVEDAD	$g$ (m/s <sup>2</sup> )	9.81
COEFICIENTE	$k_1$	1
CÁLCULO		
SUPERFICIE REJA	S.rej (m <sup>2</sup> )	0.069359972
<b>PÉRDIDA CARGA EN REJA</b>	<b>Hf(m)</b>	<b>0.01009</b>



○ Pérdidas de carga en compuerta

Para el cálculo de pérdidas en la compuerta, es necesario determinar la ecuación a utilizar de acuerdo a la literatura de hidrología, para ello se debe encontrar la relación de diámetros del canal la cual es  $d/D=0.75$  [3]. Con este dato se determina la expresión matemática a utilizar en el cálculo y a su vez el coeficiente "k" de acuerdo a la figura 3.13.

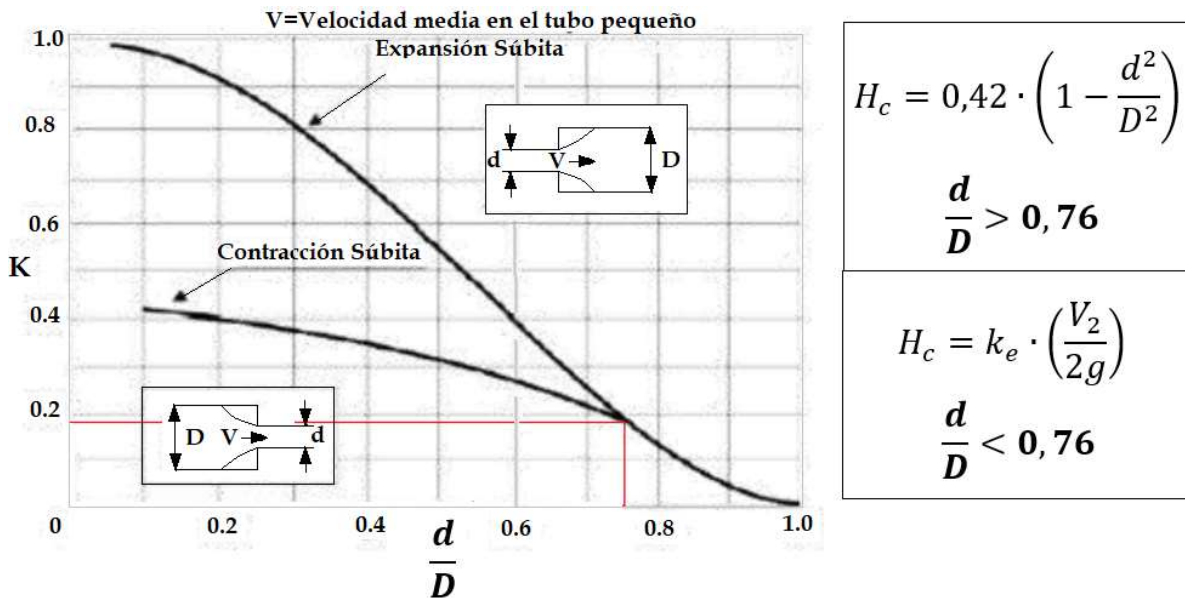


FIGURA 3.13. Gráfica de pérdidas en la compuerta [14].

Dado que la relación  $d/D$  es menor a 0,76, la ecuación a utilizar es:

$$H_c = k_e \cdot \left(\frac{V_2}{2g}\right) \quad (3.9)$$

Donde

$k_e \rightarrow$  Coeficiente de pérdidas

$g \rightarrow$  Gravedad

$V_2 \rightarrow$  Velocidad en cámara

$H_c \rightarrow$  Pérdidas en compuerta

En la tabla 3.9, se detallan los datos y resultados obtenidos:



TABLA 3.9. Datos y resultados de pérdidas de compuerta (Elaboración propia).

DATOS		
D	(m)	1
d	(m)	0.75
RELACION d/D	d/D	0.75
VELOCIDAD EN EL CANAL	V <sub>1</sub> (m/s)	1
CONSTANTE DE GRAVEDAD	g(m/s <sup>2</sup> )	9.81
Q=S1V1=S2V2		
CÁLCULO		
<b>Según grafica d/D y &lt;0.76</b>	<b>ke (adim)</b>	<b>0.175</b>
VELOCIDAD EN CAMARA	V <sub>2</sub> (m/s)	1.777778
<b>PÉRDIDA CARGA EN REJA</b>	<b>H<sub>c</sub>(m)</b>	<b>0.01586</b>

○ Pérdidas de carga en codos

Para el cálculo de pérdidas en los codos, se utiliza la expresión 3.10:

$$H_4 = \xi \cdot \left( \frac{V^2}{2g} \right) \quad (3.10)$$

Donde  $V^2 \rightarrow$  Velocidad en el canal

$\xi \rightarrow$  Coeficiente en cada codo

$g \rightarrow$  Gravedad

Para el diseño de la mini central se plantean dos codos de 30 y 60 grados para la trayectoria de la tubería, por lo que es necesario determinar el valor  $\xi$  para cada codo. De acuerdo a lo investigado [13], la constante  $\xi$  varía dependiendo del ángulo de cada codo y según la facultad de ciencias e ingeniería de la universidad católica de Perú [13], los valores de  $\xi$  son:

$$\text{Codo } 30^\circ \rightarrow \xi = 0.0925$$

$$\text{Codo } 60^\circ \rightarrow \xi = 0.364$$



Con estos valores, se procede a calcular las pérdidas, en la tabla 3.10 se detallan los datos y resultados obtenidos:

TABLA 3.10. Datos y resultados de pérdidas en los codos (Elaboración propia).

DATOS			
Ángulo vivo			
Cantidad de codos	2		
Ángulo 1 (°)	(°)	60	
Ángulo 2 (°)	(°)	30	
Q=S1V1=S2V2			
Velocidad en el canal	Vo (m/s)	1	
V2	(m/s)	1.777777778	
Constante de gravedad	g (m/s <sup>2</sup> )	9.81	
CÁLCULO			
(°)	20	40	60
E	0.046	0.139	0.364
Interpolación			
(°)	30		60
E	0.0925		0.364
Pérdida de carga en cada codo	0.004714577		0.05863505
<b>Pérdida de carga en codos</b>	<b>h4 Total (m)</b>	<b>0.06334963</b>	

- Pérdidas de carga en la compuerta de la válvula

Para el cálculo de pérdidas en la compuerta, se utiliza la expresión 3.11:

$$H_g = \frac{k \cdot V^2}{2g} \quad (3.11)$$

Donde  $H_g$  → Pérdidas en la compuerta de válvulas

k → Coeficiente de acuerdo a la relación de diámetros

V → Velocidad en el canal

g → Gravedad

En la tabla 3.11, se detallan los datos y resultados obtenidos:



TABLA 3.11. Datos y resultados de pérdidas en la compuerta de la válvula  
(Elaboración propia).

Compuerta Rectangular a la entrada de la cámara de carga		
RELACION d/D	d/D	0.5
VELOCIDAD EN EL CANAL	V1(m/s)	1
CONSTANTE DE GRAVEDAD	g(m/s <sup>2</sup> )	9.81
Válvula Mariposa		
Entrada de la sala de máquina hay una válvula de mariposa		
Ángulo de ataque	(°)	30
V2	(m/s)	1.777777778
CONSTANTE DE GRAVEDAD	g (m/s <sup>2</sup> )	9.81
Cálculo Compuerta Rectangular		
d/D=0,5	k (adim)	4.02
<b>Pérdidas carga en compuerta</b>	<b>bg (m)</b>	<b>0.20489297</b>
Cálculo Válvula Mariposa		
Utilizo tubo circular		
30°	k(admi)	3.91
<b>Pérdidas carga en válvula</b>	<b>bg (m)</b>	<b>0.62984357</b>

○ Pérdidas de carga en tubería

Para el cálculo de pérdidas en la tubería, se utiliza la expresión 3.12:

$$\frac{H_f}{L} = 10.3 \frac{n^2 \cdot Q^2}{D^{5.23}} \quad (3.12)$$

Donde

$H_f$  → Pérdidas de carga en tubería

Q → Caudal de equipamiento

L → Longitud de tubería

D → Diámetro de tubería

n → Coeficiente de Manning

En la tabla 3.12, se detallan los datos y resultados obtenidos:



TABLA 3.12. Datos y resultados de pérdidas en la tubería (Elaboración propia)

Tubería forzada de acero		
dos tramos		
	Primero	Segundo
Diámetro (m)	1	0.75
Longitud	225	112
CÁLCULO		
n manning acero	liso sin pintar	0.012
	Ht1 (m)	0.056224621
	Ht2 (m)	0.126006118
<b>Pérdidas de carga en tubería</b>	<b>Ht Total (m)</b>	<b>0.182230739</b>

Cabe indicar que todos los coeficientes, gradientes, y constantes fueron consultados en libros de hidráulica [1]. Finalmente, el resumen de las pérdidas de carga se presenta en la tabla 3.13.

TABLA 3.13. Pérdidas de carga presentes en la minicentral hidroeléctrica (Elaboración propia).

PÉRDIDAS DE CARGA		
PARTE DE LA MINICENTRAL	ABREVIATURA	VALOR (m)
PÉRDIDAS DE CARGA EN CANAL	hf	0.28966
PÉRDIDAS DE CARGA EN REJA	Hf	0.01009
PÉRDIDAS DE CARGA EN COMPUERTA	hc	0.01586
PÉRDIDAS DE CARGA EN CODOS	h4	0.06334963
PÉRDIDAS DE CARGA EN COMPUERTA DE VÁLVULA	bgc	0.20489297
PÉRDIDAS DE CARGA EN VÁLVULA	bgv	0.62984357
PÉRDIDAS DE CARGA EN TUBERIA	Ht	0.18223074
<b>hc</b>		<b>1.39592608</b>

Con las pérdidas de carga establecidas y las alturas de cada elemento de la minicentral (Figura 3.12), se procede a calcular el salto neto con la expresión matemática 3.13.

$$H_n = H_b - h_c \quad (3.13)$$





TABLA 3.14. Resultados de pérdidas de carga y salto neto (Elaboración propia).

SALTO BRUTO NATURAL	Hb (m)	242
ALTURA CANAL	Hc (m)	167
SALTO ÚTIL	Hu (m)	242
ALTURA PÉRDIDAS DE CARGA	hc (m)	1.39592608
<b>SALTO NETO</b>	Hn (m)	<b>240.604074</b>
<b>Q EQUIPAMIENTO</b>	Qe (m <sup>3</sup> /s)	<b>0.41046124</b>

Cabe indicar que para el cálculo de pérdidas en cada elemento se tomó como guía la unidad didáctica de "Centrales Hidráulicas" de la universidad de Cantabria [3].

### 3.1.2.6. POTENCIA Y ENERGÍA

Una vez determinado el caudal de equipamiento en el salto neto, se procede a calcular la energía que se puede obtener con los mencionados datos. Para ellos es necesario definir el tipo de turbina se puede emplear en la producción de energía, para lo cual se utiliza la gráfica de los fabricantes de turbinas Gilbert Gilkes & Gordon Ltd como referencia (figura 3.14) [21].

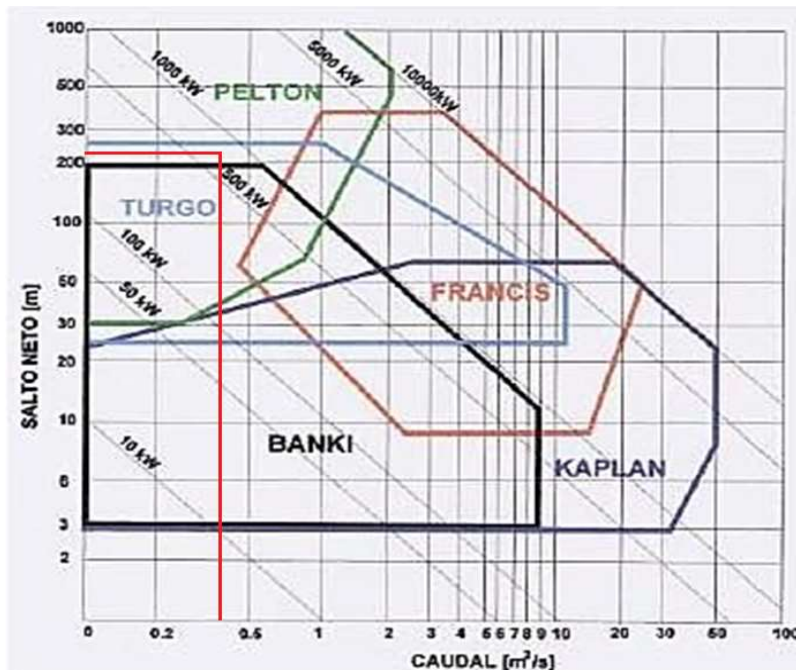


FIGURA 3.14. Carta de aplicación de turbinas [21].



De acuerdo a la figura 3.14, se puede utilizar dos tipos de turbinas, la Pelton y la Turgo, sin embargo, la más recomendable por su diseño y confiabilidad es la turbina Pelton (para este caso se considera la turbina Pelton de un alabe). En la tabla 3.15, se presentan las características de la mencionada turbina.

TABLA 3.15. Características técnicas de turbina Pelton [13].

TURBINA		
<i>Q<sub>equi</sub></i>	<i>m<sup>3</sup>/s</i>	0.410461237
<i>H<sub>neto</sub></i>	<i>m</i>	240.6040739
<b>TUBINA SELECCIONADA</b>		PELTON
<b>SALTO</b>		>200M
<b>TIPO</b>		ALTA PRESIÓN
<i>Capacidad</i>		10kW-5MW
<i>Voltaje nominal</i>		690 V
<i>1 tobera</i>		0.9

DATOS		
<b>Altura Neta (Hn)</b>	<b>240.6</b>	<b>m</b>
<b>Caudal Turbinable (Qd)</b>	<b>0.4105</b>	<b>m<sup>3</sup>/s</b>
<b>Gravedad</b>	<b>9.81</b>	<b>m/s<sup>2</sup></b>

Con los datos ya establecidos, se procede a calcular la potencia nominal que podría generar la mini central hidroeléctrica, para ello es necesario utilizar la expresión matemática (Ecuación 3.1), con la cual se obtuvieron los resultados presentados en la tabla 3.16.

TABLA 3.16. Potencia que podría generar la mini central hidroeléctrica (Elaboración propia).

<b>POTENCIA INSTALADA</b>	<b>968,82</b>	<b>kW</b>
<b>RENDIMIENTO</b>	<b>0,91</b>	<b>%</b>
<b>POTENCIA EFECTIVA</b>	<b>881,63</b>	<b>kW</b>
<b>CAUDAL MÍNIMO</b>	<b>0,041</b>	<b>m<sup>3</sup>/s</b>



La potencia efectiva que la minicentral podría producir es de 881,63 kW, cabe mencionar que se debe tener un caudal mínimo para que la turbina permanezca en funcionamiento, por esta razón se consideró el 10% del caudal turbinable llegando a determinar que se requiere de un caudal mínimo de 0,041 m<sup>3</sup>/s presente en el río.

En lo que se refiere al rendimiento de la turbina, fue necesario establecer una curva de rendimiento de la misma en base al caudal disponible, para ello fue necesario establecer el porcentaje del caudal nominal diario y agrupar los valores repetidos tal como se muestra en el ANEXO 4. Con este análisis, se determinaron los valores de caudal nominal (en porcentaje) y el rendimiento para cada uno de ellos.

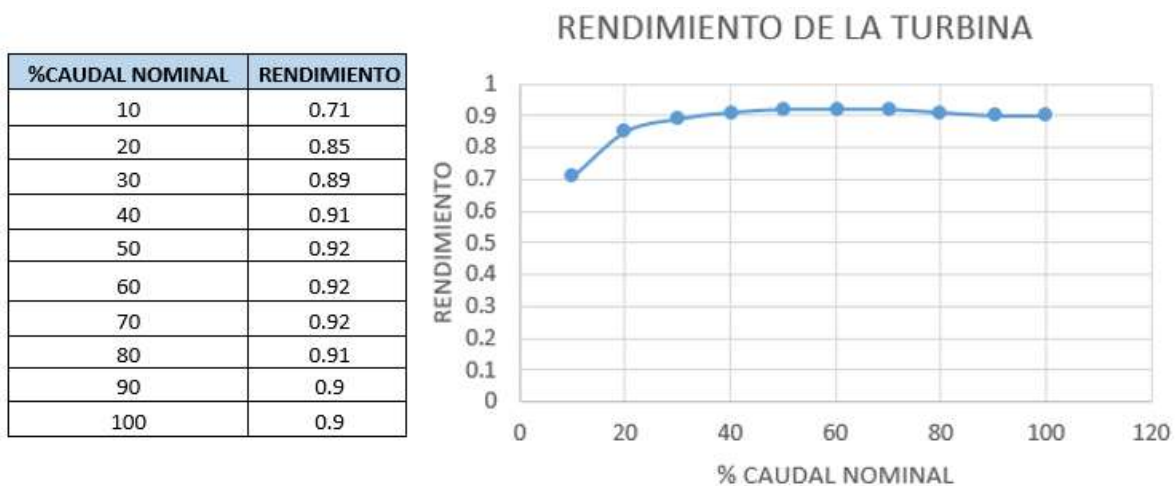


FIGURA 3.15. Curva de rendimiento, turbina Pelton (Elaboración propia).

Como se observa en la figura 3.15, el rendimiento varió entre 0,91 y 0,92, definiendo así un rendimiento aceptable (80%) [21], por esta razón para los cálculos se consideró el valor mínimo, es decir, el 0,91 de rendimiento para la turbina. Para poder corroborar este valor de rendimiento escogido, se realizó la comparación con el IDEA (Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía) [10] en donde muestran la curva de rendimiento de una turbina Pelton, en la figura 3.16, se detalla que su rendimiento es de 0,91 [10] aproximadamente para el caudal calculado de 0,041 m<sup>3</sup>/s.

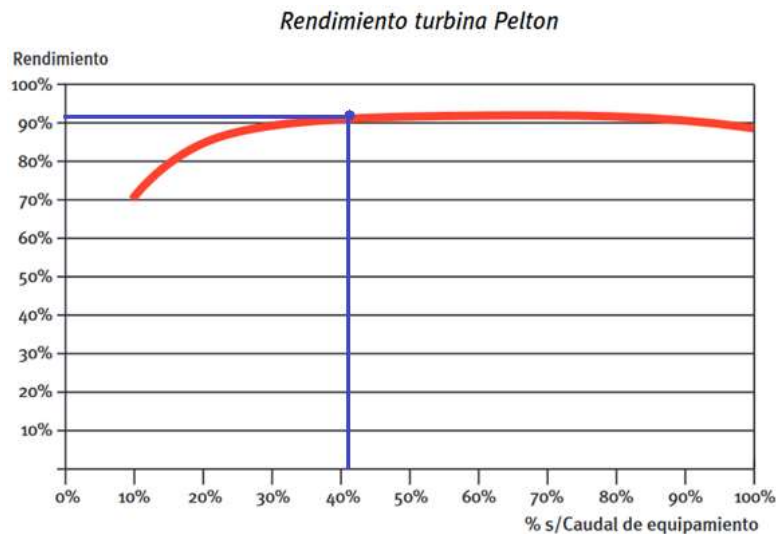


FIGURA 3.16. Curva de rendimiento de turbina Pelton [10].

En el ANEXO 4, se detalla los valores de rendimiento, eficiencia, potencia efectiva, energía instalada e ingresos (considerando un costo de 3 ctv/kWh) [6] para cada valor diario de caudal de equipamiento. En la tabla 3.17, se presenta el resumen del cálculo de potencia y energía.

TABLA 3.17. Resumen de potencia y energía total (Elaboración propia).

<b>POTENCIA INSTANTÁNEA ACUMULADA</b>	<b>KW</b>	<b>155555.29</b>
<b>ENERGÍA TOTAL</b>	<b>kWh/año</b>	<b>3733327.05</b>
<b>PORCENTAJE DE HORAS DEBIDO A PARADAS TÉCNICAS</b>	<b>%</b>	<b>0.10</b>
<b>ENERGÍA TOTAL CON PARADAS TÉCNICAS</b>	<b>kWh/año</b>	<b>3359994.35</b>
<b>INGRESOS CON UN COSTO 3 CENTAVOS KW/h</b>	<b>\$</b>	<b>\$111,999.81</b>
<b>INGRESOS CON PARADAS TÉCNICAS</b>	<b>\$</b>	<b>\$100,799.83</b>
<b>HORAS EQUIVALENTES</b>	<b>horas</b>	<b>3811.12</b>

La energía total que producirá la mini central al año será de 3359994.35 kWh/año, en esta energía está considerando el 10% de horas debido a paradas técnicas, este valor se divide para la potencia efectiva lo cual nos da un total de horas equivalentes de 3811,12 horas. Según la Universidad de Cantabria [3] en un estudio de "Centrales hidráulicas", menciona que un proyecto hidroeléctrico es rentable si posee un valor igual o mayor a 3000 Horas equivalentes, por esta razón se puede establecer que el proyecto es técnicamente rentable.



### 3.2 GENERACIÓN EÓLICA

Lo primero que se debe considerar para establecer una central eólica es el lugar más ideal, por lo que luego de varias visitas a la comunidad de Molleturo, se observó que uno de los lugares más idóneos es el que se muestra en la figura 3.17.

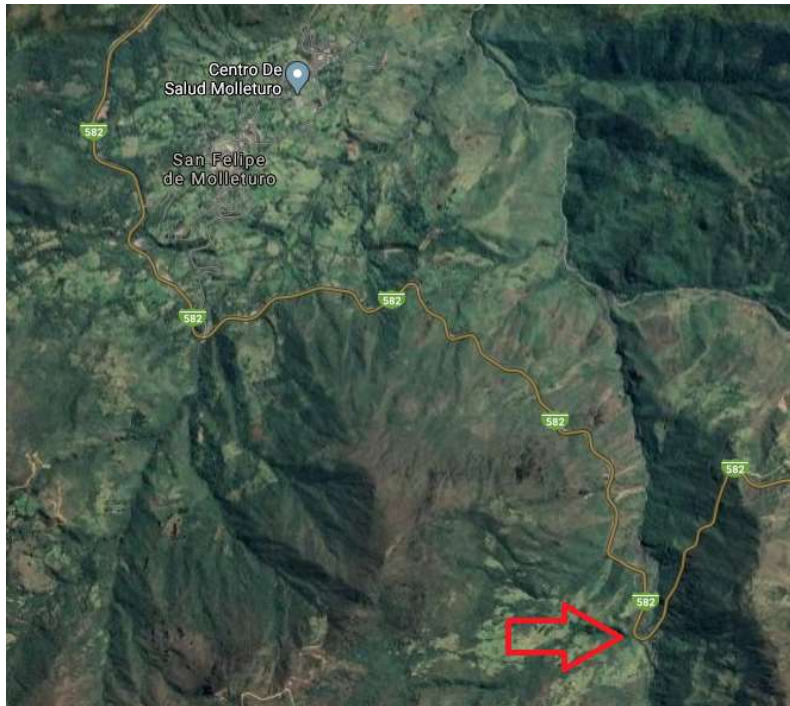


FIGURA 3.17. Lugar sugerido para central eólica. (Elaboración propia)

Este lugar posee un callejón andino en el cual existen vientos fuertes los cuales podrían ser aprovechados. Además, existe una ventaja adicional y ésta es que por ese sitio (Punto indicado con la flecha) pasa el alimentador 0527 el cual se encuentra soportado por el poste N° 432029, facilitando así la conexión con la central eólica. Como ya se sabe, los aerogeneradores deben estar en lugares donde circule de mejor manera el viento, por lo que fueron tomadas las coordenadas en donde éstos podrían ser ubicados, llegando a determinar los siguientes puntos georreferenciados presentados en la tabla 3.18.



TABLA 3.18. Coordenadas sugeridas para central eólica (Elaboración propia).

UBICACIÓN	UTM		COORDENADAS	
	X	Y	LATITUD	LONGITUD
<b>PUNTO 1</b>	680764.8	9691092.7	2°47'37.06"S	79°22'25.72"O
<b>PUNTO 2</b>	680659	9690994.2	2°47'40.27"S	79°22'29.14"O

Estos puntos al ser tomados con un GPS están en formato de coordenadas UTM y para poder visualizar en la herramienta Google Earth, se utilizó el conversor de coordenadas ArcGeek. La ubicación de estos puntos se puede visualizar en la figura 3.18.

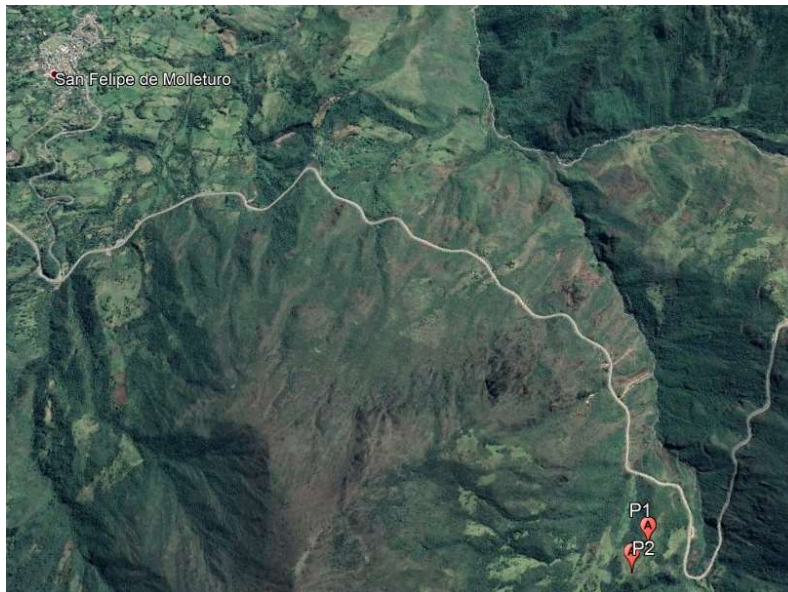


FIGURA 3.18. Puntos GPS de ubicación sugerida para central eólica (Elaboración propia).

Para poder dimensionar una central de generación eólica de la mejor manera se requieren de mediciones constantes de viento en el lugar donde se pretende realizar el diseño, pero en este caso no se disponen de datos de viento por el sector de Molleturo. Para poder obtener una idea de una central eólica que aporte de energía eléctrica al alimentador 0527, es necesario realizar la simulación de recursos renovables con la ayuda de herramientas informáticas que actualmente están disponibles. En este caso, se realizará la estimación de una central de generación



eólica en dos programas de gestión de energías limpias como son Homer y RETScreen, de esta manera, se realizará la comparación de simulaciones entre ambos programas y así poder determinar que los resultados obtenidos son coherentes.

### 3.2.1 GENERACIÓN EÓLICA EN HOMER

Para poder realizar la simulación en el software de Homer, primero se debe definir la ubicación donde se pretende establecer la central eólica para que el programa seleccione los datos de viento más cercanos al lugar. Por esta razón, el sitio seleccionado en Homer es el mismo que el de la figura 3.19, logrando así determinar los siguientes datos:

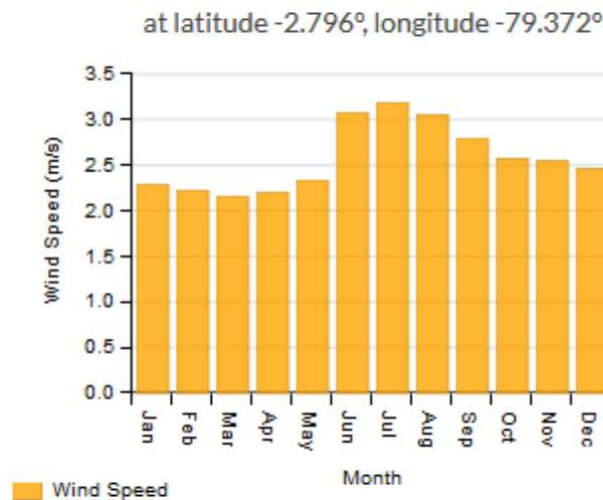


FIGURA 3.19. Velocidad del viento en un año representativo, Homer [9].

#### 3.2.1.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE COMPONENTES

Para poder diseñar y simular la central de generación eólica se definieron las características de cada uno de sus elementos. Es importante mencionar que muchos de los parámetros técnicos y económicos son definidos por el simulador lo cual es inevitable modificar y la variedad de elementos es limitada por asuntos de licencia del software.



### 3.2.1.1.1 AEROGENERADOR

El aerogenerador escogido para el diseño de la central eólica es de marca XANT procedente de Alemania, el modelo es XANT M-21 el cual posee una potencia de generación de 100 kW. Este aerogenerador diseñado de acuerdo con la norma IEC 64100-1 y con certificación GL posee algunas ventajas, como por ejemplo que son fáciles de transportar y además se pueden erigir sin una grúa (versión guiada con poste de ginebra).

Otra ventaja es que están diseñados según el principio JEEP (Just Enough Essential Parts) para minimizar el costo de propiedad y así maximizar la disponibilidad.

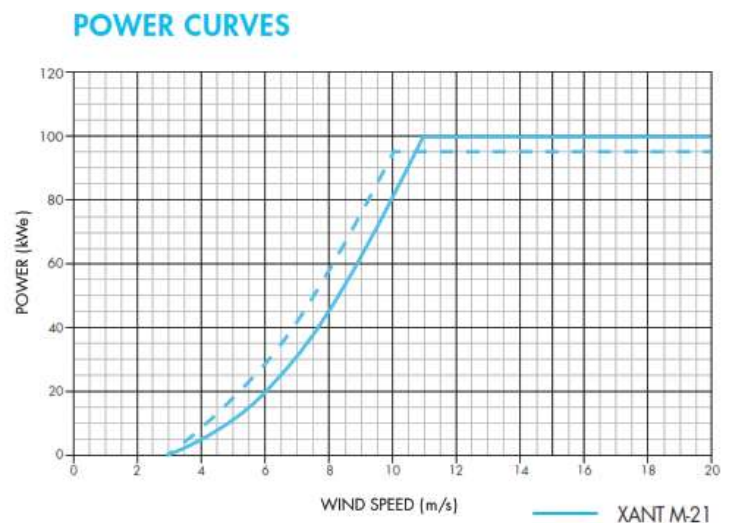


FIGURA 3.20. Aerogenerador XANT M-21 y su curva de potencia [9].

Las características técnicas del aerogenerador XANT M-21, se presentan en la tabla 3.19, en donde se detalla la potencia de salida, certificaciones de fabricación de la turbina, configuración del rotor, transporte e instalación, parámetros de la torre, dimensiones y costos.





TABLA 3.19. DATA SHEET Aerogenerador XANT M-21 [9].

POTENCIA DE SALIDA	
Potencia Nominal	100 KW
Salida Eléctrica	3 FASES-400VAC A 480 VAC
Frecuencia	50-60 HZ
CERTIFICACIÓN	
Clase de turbina	IEC61400-1 CLASS IA
CONFIGURACIÓN	
Diámetro Del Rotor	21 m
Tren de accionamiento	Generador de imanes permanentes de accionamiento directo
Clase de Turbina	Sistema de frenos eléctricos y mecánicos
TRANSPORTE E INSTALACIÓN	
Transporte	En contenedores estándar de 40 pies.
instalación	Polea con cabrestante o grúa.
TORRE	
Tipo	Torre tubular autónoma
Alturas De Cubo	23/32/38 m (Otras alturas bajo petición)
MASA Y DIMENSIONES	
Masa Total	16 toneladas
Huella	Base de la torre 2.2 m
COSTO	
Turbina	65.967,30 \$ Aproximadamente

### 3.2.1.1.2 BATERÍA

La batería escogida fue de marca Samsung, modelo 198S P3 2C/2.5C producida por la empresa ABB de origen brasileño, esta empresa recomienda que la batería debe conectarse al convertidor de la misma marca para obtener un funcionamiento óptimo. Las características técnicas se presentan en la tabla 3.20.

TABLA 3.20. Características técnicas de la batería ABB 198S P3 2C/2.5C [9].

DATA SHEET DE BATERIA ABB 198S P3 2C/2.5C	
Estado inicial de carga	10 %
Estado mínimo de carga	10 %
Voltaje Nominal	120-127 V
Corriente Nominal	78 A
Autonomía	58 horas
Eficiencia	95 %
Costo Aproximado	0.533 \$/kWh



### 3.2.1.1.3 INVERSOR

El inversor escogido en este simulador es el modelo ABB PSTORE/PCS de fabricación brasileña, su tamaño varía de 90 kVA a 2880 kVA de potencia nominal continua y tiene una capacidad de sobrecarga del 200%. Este inversor se puede usar tanto para la formación de cuadrículas como para las aplicaciones de seguimiento de cuadrículas, siendo totalmente escalable y modular para múltiples instalaciones de MW. El modelo se presenta en la figura 3.21.



FIGURA 3.21. Inversor ABB PSTORE/PCS [9].

El inversor se puede conectar a redes de bajo o medio voltaje a través de transformadores y está disponible para interactuar con diferentes fabricantes de baterías de iones de litio, pero funciona mejor cuando se usa en combinación con las baterías ABB / Samsung ME2 o P3.

Es necesario tomar en cuenta que se requiere un número mínimo de bastidores ABB / Samsung basados en la clasificación C para proporcionar la salida del convertidor nominal. Finalmente, este tipo de inversor viene con un sistema de automatización el cual puede proporcionar la funcionalidad de Microred que incluye interfaces para generadores solares, diesel y gas. Las características técnicas se presentan en la tabla 3.21.



TABLA 3.21. Características técnicas del inversor ABB PSTORE/PCS [9].

INVERSOR ABB PSTORE/PCS	
Tiempo de Vida	20 años
Eficiencia	96 %
Generación paralela	Si
Costo de producción	0.48 \$/kW
Rectificador	
Capacidad Relativa	100 %
Eficiencia	96 %

### 3.2.1.1.4 CARGA

Para poder realizar una comparación de resultados, se definió la carga nominal de la central eólica de igual valor que la calculada en la mini central hidroeléctrica, es decir una carga instalada de 881,63 kW, para así poder comparar viabilidad técnica y económica entre los proyectos. El comportamiento de la carga fue definido de tipo "Residencial" debido a que en la comunidad de Molleturo no existen fábricas de gran demanda y los locales comerciales son pequeños. El comportamiento elegido se puede apreciar en la figura 3.22.



FIGURA 3.22. Comportamiento de carga considerada en Homer [9].

### 3.2.1.2 POTENCIA Y ENERGÍA

Con todos los parámetros definidos de cada uno de los componentes de la central eólica se procede a definir la conexión entre ellos, por lo que a continuación se presenta el diagrama unifilar de la mencionada conexión en Homer (Figura 3.23).

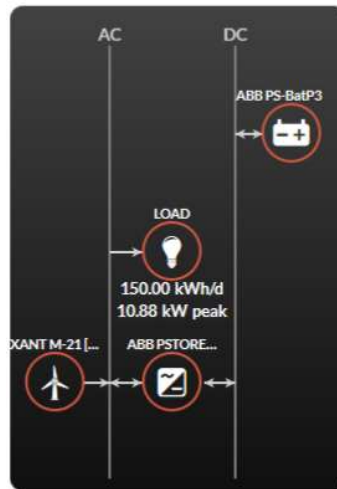


FIGURA 3.23. Diagrama unifilar entre elementos de la central eólica en Homer [9].

Finalmente, los resultados más destacados en este simulador se presentan en la tabla 3.22, mientras que los demás en el Anexo 5.

TABLA 3.22. Resultados de central eólica en Homer (Elaboración propia).

COMPONENTES		
ELEMENTO	MODELO	CANTIDAD
Turbina Eólica	XANT M-21 (100 kW)	9
Batería	ABB PS-BAT-P3	1386
Inversor	ABB PSTORE-PCS	35 kW
POTENCIA Y ENERGÍA		
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Potencia Nominal	900	KW
Energía producida	212973	kWh/Año
Porcentaje de energía renovable	100	%
Demanda proyectada	53713	kWh/Año

De acuerdo a las proyecciones que realiza Homer en base a sus históricos, la potencia aproximada que cada turbina eólica puede generar durante el año es la establecida en la figura 3.24.

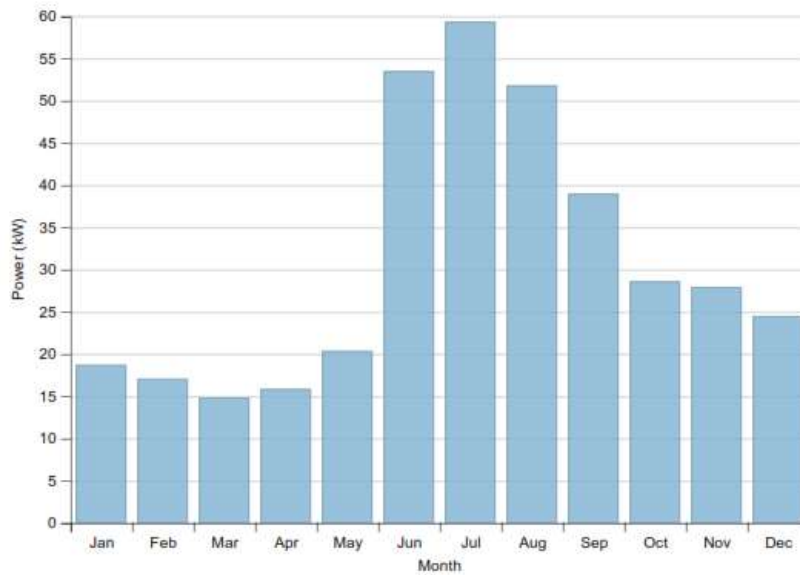


FIGURA 3.24. Potencia aproximada que podría generar cada turbina eólica durante un año [9].

Finalmente, se presenta la ubicación de los nueve aerogeneradores establecidos por el software de Homer, para ello se analizó la distancia entre estos procurando respetar la distancia mínima de seguridad. En base a la ecuación 2.3, la distancia mínima que debe existir entre cada aerogenerador es la siguiente:

$$\text{Distancia entre generadores} = 3 \cdot \text{Diametro del Rotor} \quad (3.14)$$

$$\text{Distancia entre generadores} = 3 \cdot 21$$

$$\text{Distancia entre generadores} = \mathbf{63m}$$

Con esta distancia, se ubicaron los aerogeneradores cada 65 metros, quedando la siguiente manera.



FIGURA 3.25. Ubicación de aerogeneradores simulados en Homer (Elaboración propia).

Cabe mencionar que la distancia de este lugar a la vía principal donde se encuentra el alimentador 0527 es de 600 metros aproximadamente, ésta distancia fue considerada por la ruta en la que podría ir la línea trifásica que conecte la central con el mencionado alimentador ubicado en el poste N° 432029.

### 3.2.2 GENERACIÓN EÓLICA EN RETSCREEN

Para realizar la simulación en RETScreen es necesario definir la ubicación para la colocación de los aerogeneradores, este lugar será el mismo que se consideró para la simulación en Homer, es decir, el sitio detallado en la figura 3.17. Los datos con los que trabaja RETScreen son medidos a una distancia de 10m sobre el suelo [19] y se encuentran en la posición (Latitud: -2.7; Longitud: -78.8) a una elevación de 2670m sobre el nivel del mar. Estos datos meteorológicos establecidos por el simulador RETScreen se presentan en la figura 3.26.

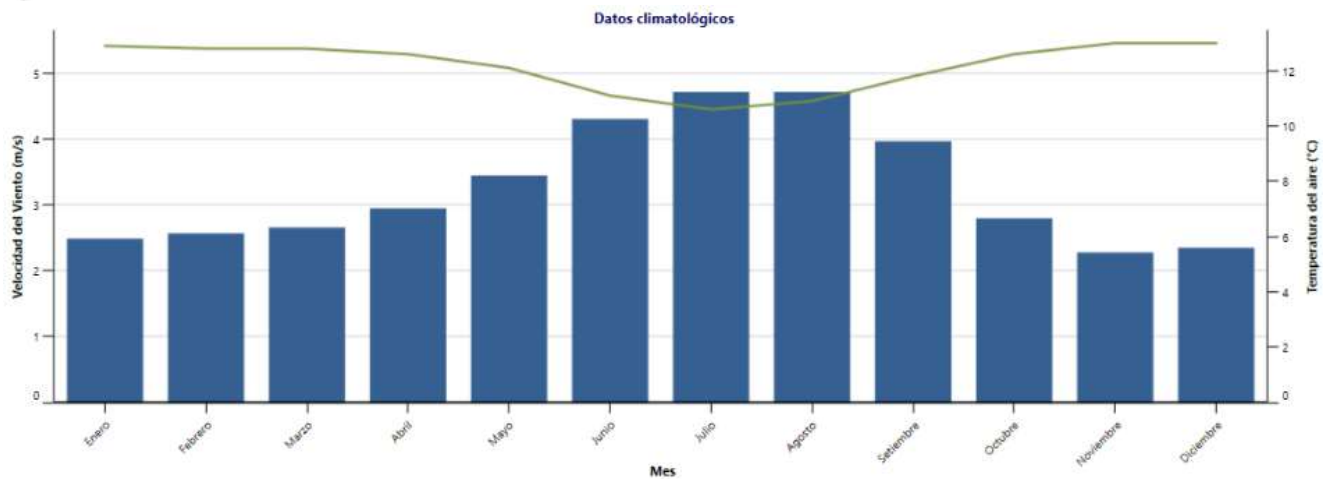


FIGURA 3.26. Velocidad del viento en un año representativo, RETScreen [19].

### 3.2.2.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE COMPONENTES

La simulación en RETScreen es similar a la de Homer dado que es a base de datos estimados y muchos de los parámetros técnicos y económicos son definidos por el simulador. La diferencia es que, en este simulador, muchas características técnicas de los componentes son asumidas por el software.

#### 3.2.2.1.1 AEROGENERADOR

El aerogenerador escogido para el diseño de la central eólica es RETScreen es de marca Gamesa, el modelo es G52/850 el cual posee una potencia de generación de 850 kW. Este aerogenerador es de procedencia española y fue puesto en servicio en el año 2001 lo cual hasta el día de hoy ha dado resultados muy positivos.



FIGURA 3.27. Aerogenerador Gamesa G52/850 [19].



Las características técnicas de este aerogenerador, se presentan en la tabla 3.23.

TABLA 3.23. DATA SHEET Aerogenerador Gamesa G52/850 [9]

DATOS GENERALES- TURBINA G52/850	
Potencia Nominal	850 KW
Diámetro de rotor	52 m
Clase de Viento	IEC Ia
Área de barrido	2.124 m <sup>2</sup>
Densidad de potencia	2.5 m <sup>2</sup> /KW
Numero de palas	3
Limitación de potencia	Pitch
MASAS	
Góndola	23 toneladas
Torre	40-91 Toneladas
Rotor	10 toneladas
Masa Total	73-124 Toneladas
ROTOR	
Velocidad mínima	4 m/s
Velocidad nominal	16 m/s
Velocidad máxima	25 m/s
CAJA DE CAMBIOS	
Niveles	3
Ratio	61.74
GENERADOR	
Tipo	ASYNC
Velocidad de salida	1900 vuelta/minuto
Voltaje de salida	690 V
TORRE	
Altura mínima de góndola	44 m
Altura máxima de góndola	65 m

Por último, se presenta la curva de potencia que posee el aerogenerador G52/850.

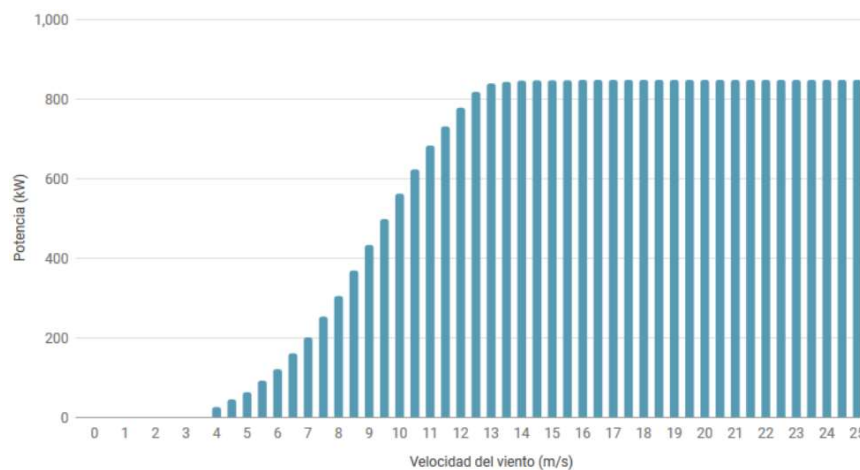


FIGURA 3.28. Curva de potencia del Aerogenerador Gamesa G52/850 [19].





### 3.2.2.1.2 PARÁMETROS TÉCNICOS

Como ya se mencionó anteriormente, muchos de los parámetros técnicos son asumidos por el programa, mientras que otros fueron establecidos de acuerdo a criterios bibliográficos [11]. Entre los parámetros más importantes definidos para la simulación son los presentados en la tabla 3.24.

TABLA 3.24. Parámetros técnicos de simulación, RETScreen. [11]

PARÁMETROS TÉCNICOS	
Coefficiente de cizallamiento del viento	0.14
Factor de forma	2
Velocidad de viento anual	4 m/s
Temperatura del Aire - anual	12.1 °C
Presión atmosférica - anual	74.2 kPa
POR TURBINA	
Coefficiente de presión	0.732
Coefficiente de temperatura	1.010
Coefficiente de perdidas	0.9

Cabe indicar que algunos parámetros técnicos fueron tomados de la bibliografía dictada en clases de Maestría en la Universidad de Cuenca [5-11].

### 3.2.2.2 POTENCIA Y ENERGÍA

Con todos los parámetros ya definidos se procede a presentar los resultados obtenidos en el simulador de RETScreen, éstos se presentan en la tabla 3.25.

TABLA 3.25. Resultados de central eólica en RETScreen (Elaboración propia).

COMPONENTES		
ELEMENTO	MODELO	CANTIDAD
Turbina Eólica	GAMESA G52/850	2
POTENCIA Y ENERGÍA		
CANTIDAD	VALOR	UNIDAD
Capacidad de generación eléctrica	1.700	KW
Energía producida	882	MWh
Factor de planta	5.4	%
Rendimiento específico	188	kWh/m <sup>2</sup>



Las curvas de energía y potencia obtenida de la central de generación eólica se pueden observar en la figura 3.29.

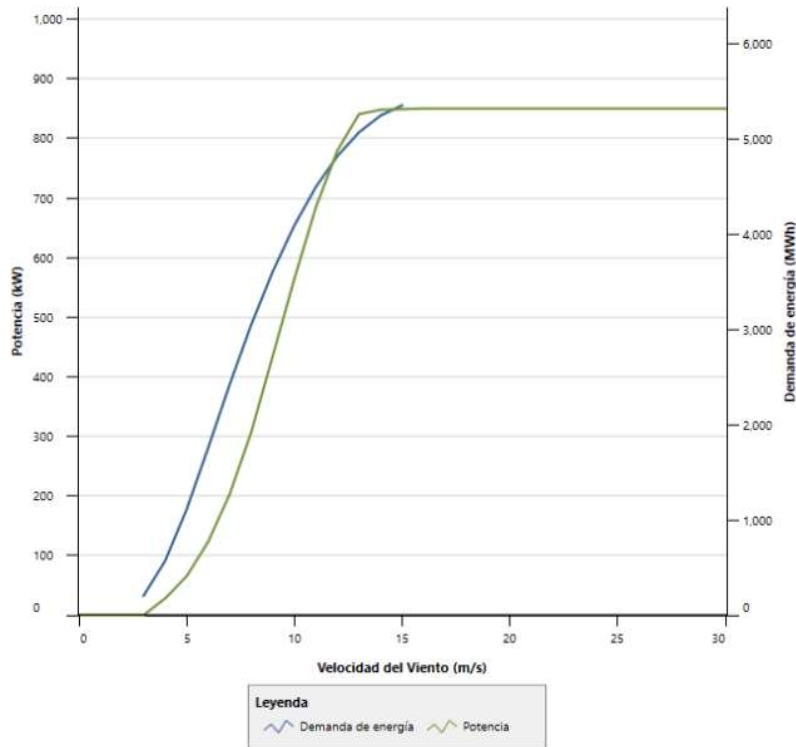


FIGURA 3.29. Curva de potencia y energía producida en central eólica, RETScreen [19].

Para encontrar la distancia entre estos fue necesario realizar el mismo método que en los resultados de Homer, es decir, se utilizó la ecuación 2.3. La distancia mínima que debe existir entre cada aerogenerador es la siguiente:

$$\text{Distancia entre generadores} = 3 \cdot \text{Diametro del Rotor} \quad (3.15)$$

$$\text{Distancia entre generadores} = 3 \cdot 52$$

$$\text{Distancia entre generadores} = \mathbf{156m}$$

Con esta distancia, los aerogeneradores pueden ser ubicados a una distancia de 197 metros uno del otro, quedando tal como se muestra en la figura 3.30.

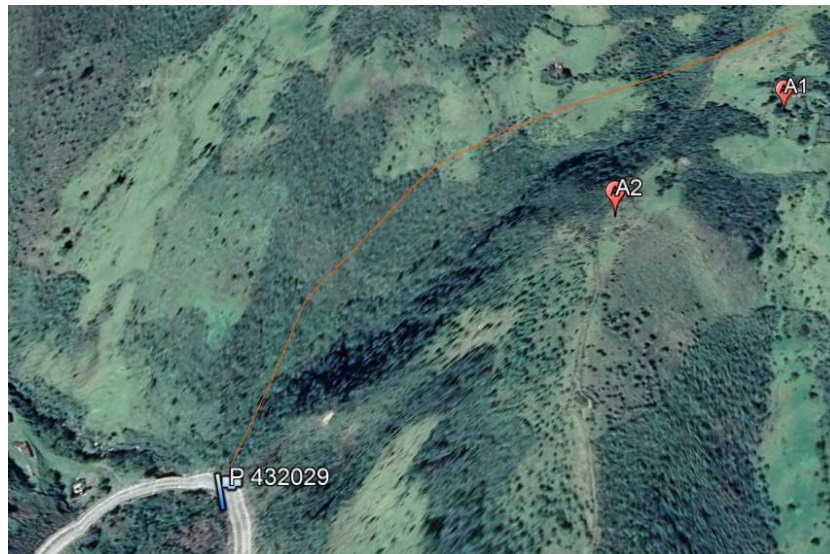


FIGURA 3.30. Ubicación de aerogeneradores simulados en RETScreen [19].

Cabe mencionar que la distancia de este lugar a la vía principal donde se encuentra el alimentador 0527 es de 600 metros aproximadamente, ésta distancia fue considerada por la ruta en la que podría ir la línea trifásica que conecte la central con el mencionado alimentador ubicado en el poste N° 432029.

### 3.3 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

En el diseño de la generación fotovoltaica se verificó en campo el lugar más idóneo en el cual se podrían ubicar los paneles solares, para ello se estableció la búsqueda de un lugar en el cual no exista vegetación en abundancia y la inclinación no sea muy abrupta.

El lugar más idóneo para realizar el diseño de la central posee una inclinación máxima de  $46.4^\circ$  y una inclinación promedio de  $30.7^\circ$  tal como se muestra en la figura 3.31.

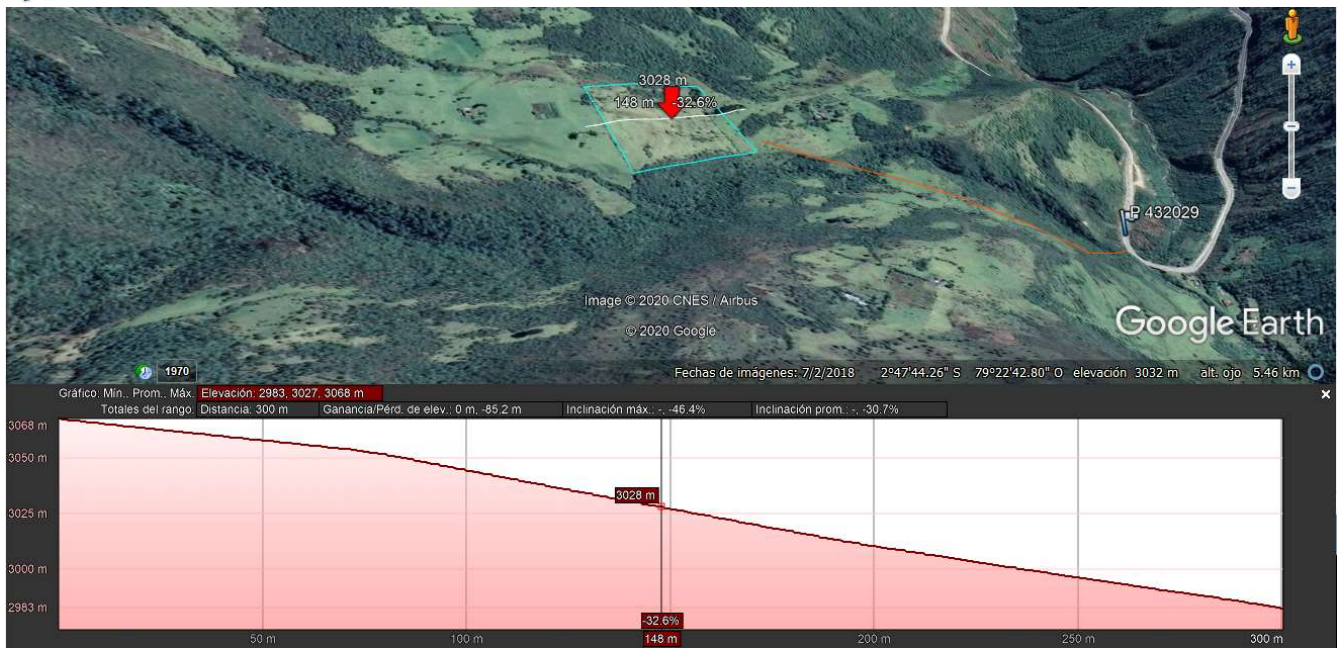


FIGURA 3.31. Lugar sugerido para central fotovoltaica (Elaboración propia).

En el lugar que se muestra en la figura 3.31, es el más idóneo debido a que es un lugar despejado con vegetación leve y no existen árboles que deforestar, además se encuentra cerca a la vía principal por donde pasa el alimentador 0527 el mismo que se encuentra soportado por el poste N° 432029, facilitando así la conexión con la central fotovoltaica. Para referenciar el lugar fueron tomadas las coordenadas de cada vértice del área escogida (Tabla 3.26) para así poder definir el área disponible para el diseño.

TABLA 3.26. Coordenadas de área sugerida par central fotovoltaica (Elaboración propia).

UBICACIÓN	UTM		COORDENADAS	
	X	Y	LATITUD	LONGITUD
<b>PUNTO A</b>	680132.3	9690881	2°47'43.98"S	79°22'46.19"O
<b>PUNTO B</b>	680191.4	9690737.5	2°47'48.65"S	79°22'44.27"O
<b>PUNTO C</b>	680351.5	9690856.4	2°47'44.77"S	79°22'39.09"O
<b>PUNTO D</b>	680274.8	9690973.3	2°47'40.97"S	79°22'41.58"O

Estos puntos al ser tomados con un GPS están en formato de coordenadas UTM y para poder visualizar en la herramienta Google Earth, fue necesario utilizar el



conversor de coordenadas ArcGeek. La ubicación de estos puntos se puede visualizar en la figura 3.32.



FIGURA 3.32. Puntos GPS de área sugerida para central Fotovoltaica (Elaboración propia).

Para la simulación de la central fotovoltaica, se requieren de datos históricos de radiación en el lugar pero al igual que en la central eólica no se disponen de datos en el mencionado lugar, por esta razón se realizará de igual manera una estimación de una central fotovoltaica con la ayuda de los software de gestión de energías limpias como son Homer y RETScreen, de esta manera, se realizará la comparación de simulaciones entre ambos programas y así poder determinar que los resultados obtenidos son coherentes.

### 3.3.1 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN HOMER

En la simulación realizada en Homer, se utilizó la misma ubicación definida en la figura 3.33, para que el programa seleccione los datos de radiación más cercanos al lugar. Los valores de irradiancia más cercanos fueron localizados a una latitud -2.794° y longitud -79.373° los mismos que se visualizan en la gráfica 3.33.

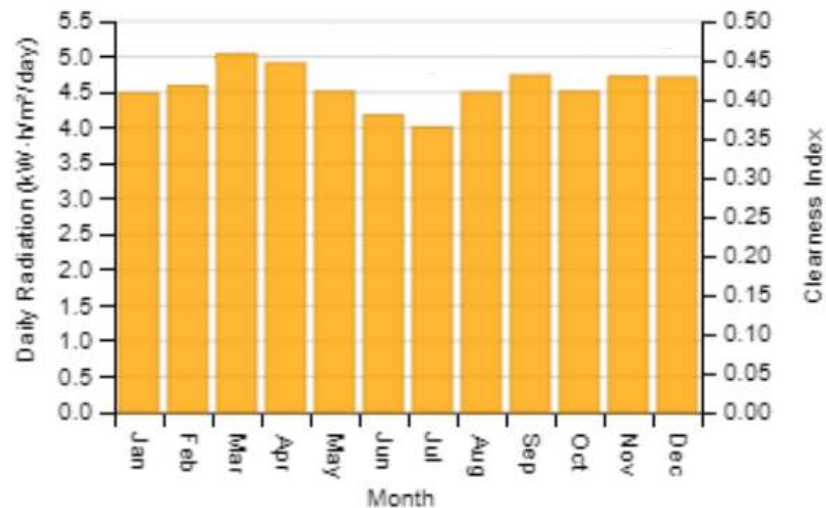


FIGURA 3.33. Irradiancia en un año representativo, Homer [9].

### 3.3.1.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE COMPONENTES

Al igual que en la central eólica, es necesario definir las características técnicas de cada uno de sus elementos considerando que muchos de los parámetros técnicos y económicos son definidos por el simulador por lo que es inevitable modificarlos, así mismo la variedad de elementos es limitada por asuntos de licencia del software.

#### 3.3.1.1.1 PANELES SOLARES

El panel solar que fue utilizado para el diseño de la central fotovoltaica es de marca Astronergy procedente de China, el modelo es AstroHalo-5BB Monocristalino el cual posee una potencia nominal de 315 kW.

Este panel fue considerado debido a que el software no dispone de marcas específicas más que los genéricos por asuntos de licencia. Este panel se asemeja mucho en las características utilizadas para la simulación tanto para Homer como para RETScreen y éstas se presentan en la tabla 3.27.



TABLA 3.27. Características del panel AstroHalo-5BB Monocristalino 315 W [19].

<b>ESPECIFICACIONES ELÉCTRICAS</b>	
Potencia Nominal	315 W
Voltaje nominal	33.05 V
Corriente nominal	9.55 A
Voltaje de cortocircuito	40.33 V
Corriente de cortocircuito	9.98 A
Eficiencia del modulo	19.2 %
Coeficiente de temperatura de potencia	-0.380 % / °C
Coeficiente de temperatura de corriente	-0.042 % / °C
Coeficiente de temperatura de voltaje	-0.284 % / °C
Temperatura nominal de operación	46 ±2°C
Voltaje máximo del sistema (IEC/UL)	1000V a 1500V
Número de diodos	3
Certificación de la caja IP	IP 67
Corriente máxima de fusible	20 A
<b>ESPECIFICACIONES MECÁNICAS</b>	
Dimensiones exteriores (Largo-Altura-Ancho)	1650x992x35 mm
Tecnología de cuadros	Aluminio, plata/negro
Composición del módulo	Vidrio/EVA/Hoja trasera
Espesor de vidrio frontal	3.2 mm
Longitud de cable	900 mm
Diámetro de cable	12 AWG
Carga mecánica máxima	5400Pa (frontal) – 2400 Pa (trasera)
Rendimiento al calor	Clase C (IEC) o Tipo 1
Tipo de conector	MC4 Compatible
<b>ESPECIFICACIONES DE EMBALAJE</b>	
Peso por módulo	40.57 lb
Unidades por caja	31 paneles / caja

Cabe indicar que estos paneles poseen una certificación de fabricación IEC/TS 62941 la cual garantiza su funcionamiento y está representado por medio de la figura 3.34 en la que se puede ver la potencia, corriente y voltaje.

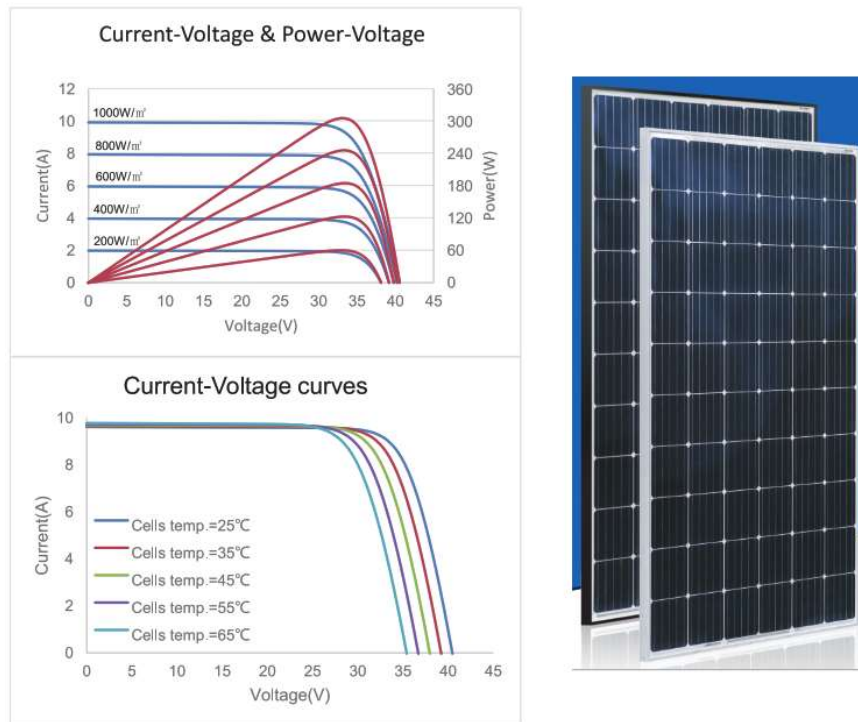


FIGURA 3.34. Curvas de potencia, voltaje y corriente del panel AstroHalo-5BB [9].  
Monocrystalino 315 W

### 3.3.1.1.2 BATERÍA

La batería escogida para la simulación es de marca Samsung, modelo 198S P3 2C/2.5C producida por la empresa ABB de origen brasileño, la recomendación de esta empresa es de que la batería debe conectarse al convertidor de la misma marca para obtener un funcionamiento óptimo. Las características técnicas se presentan en la tabla 3.28.

TABLA 3.28. Características técnicas de la batería ABB 198S P3 2C/2.5C [19].

DATA SHEET DE BATERÍA ABB 198S P3 2C/2.5C	
Estado inicial de carga	10 %
Estado mínimo de carga	10 %
Voltaje Nominal	120-127 V
Corriente Nominal	78 A
Autonomía	58 horas
Eficiencia	95 %
Costo Aproximado	0.533 \$/kWh





### 3.3.1.1.3 INVERSOR

El inversor escogido en este simulador es el modelo ABB PSTORE/PCS de fabricación brasileña, su tamaño varía de 90 kVA a 2880 kVA de potencia nominal continua y tiene una capacidad de sobrecarga del 200%. Este inversor se puede usar tanto para la formación de cuadrículas como para las aplicaciones de seguimiento de cuadrículas, siendo totalmente escalable y modular para múltiples instalaciones de MW. El modelo se presenta en la figura 3.35.



FIGURA 3.35. inversor ABB PSTORE/PCS [9].

El inversor se puede conectar a redes de bajo o medio voltaje a través de transformadores y está disponible para interactuar con diferentes fabricantes de baterías de iones de litio, pero funciona mejor cuando se usa en combinación con las baterías ABB / Samsung ME2 o P3.

Es necesario tomar en cuenta que se requiere un número mínimo de bastidores ABB / Samsung basados en la clasificación C para proporcionar la salida del convertidor nominal. Finalmente, este tipo de inversor viene con un sistema de automatización el cual puede proporcionar la funcionalidad de Microgrid que incluye interfaces para generadores solares, diesel y gas. Las características técnicas se presentan en la tabla 3.29.



TABLA 3.29. Características técnicas del inversor ABB PSTORE/PCS [19].

INVERSOR ABB PSTORE/PCS	
Tiempo de Vida	20 años
Eficiencia	96 %
Generación paralela	Si
Costo de producción	0.2 \$/kW
Rectificador	
Capacidad Relativa	100 %
Eficiencia	96 %

### 3.3.1.1.4 CARGA

Para poder realizar una comparación de resultados, se definió la carga nominal de la central fotovoltaica de igual valor que la calculada en la mini central hidroeléctrica y eólica, es decir una carga instalada de 881,63 kW, para así poder comparar viabilidad técnica y económica entre los tres proyectos de generación eléctrica. El comportamiento de la carga fue definido de igual forma, es decir, de tipo "Residencial". El comportamiento elegido se puede apreciar en la figura 3.36.

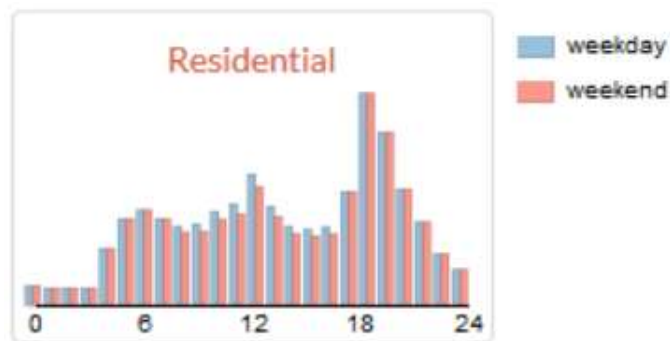


FIGURA 3.36. Comportamiento de carga considerada en Homer [9].

### 3.3.1.2 POTENCIA Y ENERGÍA

Con todos los parámetros definidos de cada uno de los componentes de la central fotovoltaica, se procede a definir la conexión entre ellos. A continuación, se presenta el diagrama unifilar de la mencionada conexión.

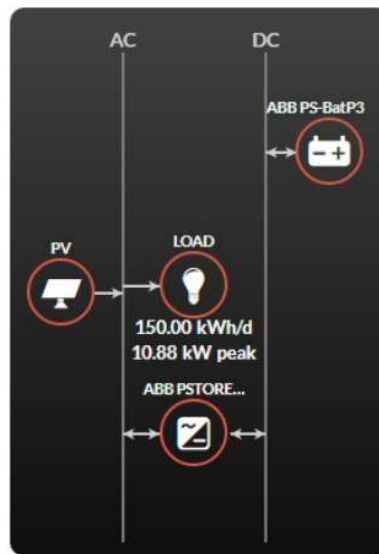


FIGURA 3.37. Diagrama unifilar de la central fotovoltaica en Homer [9].

Finalmente, los resultados más destacados en este simulador se presentan en la tabla 3.30, mientras que los demás en el Anexo 7.

TABLA 3.30. Resultados de central fotovoltaica en Homer [9].

COMPONENTES		
ELEMENTO	MODELO	CANTIDAD
Panel fotovoltaico	AstroHalo-5BB	2800
Batería	ABB PS-BAT-P3	594
Inversor	ABB PSTORE-PCS	177 kW
POTENCIA Y ENERGÍA		
CANTIDAD	VALOR	UNIDAD
Potencia Nominal	1.181	KW
Energía producida	1203876	kWh/Año
Porcentaje de energía renovable	100	%
Demanda proyectada	350051	kWh/Año

De acuerdo a las proyecciones que realiza Homer en base a sus históricos, la potencia aproximada que la planta fotovoltaica puede generar durante el año se presenta en la figura 3.38.

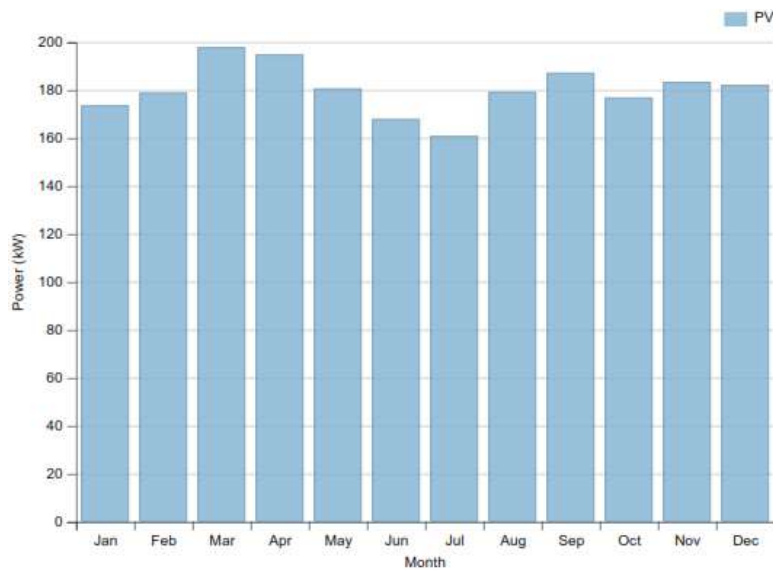


FIGURA 3.38. Potencia aproximada que podría generar la planta fotovoltaica durante un año [9].

Finalmente, para definir si el área escogida es la suficiente para la central fotovoltaica es necesario calcular el espacio total que ocuparían los paneles fotovoltaicos. El área a ocuparse por los paneles fotovoltaicos es la siguiente:

$$\text{Área requerida por paneles} = \text{Largo} \cdot \text{Altura} \cdot \#\text{Paneles} \quad (3.16)$$

$$\text{Área requerida por paneles} = 1.65\text{m} \cdot 0.992\text{m} \cdot 2800$$

$$\text{Área requerida por paneles} = 4.583\text{m}^2$$

El área necesaria para los paneles es de 4.583 m<sup>2</sup> aproximadamente mientras que el área disponible de acuerdo a la herramienta de Google Earth es de 27.802 m<sup>2</sup>, por lo que sí es posible una instalación de una central fotovoltaica en el lugar sugerido. Además, esta área presenta una ventaja adicional al encontrarse cerca del alimentador 0527 a tan solo 600 metros aproximadamente del poste N° 432029. Esta distancia fue considerada por la ruta en la que podría ir la línea trifásica que conecte la central con el mencionado en el poste.



### 3.3.2 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN RETSCREEN

Para realizar la simulación en RETScreen de la central fotovoltaica se estableció la misma ubicación de la figura 3.32, es decir, la misma utilizada en Homer con el objetivo de poder comparar los resultados obtenidos en ambos programas. Los datos con los que trabaja RETScreen son medidos a una elevación de 2670m sobre el nivel del mar y una posición de Latitud: -2.7 y Longitud: -78.8. Estos datos meteorológicos establecidos por el simulador RETScreen se presenta en la figura 3.39.

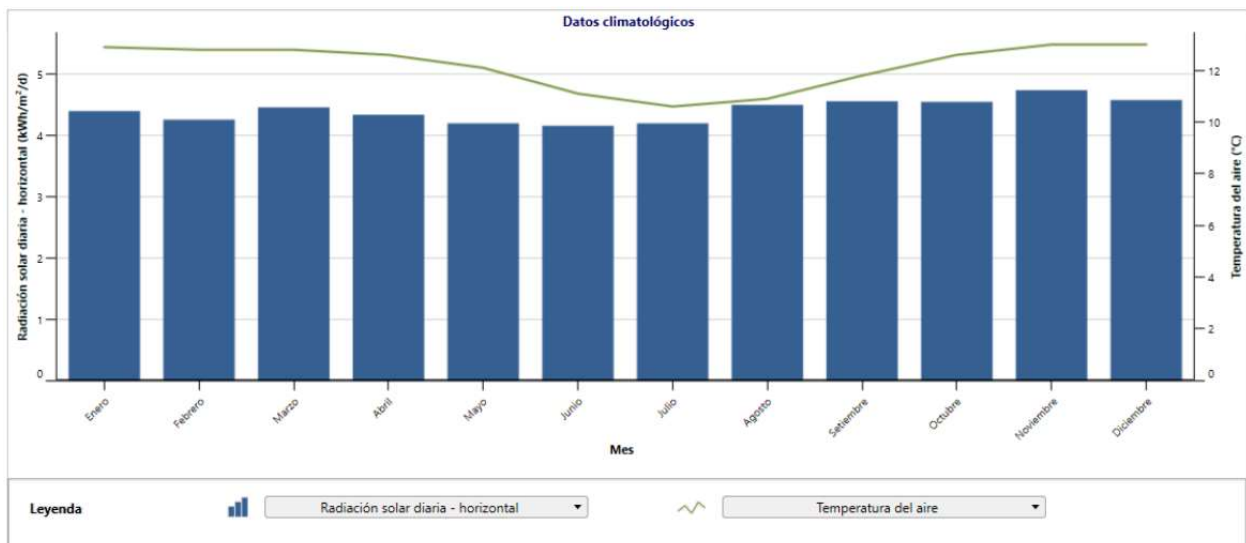


FIGURA 3.39. Radiación solar diaria en un año representativo, RETScreen [19].

#### 3.3.2.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE COMPONENTES

La simulación en RETScreen es similar a la de Homer dado que es a base de datos estimados y muchos de los parámetros técnicos y económicos son definidos por el simulador.

##### 3.3.2.1.1 PANELES SOLARES

El panel solar que fue utilizado para el diseño de la central fotovoltaica es de marca Astronergy procedente de Alemania, el modelo es ASM6612 Policristalino el cual posee una potencia nominal de 325 kW. Las características técnicas de este panel se presenta en la tabla 3.31.



TABLA 3.31. Características del panel ASM6612P Policristalino 325 W [19].

ESPECIFICACIONES ELÉCTRICAS	
Potencia Nominal	325 W
Voltaje nominal	32.96 V
Corriente nominal	9.42 A
Voltaje de cortocircuito	40.18 V
Corriente de cortocircuito	9.86 A
Eficiencia del módulo	18.9 %
Coefficiente de temperatura de potencia	-0.380 % / °C
Coefficiente de temperatura de corriente	-0.042 % / °C
Coefficiente de temperatura de voltaje	-0.284 % / °C
Temperatura nominal de operación	46 ±2°C
Voltaje máximo del sistema (IEC/UL)	1000V a 1500V
Número de diodos	3
Certificación de la caja IP	IP 67
Corriente máxima de fusible	20 A
ESPECIFICACIONES MECÁNICAS	
Dimensiones exteriores (Largo-Altura-Ancho)	1650x992x35 mm
Tecnología de cuadros	Aluminio, plata/negro
Composición del módulo	Vidrio/EVA/Hoja trasera
Espesor de vidrio frontal	3.2 mm
Longitud de cable	900 mm
Diámetro de cable	12 AWG
Carga mecánica máxima	5400Pa (frontal) – 2400 Pa (trasera)
Rendimiento al calor	Clase C (IEC) o Tipo 1
Tipo de conector	MC4 Compatible
ESPECIFICACIONES DE EMBALAJE	
Peso por módulo	40.57 lb
Unidades por caja	31 paneles / caja

Cabe indicar que estos paneles también poseen una certificación de fabricación IEC/TS 62941 la que garantiza su funcionamiento y se encuentra representado por medio de la figura 3.40 (Curvas de potencia, corriente y voltaje).



FIGURA 3.40. Curvas de potencia, voltaje y corriente del panel ASM6612P Policristalino 325 W [19].

Es importante mencionar que el ángulo de inclinación de los paneles que fue considerado para la simulación es de 46° [19] con un modo de rastreo solar fijo.

### 3.3.2.1.2 PARÁMETROS TÉCNICOS

Las estimaciones de radiación de acuerdo a los datos históricos de RETScreen establecieron dos valores de radiación solar anual.

Rastreo horizontal → 1.61 MWh/m<sup>2</sup>

Rastreo inclinado → 1.26 MWh/m<sup>2</sup>

Como ya se sabe, muchos de los parámetros técnicos son asumidos por RETScreen [19], mientras que otros fueron establecidos de acuerdo a criterios bibliográficos. Entre los parámetros más importantes definidos para la simulación son los presentados en la tabla 3.32.



TABLA 3.32. Parámetros técnicos de simulación, RETScreen [19].

PARÁMETROS TÉCNICOS	
Eficiencia de la central de generación	16.72 %
Temperatura normal de operación	45°C
Coefficiente de temperatura	0.4 %
Pérdidas generales	12 %
Factor de planta	11.8 %

En lo que se refiere al inversor, el software considera uno de cualquier tipo siempre y cuando cumpla con una eficiencia del 95%, con pérdidas del 1% y una capacidad de 50 kW [19].

### 3.3.2.2 POTENCIA Y ENERGÍA

Con todos los parámetros técnicos ya definidos se procede a mostrar los resultados obtenidos en el simulador de RETScreen y estos se presentan en la tabla 3.33.

TABLA 3.33. Resultados de central fotovoltaica en RETScreen (Elaboración propia).

COMPONENTES		
ELEMENTO	MODELO	CANTIDAD
Panel fotovoltaico	ASM6612P	2980
POTENCIA Y ENERGÍA		
CANTIDAD	VALOR	UNIDAD
Capacidad de generación eléctrica	968.50	KW
Energía producida	997.00	MWh
Factor de planta	11.8	%
Energía ahorrada	1192,724	kWh

Finalmente, para definir si el área escogida es la suficiente para la central fotovoltaica es necesario calcular el espacio total que ocuparían los paneles fotovoltaicos. El área a ocuparse por los paneles fotovoltaicos es la siguiente:

$$\text{Área requerida por paneles} = \text{Área de panel} \cdot \#\text{Paneles} \quad (3.17)$$





$$\text{Área requerida por paneles} = 1.944\text{m}^2 \cdot 2980$$

$$\text{Área requerida por paneles} = \mathbf{5.793,12\text{m}^2}$$

El área necesaria para los paneles es de 5.793,12 m<sup>2</sup> aproximadamente mientras que el área disponible de acuerdo a la herramienta de Google Earth es de 27.802 m<sup>2</sup>, por lo que sí es posible una instalación de una central fotovoltaica en el lugar sugerido. Además, esta área presenta una ventaja adicional al encontrarse cerca del alimentador 0527 a tan solo 600 metros aproximadamente del poste N° 432029. Esta distancia fue considerada por la ruta en la que podría ir la línea trifásica que conecte la central con el mencionado en el poste.



## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS ECONÓMICO

#### 4.1 GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

Para realizar el análisis de costos de la mini central hidroeléctrica, es necesario determinar el costo inicial que tomará el proyecto y analizar su viabilidad económica basándose en índices financieros los cuales determinarán si el proyecto será rentable o no.

Para analizar el costo inicial de este proyecto, fueron considerados los gastos más importantes que se pueden realizar tanto en la construcción como en la operación de la misma. Estos costos abarcan la construcción del canal, azud, edificio, reja, tubería forzada y todos los componentes mecánicos para su funcionamiento, por esta razón se realizó una estimación de cada costo inicial considerando precios unitarios existentes en el mercado actual.

##### 4.1.1. COSTOS INICIALES

###### 4.1.1.1 COSTOS DE OBRAS CIVILES

Los precios unitarios para el análisis de costos de las obras civiles, fueron consultados con varios ingenieros civiles (con experiencia en construcción) quienes se encuentran al tanto de los precios a emplear en cotizaciones de proyectos [21].

En la tabla 4.1, se detallan los costos de las obras civiles requeridos para cada elemento que conforma la estructura de la minicentral.



TABLA 4.1. Costos de azud, edificio y canal (Elaboración propia).

COSTO DEL AZUD, EDIFICIO Y CANAL		
COSTOS DE AZUD Y EDIFICIO		
AZUD	\$	10000
EDIFICIO	\$	30000
COSTOS DEL CANAL		
LONGITUD DEL CANAL	LCN (m)	821
ALTURA DEL CANAL	HCN (m)	1
ANCHO DEL CANAL EN LA BASE	ACN (m)	1
ANCHO DEL CANAL EN LA SUPERFICIE	SCN (m)	1
PRECIO METRO LINEAL PREPARACIÓN CANAL	$C_{pc}$	53.09
PARÁMETRO DE ACCESIBILIDAD	$K_a$	1
% A REPARAR	T7 (%)	0.05
PRECIO DE M <sup>3</sup> HORMIGÓN LIGERAMENTE ARMADO	$C_{hla}$	148.46
CÁLCULO		
<b>COSTO DEL CANAL</b>		<b>\$1,654.73</b>

Para el cálculo de costos del canal, se consideró el criterio de Ogayar Fernández B. [14], en el cual establece que para calcular el costo estimado del canal se calcula en base a la ecuación 4.1.

$$CO_{canal} = 0.2 \left[ 2 \cdot \sqrt{\frac{(SCN-ACN)^2}{4+HCN^2}} + ACN \right] \cdot (C_{Hla} + C_{pc}) \cdot K_a \cdot LCN \cdot T_7 \quad (4.1)$$

Donde SCN → Ancho del canal en la superficie

ACN → Ancho del canal en la Base

HCN → Altura del canal

$C_{Hla}$  → Precio de m<sup>3</sup> de hormigón ligeramente armado.

$C_{pc}$  → Precio del metro lineal de preparación del canal

$K_a$  → Parámetro de accesibilidad



LCN → Longitud del canal

$T_7$  → Porcentaje a reparar

#### 4.1.1.2 COSTOS DE REJA Y TUBERÍA

Para el cálculo de costos de la reja y la tubería forzada, se determinó de igual manera el criterio de Ogayar Fernández B [14], por esta razón se vio la necesidad de averiguar y realizar una estimación de precios unitarios para los mencionados cálculos. Estos precios fueron investigados a varias mecánicas industriales en donde manejan de mejor manera los costos de mano de obra y materiales (metales y demás) [21], luego de esto, se definieron los precios más económicos con los cuales se estableció los costos de cada elemento, estos se presentan a continuación.

##### Costos de la reja

Para calcular los costos de la reja, se estableció la ecuación matemática (4.2).

$$CO_{reja} = SRET \cdot C_{rj} \cdot T_{11} \quad (4.2)$$

Donde SRET → Superficie de la reja

$C_{jr}$  → Costo de la reja por  $m^2$

$T_{11}$  → Porcentaje a reparar

Los resultados obtenidos referente al costo de la reja se presenta en la tabla 4.2.

TABLA 4.2. Costo de la reja (Elaboración propia).

COSTO DE LA REJA		
DATOS		
SUPERFICIE DE REJA	SRET (m)	1
COSTO DE REJA POR $m^2$	$C_{rj}$	400
% A REPARAR	$T_{11}$ (%)	1
CÁLCULO		
<b>COSTO DE LA REJA</b>	<b>\$400.00</b>	



### Costos de tubería

Dado que, en lo que se refiere a la tubería forzada del proyecto de la central hidroeléctrica, existen dos tramos de la misma. El primer segmento es de diferente diámetro en relación a la segunda por lo que los costos van a diferir, por esta razón el cálculo se lo realizó para ambos casos ocupando la expresión matemática.

$$CO_{tubería} = (3.185 \cdot 10^4 \cdot C_t \cdot e_{op} \cdot D_{op} + C_{ins}) \cdot L \cdot T_{14} \quad (4.3)$$

Donde

$C_t$  → Costo de acero de tubería (\$/Kg)

$e_{op}$  → Espesor de la tubería

$D_{op}$  → Diámetro de la tubería

$C_{ins}$  → Costo de instalación (\$/m)

$L$  → Longitud de la tubería

$T_{14}$  → Porcentaje a reparar

Al aplicar los debidos cálculos para cada segmento de tubería, se obtuvieron los costos de cada una. Los parámetros técnicos y económicos se pueden observar en la tabla 4.3, al igual que los resultados obtenidos.



TABLA 4.3. Costos de las tuberías (Elaboración propia).

<b>COSTO DE LA TUBERÍA FORZADA</b>		
<b>DATOS</b>		
DIÁMETRO 1	D1 (m)	1
DIÁMETRO 2	D2 (m)	0.75
ESPESOR	E(m)	166.5187601
DIÁMETRO ÓPTIMO		0.036792543
CAUDAL PARA DISEÑO	(m3/s)	0.410461237
SALTO ÚTIL	Hu(m)	240.6040739
DISTANCIAS TUBERÍAS	(m)	174
<b>CÁLCULO</b>		
<i>TUBERÍA 1</i>		
Costo de acero de tubería	\$/kg	2.15
Espesor	m	0.007
Diámetro	m	1
Costo de instalación	\$/m	250
Longitud	m	225
Porcentaje a reparar	T14(%)	1
<b>COSTO DE LA TUBERÍA 1</b>		<b>\$164,102.06</b>
<i>TUBERÍA 2</i>		
Costo de acero de tubería	\$/kg	2.15
Espesor	m	0.007
Diámetro	m	0.75
Costo de instalación	\$/m	250
Longitud	m	112
Porcentaje a reparar	T14(%)	1
<b>COSTO DE LA TUBERIA 2</b>		<b>\$68,264.77</b>
<b>COSTO TOTAL DE TUBERIA DE ACERO</b>		<b>\$232,366.83</b>

#### 4.1.1.3 COSTO DE LA TURBINA HIDRAÚLICA

Para realizar el cálculo del costo aproximado que tendría la turbina hidráulica, fue necesario seleccionar el modelo matemático a utilizar, ya que, al existir diferentes tipos de turbinas, las ecuaciones cambian en sus coeficientes. Para el caso de la turbina sugerida (Tipo Pelton), se consideró la siguiente expresión (ecuación 4.4):

$$CO_{turbina} = 17.693 \cdot P^{0.625275} \cdot H^{0.201735} \quad (4.4)$$



Donde

P→ Potencia nominal

H→ Altura Neta

Con la expresión 4.4, los resultados de los costos de la turbina hidráulica se presentan en la tabla 4.4.

TABLA 4.4. Costo estimado de turbina Hidráulica Pelton (Elaboración propia).

COSTO DE LA TURBINA SUGERIDA		
DATOS		
TURBINA	MARCA	PELTON
H NETA	m	240.6040739
Porcentaje a reparar	%	1
POTENCIA NOMINAL	kW	881.6283072
CÁLCULO		
<b>COSTO TOTAL</b>		<b>\$3,713.70</b>

#### 4.1.1.4 COSTOS DE CONEXIÓN A LA RED Y EQUIPAMIENTO

En estos costos se consideran aquellos elementos que ayudan a la conexión eléctrica con el alimentador 0527, es decir los costos del generador, banco de condensadores, transformador y demás componentes necesarios.

Algunos costos fueron tomados como referencia de otras tesis de proyectos hidroeléctricos [21] y otros fueron basados en costos reales de construcción de redes eléctricas ejecutadas por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. Estos costos aproximados se presenta en la tabla 4.5.



TABLA 4.5. Costos de equipamientos para conexión a la red (Elaboración propia).

COSTO DE CONEXIÓN A LA RED Y EQUIPAMIENTO		
DATOS		
POTENCIA NOMINAL	kW	881.628
VOLTAJE NOMINAL	Kv	22
LONGITUD DE LA LÍNEA AL ALIMENTADOR	m	190
POTENCIA TRANSFORMADOR	KVA	1300
POTENCIA GENERADOR	kW	881.628
CÁLCULO		
COSTO DEL GENERADOR	\$	120000
COSTO DEL BANCO DE CONDENSADORES	\$	25000.00
COSTO DEL TRANSFORMADOR	\$	65000
PARARRAYOS	\$	650
MEDIDOR DE ENERGÍA	\$	3800
MALLA A TIERRA	\$	10000
COSTO DE SISTEMA DE PROTECCIONES	\$	16000
CASA DE MÁQUINAS	\$	300000
SISTEMA SCADA	\$	50000
COSTO DE LÍNEA TRIFÁSICA POR KM	\$	203.0882088
<b>COSTO TOTAL</b>		<b>\$590,653.09</b>

Cabe indicar que la red trifásica considerada para el cálculo fue estimada con precios unitarios 2019 valorados por la CENTROSUR y posee la configuración de 3x1/0(1/0) en cable desnudo de tipo ACSR.

Una vez encontrados todos los costos que abarca la minicentral hidroeléctrica, en la tabla 4.6 se presenta el resumen de los mismos con el precio final aproximado que representaría la construcción de este proyecto.





TABLA 4.6. Inversión inicial de la minicentral hidroeléctrica (Elaboración propia).

INVERSIÓN INICIAL	
COSTO DEL CANAL	\$1,654.73
AZUD	\$10,000.00
EDIFICIO	\$30,000.00
COSTO DE LA REJA	\$400.00
COSTO DE LA TUBERÍA FORZADA	\$232,366.83
COSTO DE LA TURBINA SUGERIDA	\$3,713.70
COSTO DE CONEXIÓN A LA RED Y EQUIPAMIENTO	\$590,653.09
TOTAL	\$868,788.35
I.V.A	\$104,254.60
<b>TOTAL</b>	<b>\$973,042.95</b>

#### 4.1.2 VIABILIDAD ECONÓMICA

Con la energía total producida, la potencia nominal y los costos iniciales del proyecto se pueden calcular los ratios de potencia y energía, estos parámetros determinan si el proyecto es rentable o no dependiendo si se encuentra dentro o fuera de los límites establecidos por la revista IRENA [8]. Para que un proyecto sea rentable, los ratios de potencia y energía deben encontrarse dentro de los siguientes rangos:

- Ratio de potencia: Entre 1000 y 3500 \$/kW.
- Ratio de energía: Debe ser menor a 78.023 \$/kWh.

Por otro lado, para obtener los mencionados ratios se calculan con las siguientes expresiones.

$$Ratio_{Potencia} = \frac{Inversión\ Inicial}{Potencia\ Nominal} \quad (4.5)$$

$$Ratio_{Energía} = \frac{Inversión\ Inicial}{Energía\ Total\ (Con\ paradas\ Técnicas)} \quad (4.6)$$

Llegando así a los siguientes resultados presentados en la tabla 4.7.



TABLA 4.7. Inversión inicial de la minicentral hidroeléctrica (Elaboración propia).

RATIOS DE POTENCIA Y ENERGÍA		
INVERSIÓN INICIAL	\$	\$973,042.95
POTENCIA NOMINAL	kW	881.628307
ENERGÍA TOTAL	kWh/año	3733327.05
ENERGÍA TOTAL CON PARADAS TÉCNICAS	kWh/año	3359994.35
<b>RATIO DE POTENCIA</b>	<b>\$/kWh</b>	<b>\$1,103.69</b>
<i>DEBE ENCONTRARSE ENTRE 1000 Y 3500 \$/kW.</i>		
<b>RATIO DE ENERGÍA</b>	<b>\$/kWh</b>	<b>28.96</b>
<i>DEBE SER MENOR A 78.023 \$/kWh</i>		

Debido a que las ratios de potencia y de energía están dentro de los límites establecidos (anteriormente mencionados), se puede establecer que la viabilidad económica es aceptable para este proyecto hidroeléctrico. Para brindar confianza a la viabilidad económica, se consideró otro criterio de evaluación de proyectos establecido por la Universidad Católica de Chile [4] la cual realizó un análisis de la evolución de los costos de inversión para un gran número de proyectos hidroeléctricos investigados en los EE. UU, llegando a definir una gráfica logarítmica de tendencia general de costos. Estos costos se pueden observar en la figura 4.1.

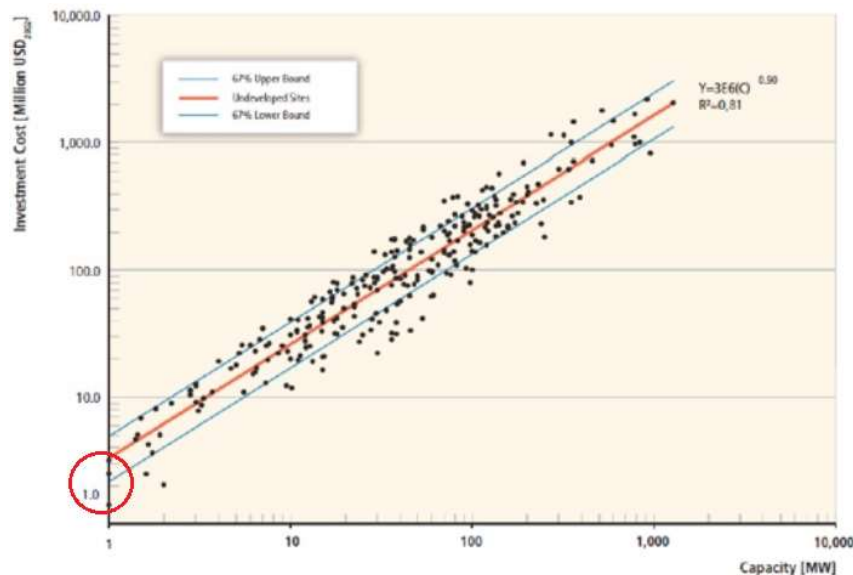


FIGURA 4.1. Costos de inversión de energía hidroeléctrica en función de capacidad de planta [4].



Al ubicar la capacidad en kW y el costo calculado del proyecto en la figura 4.1, se puede observar que el proyecto se encuentra dentro del rango de viabilidad económica, por lo que el proyecto es aceptable económicamente.

AMORTIZACIÓN FINANCIERA, VAN, TIR Y PAYBACK

Para realizar el análisis de amortización de endeudamiento, se deben establecer primero los parámetros financieros, algunos de estos fueron investigados de proyectos similares y en lo que se refiere a tasas de interés fueron tomados de la página del banco central del Ecuador [2]. Los parámetros económicos definidos se muestran en la tabla 4.8.

TABLA 4.8. Parámetros financieros [2].

DATOS PARA VIABILIDAD DE INSTALACIÓN		
INVERSIÓN INICIAL	\$973,042.95	\$
% DE ENDEUDAMIENTO	80%	%
PRÉSTAMO	\$778,434.36	\$
TASA EFECTIVA ANUAL	8.51%	%
TASA EFECTIVA MENSUAL	\$0.01	%
CUOTA MENSUAL	\$8,077.66	\$
INFLACIÓN CONSIDERADA	3%	%
TIEMPO PRÉSTAMO	156	MESES
VIDA ÚTIL DE INSTALACIÓN	25	AÑOS
TASA DE DESCUENTO	5%	%
INGRESOS INCLUIDO PARADAS	\$100,799.83	\$
GASTOS GENERALES DEL AÑO	10%	%

Cabe indicar que la tasa efectiva mensual fue recalculada en base a la tasa efectiva anual con la ayuda de la ecuación 4.7.

$$I_{eq} = (1 + i)^{(a/b)} - 1 \tag{4.7}$$

Donde

$I_{eq}$  → Taza efectiva mensual

$a$  → Período (días) de la tasa mensual

$i$  → Taza anual

$b$  → Período en días de la tasa anual



Para realizar el análisis de amortización se utilizó el método francés o también conocido como método de cuotas constantes, los resultados de este análisis se presentan en el ANEXO 9. Con estos resultados, el análisis de viabilidad económica se observa en la tabla 4.9.

TABLA 4.9. Análisis de viabilidad económica (Elaboración propia).

ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA							
AÑOS	CUOTA ANUAL	INGRESOS	GASTOS GENERALES	FLUJO DE CAJA	PAY BACK	FLUJO DE CAJA ACUMULADO	GRÁFICA DE PAYBACK
0	194608.59		0.00	-194608.59	973042.95		-\$973,042.95
1	96931.89	100799.83	10079.98	-6212.04	979254.99	-6212.04	-\$979,254.99
2	96931.89	103823.83	10382.38	-3490.44	982745.43	-9702.48	-\$982,745.43
3	96931.89	106938.54	10693.85	-687.20	983432.64	-10389.69	-\$983,432.64
4	96931.89	110146.70	11014.67	2200.14	981232.50	-8189.55	-\$981,232.50
5	96931.89	113451.10	11345.11	5174.10	976058.40	-3015.45	-\$976,058.40
6	96931.89	116854.63	11685.46	8237.28	967821.12	5221.83	-\$967,821.12
7	96931.89	120360.27	12036.03	11392.35	956428.76	16614.19	-\$956,428.76
8	96931.89	123971.08	12397.11	14642.08	941786.68	31256.27	-\$941,786.68
9	96931.89	127690.21	12769.02	17989.30	923797.38	49245.57	-\$923,797.38
10	96931.89	131520.92	13152.09	21436.94	902360.44	70682.51	-\$902,360.44
11	96931.89	135466.54	13546.65	24988.00	877372.44	95670.51	-\$877,372.44
12	96931.89	139530.54	13953.05	28645.60	848726.84	124316.11	-\$848,726.84
13	96931.89	143716.46	14371.65	32412.92	816313.92	156729.03	-\$816,313.92
14		148027.95	14802.79	133225.15	683088.76	289954.19	-\$683,088.76
15		152468.79	15246.88	137221.91	545866.86	427176.09	-\$545,866.86
16		157042.85	15704.29	141338.57	404528.29	568514.66	-\$404,528.29
17		161754.14	16175.41	145578.72	258949.57	714093.38	-\$258,949.57
18		166606.76	16660.68	149946.08	109003.48	864039.47	-\$109,003.48
19		171604.96	17160.50	154444.47	-45440.99	1018483.94	\$45,440.99
20		176753.11	17675.31	159077.80	-204518.79	1177561.74	\$204,518.79
21		182055.71	18205.57	163850.14	-368368.92	1341411.87	\$368,368.92
22		187517.38	18751.74	168765.64	-537134.56	1510177.51	\$537,134.56
23		193142.90	19314.29	173828.61	-710963.17	1684006.12	\$710,963.17
24		198937.19	19893.72	179043.47	-890006.64	1863049.59	\$890,006.64
25		204905.30	20490.53	184414.77	-1074421.41	2047464.36	\$1,074,421.41
<b>VAN</b>					<b>626 250.08 \$</b>		
<b>TIR</b>					<b>13.95 %</b>		
<b>PAY BACK</b>					<b>18.73</b>		
					<b>18 años, 5 meses y 23 días.</b>		



De acuerdo al análisis realizado, se puede observar que el VAN (Valor Actual Neto) es positivo y a su vez el TIR (Tasa Interna de Retorno) es superior a la tasa efectiva anual, por esta razón se puede establecer que el proyecto de la mini central hidroeléctrica es rentable. La grafica del PayBack, se muestra en la figura 4.2, donde se observa su comportamiento, el mismo que indica que el proyecto empieza a percibir ganancias a partir del año 18 y 5 meses aproximadamente.

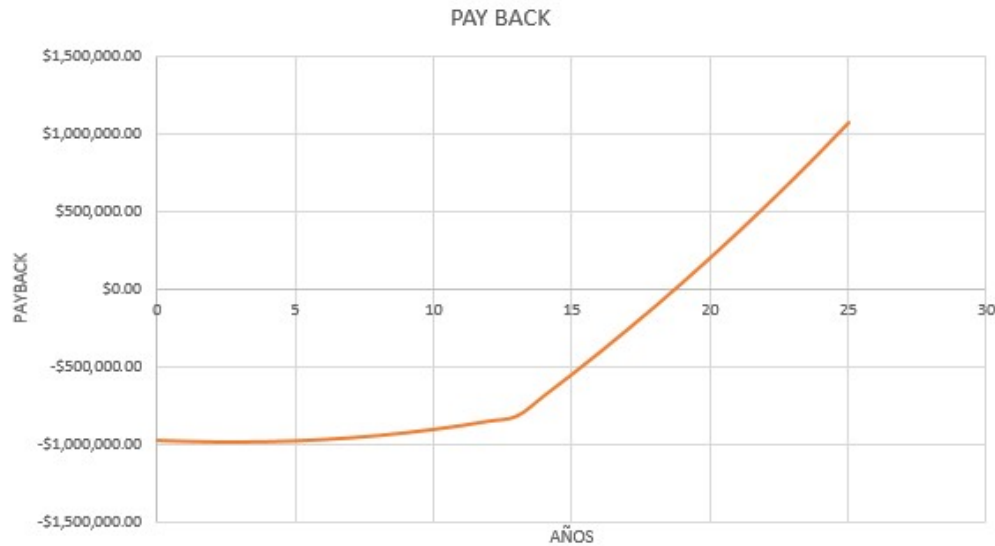


FIGURA 4.2. Gráfica del PayBack (Elaboración propia).

## 4.2 GENERACIÓN EÓLICA

Es importante realizar un análisis económico de los gastos que implicaría la implementación de una central eólica en el lugar que se estudia en este trabajo para poder determinar la factibilidad que representaría su construcción, por esta razón en los simuladores de Homer y RETScreen a más del análisis de potencia y energía, se realiza la estimación de los costos que representaría la mencionada central. Es importante indicar que los costos contemplan la instalación de la central y sus componentes, pero no se valora los equipos adicionales como transformador, equipo de protecciones y la línea trifásica que enlazaría la central con el alimentador 0527. Así mismo, cabe indicar que los parámetros económicos para las simulaciones fueron considerados por cada simulador y algunos como tasas de interés entre otros fueron considerados en base a paginas económicas oficiales [2].



## 4.2.1 COSTOS OBTENIDOS EN HOMER

### 4.2.1.1 PARÁMETROS ECONÓMICOS

Los precios de cada componente de la central eólica y los parámetros económicos considerados en la simulación, se presentan en la tabla 4.10.

TABLA 4.10. Precios y parámetros considerados en Homer [2-9]

COMPONENTES DE CENTRAL EÓLICA	
ELEMENTO	COSTO
Turbina XANT M-21	65.967,3 \$/Turbina
Batería ABB PS-BAT P3	4.500 \$/Batería
Convertor ABB PSTORE-PCS	0.2 \$/kW
PARÁMETROS ECONÓMICOS	
PARÁMETRO	VALOR
Tasa de descuento nominal	6 %
Inflación	2 %

Los precios de los componentes fueron analizados en diferentes páginas de proveedores y se consideró un precio promedio para su análisis, lo que hace que los resultados obtenidos sean valores aproximados.

### 4.2.1.2 RESULTADOS DE COSTOS DE LA CENTRAL EÓLICA

Con todos los parámetros y precios establecidos, se obtuvieron dos tipos de costos:

- Costos presentes netos
- Costos anuales

Estos resultados son los presentados en la tabla 4.11.

TABLA 4.11. Costo presente neto de la central eólica, Homer [9].

Componente	Capital	Repuestos	Operación y Mantenimiento	Recuperación	Total
Turbina eólica	\$593,706.00	\$275,079.00	\$187,046.00	-\$170,212.00	\$885,618.00
Inversor y Batería	\$6,237,007.00	\$1,427,036.00	\$2,183,282.00	-\$238,417.00	\$9,608,908.00
Sistema	\$6,830,713.00	\$1,702,115.00	\$2,370,328.00	-\$408,629.00	<b>\$10,494,526.00</b>



Los costos de recuperación son aquellos valores restantes en un componente del sistema de energía al final de la vida útil del proyecto. HOMER determina la depreciación lineal de los componentes, lo que significa que el valor de recuperación de un componente es directamente proporcional a su vida restante. Finalmente, los costos anuales son los presentados en la tabla 4.12.

TABLA 4.12. Costos anuales de la central eólica, Homer [9].

Componente	Capital	Repuestos	Operación y Mantenimiento	Recuperación	Total
Turbina eólica	\$37,690.00	\$17,463.00	\$11,874.00	-\$10,805.00	\$56,221.00
Inversor y Batería	\$395,940.00	\$90,591.00	\$138,600.00	-\$15,135.00	\$609,996.00
Sistema	\$433,630.00	\$108,054.00	\$150,474.00	-\$25,940.00	<b>\$666,218.00</b>

Adicional a los resultados presentados, se determinó que el costo nivelado de energía de acuerdo a lo simulado es de 12,40 \$/kWh y el flujo de caja nominal representado de forma gráfica se puede apreciar en la figura 4.3.

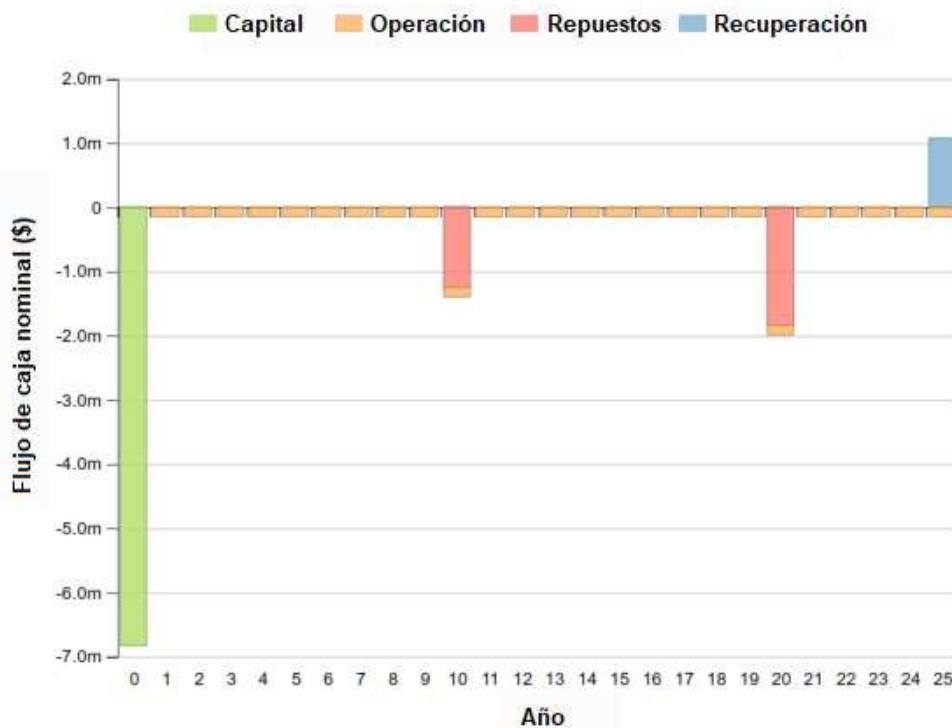


FIGURA 4.3. Flujo de caja nominal central eólica en Homer [9].



## 4.2.2 COSTOS OBTENIDOS EN RETSCREEN

### 4.2.2.1 PARÁMETROS ECONÓMICOS

Los parámetros económicos considerados en la simulación fueron establecidos por RETScreen de acuerdo a su base de datos (algunos de estos parámetros se pueden observar en el Anexo 10) y otros fueron considerados en base a la bibliografía [2-19], estos parámetros se presentan en la tabla 4.13.

TABLA 4.13. Parámetros económicos central eólica en RETScreen [2-19].

<b>COSTOS DE PRODUCCIÓN</b>	
<b>PARÁMETRO</b>	<b>COSTO</b>
Costos iniciales	3 \$/kW
Costos de operación y mantenimiento	80 \$/kW – año
Tarifa de exportación de electricidad	0.10 \$ /kWh
<b>PARÁMETROS FINANCIEROS</b>	
Tasa de inflación	3 %
Tasa de descuento	5 %
Tasa de reinversión	5 %
Tiempo de vida del proyecto	20 años
Relación de deuda	70 %
Tasa de interés de la deuda	7 %
Duración de la deuda	15 años
Pagos de la deuda	968.389 \$/año

### 4.2.2.2 RESULTADOS DE COSTOS DE LA CENTRAL EÓLICA

Con todos los parámetros económicos establecidos se obtuvieron dos tipos de costos para la central eólica, costos presentes netos y costos anuales. Estos resultados se muestran en la tabla 4.14.

TABLA 4.14. Costos iniciales y anuales de la central eólica, RETScreen [19].

<b>COSTOS INICIALES</b>	
Costo inicial	<b>\$12,600,000.00</b>
<b>COSTOS ANUALES</b>	
Costo de operación y mantenimiento	\$136,000.00
Costos de instalación	\$500,000.00
Pago de la deuda (15 años)	\$968,389.00
<b>Costo anual total</b>	<b>\$1,604,389.00</b>





RETScreen es un simulador que analiza la viabilidad financiera de cada proyecto por medio de indicadores financieros como los son el VAN y el TIR, adicional a esto, encuentra el flujo de efectivo neto y ahorros anuales totales. Estos resultados obtenidos se presentan en la tabla 4.15.

TABLA 4.15. Indicadores financieros de central eólica en RETScreen [19].

AHORROS	
Ingresos por exportación de energía	\$79,699.00
Flujo de efectivo neto anual (1 año)	-\$1,524,690.00
VIABILIDAD FINANCIERA	
TIR	NEGATIVO
VAN	-\$23,097,561.00

De acuerdo a los indicadores financieros que presenta el simulador RETScreen, se puede observar que el proyecto eólico no es rentable debido a que el TIR es negativo y el VAN indica que el proyecto generará pérdidas económicas. Además, el costo de producción de energía es de 1.60 \$/kWh (Dólares Americanos) y no representa ganancia alguna. A continuación (figura 4.4), se presenta el flujo de efectivo acumulado.

Flujo de caja anuales		
Año	Antes-impuestos	Acumulado
#	\$	\$
0	-3,780,000	-3,780,000
1	-1,542,176	-5,322,176
2	-1,560,202	-6,882,378
3	-1,578,786	-8,461,164
4	-1,597,944	-10,059,108
5	-1,617,693	-11,676,801
6	-1,638,052	-13,314,853
7	-1,659,039	-14,973,892
8	-1,680,675	-16,654,567
9	-1,702,977	-18,357,544
10	-1,725,967	-20,083,511
11	-1,749,666	-21,833,176
12	-1,774,095	-23,607,272
13	-1,799,277	-25,406,549
14	-1,825,235	-27,231,784
15	-1,851,992	-29,083,775
16	-911,184	-29,994,959
17	-939,614	-30,934,573
18	-968,918	-31,903,491
19	-999,124	-32,902,614
20	-1,030,259	-33,932,873

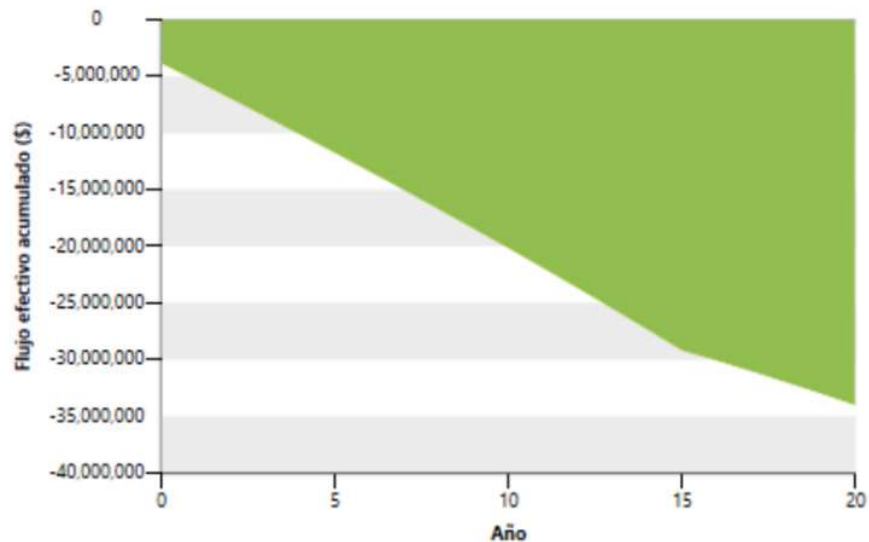


FIGURA 4.4. Flujo de caja de la central eólica simulada en RETScreen [19].



Es importante mencionar que los valores en dólares obtenidos en RETScreen pertenecen a dólares canadienses y no a los americanos, por lo que es necesario realizar la conversión de moneda para el análisis de resultados que se verá en el capítulo 5.

### 4.3 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Para la central fotovoltaica también se realizó un análisis económico de su implementación con el fin de establecer la factibilidad que representaría su construcción, por esta razón en los simuladores de Homer y RETScreen a más del análisis de potencia y energía simulan los costos que representaría la central. Es importante mencionar que los costos contemplan la instalación de la central fotovoltaica y sus componentes, pero no contemplan los equipos adicionales como transformador, equipo de protecciones y la línea trifásica que enlazaría la central con el alimentador 0527. Así mismo, es importante mencionar que los parámetros económicos para las simulaciones fueron considerados por cada simulador y algunos como tasas de interés entre otros fueron determinados en base a páginas económicas oficiales tal como se estableció para la central eólica [2].

#### 4.3.1 COSTOS OBTENIDOS EN HOMER

##### 4.3.1.1 PARÁMETROS ECONÓMICOS

Los precios de cada componente de la central fotovoltaica y los parámetros económicos considerados en la simulación, se presentan en la tabla 4.16.

TABLA 4.16. Precios y parámetros considerados en Homer [2-9].

COMPONENTES DE MINI CENTRAL	
ELEMENTO	COSTO
Panel Solar AstroHalo-5BB	3.000 \$/Panel
Batería ABB PS-BAT P3	4.500 \$/Batería
Convertor ABB PSTORE-PCS	0.2 \$/kW
PARÁMETROS ECONÓMICOS	
PARÁMETRO	VALOR
Tasa de descuento nominal	6 %
Inflación	2 %



Los precios de los componentes fueron consultados en diferentes páginas de proveedores y se consideró un precio promedio para su análisis lo que hace que los resultados obtenidos sean valores aproximados.

#### 4.3.1.2 RESULTADOS DE COSTOS DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA

Con todos los parámetros y precios establecidos se obtuvieron dos tipos de costos:

- Costos presentes netos
- Costos anuales

Estos resultados se encuentran en la tabla 4.17.

TABLA 4.17. Costo presente neto de la central fotovoltaica, Homer [9].

Componente	Capital	Repuestos	Operación y Mantenimiento	Recuperación	Total
Panel Solar	\$320,549.00	\$0.00	\$17.00	\$0.00	\$320,566.00
Inversor y Batería	\$2,673,003.00	\$611,587.00	\$935,692.00	-\$102,179.00	\$4,118,103.00
Sistema	\$2,993,552.00	\$611,587.00	\$935,709.00	-\$102,179.00	<b>\$4,438,670.00</b>

Los costos de recuperación hacen referencia al valor de recuperación es el valor restante en un componente del sistema de energía al final de la vida útil del proyecto. HOMER asume la depreciación lineal de los componentes, lo que significa que el valor de recuperación de un componente es directamente proporcional a su vida restante. Finalmente, los costos anuales son los presentados en la tabla 4.18.

TABLA 4.18. Costos anuales de la central fotovoltaica, Homer [9].

Componente	Capital	Repuestos	Operación y Mantenimiento	Recuperación	Total
Panel Solar	\$20,349.00	\$0.00	\$1.00	-\$1.00	\$20,350.00
Inversor y Batería	\$169,688.00	\$38,825.00	\$59,400.00	-\$6,486.00	\$261,427.00
Sistema	\$190,038.00	\$38,825.00	\$59,401.00	-\$6,487.00	<b>\$281,778.00</b>



Adicional a los resultados presentados se obtuvo que el costo nivelado de energía de acuerdo a lo simulado es de 5,221 \$/kWh y el flujo de caja nominal representado de forma gráfica se puede apreciar en la figura 4.5.

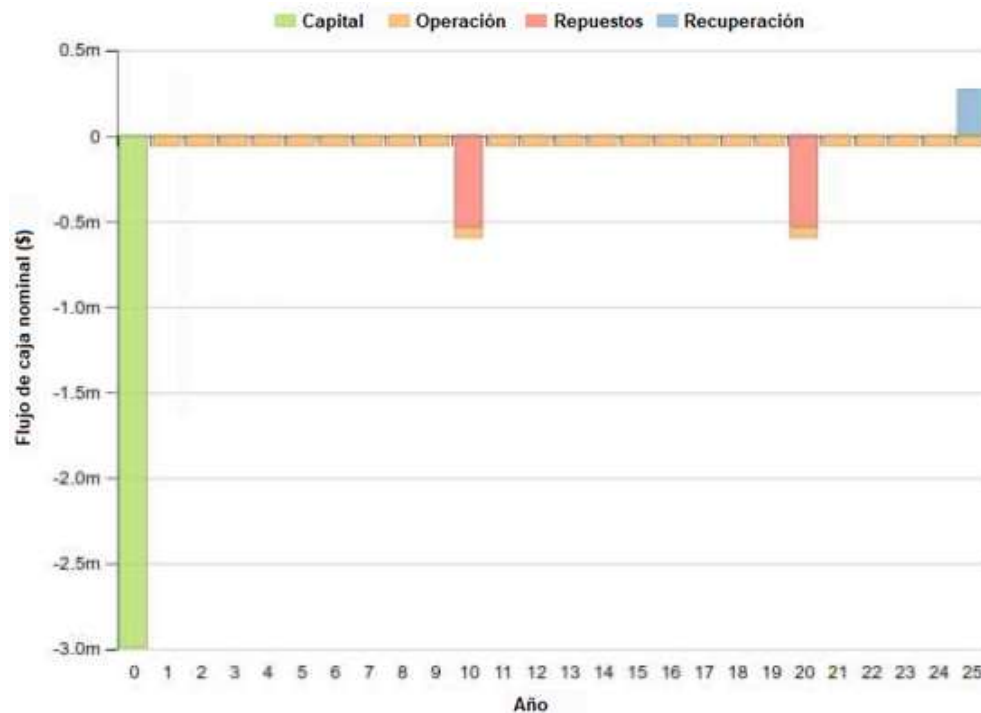


FIGURA 4.5. Flujo de caja nominal central fotovoltaica en Homer [9].

### 4.3.2 COSTOS OBTENIDOS EN RETSCREEN

#### 4.3.2.1 PARÁMETROS ECONÓMICOS

Los parámetros económicos considerados en la simulación fueron establecidos por RETScreen de acuerdo a su base de datos (algunos se observan en el Anexo 10) [19] y otros fueron considerados en base a la bibliografía [2], estos parámetros se presentan en la tabla 4.19.



TABLA 4.19. Parámetros económicos central fotovoltaica en RETScreen [2-19].

COSTOS DE PRODUCCIÓN	
PARÁMETRO	COSTO
Costos iniciales	1.8 \$/kW
Costos de operación y mantenimiento	18 \$/kW – año
PARÁMETROS FINANCIEROS	
Tasa de inflación	3 %
Tasa de descuento	5 %
Tasa de reinversión	5 %
Tiempo de vida del proyecto	25 años
Relación de deuda	70 %
Tasa de interés de la deuda	7 %
Duración de la deuda	15 años
Pagos de la deuda	364.027 \$/año

#### 4.3.2.2 RESULTADOS DE COSTOS DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA

Con todos los parámetros económicos establecidos se obtuvieron dos tipos de costos para la central fotovoltaica

- Costos presentes netos
- Costos anuales

Estos resultados se presentan en la tabla 4.20.

TABLA 4.20. Costos iniciales y anuales de la central fotovoltaica, RETScreen [19].

COSTOS INICIALES	
Costo inicial	<b>\$4,736,465.00</b>
COSTOS ANUALES	
Costo de operación y mantenimiento	\$17,433.00
Costos de instalación	\$662,639.00
Pago de la deuda (15 años)	\$364,027.00
<b>Costo anual total</b>	<b>\$1,044,099.00</b>

RETScreen es un simulador que analiza la viabilidad financiera de cada proyecto por medio de indicadores financieros como los son el VAN y el TIR, adicional a esto, encuentra el flujo de efectivo neto y ahorros anuales totales. Estos resultados obtenidos se presentan en la tabla 4.21.



TABLA 4.21. Indicadores financieros de central fotovoltaica en RETScreen [19].

AHORROS	
Ingresos por exportación de energía	\$99,714.00
Flujo de efectivo neto anual (1 año)	-\$994,385.00
VIABILIDAD FINANCIERA	
TIR	NEGATIVO
VAN	-\$16,820,250.00

De acuerdo a los indicadores financieros que presenta el simulador RETScreen, se observa que el proyecto fotovoltaico no es rentable debido a que el TIR es negativo y el VAN indica que el proyecto generará pérdidas económicas. Además, el costo de producción de energía es de 0.08 \$/kWh (Dólares Americanos) y no representa una ganancia significativa. A continuación (Figura 4.6), se presenta el flujo de efectivo acumulado.

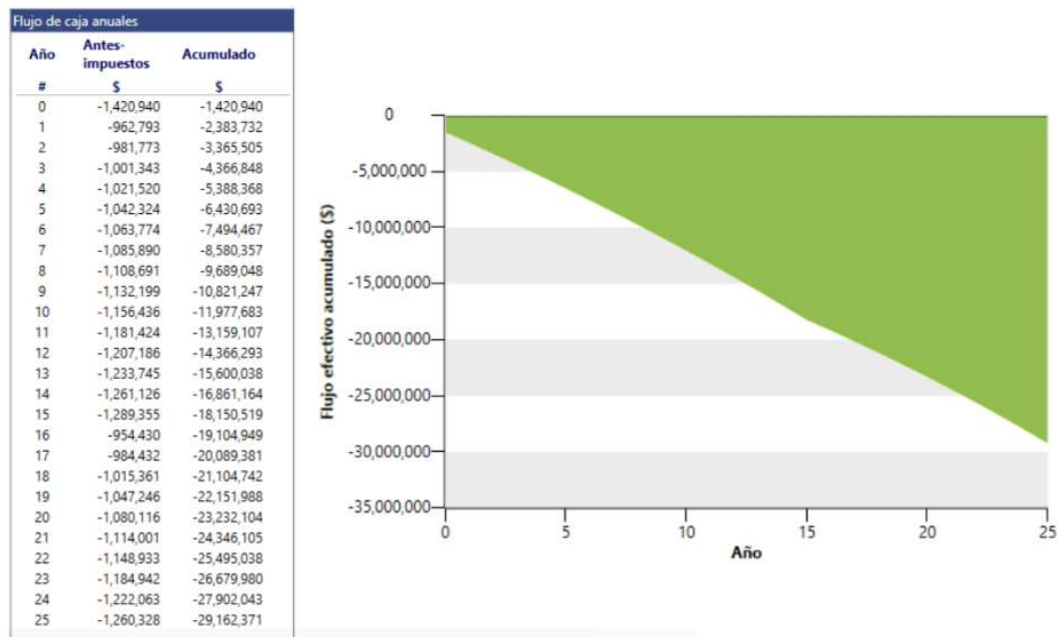


FIGURA 4.6. Flujo de caja de la central fotovoltaica simulada en RETScreen [19].

Es importante mencionar que los valores en dólares obtenidos en RETScreen pertenecen a dólares canadienses y no a los americanos, por lo que es necesario realizar la conversión de moneda para el análisis de resultados que se verá en el capítulo 5.



## CAPÍTULO V

## COMPARACIÓN DE RESULTADOS

## 5.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS ENERGÉTICOS

Con las tres tecnologías analizadas en capítulos anteriores, se observó que es posible obtener energía eléctrica a partir del viento, agua y radiación mientras se disponga de los mismos de una manera constante y con la cantidad necesaria. Para poder definir los resultados finales, es necesario establecer primero una relación entre las simulaciones obtenidas en Homer y RETScreen, para así poder definir de los dos resultados cual es el más idóneo.

## 5.1.1 COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LA CENTRAL EÓLICA

Los resultados obtenidos en los simuladores utilizados se presentan en la tabla 5.1.

TABLA 5.1. Comparación de resultados entre Homer y RETScreen – Eólica  
(Elaboración propia).

CENTRAL EÓLICA	HOMER		RETSSCREEN	
	MODELO	CANTIDAD	MODELO	CANTIDAD
Turbina Eólica	XANT M-21 (100 kW)	9	GAMESA G52/850	2
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	VALOR	UNIDAD
Potencia Nominal	900	KW	1700	KW
Velocidad promedio	3	m/s	4	m/s

En base a estos resultados, se puede determinar que la mejor opción la presenta RETScreen debido a que se utilizan solo 2 aerogeneradores de marca Gamesa (la cual es conocida en el mercado) y se obtiene una potencia mucho mayor a la obtenida en Homer.

## 5.1.2 COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA

Para el caso de la central fotovoltaica, los resultados obtenidos se muestran en la tabla 5.2.



TABLA 5.2. Comparación de resultados entre Homer y RETScreen – Fotovoltaica (Elaboración propia).

CENTRAL FOTOVOLTAICA	HOMER		RETScreen	
ELEMENTO	MODELO	CANTIDAD	MODELO	CANTIDAD
Panel solar	AstroHalo-5BB	2800	ASM6612P	2980
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	VALOR	UNIDAD
Potencia Nominal	1181	KW	968.50	KW
Área requerida	4583	m <sup>2</sup>	5793.12	m <sup>2</sup>

En base a la tabla 5.2 se puede determinar que ambos simuladores utilizan una cantidad similar de paneles solares para generar potencias semejantes. Para la comparación de resultados finales se utilizará los obtenidos en RETScreen debido a que económicamente es más viable, como se demuestra más adelante.

### 5.1.3 RESULTADOS FINALES

Los resultados de generación tanto en la hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica se presenta en la figura 5.1.

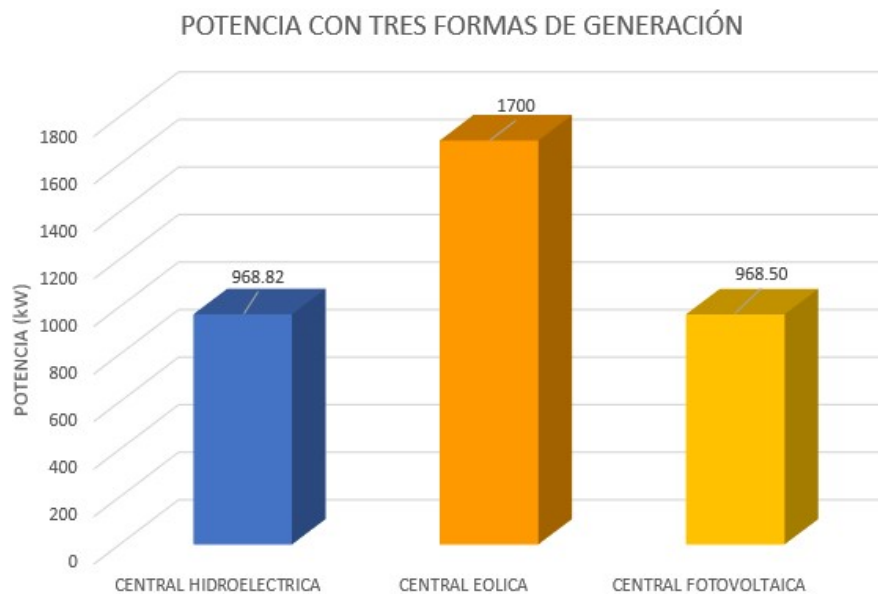


FIGURA 5.1. Resultados de potencia eléctrica con tecnologías diferentes, Molleturo (Elaboración propia)





TABLA 5.3. Comparación de tecnologías y parámetros de generación eléctrica  
(elaboración propia).

CENTRAL EÓLICA			CENTRAL FOTOVOLTAICA			CENTRAL MINI HIDROELÉCTRICA		
ELEMENTO	MODELO	CANTIDAD	ELEMENTO	MODELO	CANTIDAD	ELEMENTO	MODELO	CANTIDAD
Turbina Eólica	GAMESA G52/850	2	Panel solar	ASM6612P	2980	Turbina	Pelton	1
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Potencia Nominal	1700	KW	Potencia Nominal	968.50	KW	Potencia Nominal	968.82	KW
Velocidad promedio	4	m/s	Área requerida	5793.12	m <sup>2</sup>	Caudal equipamiento	0.4105	m <sup>2</sup>

Para poder realizar una comparación entre las tres formas de generación de energía eléctrica, es necesario tomar como referencia la energía obtenida en la mini central hidroeléctrica ya que para su diseño fueron considerados datos reales. Como se puede observar en la figura 5.1, para que la generación eólica pueda alcanzar un valor similar (Incluso mayor) a la potencia nominal de la hidroeléctrica es necesario establecer una central con 2 aerogeneradores de tipo Gamesa con una velocidad de viento promedio de 4m/s [11]. De igual manera, para que la generación fotovoltaica se asemeje a la de la hidroeléctrica se requiere de 2980 paneles solares de tipo ASM6612P y un área de 5793,12 m<sup>2</sup> de terreno disponible (Resultados obtenidos de la simulación en RETScreen).

Con estos resultados y en base a la literatura, se puede determinar que el uso de generación distribuida sería de gran ayuda al desempeño del alimentador 0527 ya que la potencia que se podría obtener cubriría la demanda actual de Molleturo. Con este aporte, los índices FMIK y TTIK mejorarían en sus valores ya que en el caso de una falla del sistema la demanda no sufriría cortes de energía por tiempos considerables.

## 5.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS ECONÓMICOS

Para poder realizar una comparación de costos entre las formas de generación de energía eléctrica, primero se debe realizar la relación de costos entre las simulaciones obtenidas en Homer y RETScreen para definir de los dos resultados cual es el más viable económicamente. Cabe indicar que en el caso de los costos



resultantes del simulador RETScreen, se debe efectuar la conversión de moneda para poder realizar la comparación de costos y esta se debe llevar a cabo en base al cambio de moneda (dólar canadiense a dólar estadounidense) establecida por el mismo software la cual es de 1 USD (\$) = 1,25 CAD (C\$) [19].

### 5.2.1 COMPARACIÓN DE COSTOS DE LA CENTRAL EÓLICA

Los resultados obtenidos en los simuladores utilizados se presentan en la tabla 5.4.

TABLA 5.4. Comparación de costos entre Homer y RETScreen – Eólica  
(Elaboración propia)

<b>COSTOS</b>	<b>HOMER</b>	<b>RETSREEN</b>
<b>COSTO PRESENTE NETO</b>	\$10,494,526.00	\$10,080,000.00
<b>COSTOS ANUALES</b>	\$666,218.00	\$1,283,511.20

En base a estos resultados, se puede determinar que la mejor opción para analizar es la obtenida en el simulador RETScreen, debido a que los costos de inversión son menores y a su vez el análisis económico realizado es más profundo en comparación al análisis económico realizado en Homer.

### 5.2.2 COMPARACIÓN DE COSTOS DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA

Para el caso de la central fotovoltaica, los resultados se presentan en la tabla 5.5.

TABLA 5.5. Comparación de costos entre Homer y RETScreen – Fotovoltaica  
(Elaboración propia).

<b>COSTOS</b>	<b>HOMER</b>	<b>RETSREEN</b>
<b>COSTO PRESENTE NETO</b>	\$4,438,670.00	\$3,789,172.00
<b>COSTOS ANUALES</b>	\$281,778.00	\$835,279.20

En base a la tabla 5.5, se puede determinar que los resultados económicos establecidos por RETScreen son mejores que los calculados e Homer ya que el costo de inversión es menor, adicional a esto, el análisis económico realizado es más profundo en comparación al análisis económico realizado en Homer.



### 5.2.3 COSTOS GENERALES

Los resultados de costos que implicaría la generación tanto en la hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica se presentan en la Tabla 5.6.

TABLA 5.6. Resultados de costos de cada proyecto de generación eléctrica (Elaboración propia).

COSTOS	HIDRAÚLICA	EÓLICA	FOTOVOLTAICA	Unidad
<b>COSTO NETO DE INVERSIÓN</b>	\$973,042.95	\$10,080,000.00	\$3,789,172.00	\$
<b>COSTOS ANUALES</b>	\$97,304.30	\$1,283,511.20	\$835,279.20	\$
<b>COSTOS DE PRODUCCIÓN</b>	0.03	1.6	0.08	\$/kWh
<b>VIDA ÚTIL</b>	25	20	25	AÑOS

Gráficamente se puede realizar una comparación de los costos de inversión, anuales y de producción que representa cada forma de generación (figura 5.2 y 5.3), para así poder definir cuál sería la opción más viable económicamente.

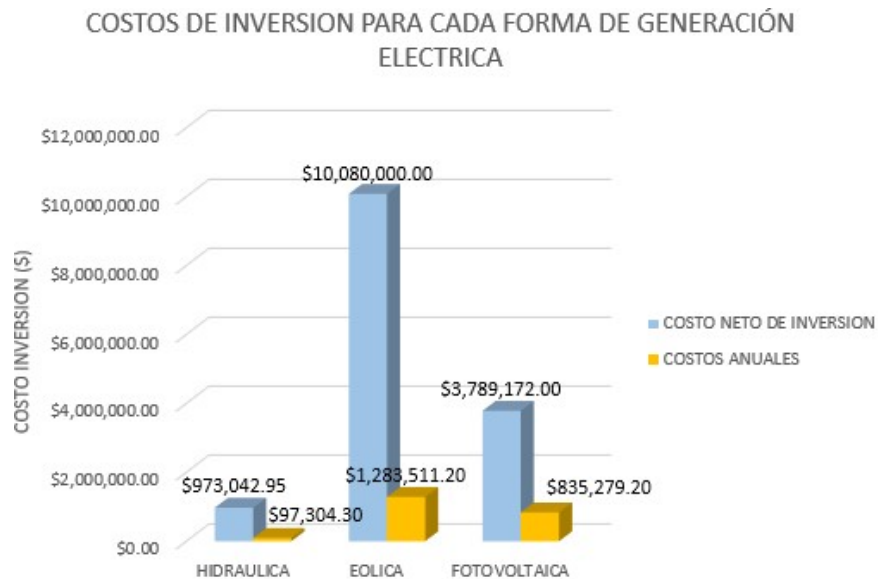


FIGURA 5.2. Comparación de costos de inversión y anuales de tecnologías (Elaboración propia).

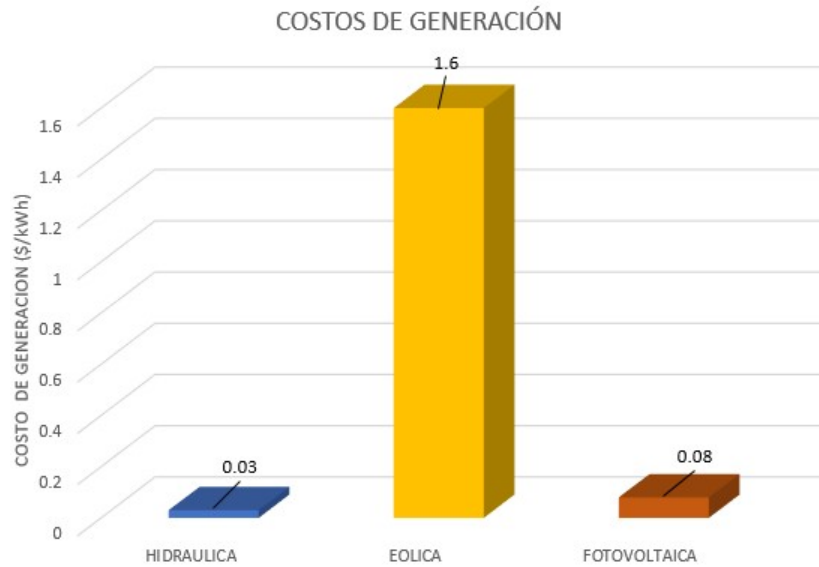


FIGURA 5.3. Comparación de costos de producción de energía eléctrica  
(Elaboración propia).

Como se puede observar en las gráficas anteriores la mejor opción que para la producción de energía eléctrica para abastecer al alimentador 0527 es por medio de la generación hidroeléctrica, esta tecnología posee costos bajos en comparación a las demás y sobre todo posee la rentabilidad económica que los otros dos proyectos no poseen, por esta razón la generación hidroeléctrica es el proyecto más viable tanto técnicamente como económicamente.



## CAPÍTULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 CONCLUSIONES

- En el desarrollo de este trabajo se pudo concluir que la comunidad de Molleturo y sus alrededores disponen de recursos naturales para la generación de energía eléctrica de acuerdo a los resultados encontrados. En el caso del agua se pudo observar que existen algunos ríos los cuales pueden ser aprovechados, ya que pasan por lugares con grandes pendientes debido a la forma que tienen las lagunas y montañas. En relación al recurso eólico, hay varios lugares que reciben gran afluencia de viento debido a que la zona es la conexión entre la costa y la sierra. El lugar escogido para el análisis de vientos posee una característica en particular ya que las montañas forman un callejón de gran escala en el cual existe un gran movimiento de aire. Finalmente, para la generación fotovoltaica, se realizó el análisis en el mismo lugar de la central eólica con la intención de aprovechar las ventajas que posee el mencionado lugar tales como la inclinación del terreno, la cercanía que este posee al alimentador 0527 (el cual está ubicado en la vía) y sobre todo el fácil acceso para una posible implementación de una de las dos centrales.
- En base al desarrollo del presente trabajo se puede concluir además que el proyecto de la minicentral hidroeléctrica es el más viable tanto técnicamente como económicamente, ya que por medio de la evaluación de ratios de potencia y energía se llegó a concluir que los parámetros de la minicentral lograron ubicarse dentro de los rangos establecidos por la revista IRENA [8]. A su vez, se reforzó la viabilidad al compararlo con el gráfico de costos de inversión de energía hidroeléctrica en función de la capacidad de planta, establecida por la Universidad Católica de Chile [4]. El proyecto económicamente también es viable, debido a que el VAN (Valor Actual Neto) posee un valor significativo para cualquier inversionista debido a que esta cantidad de dinero es la excedente después de realizar la inversión inicial. De



igual manera, se pudo observar que la TIR (Tasa Interna de Retorno) posee un valor de 13,95% y este valor al ser mayor que la tasa de descuento (5%) hace que el proyecto sea rentable. Finalmente, se puede establecer que el proyecto hidroeléctrico es la mejor opción, debido a que el impacto ambiental que este provocaría es mínimo y en relación a las demás formas de generación eléctrica (eólica y fotovoltaica) posee la ventaja de que se puede ampliar su capacidad de generación con el cambio de tecnología en su turbina hidráulica, algo que no se puede realizar fácilmente en las demás tecnologías.

- Los proyectos eólico y fotovoltaico no representan ser una buena inversión, ya que los costos de inversión inicial al igual que los costos anuales son muchos más altos comparados con los de la hidroeléctrica, esto se debe a que la tecnología utilizada para la generación tales como paneles solares, turbinas eólicas, inversores, baterías, entre otros, es muy costosa tanto en su adquisición como en su mantenimiento. Además, los índices financieros de cada proyecto (VAN y TIR) indican que los proyectos mencionados no son rentables lo cual significa que generaran pérdidas económicas a cualquier inversionista. Por esta razón, de las tres formas de generación eléctrica se concluye que la única rentable es la mini central hidroeléctrica.
- Al realizar un análisis de la minicentral existente cercana a la comunidad de Molleturo, se pudo determinar que es posible su restauración y/o repotenciación, ya que al realizar varias visitas en campo se observó que aún existe parte de su edificación y aún dispone de recursos hídricos en ese lugar. Lamentablemente, no fue posible realizar el análisis de su posible restauración debido a que esta mini central dejó de estar en funcionamiento en el año 1987 y para realizar un estudio se requiere la adquisición de datos históricos, los cuales actualmente no existen registros de mediciones de caudal en el río del mencionado lugar. Sin embargo, al haber existido una mini central que abasteció (Con una potencia de 120kW) por años a la comunidad de Molleturo, deja claro que existe la posibilidad de generar energía eléctrica en ese lugar.
- Dado que la demanda del alimentador (Únicamente la demanda de Molleturo) es de aproximadamente 196,128 kW, se determinó que la mini central



hidroeléctrica es capaz de solventar de energía eléctrica a la comunidad de Molleturo, ya que ésta podría generar alrededor de 968.82 kW, adicional a esto, la mini central puede abastecer de energía a comunidades aledañas como Migüir entre otras. Cabe indicar que no es posible abastecer toda la demanda del alimentador 0527, debido a que su demanda total es de 2813 kW, pero si puede satisfacer a las demandas más sensibles del mismo.

- El alimentador 527 obtendrá un mejor desempeño en su funcionamiento con el ingreso de generación distribuida (Basado en la literatura y en los resultados obtenidos), ya que al existir cualquier tipo de salida del mismo la comunidad de Molleturo quedaría abastecida de energía eléctrica, logrando así disminuir los tiempos de desconexión y a su vez mejorar notablemente los índices FMIK y TTIK.

## 6.2 RECOMENDACIONES

- Realizar la medición de caudal en el río El Chorro, ya que en ese lugar existe una estación meteorológica de la empresa ETAPA EP la cual no está realizando mediciones por presentar averías en los sensores. Estas mediciones ayudarían a conformar una base de datos de caudal histórico para así poder realizar estudios de una posible restauración de la mini central hidroeléctrica "Molleturo", logrando así generar más opciones de generación de energía eléctrica en ese lugar.
- Al realizar futuros estudios de generación de energía eléctrica por medio de recursos renovables, es recomendable buscar lugares que estén fuera del área protegida debido a que cualquier tipo de construcción en ese lugar generaría impactos ambientales, ya sea a la vegetación como a la fauna. Adicional e esto, es necesario disponer de estudios ambientales y a su vez del permiso necesario para realizar cualquier tipo de construcción en esa área.
- Es recomendable incentivar a las autoridades sobre el uso de energías renovables en el sector de Molleturo ya que este lugar dispone de recursos naturales, los cuales pueden ser aprovechados para la generación de energía eléctrica y al estar en una reserva natural protegida debe ser cuidada,



procurando no tener ningún tipo de impacto ambiental lo cual se conseguiría fomentando el uso de generación distribuida.

- Se recomienda realizar mediciones de viento y radiación en los lugares sugeridos, ya que en esos sitios puede haber datos interesantes los cuales pueden servir de gran ayuda para posibles trabajos investigativos. Existen algunas estaciones meteorológicas de entidades como ETAPA EP y el INAMHI (Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología - Ecuador) que en algún momento realizaron mediciones en la comunidad de Molleturo, sin embargo, por razones desconocidas, los equipos de medición de las mencionadas estaciones no están recaudando datos.
- Es recomendable que, para el análisis de un sistema de generación distribuida, se considere todos los factores necesarios para su implementación, tales como análisis de pérdidas del sistema, confiabilidad, coordinación de protecciones, entre otros. Estos análisis no han sido estudiados en este trabajo, debido a su gran área de estudio en lo que se refiere a la generación distribuida, pero para una posible implementación, estos factores son de gran importancia ya que cumplen con un papel fundamental en cualquier sistema eléctrico.
- Finalmente, es recomendable considerar que las comunidades de Molleturo, Migüir, Tamarindo, entre otras, poseen un crecimiento de la población a lo largo del tiempo lo que implica el crecimiento de la demanda de cada una de ellas, por lo que es importante repotenciar el alimentador 0527 y la posible implementación de generación distribuida, para de esta manera no solo mejorar los índices FMIK y TTIK si no también reducir las caídas de tensión y demás parámetros que podrían ser afectados por el incremento de la demanda.





## CAPÍTULO VII

### BIBLIOGRAFÍA

- [1] Apéndice C, hidráulica aplicada, Harris y Alsthom.
- [2] Banco central del Ecuador, 2020, recuperado de: <https://www.bce.fin.ec/>
- [3] CENTRALES DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA, universidad de Cantabria, Unidad 3, Inmaculada Fernández Diego, Arsenio Ramon Robles Diaz.
- [4] Costos Hidroelectricidad, Mercados Eléctricos – IEE3372, Universidad Católica de Chile, junio 2012.
- [5] Danny Ochoa, (octubre 2019), Microrredes y Generación Distribuida, Clase llevada a cabo en la Maestría "Redes Eléctricas Inteligentes I Cohorte", Cuenca, Ecuador.
- [6] Estadística Anual y Multianual del sector Eléctrico Ecuatoriano, publicado por ARCONEL, 2018.
- [7] Fernando Maldonado, (abril 2019), Fundamento de Empresa para Ingenieros, Clase llevada a cabo en la Maestría "Redes Eléctricas Inteligentes I Cohorte", Cuenca, Ecuador.
- [8] Fuente: IRENA, Agencia Internacional De Energías Renovables. 2011- 2019.
- [9] Homer Energy, 2018, Recuperado de: <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>
- [10] IDAE, Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía. MADRID OCTUBRE DEL 2006
- [11] Juan Leonardo Espinoza, (julio 2018), Energías Alternativas y Medio Ambiente, Clase llevada a cabo en la Maestría "Redes Eléctricas Inteligentes I Cohorte", Cuenca, Ecuador.
- [12] López R. J. (2011), Fundamentos Básicos de Metodología Dimensional. Universidad Politécnica de Cartagena, Cartagena, Colombia.
- [13] Observatorio de energía renovable para América Latina y Caribe ONUDI, ENERGIA MINIHIDRAULICA aplicación y su desarrollo en Latinoamérica y Caribe, 2013.



- [14] Ogayar Fernández B, López Valdivia A, Medina Quesada MA. Análisis de costes para la recuperación de una central minihidráulica. V Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica. Salamanca. 1998.
- [15] Registro Oficial No. 41. 14, marzo 2007, ARTICULO 4.4.1.5. pág. 14.
- [16] Regulación establecida por el Consejo Nacional de Electricidad CONELEC 004/11.
- [17] Repositorio de INECEL, 2013-2020, recuperado de: <https://studylib.es/search/?q=INECEL>
- [18] Repositorio del Instituto Ecuatoriano De Electrificación INECEL, Ministerio de recursos naturales y energéticos, Quito, Ecuador, 1991.
- [19] RETScreen Expert, 2020, Recuperado de: <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-publications/tools/data-analysis-software-modelling/RETScreen/7465>
- [20] Revista Energética "Energy Magazine" de la OLADE (Organización latinoamericana de energía), 2 de agosto 1988.
- [21] Tesis " ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A PIE DE LA PRESA DE CHANLUD", Universidad de Cuenca, V. Matute, 2014.
- [22] Tutorial para el uso de RETScreen, Profesor Roberto Román L. Universidad de Chile, mayo 2012.
- [23] UNEP, Bloomberg New Energy Financy.2015.
- [24] WindPower (Wind Energy Market Intelligence), 2020, Recuperado de: [https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_42\\_gamesa\\_g52-850.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_42_gamesa_g52-850.php)
- [25] Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. C.A, departamento SIGADE.
- [26] Empresa Pública ETAPA EP, Departamento de Gestión Ambiental.
- [27] Regulación No. CONELEC-004/001, vigencia 2018, literal 3.2.3. pág. 14.
- [28] S. Stoft, "Power System economics: Designing markets for electricity", IEEE Wiley Interscience, 2002.
- [29] T. Ackermann, G. Andersson and L. Soder, "Distributed generation: a definition, En: Electric Power System Research", 71, pp, 119-128, 2004
- [30] International Energy Agency, Security of supply in electricity markets: Evidence and policy issues, IEA, Paris, 2002.
- [31] I. Dyner, C. Franco y S. Arango, El mercado mayorista de electricidad colombiano, Universidad Nacional de Colombia, 2008.



- [32] Sandra Carvajal y Juan Marín, Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano, Universidad Nacional de Colombia, 2012.
- [33] Porkar, S. y otros tres autores, A novel optimal distribution system planning framework implementing distributed generation in a deregulated electricity market. *Electric Power Systems Research*, 80(7), pp.828837 (2010).
- [34] Jabr, R.A. y Pal, B.C., Ordinal optimisation approach for locating and sizing of distributed generation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 3(8), pp.713-723 (2009)
- [35] Liu, Z., Wen, F. y Ledwich, G., Optimal Siting and Sizing of Distributed Generators in Distribution Systems Considering Uncertainties. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 26(4), pp.2541-2551 (2011)
- [36] Gautam, D. y Mithulananthan, N., Optimal DG placement in deregulated electricity market. *Electric Power Systems Research*, 77(12), pp.1627-1636 (2007)
- [37] Khalesi, N., Rezaei, N. y Haghifam, M.-R., 2011. DG allocation with application of dynamic programming for loss reduction and reliability improvement. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 33(2), pp.288-295 (2011)
- [38] Khan, H. y Choudhry, M.A., Implementation of Distributed Generation (IDG) algorithm for performance enhancement of distribution feeder under extreme load growth. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 32(9), pp.985-997(2010)
- [39] Pablo Narvaez, Jesus Lopez, Esteban Velilla, “Ubicación de Generación Distribuida para Minimización de Pérdidas Usando un Algoritmo Genético Híbrido”, pp 1-5 (2015).
- [40] López-Lezama, J.M., Contreras, J. y Padilha-Feltrin, A., Location and contract pricing of distributed generation using a genetic algorithm. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 36(1), pp.117—126 (2012)



ANEXOS

ANEXO 1 - SITUACIÓN ACTUAL DE LA MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA  
"MOLLETURO"







**ANEXO 2 - DATOS DEPURADOS CON EL COEFICIENTE DE CAHUVENET DE  
LOS AÑOS 2017, 2018 Y 2019.**

FECHA	CAUDAL DIARIO (SIN DATOS RECHAZADOS) [m <sup>3</sup> /s]	FECHA	CAUDAL DIARIO (SIN DATOS RECHAZADOS) [m <sup>3</sup> /s]	FECHA	CAUDAL DIARIO (SIN DATOS RECHAZADOS) [m <sup>3</sup> /s]
17-ene-17	0.558376206	17-ene-18	0.425089863	17-ene-19	0.32382387
18-ene-17	0.481370692	18-ene-18	0.455583751	18-ene-19	0.319611899
19-ene-17	0.444941728	19-ene-18	0.445015073	19-ene-19	0.325251147
20-ene-17	0.3971367	20-ene-18	0.49693411	20-ene-19	0.368048585
21-ene-17	0.372140695	21-ene-18	0.766090904	21-ene-19	0.497097917
22-ene-17	0.346762767	22-ene-18	0.735170596	22-ene-19	0.589480675
23-ene-17	0.327523468	23-ene-18	0.619590375	23-ene-19	0.584247221
24-ene-17	0.299539019	24-ene-18	0.523509215	24-ene-19	0.544487457
25-ene-17	0.281944654	25-ene-18	0.444248856	25-ene-19	0.500270119
26-ene-17	0.278263108	26-ene-18	0.38213482	26-ene-19	0.459016172
27-ene-17	0.275684584	27-ene-18	0.342953192	27-ene-19	0.426228409
28-ene-17	0.358179954	28-ene-18	0.31125198	28-ene-19	0.404544869
29-ene-17	0.507434192	29-ene-18	0.285792545	29-ene-19	0.392304033
30-ene-17	0.549175101	30-ene-18	0.264119418	30-ene-19	0.475581673
31-ene-17	0.536131746	31-ene-18	0.247500296	31-ene-19	0.649321096
01-feb-17	0.528995265	01-feb-18	0.232105449	01-feb-19	0.735030928
02-feb-17	0.578575632	02-feb-18	0.21909186	02-feb-19	0.71257646
03-feb-17	0.599187387	03-feb-18	0.21169152	03-feb-19	0.660581859
04-feb-17	0.542756912	04-feb-18	0.205934681	04-feb-19	0.619589059
05-feb-17	0.512734691	05-feb-18	0.198994815	05-feb-19	0.727029772
06-feb-17	0.479724299	06-feb-18	0.196599826	06-feb-19	1.199775482
07-feb-17	0.455387187	07-feb-18	0.17810512	08-feb-19	1.239345437
08-feb-17	0.429916746	08-feb-18	0.1848296	09-feb-19	1.101851421



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

<b>09-feb-17</b>	0.408717312	<b>09-feb-18</b>	0.180316164	<b>10-feb-19</b>	1.029414706
<b>10-feb-17</b>	0.384484854	<b>10-feb-18</b>	0.177498061	<b>11-feb-19</b>	0.95073025
<b>11-feb-17</b>	0.365954162	<b>11-feb-18</b>	0.173380207	<b>12-feb-19</b>	0.849852229
<b>12-feb-17</b>	0.364300366	<b>12-feb-18</b>	0.167587805	<b>13-feb-19</b>	0.760326131
<b>13-feb-17</b>	0.345536445	<b>13-feb-18</b>	0.162832771	<b>14-feb-19</b>	0.697626593
<b>14-feb-17</b>	0.330525087	<b>14-feb-18</b>	0.16119162	<b>15-feb-19</b>	0.657866146
<b>15-feb-17</b>	0.322865668	<b>15-feb-18</b>	0.159603236	<b>16-feb-19</b>	0.611071682
<b>16-feb-17</b>	0.321419478	<b>16-feb-18</b>	0.158351627	<b>17-feb-19</b>	0.556673412
<b>17-feb-17</b>	0.318422575	<b>17-feb-18</b>	0.156340266	<b>18-feb-19</b>	0.511835534
<b>18-feb-17</b>	0.309316481	<b>18-feb-18</b>	0.157714405	<b>19-feb-19</b>	0.50043329
<b>19-feb-17</b>	0.301865234	<b>19-feb-18</b>	0.179260399	<b>20-feb-19</b>	0.51909298
<b>20-feb-17</b>	0.308826651	<b>20-feb-18</b>	0.212794256	<b>21-feb-19</b>	0.563259407
<b>21-feb-17</b>	0.328568047	<b>21-feb-18</b>	0.266224729	<b>22-feb-19</b>	0.572660653
<b>22-feb-17</b>	0.655502353	<b>22-feb-18</b>	0.359815319	<b>23-feb-19</b>	0.541012651
<b>23-feb-17</b>	0.729000104	<b>23-feb-18</b>	0.387227946	<b>24-feb-19</b>	0.566527786
<b>24-feb-17</b>	0.703407186	<b>24-feb-18</b>	0.35755346	<b>25-feb-19</b>	0.803872993
<b>25-feb-17</b>	0.686675037	<b>25-feb-18</b>	0.32625665	<b>26-feb-19</b>	1.011397489
<b>26-feb-17</b>	0.741829934	<b>26-feb-18</b>	0.290579563	<b>27-feb-19</b>	0.990334163
<b>27-feb-17</b>	0.709581589	<b>27-feb-18</b>	0.26771932	<b>28-feb-19</b>	0.885638272
<b>28-feb-17</b>	0.722820804	<b>28-feb-18</b>	0.254281607	<b>01-mar-19</b>	0.776778523
<b>01-mar-17</b>	0.765579071	<b>01-mar-18</b>	0.24405014	<b>02-mar-19</b>	0.709334064
<b>02-mar-17</b>	0.785632735	<b>02-mar-18</b>	0.235237296	<b>03-mar-19</b>	0.665149108
<b>03-mar-17</b>	0.846724953	<b>03-mar-18</b>	0.228640468	<b>04-mar-19</b>	0.638266322
<b>04-mar-17</b>	0.895683472	<b>04-mar-18</b>	0.221843325	<b>05-mar-19</b>	0.606800018
<b>05-mar-17</b>	0.804005937	<b>05-mar-18</b>	0.213526001	<b>06-mar-19</b>	0.576855148
<b>06-mar-17</b>	0.729368146	<b>06-mar-18</b>	0.205929557	<b>07-mar-19</b>	0.552169543
<b>07-mar-17</b>	0.68588922	<b>07-mar-18</b>	0.199594125	<b>08-mar-19</b>	0.521634849
<b>08-mar-17</b>	0.675861762	<b>08-mar-18</b>	0.195925425	<b>09-mar-19</b>	0.491522273
<b>09-mar-17</b>	0.729687518	<b>09-mar-18</b>	0.19196689	<b>10-mar-19</b>	0.476364507
<b>10-mar-17</b>	0.953349959	<b>10-mar-18</b>	0.186902907	<b>11-mar-19</b>	0.462830173
<b>11-mar-17</b>	0.996571284	<b>11-mar-18</b>	0.181504182	<b>12-mar-19</b>	0.449375988
<b>12-mar-17</b>	0.965517957	<b>12-mar-18</b>	0.177700929	<b>13-mar-19</b>	0.437289278
<b>13-mar-17</b>	0.922381597	<b>13-mar-18</b>	0.175456465	<b>14-mar-19</b>	0.433547967
<b>14-mar-17</b>	1.119697595	<b>14-mar-18</b>	0.169824185	<b>15-mar-19</b>	0.424945272
<b>16-mar-17</b>	1.001438086	<b>15-mar-18</b>	0.159717491	<b>16-mar-19</b>	0.418159118
<b>17-mar-17</b>	0.927788122	<b>16-mar-18</b>	0.152139357	<b>17-mar-19</b>	0.417722264
<b>18-mar-17</b>	0.855492594	<b>17-mar-18</b>	0.149018229	<b>18-mar-19</b>	0.413308769
<b>19-mar-17</b>	0.858007986	<b>18-mar-18</b>	0.1461788	<b>19-mar-19</b>	0.427754893
<b>20-mar-17</b>	0.777240476	<b>19-mar-18</b>	0.155059415	<b>20-mar-19</b>	0.433653743
<b>21-mar-17</b>	0.769179042	<b>20-mar-18</b>	0.159485141	<b>21-mar-19</b>	0.495029223
<b>22-mar-17</b>	0.888960301	<b>21-mar-18</b>	0.157286327	<b>22-mar-19</b>	0.642490419
<b>23-mar-17</b>	0.853636754	<b>22-mar-18</b>	0.154610138	<b>23-mar-19</b>	0.960239768



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

<b>24-mar-17</b>	0.840156846	<b>23-mar-18</b>	0.156158971	<b>24-mar-19</b>	1.095734622
<b>25-mar-17</b>	0.822353289	<b>24-mar-18</b>	0.165251921	<b>25-mar-19</b>	1.049252154
<b>26-mar-17</b>	0.792869665	<b>25-mar-18</b>	0.186967356	<b>26-mar-19</b>	0.949052119
<b>27-mar-17</b>	0.740112205	<b>26-mar-18</b>	0.256185901	<b>27-mar-19</b>	0.821876029
<b>28-mar-17</b>	0.683781289	<b>27-mar-18</b>	0.325918664	<b>28-mar-19</b>	0.691944098
<b>29-mar-17</b>	0.790355096	<b>28-mar-18</b>	0.336376683	<b>29-mar-19</b>	0.627077111
<b>30-mar-17</b>	1.014009252	<b>29-mar-18</b>	0.316574689	<b>30-mar-19</b>	0.581477714
<b>31-mar-17</b>	1.023615071	<b>30-mar-18</b>	0.30260395	<b>31-mar-19</b>	0.554865891
<b>01-abr-17</b>	1.012245725	<b>31-mar-18</b>	0.316408317	<b>01-abr-19</b>	0.550737374
<b>02-abr-17</b>	0.952095776	<b>01-abr-18</b>	0.370493459	<b>02-abr-19</b>	0.606949826
<b>03-abr-17</b>	0.824615372	<b>02-abr-18</b>	0.587938996	<b>03-abr-19</b>	0.855174778
<b>04-abr-17</b>	0.729825055	<b>03-abr-18</b>	0.974118998	<b>04-abr-19</b>	1.229132732
<b>05-abr-17</b>	0.67117985	<b>07-abr-18</b>	0.949286761	<b>06-abr-19</b>	1.202305435
<b>06-abr-17</b>	0.592558434	<b>08-abr-18</b>	0.785155259	<b>07-abr-19</b>	1.06594329
<b>07-abr-17</b>	0.534351049	<b>09-abr-18</b>	0.668122802	<b>08-abr-19</b>	0.937496336
<b>08-abr-17</b>	0.492376455	<b>10-abr-18</b>	0.601956475	<b>09-abr-19</b>	0.801087426
<b>09-abr-17</b>	0.482564265	<b>11-abr-18</b>	0.533417776	<b>10-abr-19</b>	0.702241801
<b>10-abr-17</b>	0.487439526	<b>12-abr-18</b>	0.474297493	<b>11-abr-19</b>	0.639024126
<b>11-abr-17</b>	0.547128626	<b>13-abr-18</b>	0.416552693	<b>12-abr-19</b>	0.581428956
<b>12-abr-17</b>	0.671844891	<b>14-abr-18</b>	0.386903334	<b>13-abr-19</b>	0.537002152
<b>13-abr-17</b>	0.790730746	<b>15-abr-18</b>	0.355869081	<b>14-abr-19</b>	0.505327493
<b>14-abr-17</b>	1.023507924	<b>16-abr-18</b>	0.336744319	<b>15-abr-19</b>	0.475544574
<b>15-abr-17</b>	0.9251398	<b>17-abr-18</b>	0.320455085	<b>16-abr-19</b>	0.451676508
<b>16-abr-17</b>	0.826881862	<b>18-abr-18</b>	0.308179112	<b>17-abr-19</b>	0.434333032
<b>17-abr-17</b>	0.736524427	<b>19-abr-18</b>	0.294831843	<b>18-abr-19</b>	0.427373921
<b>18-abr-17</b>	0.719688008	<b>20-abr-18</b>	0.286404646	<b>19-abr-19</b>	0.416625211
<b>19-abr-17</b>	0.659041062	<b>21-abr-18</b>	0.26850813	<b>20-abr-19</b>	0.402796007
<b>20-abr-17</b>	0.69535692	<b>22-abr-18</b>	0.251019745	<b>21-abr-19</b>	0.398438525
<b>21-abr-17</b>	0.718327022	<b>23-abr-18</b>	0.245917625	<b>22-abr-19</b>	0.336214945
<b>22-abr-17</b>	0.654922783	<b>24-abr-18</b>	0.237274324	<b>23-abr-19</b>	0.368358034
<b>23-abr-17</b>	0.645064611	<b>25-abr-18</b>	0.233193274	<b>24-abr-19</b>	0.447801184
<b>24-abr-17</b>	0.667382612	<b>26-abr-18</b>	0.235774996	<b>25-abr-19</b>	0.544553517
<b>25-abr-17</b>	0.585696871	<b>27-abr-18</b>	0.236626083	<b>26-abr-19</b>	0.540444358
<b>26-abr-17</b>	0.65994954	<b>28-abr-18</b>	0.253248411	<b>27-abr-19</b>	0.506714598
<b>27-abr-17</b>	0.679996904	<b>29-abr-18</b>	0.27757432	<b>28-abr-19</b>	0.468435185
<b>28-abr-17</b>	0.659466284	<b>30-abr-18</b>	0.303221924	<b>29-abr-19</b>	0.435993129
<b>29-abr-17</b>	0.636193245	<b>01-may-18</b>	0.339828492	<b>30-abr-19</b>	0.409692434
<b>30-abr-17</b>	0.659404347	<b>02-may-18</b>	0.374356922	<b>01-may-19</b>	0.387472299
<b>01-may-17</b>	0.667953308	<b>03-may-18</b>	0.369550677	<b>02-may-19</b>	0.371150919
<b>02-may-17</b>	0.645418351	<b>04-may-18</b>	0.352115402	<b>03-may-19</b>	0.364759182
<b>03-may-17</b>	0.598982936	<b>05-may-18</b>	0.33731384	<b>04-may-19</b>	0.338497372
<b>04-may-17</b>	0.559544083	<b>06-may-18</b>	0.335176701	<b>05-may-19</b>	0.318250643





## UNIVERSIDAD DE CUENCA

<b>05-may-17</b>	0.512917807	<b>07-may-18</b>	0.337014569	<b>06-may-19</b>	0.312384545
<b>06-may-17</b>	0.547877768	<b>08-may-18</b>	0.347896981	<b>07-may-19</b>	0.319322205
<b>07-may-17</b>	0.752037071	<b>09-may-18</b>	0.389536661	<b>08-may-19</b>	0.320571119
<b>08-may-17</b>	0.766975339	<b>10-may-18</b>	0.449997879	<b>09-may-19</b>	0.339005255
<b>09-may-17</b>	0.770496961	<b>11-may-18</b>	0.503859806	<b>10-may-19</b>	0.364749915
<b>10-may-17</b>	0.729918237	<b>12-may-18</b>	0.505702937	<b>11-may-19</b>	0.368597983
<b>11-may-17</b>	0.693476555	<b>13-may-18</b>	0.511890138	<b>12-may-19</b>	0.371154809
<b>12-may-17</b>	0.685040405	<b>14-may-18</b>	0.51538329	<b>13-may-19</b>	0.3838098
<b>13-may-17</b>	0.674983982	<b>15-may-18</b>	0.508158151	<b>14-may-19</b>	0.407877169
<b>14-may-17</b>	0.747401613	<b>16-may-18</b>	0.509120324	<b>15-may-19</b>	0.49490799
<b>15-may-17</b>	0.790040586	<b>17-may-18</b>	0.528431894	<b>16-may-19</b>	0.716639288
<b>16-may-17</b>	0.748887268	<b>18-may-18</b>	0.55018666	<b>17-may-19</b>	0.767720399
<b>17-may-17</b>	0.710025326	<b>19-may-18</b>	0.548624399	<b>18-may-19</b>	0.677364342
<b>18-may-17</b>	0.64781683	<b>20-may-18</b>	0.547210508	<b>19-may-19</b>	0.590215709
<b>19-may-17</b>	0.593473762	<b>21-may-18</b>	0.565119553	<b>20-may-19</b>	0.541298153
<b>20-may-17</b>	0.57792105	<b>22-may-18</b>	0.557365167	<b>21-may-19</b>	0.506129325
<b>21-may-17</b>	0.542731735	<b>23-may-18</b>	0.546683676	<b>22-may-19</b>	0.454894275
<b>22-may-17</b>	0.610154836	<b>24-may-18</b>	0.662588134	<b>23-may-19</b>	0.416996633
<b>23-may-17</b>	0.683311131	<b>30-may-18</b>	0.93950602	<b>24-may-19</b>	0.393896609
<b>24-may-17</b>	0.585298361	<b>31-may-18</b>	0.798959104	<b>25-may-19</b>	0.374703755
<b>25-may-17</b>	0.527763656	<b>01-jun-18</b>	0.665568252	<b>26-may-19</b>	0.365841395
<b>26-may-17</b>	0.514779225	<b>02-jun-18</b>	0.565755789	<b>27-may-19</b>	0.362585362
<b>27-may-17</b>	0.486700028	<b>03-jun-18</b>	0.503873164	<b>28-may-19</b>	0.350884218
<b>28-may-17</b>	0.455654023	<b>04-jun-18</b>	0.467409347	<b>29-may-19</b>	0.360119844
<b>29-may-17</b>	0.422209601	<b>05-jun-18</b>	0.437780925	<b>30-may-19</b>	0.369975848
<b>30-may-17</b>	0.391241992	<b>06-jun-18</b>	0.419600413	<b>31-may-19</b>	0.375180848
<b>31-may-17</b>	0.370527479	<b>07-jun-18</b>	0.389738929	<b>01-jun-19</b>	0.364581783
<b>01-jun-17</b>	0.367272299	<b>08-jun-18</b>	0.35475003	<b>02-jun-19</b>	0.366820349
<b>02-jun-17</b>	0.336330481	<b>09-jun-18</b>	0.336210252	<b>03-jun-19</b>	0.369740055
<b>03-jun-17</b>	0.315288882	<b>10-jun-18</b>	0.321340546	<b>04-jun-19</b>	0.379187798
<b>04-jun-17</b>	0.305647767	<b>11-jun-18</b>	0.313177048	<b>05-jun-19</b>	0.388712016
<b>05-jun-17</b>	0.313498648	<b>12-jun-18</b>	0.296783801	<b>06-jun-19</b>	0.474436911
<b>06-jun-17</b>	0.314530875	<b>13-jun-18</b>	0.284055503	<b>07-jun-19</b>	0.541471898
<b>07-jun-17</b>	0.274019318	<b>14-jun-18</b>	0.271253268	<b>08-jun-19</b>	0.526893164
<b>08-jun-17</b>	0.273682696	<b>15-jun-18</b>	0.260623598	<b>09-jun-19</b>	0.494687466
<b>09-jun-17</b>	0.313254974	<b>16-jun-18</b>	0.259072795	<b>10-jun-19</b>	0.48320724
<b>10-jun-17</b>	0.286055562	<b>17-jun-18</b>	0.283264983	<b>11-jun-19</b>	0.516944428
<b>11-jun-17</b>	0.275313166	<b>18-jun-18</b>	0.417791193	<b>12-jun-19</b>	0.554777952
<b>12-jun-17</b>	0.323256579	<b>19-jun-18</b>	0.591350834	<b>13-jun-19</b>	0.550805182
<b>13-jun-17</b>	0.440421832	<b>20-jun-18</b>	0.613195889	<b>14-jun-19</b>	0.523173772
<b>14-jun-17</b>	0.429021006	<b>21-jun-18</b>	0.55376235	<b>15-jun-19</b>	0.494027435
<b>15-jun-17</b>	0.391684213	<b>22-jun-18</b>	0.492612188	<b>16-jun-19</b>	0.480138563



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

<b>16-jun-17</b>	0.387085419	<b>23-jun-18</b>	0.448953963	<b>17-jun-19</b>	0.477493139
<b>17-jun-17</b>	0.355654764	<b>24-jun-18</b>	0.430432509	<b>18-jun-19</b>	0.507607407
<b>18-jun-17</b>	0.325228682	<b>25-jun-18</b>	0.408319432	<b>19-jun-19</b>	0.565462435
<b>19-jun-17</b>	0.298259503	<b>26-jun-18</b>	0.394404275	<b>20-jun-19</b>	0.648960237
<b>20-jun-17</b>	0.328424435	<b>27-jun-18</b>	0.38018029	<b>21-jun-19</b>	1.0551264
<b>21-jun-17</b>	0.553532296	<b>28-jun-18</b>	0.374075202	<b>24-jun-19</b>	1.15199713
<b>22-jun-17</b>	0.509529071	<b>29-jun-18</b>	0.468732122	<b>25-jun-19</b>	1.076233937
<b>23-jun-17</b>	0.464679819	<b>30-jun-18</b>	0.577532966	<b>26-jun-19</b>	0.944521847
<b>24-jun-17</b>	0.426960364	<b>01-jul-18</b>	0.602868374	<b>27-jun-19</b>	0.807801073
<b>25-jun-17</b>	0.382460484	<b>02-jul-18</b>	0.623035507	<b>28-jun-19</b>	0.679113682
<b>26-jun-17</b>	0.34225967	<b>03-jul-18</b>	0.625824174	<b>29-jun-19</b>	0.586176466
<b>27-jun-17</b>	0.299265352	<b>04-jul-18</b>	0.609546437	<b>30-jun-19</b>	0.538755726
<b>28-jun-17</b>	0.273698191	<b>05-jul-18</b>	0.580862627	<b>01-jul-19</b>	0.494112637
<b>29-jun-17</b>	0.271957696	<b>06-jul-18</b>	0.550224774	<b>02-jul-19</b>	0.455963582
<b>30-jun-17</b>	0.258972122	<b>07-jul-18</b>	0.520216864	<b>03-jul-19</b>	0.424150646
<b>01-jul-17</b>	0.251747763	<b>08-jul-18</b>	0.490813629	<b>04-jul-19</b>	0.396877816
<b>02-jul-17</b>	0.248392176	<b>09-jul-18</b>	0.463964935	<b>05-jul-19</b>	0.374187503
<b>03-jul-17</b>	0.25475644	<b>10-jul-18</b>	0.425909449	<b>06-jul-19</b>	0.362438188
<b>04-jul-17</b>	0.258145022	<b>11-jul-18</b>	0.431903907	<b>07-jul-19</b>	0.357479479
<b>05-jul-17</b>	0.263519229	<b>12-jul-18</b>	0.421574446	<b>08-jul-19</b>	0.399565553
<b>06-jul-17</b>	0.26240888	<b>13-jul-18</b>	0.410918167	<b>09-jul-19</b>	0.294804564
<b>07-jul-17</b>	0.278628374	<b>14-jul-18</b>	0.400718275	<b>10-jul-19</b>	0.283462293
<b>08-jul-17</b>	0.281630523	<b>15-jul-18</b>	0.394642986	<b>11-jul-19</b>	0.271925199
<b>09-jul-17</b>	0.280766252	<b>16-jul-18</b>	0.389128325	<b>12-jul-19</b>	0.261885298
<b>10-jul-17</b>	0.269964089	<b>17-jul-18</b>	0.386867749	<b>13-jul-19</b>	0.255582927
<b>11-jul-17</b>	0.25897638	<b>18-jul-18</b>	0.404984568	<b>14-jul-19</b>	0.248201045
<b>12-jul-17</b>	0.249414569	<b>19-jul-18</b>	0.44300737	<b>15-jul-19</b>	0.240629153
<b>13-jul-17</b>	0.243412312	<b>20-jul-18</b>	0.498827256	<b>16-jul-19</b>	0.230616888
<b>14-jul-17</b>	0.236381947	<b>21-jul-18</b>	0.533700135	<b>17-jul-19</b>	0.23597015
<b>15-jul-17</b>	0.229170622	<b>22-jul-18</b>	0.549796253	<b>18-jul-19</b>	0.242651871
<b>16-jul-17</b>	0.219635132	<b>23-jul-18</b>	0.58390072	<b>19-jul-19</b>	0.254568329
<b>17-jul-17</b>	0.224733477	<b>24-jul-18</b>	0.621594019	<b>20-jul-19</b>	0.254756081
<b>18-jul-17</b>	0.23109702	<b>25-jul-18</b>	0.644382487	<b>21-jul-19</b>	0.255758369
<b>19-jul-17</b>	0.242446028	<b>26-jul-18</b>	0.640861095	<b>22-jul-19</b>	0.249847401
<b>20-jul-17</b>	0.242624839	<b>27-jul-18</b>	0.630506702	<b>23-jul-19</b>	0.251888692
<b>21-jul-17</b>	0.243579399	<b>28-jul-18</b>	0.615301422	<b>24-jul-19</b>	0.249512886
<b>22-jul-17</b>	0.237949906	<b>29-jul-18</b>	0.593138094	<b>25-jul-19</b>	0.32660862
<b>23-jul-17</b>	0.239893993	<b>30-jul-18</b>	0.603778343	<b>26-jul-19</b>	0.633581417
<b>24-jul-17</b>	0.23763132	<b>31-jul-18</b>	0.621986588	<b>27-jul-19</b>	0.725511811
<b>25-jul-17</b>	0.311055829	<b>01-ago-18</b>	0.629307465	<b>28-jul-19</b>	0.653657978
<b>26-jul-17</b>	0.603410873	<b>02-ago-18</b>	0.642631563	<b>29-jul-19</b>	0.575986717
<b>27-jul-17</b>	0.69096363	<b>03-ago-18</b>	0.634956829	<b>30-jul-19</b>	0.486453962



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

<b>28-jul-17</b>	0.622531408	<b>04-ago-18</b>	0.613210915	<b>31-jul-19</b>	0.424884283
<b>29-jul-17</b>	0.548558778	<b>05-ago-18</b>	0.577920321	<b>01-ago-19</b>	0.660772838
<b>30-jul-17</b>	0.463289488	<b>06-ago-18</b>	0.54344207	<b>02-ago-19</b>	0.674763141
<b>31-jul-17</b>	0.404651698	<b>07-ago-18</b>	0.512039314	<b>03-ago-19</b>	0.66670467
<b>01-ago-17</b>	0.347210657	<b>08-ago-18</b>	0.484278254	<b>04-ago-19</b>	0.643871461
<b>02-ago-17</b>	0.303565267	<b>09-ago-18</b>	0.473532027	<b>05-ago-19</b>	0.606816337
<b>03-ago-17</b>	0.271818884	<b>10-ago-18</b>	0.482191623	<b>06-ago-19</b>	0.570614173
<b>04-ago-17</b>	0.25181662	<b>11-ago-18</b>	0.491289699	<b>07-ago-19</b>	0.53764128
<b>05-ago-17</b>	0.240562024	<b>12-ago-18</b>	0.513772763	<b>08-ago-19</b>	0.508492167
<b>06-ago-17</b>	0.234321255	<b>13-ago-18</b>	0.525268333	<b>09-ago-19</b>	0.497208629
<b>07-ago-17</b>	0.232663744	<b>14-ago-18</b>	0.510687506	<b>10-ago-19</b>	0.506301204
<b>08-ago-17</b>	0.234753813	<b>15-ago-18</b>	0.493647514	<b>11-ago-19</b>	0.515854184
<b>09-ago-17</b>	0.234283581	<b>16-ago-18</b>	0.484950877	<b>12-ago-19</b>	0.539461401
<b>10-ago-17</b>	0.231385788	<b>17-ago-18</b>	0.480839821	<b>13-ago-19</b>	0.55153175
<b>11-ago-17</b>	0.229270185	<b>18-ago-18</b>	0.489237067	<b>14-ago-19</b>	0.536221881
<b>12-ago-17</b>	0.227486618	<b>19-ago-18</b>	0.507556555	<b>15-ago-19</b>	0.518329889
<b>13-ago-17</b>	0.224953008	<b>20-ago-18</b>	0.522991954	<b>16-ago-19</b>	0.509198421
<b>14-ago-17</b>	0.223388804	<b>21-ago-18</b>	0.513219151	<b>17-ago-19</b>	0.504881812
<b>15-ago-17</b>	0.220220926	<b>22-ago-18</b>	0.506019853	<b>18-ago-19</b>	0.513698921
<b>16-ago-17</b>	0.225678155	<b>23-ago-18</b>	0.492398542	<b>19-ago-19</b>	0.532934383
<b>17-ago-17</b>	0.233655666	<b>24-ago-18</b>	0.474024187	<b>20-ago-19</b>	0.549141552
<b>18-ago-17</b>	0.233849658	<b>25-ago-18</b>	0.454807317	<b>21-ago-19</b>	0.538880108
<b>19-ago-17</b>	0.239932303	<b>26-ago-18</b>	0.446862932	<b>22-ago-19</b>	0.531320846
<b>20-ago-17</b>	0.25861894	<b>27-ago-18</b>	0.449571508	<b>23-ago-19</b>	0.517018469
<b>21-ago-17</b>	0.238216628	<b>28-ago-18</b>	0.449297639	<b>24-ago-19</b>	0.497725396
<b>22-ago-17</b>	0.23185189	<b>29-ago-18</b>	0.451368344	<b>25-ago-19</b>	0.477547683
<b>23-ago-17</b>	0.221807531	<b>30-ago-18</b>	0.455245664	<b>26-ago-19</b>	0.469206079
<b>24-ago-17</b>	0.218102913	<b>31-ago-18</b>	0.451710962	<b>27-ago-19</b>	0.472050084
<b>25-ago-17</b>	0.221870477	<b>01-sep-18</b>	0.442723377	<b>28-ago-19</b>	0.471762521
<b>26-ago-17</b>	0.223469323	<b>02-sep-18</b>	0.434224581	<b>29-ago-19</b>	0.473936761
<b>27-ago-17</b>	0.224508326	<b>03-sep-18</b>	0.432238789	<b>30-ago-19</b>	0.478007948
<b>28-ago-17</b>	0.21788626	<b>04-sep-18</b>	0.437082142	<b>31-ago-19</b>	0.47429651
<b>29-ago-17</b>	0.219460934	<b>05-sep-18</b>	0.445891413	<b>01-sep-19</b>	0.209456037
<b>30-ago-17</b>	0.22314737	<b>06-sep-18</b>	0.466422771	<b>02-sep-19</b>	0.256589664
<b>31-ago-17</b>	0.204772697	<b>07-sep-18</b>	0.488668683	<b>03-sep-19</b>	0.283002177
<b>01-sep-17</b>	0.19948194	<b>08-sep-18</b>	0.492912075	<b>04-sep-19</b>	0.277220516
<b>02-sep-17</b>	0.244371109	<b>09-sep-18</b>	0.483677793	<b>05-sep-19</b>	0.273829734
<b>03-sep-17</b>	0.269525883	<b>10-sep-18</b>	0.466832678	<b>06-sep-19</b>	0.275499996
<b>04-sep-17</b>	0.264019539	<b>11-sep-18</b>	0.446668247	<b>07-sep-19</b>	0.272504524
<b>05-sep-17</b>	0.260790223	<b>12-sep-18</b>	0.428057616	<b>08-sep-19</b>	0.271712924
<b>06-sep-17</b>	0.262380949	<b>13-sep-18</b>	0.413373724	<b>09-sep-19</b>	0.259644045
<b>07-sep-17</b>	0.259528118	<b>14-sep-18</b>	0.396673647	<b>10-sep-19</b>	0.239038374



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

<b>08-sep-17</b>	0.258774213	<b>15-sep-18</b>	0.385512544	<b>11-sep-19</b>	0.229255509
<b>09-sep-17</b>	0.247280043	<b>16-sep-18</b>	0.388579857	<b>12-sep-19</b>	0.223662525
<b>10-sep-17</b>	0.227655594	<b>17-sep-18</b>	0.390171119	<b>13-sep-19</b>	0.218212856
<b>11-sep-17</b>	0.21833858	<b>18-sep-18</b>	0.380437083	<b>14-sep-19</b>	0.218689374
<b>12-sep-17</b>	0.213011929	<b>19-sep-18</b>	0.366990347	<b>15-sep-19</b>	0.218400313
<b>13-sep-17</b>	0.207821768	<b>20-sep-18</b>	0.351370866	<b>16-sep-19</b>	0.214451723
<b>14-sep-17</b>	0.208275595	<b>21-sep-18</b>	0.333196482	<b>17-sep-19</b>	0.223108407
<b>15-sep-17</b>	0.208000299	<b>22-sep-18</b>	0.325662261	<b>18-sep-19</b>	0.230583082
<b>16-sep-17</b>	0.204239736	<b>23-sep-18</b>	0.31249229	<b>19-sep-19</b>	0.232725728
<b>17-sep-17</b>	0.212484198	<b>24-sep-18</b>	0.302661371	<b>20-sep-19</b>	0.228239207
<b>18-sep-17</b>	0.219602936	<b>25-sep-18</b>	0.293946265	<b>21-sep-19</b>	0.224933859
<b>19-sep-17</b>	0.221643551	<b>26-sep-18</b>	0.284225725	<b>22-sep-19</b>	0.215115427
<b>20-sep-17</b>	0.217370673	<b>27-sep-18</b>	0.275319216	<b>23-sep-19</b>	0.219139777
<b>21-sep-17</b>	0.214222723	<b>28-sep-18</b>	0.267486861	<b>24-sep-19</b>	0.22142291
<b>22-sep-17</b>	0.204871835	<b>29-sep-18</b>	0.260446255	<b>25-sep-19</b>	0.218480687
<b>23-sep-17</b>	0.208704549	<b>30-sep-18</b>	0.250416583	<b>26-sep-19</b>	0.220791737
<b>24-sep-17</b>	0.210878962	<b>01-oct-18</b>	0.242074061	<b>27-sep-19</b>	0.222363347
<b>25-sep-17</b>	0.208076845	<b>02-oct-18</b>	0.237320152	<b>28-sep-19</b>	0.227296956
<b>26-sep-17</b>	0.210277844	<b>03-oct-18</b>	0.235304544	<b>29-sep-19</b>	0.232901913
<b>27-sep-17</b>	0.211774616	<b>04-oct-18</b>	0.250653324	<b>30-sep-19</b>	0.2264615
<b>28-sep-17</b>	0.216473292	<b>05-oct-18</b>	0.255935973	<b>01-oct-19</b>	0.254177764
<b>29-sep-17</b>	0.221811346	<b>06-oct-18</b>	0.265496618	<b>02-oct-19</b>	0.249186159
<b>30-sep-17</b>	0.215677619	<b>07-oct-18</b>	0.273356682	<b>03-oct-19</b>	0.247069771
<b>01-oct-17</b>	0.221211132	<b>08-oct-18</b>	0.276897014	<b>04-oct-19</b>	0.26318599
<b>02-oct-17</b>	0.228353803	<b>09-oct-18</b>	0.284359455	<b>05-oct-19</b>	0.268732772
<b>03-oct-17</b>	0.236889129	<b>10-oct-18</b>	0.305546248	<b>06-oct-19</b>	0.278771449
<b>04-oct-17</b>	0.233762545	<b>11-oct-18</b>	0.306295663	<b>07-oct-19</b>	0.287024516
<b>05-oct-17</b>	0.239434604	<b>12-oct-18</b>	0.299540047	<b>08-oct-19</b>	0.290741865
<b>06-oct-17</b>	0.243060065	<b>13-oct-18</b>	0.289013716	<b>09-oct-19</b>	0.298577428
<b>07-oct-17</b>	0.246389183	<b>14-oct-18</b>	0.281713653	<b>10-oct-19</b>	0.32082356
<b>08-oct-17</b>	0.249008567	<b>15-oct-18</b>	0.27678697	<b>11-oct-19</b>	0.321610446
<b>09-oct-17</b>	0.248388043	<b>16-oct-18</b>	0.268187574	<b>12-oct-19</b>	0.314517049
<b>10-oct-17</b>	0.250772687	<b>17-oct-18</b>	0.262021826	<b>13-oct-19</b>	0.303464401
<b>11-oct-17</b>	0.250130356	<b>18-oct-18</b>	0.261890628	<b>14-oct-19</b>	0.295799336
<b>12-oct-17</b>	0.251016204	<b>19-oct-18</b>	0.268713006	<b>15-oct-19</b>	0.290626318
<b>13-oct-17</b>	0.251320316	<b>20-oct-18</b>	0.264280004	<b>16-oct-19</b>	0.281596953
<b>14-oct-17</b>	0.253072983	<b>21-oct-18</b>	0.259963269	<b>17-oct-19</b>	0.275122917
<b>15-oct-17</b>	0.251664318	<b>22-oct-18</b>	0.254410441	<b>18-oct-19</b>	0.27498516
<b>16-oct-17</b>	0.240982488	<b>23-oct-18</b>	0.250635134	<b>19-oct-19</b>	0.282148656
<b>17-oct-17</b>	0.256312556	<b>24-oct-18</b>	0.240995251	<b>20-oct-19</b>	0.277494004
<b>18-oct-17</b>	0.289116437	<b>25-oct-18</b>	0.278182831	<b>21-oct-19</b>	0.272961433
<b>19-oct-17</b>	0.290571237	<b>26-oct-18</b>	0.277609963	<b>22-oct-19</b>	0.267130963



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

<b>20-oct-17</b>	0.271640486	<b>27-oct-18</b>	0.277788894	<b>23-oct-19</b>	0.263166891
<b>21-oct-17</b>	0.26757762	<b>28-oct-18</b>	0.27915818	<b>24-oct-19</b>	0.253045013
<b>22-oct-17</b>	0.2804508	<b>29-oct-18</b>	0.276105709	<b>25-oct-19</b>	0.292091972
<b>23-oct-17</b>	0.325503953	<b>30-oct-18</b>	0.274704888	<b>26-oct-19</b>	0.291490461
<b>24-oct-17</b>	0.339023021	<b>31-oct-18</b>	0.273959848	<b>27-oct-19</b>	0.291678339
<b>25-oct-17</b>	0.310147796	<b>01-nov-18</b>	0.273322383	<b>28-oct-19</b>	0.293116089
<b>26-oct-17</b>	0.276644797	<b>02-nov-18</b>	0.271726715	<b>29-oct-19</b>	0.289910994
<b>27-oct-17</b>	0.246331653	<b>03-nov-18</b>	0.272138791	<b>30-oct-19</b>	0.288440133
<b>28-oct-17</b>	0.252999695	<b>04-nov-18</b>	0.270563399	<b>31-oct-19</b>	0.287657841
<b>29-oct-17</b>	0.249002356	<b>05-nov-18</b>	0.269839491		
<b>30-oct-17</b>	0.229836911	<b>06-nov-18</b>	0.27101599		
<b>31-oct-17</b>	0.225695532	<b>07-nov-18</b>	0.256543289		
<b>01-nov-17</b>	0.222862104	<b>08-nov-18</b>	0.255175711		
<b>02-nov-17</b>	0.230565337	<b>09-nov-18</b>	0.266538054		
<b>03-nov-17</b>	0.262518475	<b>10-nov-18</b>	0.263929253		
<b>04-nov-17</b>	0.255337616	<b>11-nov-18</b>	0.262908031		
<b>05-nov-17</b>	0.241824979	<b>12-nov-18</b>	0.266946713		
<b>06-nov-17</b>	0.234394631	<b>13-nov-18</b>	0.265902041		
<b>07-nov-17</b>	0.228460904	<b>14-nov-18</b>	0.269046967		
<b>08-nov-17</b>	0.222525478	<b>15-nov-18</b>	0.276962022		
<b>09-nov-17</b>	0.21339581	<b>16-nov-18</b>	0.322925792		
<b>10-nov-17</b>	0.211112752	<b>17-nov-18</b>	0.303275085		
<b>11-nov-17</b>	0.206230743	<b>18-nov-18</b>	0.299511069		
<b>12-nov-17</b>	0.209536858	<b>19-nov-18</b>	0.337084697		
<b>13-nov-17</b>	0.209051821	<b>20-nov-18</b>	0.340551136		
<b>14-nov-17</b>	0.209485571	<b>21-nov-18</b>	0.438431173		
<b>15-nov-17</b>	0.210934172	<b>22-nov-18</b>	0.440620852		
<b>16-nov-17</b>	0.210667421	<b>23-nov-18</b>	0.366825706		
<b>17-nov-17</b>	0.212619282	<b>24-nov-18</b>	0.330533074		
<b>18-nov-17</b>	0.221154029	<b>25-nov-18</b>	0.314541029		
<b>19-nov-17</b>	0.231175571	<b>26-nov-18</b>	0.487722139		
<b>20-nov-17</b>	0.234293495	<b>27-nov-18</b>	0.51155683		
<b>21-nov-17</b>	0.233382688	<b>28-nov-18</b>	0.493966903		
<b>22-nov-17</b>	0.230902688	<b>29-nov-18</b>	0.464093077		
<b>23-nov-17</b>	0.232705179	<b>30-nov-18</b>	0.443433731		
<b>24-nov-17</b>	0.233028945	<b>01-dic-18</b>	0.429991174		
<b>25-nov-17</b>	0.232730832	<b>02-dic-18</b>	0.400681069		
<b>26-nov-17</b>	0.229510434	<b>03-dic-18</b>	0.378719863		
<b>27-nov-17</b>	0.227923807	<b>04-dic-18</b>	0.369907815		
<b>28-nov-17</b>	0.224164174	<b>05-dic-18</b>	0.373890462		
<b>29-nov-17</b>	0.220659573	<b>06-dic-18</b>	0.370450724		
<b>30-nov-17</b>	0.216809032	<b>07-dic-18</b>	0.363539193		



<b>01-dic-17</b>	0.216861584	<b>08-dic-18</b>	0.355599739		
<b>02-dic-17</b>	0.216508911	<b>09-dic-18</b>	0.350513393		
<b>03-dic-17</b>	0.215812269	<b>10-dic-18</b>	0.341003185		
<b>04-dic-17</b>	0.216342097	<b>11-dic-18</b>	0.337269579		
<b>05-dic-17</b>	0.221632114	<b>12-dic-18</b>	0.340851291		
<b>06-dic-17</b>	0.221039854	<b>13-dic-18</b>	0.390760407		
<b>07-dic-17</b>	0.233946696	<b>14-dic-18</b>	0.434219722		
<b>08-dic-17</b>	0.234255825	<b>15-dic-18</b>	0.457663523		
<b>09-dic-17</b>	0.228815568	<b>16-dic-18</b>	0.447940264		
<b>10-dic-17</b>	0.20676375	<b>17-dic-18</b>	0.434009016		
<b>11-dic-17</b>	0.206814564	<b>18-dic-18</b>	0.411066738		
<b>12-dic-17</b>	0.201190718	<b>19-dic-18</b>	0.390518381		
<b>13-dic-17</b>	0.201693066	<b>20-dic-18</b>	0.372182105		
<b>14-dic-17</b>	0.204124631	<b>21-dic-18</b>	0.366958341		
<b>15-dic-17</b>	0.206237988	<b>22-dic-18</b>	0.356468457		
<b>16-dic-17</b>	0.214829945	<b>23-dic-18</b>	0.343459956		
<b>17-dic-17</b>	0.222812352	<b>24-dic-18</b>	0.330448621		
<b>18-dic-17</b>	0.222122385	<b>25-dic-18</b>	0.315364086		
<b>19-dic-17</b>	0.223918306	<b>26-dic-18</b>	0.304276857		
<b>20-dic-17</b>	0.225627958	<b>27-dic-18</b>	0.29415094		
<b>21-dic-17</b>	0.224179547	<b>28-dic-18</b>	0.282611055		
<b>22-dic-17</b>	0.22494145	<b>29-dic-18</b>	0.270836858		
<b>23-dic-17</b>	0.224741177	<b>30-dic-18</b>	0.257466743		
<b>24-dic-17</b>	0.22385303	<b>31-dic-18</b>	0.247799686		
<b>25-dic-17</b>	0.226356581	<b>01-ene-19</b>	0.241080344		
<b>26-dic-17</b>	0.226732171	<b>02-ene-19</b>	0.234204458		
<b>27-dic-17</b>	0.252840608	<b>03-ene-19</b>	0.225348521		
<b>28-dic-17</b>	0.188288061	<b>04-ene-19</b>	0.219167458		
<b>29-dic-17</b>	0.204814194	<b>05-ene-19</b>	0.209687747		
<b>30-dic-17</b>	0.301108199	<b>06-ene-19</b>	0.205208856		
<b>31-dic-17</b>	0.367848907	<b>07-ene-19</b>	0.213605801		
<b>01-ene-18</b>	0.363914995	<b>08-ene-19</b>	0.243682472		
<b>02-ene-18</b>	0.349736158	<b>09-ene-19</b>	0.270611629		
<b>03-ene-18</b>	0.326059131	<b>10-ene-19</b>	0.305229993		
<b>04-ene-18</b>	0.295611414	<b>11-ene-19</b>	0.328829395		
<b>05-ene-18</b>	0.271090239	<b>12-ene-19</b>	0.328647566		
<b>06-ene-18</b>	0.251238322	<b>13-ene-19</b>	0.324189212		
<b>07-ene-18</b>	0.232935617	<b>14-ene-19</b>	0.325594899		
<b>08-ene-18</b>	0.215749231	<b>15-ene-19</b>	0.324645363		
<b>09-ene-18</b>	0.199091766	<b>16-ene-19</b>	0.324254081		
<b>10-ene-18</b>	0.186703892				
<b>11-ene-18</b>	0.178430711				



<b>12-ene-18</b>	0.176947278				
<b>13-ene-18</b>	0.176418372				
<b>14-ene-18</b>	0.177218385				
<b>15-ene-18</b>	0.201254681				
<b>16-ene-18</b>	0.238358192				

**ANEXO 3 - PROMEDIO DE CAUDAL MEDIO DIARIO DE LOS AÑOS 2017, 2018  
Y 2019.**

<b>MES</b>	<b>PROMEDIO</b>
ENERO /2017	0.4009736
FEBRERO/2017	0.4816749
MARZO/2017	0.8504982
ABRIL/2017	0.6980500
MAYO/2017	0.6132762
JUNIO/2017	0.3479082
JULIO/2017	0.3106893
AGOSTO/2017	0.2369203
SEPTIEMBRE/2017	0.2249122
OCTUBRE/2017	0.2582681
NOVIEMBRE/2017	0.2253321
DICIEMBRE/2017	0.2260340
ENERO/2018	0.3448565
FEBRERO/2018	0.2208529
MARZO/2018	0.2072272
ABRIL/2018	0.4145588
MAYO/2018	0.4973684
JUNIO/2018	0.4193867
JULIO/2018	0.5262834
AGOSTO/2018	0.5083316
SEPTIEMBRE/2018	0.3814788
OCTUBRE/2018	0.2693194
NOVIEMBRE/2018	0.3302544
DICIEMBRE/2018	0.3587297
ENERO/2019	0.3637685
FEBRERO/2019	0.7620521
MARZO/2019	0.6065323
ABRIL/2019	0.5958223
MAYO/2019	0.4221599
JUNIO/2019	0.5910306
JULIO/2019	0.3604362



AGOSTO/2019	0.5337481
SEPTIEMBRE/2019	0.2361578
OCTUBRE/2019	0.2827854

**ANEXO 4 - CÁLCULO DE POTENCIA Y ENERGÍA EN BASE AL CAUDAL Y RENDIMIENTO**

					COSTO ctv/kWh	\$0.03
FECHA	CAUDAL EQUIPAMIENTO	% PORCENTAJE CAUDAL NOMINAL	RENDIMIENTO	POTENCIA EFECTIVA (kW/h)	ENERGÍA INSTALADA (KW/día)	INGRESOS (\$)
18-ene-18	0.41	100	0.9	871.014	20904.34	\$627.13
30-ago-18	0.41	99.93	0.9	870.368	20888.83	\$626.66
25-ago-18	0.41	99.83	0.9	869.530	20868.71	\$626.06
31-ago-18	0.41	99.15	0.9	863.610	20726.64	\$621.80
29-ago-18	0.41	99.07	0.9	862.955	20710.92	\$621.33
10-may-18	0.40	98.77	0.9	860.335	20648.03	\$619.44
27-ago-18	0.40	98.68	0.9	859.520	20628.47	\$618.85
28-ago-18	0.40	98.62	0.9	858.996	20615.90	\$618.48
23-jun-18	0.40	98.54	0.9	858.339	20600.13	\$618.00
16-dic-18	0.40	98.32	0.9	856.401	20553.62	\$616.61
26-ago-18	0.40	98.09	0.9	854.341	20504.19	\$615.13
11-sep-18	0.40	98.04	0.9	853.969	20495.25	\$614.86
05-sep-18	0.40	97.87	0.9	852.484	20459.61	\$613.79
19-ene-18	0.40	97.68	0.9	850.808	20419.40	\$612.58
25-ene-18	0.40	97.51	0.9	849.343	20384.24	\$611.53
30-nov-18	0.40	97.33	0.9	847.785	20346.84	\$610.41
19-jul-18	0.40	97.24	0.9	846.970	20327.28	\$609.82
01-sep-18	0.40	97.18	0.9	846.427	20314.25	\$609.43
22-nov-18	0.40	96.72	0.9	842.407	20217.77	\$606.53
21-nov-18	0.39	96.24	0.9	838.221	20117.30	\$603.52
05-jun-18	0.39	96.09	0.9	836.978	20087.46	\$602.62
04-sep-18	0.39	95.94	0.9	835.642	20055.40	\$601.66
02-sep-18	0.39	95.31	0.9	830.178	19924.28	\$597.73
14-dic-18	0.39	95.31	0.9	830.169	19924.06	\$597.72
17-dic-18	0.39	95.26	0.9	829.766	19914.39	\$597.43
03-sep-18	0.39	94.88	0.91	835.564	20053.53	\$601.61
11-jul-18	0.39	94.80	0.91	834.916	20037.99	\$601.14
24-jun-18	0.39	94.48	0.91	832.072	19969.73	\$599.09





## UNIVERSIDAD DE CUENCA

01-dic-18	0.39	94.38	0.91	831.219	19949.25	\$598.48
12-sep-18	0.39	93.96	0.91	827.481	19859.55	\$595.79
10-jul-18	0.38	93.49	0.91	823.329	19759.88	\$592.80
17-ene-18	0.38	93.31	0.91	821.744	19721.86	\$591.66
12-jul-18	0.38	92.54	0.91	814.948	19558.76	\$586.76
06-jun-18	0.38	92.10	0.91	811.132	19467.18	\$584.02
18-jun-18	0.38	91.70	0.91	807.635	19383.24	\$581.50
13-abr-18	0.37	91.43	0.91	805.241	19325.78	\$579.77
13-sep-18	0.37	90.73	0.91	799.096	19178.29	\$575.35
18-dic-18	0.37	90.23	0.91	794.636	19071.26	\$572.14
13-jul-18	0.37	90.20	0.91	794.349	19064.37	\$571.93
25-jun-18	0.37	89.63	0.91	789.325	18943.80	\$568.31
18-jul-18	0.36	88.89	0.91	782.878	18789.08	\$563.67
14-jul-18	0.36	87.96	0.91	774.631	18591.15	\$557.73
02-dic-18	0.36	87.95	0.91	774.559	18589.42	\$557.68
14-sep-18	0.36	87.07	0.91	766.813	18403.50	\$552.11
15-jul-18	0.36	86.62	0.91	762.887	18309.29	\$549.28
26-jun-18	0.35	86.57	0.91	762.426	18298.22	\$548.95
13-dic-18	0.35	85.77	0.91	755.382	18129.16	\$543.87
19-dic-18	0.35	85.72	0.91	754.914	18117.93	\$543.54
17-sep-18	0.35	85.64	0.91	754.243	18101.82	\$543.05
07-jun-18	0.35	85.55	0.91	753.407	18081.77	\$542.45
09-may-18	0.35	85.50	0.91	753.016	18072.38	\$542.17
16-jul-18	0.35	85.41	0.91	752.227	18053.44	\$541.60
16-sep-18	0.35	85.29	0.91	751.166	18027.99	\$540.84
23-feb-18	0.35	85.00	0.91	748.553	17965.27	\$538.96
14-abr-18	0.35	84.92	0.91	747.926	17950.21	\$538.51
17-jul-18	0.35	84.92	0.91	747.857	17948.56	\$538.46
15-sep-18	0.35	84.62	0.91	745.237	17885.69	\$536.57
26-ene-18	0.34	83.88	0.91	738.707	17728.98	\$531.87
18-sep-18	0.34	83.51	0.91	735.426	17650.21	\$529.51
27-jun-18	0.34	83.45	0.91	734.929	17638.30	\$529.15
03-dic-18	0.34	83.13	0.92	740.151	17763.63	\$532.91
02-may-18	0.34	82.17	0.92	731.624	17558.99	\$526.77
28-jun-18	0.34	82.11	0.92	731.074	17545.77	\$526.37
05-dic-18	0.34	82.07	0.92	730.713	17537.11	\$526.11
20-dic-18	0.33	81.69	0.92	727.374	17456.98	\$523.71
01-abr-18	0.33	81.32	0.92	724.074	17377.77	\$521.33
06-dic-18	0.33	81.31	0.92	723.990	17375.77	\$521.27
04-dic-18	0.33	81.19	0.92	722.929	17350.30	\$520.51
03-may-18	0.33	81.12	0.92	722.231	17333.55	\$520.01
19-sep-18	0.33	80.55	0.92	717.228	17213.46	\$516.40

**UNIVERSIDAD DE CUENCA**

<b>21-dic-18</b>	0.33	80.55	0.92	717.165	17211.96	\$516.36
<b>23-nov-18</b>	0.33	80.52	0.92	716.906	17205.74	\$516.17
<b>07-dic-18</b>	0.33	79.80	0.92	710.483	17051.59	\$511.55
<b>22-feb-18</b>	0.32	78.98	0.92	703.205	16876.92	\$506.31
<b>24-feb-18</b>	0.32	78.48	0.92	698.785	16770.83	\$503.12
<b>22-dic-18</b>	0.32	78.24	0.92	696.664	16719.94	\$501.60
<b>15-abr-18</b>	0.32	78.11	0.92	695.493	16691.82	\$500.75
<b>08-dic-18</b>	0.32	78.05	0.92	694.966	16679.19	\$500.38
<b>08-jun-18</b>	0.32	77.87	0.92	693.306	16639.34	\$499.18
<b>04-may-18</b>	0.32	77.29	0.92	688.157	16515.76	\$495.47
<b>20-sep-18</b>	0.32	77.13	0.92	686.702	16480.84	\$494.43
<b>09-dic-18</b>	0.32	76.94	0.92	685.026	16440.62	\$493.22
<b>08-may-18</b>	0.31	76.36	0.92	679.912	16317.90	\$489.54
<b>23-dic-18</b>	0.31	75.39	0.92	671.241	16109.78	\$483.29
<b>27-ene-18</b>	0.31	75.28	0.92	670.251	16086.01	\$482.58
<b>10-dic-18</b>	0.31	74.85	0.92	666.440	15994.55	\$479.84
<b>12-dic-18</b>	0.31	74.82	0.92	666.143	15987.42	\$479.62
<b>20-nov-18</b>	0.31	74.75	0.92	665.556	15973.35	\$479.20
<b>01-may-18</b>	0.31	74.59	0.92	664.144	15939.45	\$478.18
<b>05-may-18</b>	0.30	74.04	0.92	659.229	15821.50	\$474.65
<b>11-dic-18</b>	0.30	74.03	0.92	659.143	15819.43	\$474.58
<b>19-nov-18</b>	0.30	73.99	0.92	658.781	15810.75	\$474.32
<b>07-may-18</b>	0.30	73.97	0.92	658.644	15807.47	\$474.22
<b>16-abr-18</b>	0.30	73.91	0.92	658.116	15794.79	\$473.84
<b>28-mar-18</b>	0.30	73.83	0.92	657.398	15777.55	\$473.33
<b>09-jun-18</b>	0.30	73.80	0.92	657.072	15769.74	\$473.09
<b>06-may-18</b>	0.30	73.57	0.92	655.053	15721.26	\$471.64
<b>21-sep-18</b>	0.30	73.14	0.92	651.183	15628.38	\$468.85
<b>24-nov-18</b>	0.30	72.55	0.92	645.977	15503.45	\$465.10
<b>24-dic-18</b>	0.30	72.53	0.92	645.812	15499.49	\$464.98
<b>11-ene-19</b>	0.30	72.18	0.92	642.648	15423.54	\$462.71
<b>12-ene-19</b>	0.30	72.14	0.92	642.292	15415.02	\$462.45
<b>25-feb-18</b>	0.29	71.61	0.92	637.620	15302.87	\$459.09
<b>27-mar-18</b>	0.29	71.54	0.92	636.959	15287.02	\$458.61
<b>22-sep-18</b>	0.29	71.48	0.92	636.458	15274.99	\$458.25
<b>14-ene-19</b>	0.29	71.47	0.92	636.326	15271.83	\$458.15
<b>15-ene-19</b>	0.29	71.26	0.92	634.471	15227.30	\$456.82
<b>16-ene-19</b>	0.29	71.17	0.92	633.706	15208.94	\$456.27
<b>13-ene-19</b>	0.29	71.16	0.92	633.579	15205.90	\$456.18
<b>16-nov-18</b>	0.29	70.88	0.92	631.110	15146.64	\$454.40
<b>10-jun-18</b>	0.29	70.53	0.92	628.012	15072.28	\$452.17
<b>17-abr-18</b>	0.29	70.34	0.92	626.281	15030.75	\$450.92



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

29-mar-18	0.28	69.49	0.92	618.698	14848.75	\$445.46
31-mar-18	0.28	69.45	0.92	618.373	14840.94	\$445.23
25-dic-18	0.28	69.22	0.92	616.332	14791.96	\$443.76
25-nov-18	0.28	69.04	0.92	614.723	14753.36	\$442.60
11-jun-18	0.28	68.74	0.92	612.058	14689.38	\$440.68
23-sep-18	0.28	68.59	0.92	610.719	14657.26	\$439.72
28-ene-18	0.28	68.32	0.92	608.295	14599.09	\$437.97
18-abr-18	0.28	67.64	0.92	602.290	14454.96	\$433.65
11-oct-18	0.28	67.23	0.92	598.609	14366.61	\$431.00
10-oct-18	0.27	67.07	0.92	597.144	14331.46	\$429.94
10-ene-19	0.27	67.00	0.92	596.526	14316.63	\$429.50
26-dic-18	0.27	66.79	0.92	594.663	14271.92	\$428.16
17-nov-18	0.27	66.57	0.92	592.706	14224.94	\$426.75
30-abr-18	0.27	66.56	0.92	592.602	14222.44	\$426.67
24-sep-18	0.27	66.43	0.92	591.506	14196.15	\$425.88
30-mar-18	0.27	66.42	0.92	591.394	14193.46	\$425.80
12-oct-18	0.27	65.75	0.92	585.406	14049.75	\$421.49
18-nov-18	0.27	65.74	0.92	585.349	14048.39	\$421.45
12-jun-18	0.27	65.14	0.92	580.019	13920.47	\$417.61
19-abr-18	0.27	64.72	0.92	576.205	13828.91	\$414.87
27-dic-18	0.26	64.57	0.92	574.874	13796.97	\$413.91
25-sep-18	0.26	64.52	0.92	574.474	13787.37	\$413.62
26-feb-18	0.26	63.78	0.92	567.894	13629.46	\$408.88
13-oct-18	0.26	63.44	0.92	564.834	13556.01	\$406.68
20-abr-18	0.26	62.87	0.92	559.735	13433.64	\$403.01
29-ene-18	0.26	62.73	0.92	558.539	13404.93	\$402.15
09-oct-18	0.26	62.42	0.92	555.738	13337.71	\$400.13
26-sep-18	0.26	62.39	0.92	555.477	13331.44	\$399.94
13-jun-18	0.26	62.35	0.92	555.144	13323.45	\$399.70
17-jun-18	0.25	62.18	0.92	553.599	13286.37	\$398.59
28-dic-18	0.25	62.03	0.92	552.321	13255.70	\$397.67
14-oct-18	0.25	61.84	0.92	550.567	13213.61	\$396.41
28-oct-18	0.25	61.27	0.92	545.573	13093.75	\$392.81
25-oct-18	0.25	61.06	0.92	543.667	13048.00	\$391.44
27-oct-18	0.25	60.97	0.92	542.897	13029.52	\$390.89
26-oct-18	0.25	60.94	0.92	542.547	13021.13	\$390.63
29-abr-18	0.25	60.93	0.92	542.477	13019.46	\$390.58
15-nov-18	0.25	60.79	0.92	541.281	12990.74	\$389.72
08-oct-18	0.25	60.78	0.92	541.154	12987.69	\$389.63
15-oct-18	0.25	60.75	0.92	540.939	12982.53	\$389.48
29-oct-18	0.25	60.60	0.92	539.607	12950.57	\$388.52
27-sep-18	0.25	60.43	0.92	538.070	12913.68	\$387.41

**UNIVERSIDAD DE CUENCA**

<b>30-oct-18</b>	0.25	60.30	0.92	536.869	12884.87	\$386.55
<b>31-oct-18</b>	0.25	60.13	0.92	535.413	12849.92	\$385.50
<b>07-oct-18</b>	0.25	60.00	0.92	534.235	12821.63	\$384.65
<b>01-nov-18</b>	0.25	59.99	0.92	534.168	12820.02	\$384.60
<b>03-nov-18</b>	0.24	59.73	0.92	531.854	12764.51	\$382.94
<b>02-nov-18</b>	0.24	59.64	0.92	531.049	12745.18	\$382.36
<b>14-jun-18</b>	0.24	59.54	0.92	530.124	12722.97	\$381.69
<b>06-nov-18</b>	0.24	59.49	0.92	529.660	12711.84	\$381.36
<b>29-dic-18</b>	0.24	59.45	0.92	529.310	12703.44	\$381.10
<b>09-ene-19</b>	0.24	59.40	0.92	528.870	12692.88	\$380.79
<b>04-nov-18</b>	0.24	59.39	0.92	528.776	12690.61	\$380.72
<b>05-nov-18</b>	0.24	59.23	0.92	527.361	12656.66	\$379.70
<b>14-nov-18</b>	0.24	59.06	0.92	525.812	12619.49	\$378.58
<b>19-oct-18</b>	0.24	58.98	0.92	525.159	12603.82	\$378.11
<b>21-abr-18</b>	0.24	58.94	0.92	524.759	12594.21	\$377.83
<b>16-oct-18</b>	0.24	58.87	0.92	524.132	12579.18	\$377.38
<b>27-feb-18</b>	0.24	58.76	0.92	523.217	12557.21	\$376.72
<b>28-sep-18</b>	0.24	58.71	0.92	522.763	12546.31	\$376.39
<b>12-nov-18</b>	0.24	58.59	0.92	521.707	12520.97	\$375.63
<b>09-nov-18</b>	0.24	58.50	0.92	520.909	12501.81	\$375.05
<b>21-feb-18</b>	0.24	58.44	0.92	520.296	12487.11	\$374.61
<b>13-nov-18</b>	0.24	58.37	0.92	519.666	12471.98	\$374.16
<b>06-oct-18</b>	0.24	58.28	0.92	518.873	12452.96	\$373.59
<b>20-oct-18</b>	0.24	58.01	0.92	516.496	12395.89	\$371.88
<b>30-ene-18</b>	0.24	57.97	0.92	516.182	12388.36	\$371.65
<b>10-nov-18</b>	0.24	57.93	0.92	515.810	12379.44	\$371.38
<b>11-nov-18</b>	0.24	57.71	0.92	513.814	12331.54	\$369.95
<b>17-oct-18</b>	0.24	57.51	0.92	512.082	12289.98	\$368.70
<b>18-oct-18</b>	0.24	57.48	0.92	511.826	12283.82	\$368.51
<b>15-jun-18</b>	0.23	57.21	0.92	509.350	12224.39	\$366.73
<b>29-sep-18</b>	0.23	57.17	0.92	509.003	12216.07	\$366.48
<b>21-oct-18</b>	0.23	57.06	0.92	508.059	12193.42	\$365.80
<b>16-jun-18</b>	0.23	56.87	0.92	506.319	12151.65	\$364.55
<b>30-dic-18</b>	0.23	56.51	0.92	503.180	12076.32	\$362.29
<b>07-nov-18</b>	0.23	56.31	0.92	501.375	12033.01	\$360.99
<b>26-mar-18</b>	0.23	56.23	0.92	500.677	12016.25	\$360.49
<b>05-oct-18</b>	0.23	56.18	0.92	500.188	12004.52	\$360.14
<b>08-nov-18</b>	0.23	56.01	0.92	498.703	11968.86	\$359.07
<b>22-oct-18</b>	0.23	55.84	0.92	497.207	11932.97	\$357.99
<b>28-feb-18</b>	0.23	55.81	0.92	496.955	11926.93	\$357.81
<b>28-abr-18</b>	0.23	55.59	0.92	494.936	11878.46	\$356.35
<b>22-abr-18</b>	0.23	55.10	0.92	490.580	11773.93	\$353.22



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

04-oct-18	0.23	55.02	0.92	489.864	11756.74	\$352.70
23-oct-18	0.23	55.01	0.92	489.829	11755.89	\$352.68
30-sep-18	0.23	54.97	0.92	489.402	11745.64	\$352.37
31-dic-18	0.22	54.39	0.92	484.287	11622.89	\$348.69
31-ene-18	0.22	54.33	0.92	483.702	11608.85	\$348.27
23-abr-18	0.22	53.98	0.92	480.609	11534.62	\$346.04
01-mar-18	0.22	53.57	0.92	476.959	11447.02	\$343.41
08-ene-19	0.22	53.49	0.92	476.241	11429.78	\$342.89
01-oct-18	0.22	53.13	0.92	473.097	11354.34	\$340.63
01-ene-19	0.22	52.92	0.92	471.155	11307.73	\$339.23
24-oct-18	0.22	52.90	0.92	470.989	11303.74	\$339.11
02-oct-18	0.21	52.09	0.92	463.807	11131.36	\$333.94
24-abr-18	0.21	52.08	0.92	463.717	11129.21	\$333.88
27-abr-18	0.21	51.94	0.92	462.450	11098.80	\$332.96
26-abr-18	0.21	51.75	0.92	460.787	11058.88	\$331.77
03-oct-18	0.21	51.65	0.92	459.867	11036.82	\$331.10
02-mar-18	0.21	51.63	0.92	459.736	11033.66	\$331.01
02-ene-19	0.21	51.41	0.92	457.717	10985.22	\$329.56
25-abr-18	0.21	51.19	0.92	455.741	10937.79	\$328.13
01-feb-18	0.21	50.95	0.92	453.615	10886.77	\$326.60
03-mar-18	0.21	50.19	0.92	446.843	10724.24	\$321.73
03-ene-19	0.20	49.46	0.92	440.410	10569.84	\$317.10
04-mar-18	0.20	48.69	0.92	433.559	10405.43	\$312.16
04-ene-19	0.20	48.11	0.92	428.330	10279.92	\$308.40
02-feb-18	0.20	48.09	0.92	428.182	10276.37	\$308.29
07-ene-19	0.19	46.89	0.92	417.460	10019.05	\$300.57
05-mar-18	0.19	46.87	0.92	417.305	10015.31	\$300.46
20-feb-18	0.19	46.71	0.92	415.874	9980.99	\$299.43
03-feb-18	0.19	46.47	0.91	409.222	9821.34	\$294.64
05-ene-19	0.19	46.03	0.91	405.349	9728.37	\$291.85
04-feb-18	0.19	45.20	0.91	398.094	9554.25	\$286.63
06-mar-18	0.19	45.20	0.91	398.084	9554.01	\$286.62
06-ene-19	0.18	45.04	0.91	396.691	9520.58	\$285.62
07-mar-18	0.18	43.81	0.91	385.837	9260.08	\$277.80
05-feb-18	0.18	43.68	0.91	384.678	9232.28	\$276.97
06-feb-18	0.18	43.15	0.91	380.048	9121.16	\$273.63
08-mar-18	0.18	43.01	0.91	378.745	9089.88	\$272.70
09-mar-18	0.17	42.14	0.91	371.093	8906.22	\$267.19
25-mar-18	0.17	41.04	0.91	361.428	8674.27	\$260.23
10-mar-18	0.17	41.02	0.91	361.303	8671.28	\$260.14
08-feb-18	0.17	40.57	0.91	357.295	8575.09	\$257.25
11-mar-18	0.16	39.84	0.91	350.867	8420.81	\$252.62



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

09-feb-18	0.16	39.58	0.91	348.570	8365.69	\$250.97	
19-feb-18	0.16	39.35	0.91	346.530	8316.71	\$249.50	
07-feb-18	0.16	39.09	0.89	336.729	8081.50	\$242.45	
12-mar-18	0.16	39.01	0.89	335.965	8063.16	\$241.89	
10-feb-18	0.16	38.96	0.89	335.582	8053.96	\$241.62	
13-mar-18	0.16	38.51	0.89	331.722	7961.32	\$238.84	
11-feb-18	0.16	38.06	0.89	327.796	7867.11	\$236.01	
14-mar-18	0.15	37.28	0.89	321.073	7705.76	\$231.17	
12-feb-18	0.15	36.79	0.89	316.845	7604.28	\$228.13	
24-mar-18	0.15	36.27	0.89	312.429	7498.29	\$224.95	
13-feb-18	0.15	35.74	0.89	307.855	7388.52	\$221.66	
14-feb-18	0.15	35.38	0.89	304.752	7314.05	\$219.42	
15-mar-18	0.14	35.06	0.89	301.965	7247.17	\$217.41	
15-feb-18	0.14	35.03	0.89	301.749	7241.98	\$217.26	
20-mar-18	0.14	35.01	0.89	301.526	7236.62	\$217.10	
16-feb-18	0.14	34.76	0.89	299.383	7185.19	\$215.56	
18-feb-18	0.14	34.62	0.89	298.178	7156.28	\$214.69	
21-mar-18	0.14	34.52	0.89	297.369	7136.85	\$214.11	
17-feb-18	0.14	34.32	0.89	295.580	7093.92	\$212.82	
23-mar-18	0.14	34.28	0.89	295.237	7085.70	\$212.57	
19-mar-18	0.14	34.04	0.89	293.159	7035.81	\$211.07	
22-mar-18	0.14	33.94	0.89	292.309	7015.42	\$210.46	
16-mar-18	0.14	33.39	0.89	287.638	6903.31	\$207.10	
17-mar-18	0.13	32.71	0.89	281.737	6761.69	\$202.85	
18-mar-18	0.13	32.09	0.89	276.369	6632.85	\$198.99	
				<b>TOTAL</b>	<b>15555.294</b>	<b>3733327.05</b>	<b>\$111,999.81</b>

**ANEXO 5 - RESULTADOS OBTENIDOS EN EL SIMULADOR HOMER-  
GENERACIÓN EÓLICA**

Wind Turbine:XANT M-21 [100kW]

Quantity	Value	Units
Total rated capacity	900	kW
Mean output	31	kW
Capacity factor	3.44	%
Total production	271185	kWh/yr
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	893.73	kW
Wind penetration	495.31	%
Hours of operation	3595	hrs/yr
Levelized cost	0.207	\$/kWh



Battery:ABB PS-BatP3

Quantity	Value	
String size	198	
Strings in parallel	7	
Batteries	1,386	
Bus voltage	733	

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	400	kWh
Usable nominal capacity	360	kWh
Autonomy	58	hr
Battery wear cost	0.533	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh
Energy in	32194	kWh/yr
Energy out	30246	kWh/yr
Storage depletion	-346	kWh/yr
Losses	1601	kWh/yr
Annual throughput	31032	kWh/yr





Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	35	35	kW
Mean output	3	4	kW
Minimum output	0	0	kW
Maximum output	11	35	kW
Capacity factor	10	11	%
Hours of operation	5,003	1,449	hrs/yr
Energy in	30,246	33,535	kWh/yr
Energy out	29,036	32,194	kWh/yr
Losses	1,210	1,341	kWh/yr

**ANEXO 6 - DATOS METEOROLÓGICOS PARA CENTRAL EÓLICA –  
RETSCREEN**

Mes	Temperatura del aire	Humedad relativa	Precipitación	Radiación solar diaria - horizontal	Presión atmosférica	Velocidad del Viento	Temperatura del suelo	Grados-días de calefacción 18 °C	Grados-días de refrigeración 10 °C
	°C	%	mm	kWh/m <sup>2</sup> /d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Enero	12.9	83.9%	87.42	4.39	74.2	2.5	14.1	158	90
Febrero	12.8	85.3%	112.84	4.25	74.2	2.6	13.9	146	78
Marzo	12.8	85.9%	136.40	4.45	74.2	2.7	13.8	161	87
Abril	12.6	86.5%	115.80	4.33	74.2	3.0	13.5	162	78
Mayo	12.1	86.4%	95.79	4.19	74.3	3.5	12.8	183	65
Junio	11.1	86.0%	79.20	4.15	74.3	4.3	11.8	207	33
Julio	10.6	84.2%	63.24	4.19	74.3	4.7	11.4	229	19
Agosto	10.9	80.7%	54.87	4.49	74.3	4.7	11.8	220	28
Setiembre	11.8	78.7%	61.20	4.55	74.3	4.0	12.8	186	54
Octubre	12.6	80.4%	91.76	4.54	74.2	2.8	13.8	167	81
Noviembre	13.0	81.6%	91.50	4.73	74.1	2.3	14.1	150	90
Diciembre	13.0	83.2%	89.90	4.57	74.1	2.4	14.2	155	93
<b>Anual</b>	<b>12.2</b>	<b>83.6%</b>	<b>1,079.92</b>	<b>4.40</b>	<b>74.2</b>	<b>3.3</b>	<b>13.2</b>	<b>2,125</b>	<b>795</b>
<b>Fuente</b>	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA
Medido a					m	40	0		

**ANEXO 7 - RESULTADOS OBTENIDOS EN EL SIMULADOR HOMER-  
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA**

PV:Generic flat plate PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity	1181	kW
Mean output	180	kW
Mean output	4319.55	kWh/d
Capacity factor	15.24	%
Total production	1576636	kWh/yr
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	1129.32	kW
PV penetration	445.31	%
Hours of operation	4434	hrs/yr
Levelized cost	0.143	\$/kWh



Battery:ABB PS-BatP3

Quantity	Value	
String size		198
Strings in parallel		10
Batteries		1,980
Bus voltage		733
Quantity	Value	Units
Nominal capacity	571	kWh
Usable nominal capacity	514	kWh
Autonomy	13	hr
Battery wear cost	0.533	\$/kWh
Average energy cost	0.000	\$/kWh
Energy in	174329	kWh/yr
Energy out	165505	kWh/yr
Storage depletion	-111	kWh/yr
Losses	8714	kWh/yr
Annual throughput	169805	kWh/yr



Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	177	177	kW
Mean output	18	20	kW
Minimum output	0	0	kW
Maximum output	70	177	kW
Capacity factor	10	11	%
Hours of operation	4,617	1,642	hrs/yr
Energy in	165,505	181,593	kWh/yr
Energy out	158,885	174,329	kWh/yr
Losses	6,620	7,264	kWh/yr

**ANEXO 8 - DATOS METEOROLÓGICOS PARA CENTRAL FOTOVOLTAICA – RETSCREEN**

Mes	Temperatura del aire	Humedad relativa	Precipitación	Radiación solar diaria - horizontal	Presión atmosférica	Velocidad del Viento	Temperatura del suelo	Grados-días de calefacción 18 °C	Grados-días de refrigeración 10 °C
	°C	%	mm	kWh/m <sup>2</sup> /d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Enero	12.9	83.9%	87.42	4.39	74.2	2.5	14.1	158	90
Febrero	12.8	85.3%	112.84	4.25	74.2	2.6	13.9	146	78
Marzo	12.8	85.9%	136.40	4.45	74.2	2.7	13.8	161	87
Abril	12.6	86.5%	115.80	4.33	74.2	3.0	13.5	162	78
Mayo	12.1	86.4%	95.79	4.19	74.3	3.5	12.8	183	65
Junio	11.1	86.0%	79.20	4.15	74.3	4.3	11.8	207	33
Julio	10.6	84.2%	63.24	4.19	74.3	4.7	11.4	229	19
Agosto	10.9	80.7%	54.87	4.49	74.3	4.7	11.8	220	28
Setiembre	11.8	78.7%	61.20	4.55	74.3	4.0	12.8	186	54
Octubre	12.6	80.4%	91.76	4.54	74.2	2.8	13.8	167	81
Noviembre	13.0	81.6%	91.50	4.73	74.1	2.3	14.1	150	90
Diciembre	13.0	83.2%	89.90	4.57	74.1	2.4	14.2	155	93
<b>Anual</b>	<b>12.2</b>	<b>83.6%</b>	<b>1,079.92</b>	<b>4.40</b>	<b>74.2</b>	<b>3.3</b>	<b>13.2</b>	<b>2,125</b>	<b>795</b>
Fuente	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA	NASA
Medido a					m	10	0		



## ANEXO 9 – AMORTIZACIÓN FINANCIERA (MINI HIDROELÉCTRICA)

AMORTIZACIÓN FINANCIERA (MÉTODO FRANCÉS)						
MES	NÚMERO DE CUOTA	SALDO INICIAL DEL CAPITAL	CUOTA	INTERESES	AMORTIZACIÓN DEL CAPITAL	SALDO FINAL DEL CAPITAL
1	0					
2	1	778434.36	8077.66	5243.04	2834.62	775599.74
3	2	775599.74	8077.66	5223.94	2853.71	772746.03
4	3	772746.03	8077.66	5204.72	2872.93	769873.09
5	4	769873.09	8077.66	5185.37	2892.28	766980.81
6	5	766980.81	8077.66	5165.89	2911.77	764069.04
7	6	764069.04	8077.66	5146.28	2931.38	761137.66
8	7	761137.66	8077.66	5126.54	2951.12	758186.54
9	8	758186.54	8077.66	5106.66	2971.00	755215.55
10	9	755215.55	8077.66	5086.65	2991.01	752224.54
11	10	752224.54	8077.66	5066.50	3011.15	749213.38
12	11	749213.38	8077.66	5046.22	3031.44	746181.95
13	12	746181.95	8077.66	5025.80	3051.85	743130.10
14	13	743130.10	8077.66	5005.25	3072.41	740057.69
15	14	740057.69	8077.66	4984.56	3093.10	736964.59
16	15	736964.59	8077.66	4963.72	3113.94	733850.65
17	16	733850.65	8077.66	4942.75	3134.91	730715.74
18	17	730715.74	8077.66	4921.63	3156.02	727559.72
19	18	727559.72	8077.66	4900.38	3177.28	724382.44
20	19	724382.44	8077.66	4878.98	3198.68	721183.76
21	20	721183.76	8077.66	4857.43	3220.22	717963.53
22	21	717963.53	8077.66	4835.74	3241.91	714721.62
23	22	714721.62	8077.66	4813.91	3263.75	711457.87
24	23	711457.87	8077.66	4791.93	3285.73	708172.14
25	24	708172.14	8077.66	4769.79	3307.86	704864.28
26	25	704864.28	8077.66	4747.52	3330.14	701534.13
27	26	701534.13	8077.66	4725.09	3352.57	698181.56
28	27	698181.56	8077.66	4702.50	3375.15	694806.41
29	28	694806.41	8077.66	4679.77	3397.89	691408.52
30	29	691408.52	8077.66	4656.89	3420.77	687987.75
31	30	687987.75	8077.66	4633.85	3443.81	684543.94
32	31	684543.94	8077.66	4610.65	3467.01	681076.93
33	32	681076.93	8077.66	4587.30	3490.36	677586.58
34	33	677586.58	8077.66	4563.79	3513.87	674072.71



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

35	34	674072.71	8077.66	4540.12	3537.53	670535.17
36	35	670535.17	8077.66	4516.30	3561.36	666973.81
37	36	666973.81	8077.66	4492.31	3585.35	663388.46
38	37	663388.46	8077.66	4468.16	3609.50	659778.97
39	38	659778.97	8077.66	4443.85	3633.81	656145.16
40	39	656145.16	8077.66	4419.37	3658.28	652486.88
41	40	652486.88	8077.66	4394.73	3682.92	648803.95
42	41	648803.95	8077.66	4369.93	3707.73	645096.22
43	42	645096.22	8077.66	4344.96	3732.70	641363.52
44	43	641363.52	8077.66	4319.81	3757.84	637605.68
45	44	637605.68	8077.66	4294.50	3783.15	633822.53
46	45	633822.53	8077.66	4269.02	3808.63	630013.89
47	46	630013.89	8077.66	4243.37	3834.29	626179.61
48	47	626179.61	8077.66	4217.55	3860.11	622319.49
49	48	622319.49	8077.66	4191.55	3886.11	618433.38
50	49	618433.38	8077.66	4165.37	3912.29	614521.10
51	50	614521.10	8077.66	4139.02	3938.64	610582.46
52	51	610582.46	8077.66	4112.49	3965.16	606617.30
53	52	606617.30	8077.66	4085.79	3991.87	602625.43
54	53	602625.43	8077.66	4058.90	4018.76	598606.67
55	54	598606.67	8077.66	4031.83	4045.83	594560.84
56	55	594560.84	8077.66	4004.58	4073.08	590487.77
57	56	590487.77	8077.66	3977.15	4100.51	586387.26
58	57	586387.26	8077.66	3949.53	4128.13	582259.13
59	58	582259.13	8077.66	3921.73	4155.93	578103.20
60	59	578103.20	8077.66	3893.73	4183.92	573919.27
61	60	573919.27	8077.66	3865.55	4212.10	569707.17
62	61	569707.17	8077.66	3837.18	4240.47	565466.70
63	62	565466.70	8077.66	3808.62	4269.04	561197.66
64	63	561197.66	8077.66	3779.87	4297.79	556899.87
65	64	556899.87	8077.66	3750.92	4326.74	552573.14
66	65	552573.14	8077.66	3721.78	4355.88	548217.26
67	66	548217.26	8077.66	3692.44	4385.22	543832.04
68	67	543832.04	8077.66	3662.90	4414.75	539417.29
69	68	539417.29	8077.66	3633.17	4444.49	534972.80
70	69	534972.80	8077.66	3603.23	4474.42	530498.38
71	70	530498.38	8077.66	3573.10	4504.56	525993.82
72	71	525993.82	8077.66	3542.76	4534.90	521458.92
73	72	521458.92	8077.66	3512.21	4565.44	516893.48
74	73	516893.48	8077.66	3481.46	4596.19	512297.29
75	74	512297.29	8077.66	3450.51	4627.15	507670.13
76	75	507670.13	8077.66	3419.34	4658.32	503011.82



## UNIVERSIDAD DE CUENCA

77	76	503011.82	8077.66	3387.97	4689.69	498322.13
78	77	498322.13	8077.66	3356.38	4721.28	493600.85
79	78	493600.85	8077.66	3324.58	4753.08	488847.77
80	79	488847.77	8077.66	3292.57	4785.09	484062.68
81	80	484062.68	8077.66	3260.34	4817.32	479245.36
82	81	479245.36	8077.66	3227.89	4849.77	474395.59
83	82	474395.59	8077.66	3195.23	4882.43	469513.16
84	83	469513.16	8077.66	3162.34	4915.32	464597.84
85	84	464597.84	8077.66	3129.23	4948.42	459649.42
86	85	459649.42	8077.66	3095.90	4981.75	454667.67
87	86	454667.67	8077.66	3062.35	5015.31	449652.36
88	87	449652.36	8077.66	3028.57	5049.09	444603.28
89	88	444603.28	8077.66	2994.56	5083.09	439520.18
90	89	439520.18	8077.66	2960.33	5117.33	434402.85
91	90	434402.85	8077.66	2925.86	5151.80	429251.05
92	91	429251.05	8077.66	2891.16	5186.50	424064.56
93	92	424064.56	8077.66	2856.23	5221.43	418843.13
94	93	418843.13	8077.66	2821.06	5256.60	413586.53
95	94	413586.53	8077.66	2785.65	5292.00	408294.53
96	95	408294.53	8077.66	2750.01	5327.65	402966.88
97	96	402966.88	8077.66	2714.13	5363.53	397603.35
98	97	397603.35	8077.66	2678.00	5399.66	392203.69
99	98	392203.69	8077.66	2641.63	5436.02	386767.67
100	99	386767.67	8077.66	2605.02	5472.64	381295.03
101	100	381295.03	8077.66	2568.16	5509.50	375785.54
102	101	375785.54	8077.66	2531.05	5546.61	370238.93
103	102	370238.93	8077.66	2493.69	5583.96	364654.96
104	103	364654.96	8077.66	2456.08	5621.57	359033.39
105	104	359033.39	8077.66	2418.22	5659.44	353373.95
106	105	353373.95	8077.66	2380.10	5697.56	347676.40
107	106	347676.40	8077.66	2341.73	5735.93	341940.46
108	107	341940.46	8077.66	2303.09	5774.56	336165.90
109	108	336165.90	8077.66	2264.20	5813.46	330352.44
110	109	330352.44	8077.66	2225.04	5852.61	324499.83
111	110	324499.83	8077.66	2185.62	5892.03	318607.79
112	111	318607.79	8077.66	2145.94	5931.72	312676.07
113	112	312676.07	8077.66	2105.99	5971.67	306704.40
114	113	306704.40	8077.66	2065.76	6011.89	300692.51
115	114	300692.51	8077.66	2025.27	6052.38	294640.12
116	115	294640.12	8077.66	1984.51	6093.15	288546.98
117	116	288546.98	8077.66	1943.47	6134.19	282412.79
118	117	282412.79	8077.66	1902.15	6175.51	276237.28



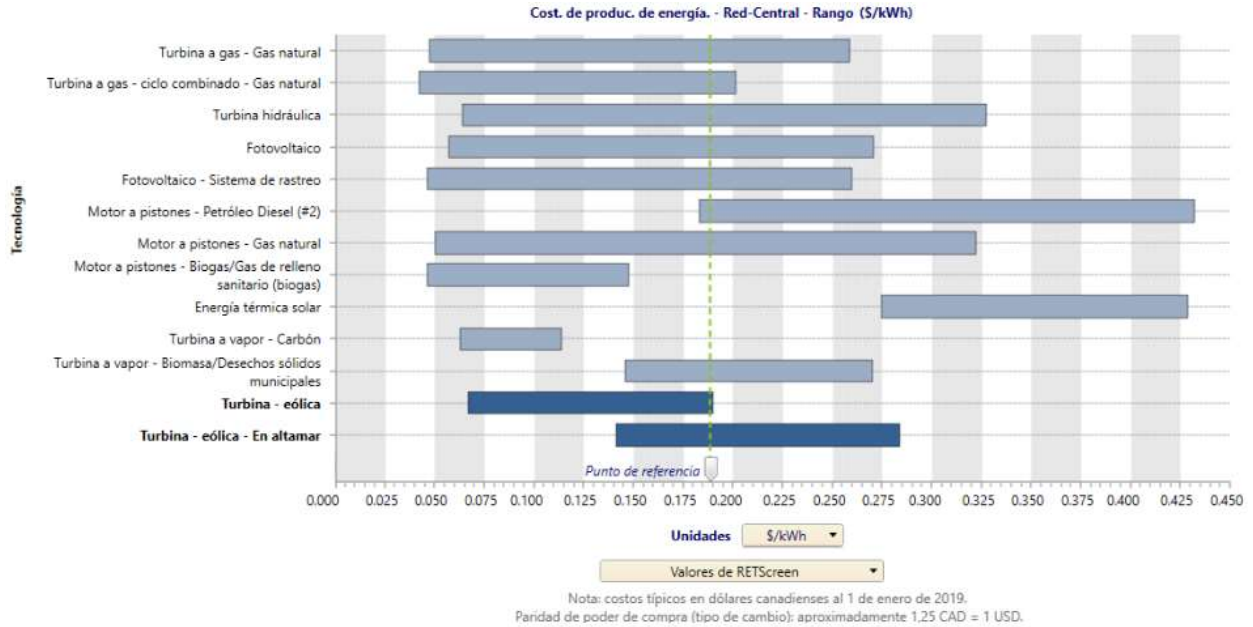
## UNIVERSIDAD DE CUENCA

119	118	276237.28	8077.66	1860.56	6217.10	270020.18
120	119	270020.18	8077.66	1818.68	6258.97	263761.21
121	120	263761.21	8077.66	1776.53	6301.13	257460.08
122	121	257460.08	8077.66	1734.09	6343.57	251116.51
123	122	251116.51	8077.66	1691.36	6386.30	244730.21
124	123	244730.21	8077.66	1648.35	6429.31	238300.90
125	124	238300.90	8077.66	1605.04	6472.61	231828.28
126	125	231828.28	8077.66	1561.45	6516.21	225312.07
127	126	225312.07	8077.66	1517.56	6560.10	218751.97
128	127	218751.97	8077.66	1473.37	6604.28	212147.69
129	128	212147.69	8077.66	1428.89	6648.77	205498.92
130	129	205498.92	8077.66	1384.11	6693.55	198805.38
131	130	198805.38	8077.66	1339.03	6738.63	192066.74
132	131	192066.74	8077.66	1293.64	6784.02	185282.73
133	132	185282.73	8077.66	1247.95	6829.71	178453.01
134	133	178453.01	8077.66	1201.95	6875.71	171577.30
135	134	171577.30	8077.66	1155.63	6922.02	164655.28
136	135	164655.28	8077.66	1109.01	6968.64	157686.64
137	136	157686.64	8077.66	1062.08	7015.58	150671.05
138	137	150671.05	8077.66	1014.82	7062.83	143608.22
139	138	143608.22	8077.66	967.25	7110.40	136497.82
140	139	136497.82	8077.66	919.36	7158.30	129339.52
141	140	129339.52	8077.66	871.15	7206.51	122133.01
142	141	122133.01	8077.66	822.61	7255.05	114877.97
143	142	114877.97	8077.66	773.74	7303.91	107574.05
144	143	107574.05	8077.66	724.55	7353.11	100220.95
145	144	100220.95	8077.66	675.02	7402.63	92818.31
146	145	92818.31	8077.66	625.16	7452.49	85365.82
147	146	85365.82	8077.66	574.97	7502.69	77863.13
148	147	77863.13	8077.66	524.44	7553.22	70309.91
149	148	70309.91	8077.66	473.56	7604.09	62705.82
150	149	62705.82	8077.66	422.35	7655.31	55050.51
151	150	55050.51	8077.66	370.79	7706.87	47343.63
152	151	47343.63	8077.66	318.88	7758.78	39584.85
153	152	39584.85	8077.66	266.62	7811.04	31773.81
154	153	31773.81	8077.66	214.01	7863.65	23910.16
155	154	23910.16	8077.66	161.04	7916.61	15993.55
156	155	15993.55	8077.66	107.72	7969.93	8023.62
157	156	8023.62	8077.66	54.04	8023.62	<b>0.00</b>





## ANEXO 10 - COSTOS DE PRODUCCIÓN INICIAL, DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA UNA CENTRAL EÓLICA Y FOTOVOLTAICA EN RETSCREEN



Costos de producción de energía para cada tecnología en RETScreen.

Tecnología	Central de generación - Coste típico con instalación (\$/kW)					
	10 kW	100 kW	1,000 kW	10,000 kW	100,000 kW	1,000,000 kW
Turbina a gas - Gas natural	3,500	3,200	2,700	1,500	1,000	950
Turbina a gas - ciclo combinado - Gas natural					2,600	1,300
Turbina hidráulica		5,200	4,700	4,100	3,700	3,300
<b>Fotovoltaico</b>	<b>2,700</b>	<b>2,100</b>	<b>1,800</b>	<b>1,450</b>	<b>1,200</b>	<b>1,000</b>
<b>Fotovoltaico - Sistema de rastreo</b>	<b>3,500</b>	<b>2,600</b>	<b>2,100</b>	<b>1,650</b>	<b>1,350</b>	<b>1,100</b>
Motor a pistones - Petróleo Diesel (#2)		900	1,000	1,200	1,400	
Motor a pistones - Gas natural		2,200	1,800	1,400	1,100	
Motor a pistones - Biogas/Gas de relleno sanitario (biogas)	6,800	5,300	4,000	3,000	2,400	
Energía térmica solar			6,500	6,000	6,000	6,000
Turbina a vapor - Carbón					3,500	3,500
Turbina a vapor - Biomasa/Desechos sólidos municipales			10,000	9,000	8,000	
<b>Turbina - eólica</b>	<b>6,800</b>	<b>4,000</b>	<b>3,000</b>	<b>2,500</b>	<b>2,100</b>	<b>1,900</b>
<b>Turbina - eólica - En altamar</b>				<b>6,000</b>	<b>5,100</b>	<b>4,500</b>

Nota: costos típicos en dólares canadienses al 1 de enero de 2019.  
Paridad de poder de compra (tipo de cambio): aproximadamente 1,25 CAD = 1 USD.

Valores de RETScreen

Costos típicos de instalación de una central eólica y fotovoltaica en RETScreen.



Tecnología	Central de generación - Costo de O y M - Típico (\$/kW-año)					
	10 kW	100 kW	1,000 kW	10,000 kW	100,000 kW	1,000,000 kW
Turbina a gas - Gas natural	266	200	133	92	50	37
Turbina a gas - ciclo combinado - Gas natural					92	46
Turbina hidráulica		165	135	90	77	77
<b>Fotovoltaico</b>	<b>33</b>	<b>25</b>	<b>18</b>	<b>13</b>	<b>10</b>	<b>8</b>
<b>Fotovoltaico - Sistema de rastreo</b>	<b>41</b>	<b>30</b>	<b>22</b>	<b>17</b>	<b>12</b>	<b>10</b>
Motor a pistones - Petróleo Diesel (#2)		149	114	57	44	
Motor a pistones - Gas natural		223	171	85	67	
Motor a pistones - Biogas/Gas de relleno sanitario (biogas)	420	368	283	141	110	
Energía térmica solar			135	125	120	100
Turbina a vapor - Carbón					102	87
Turbina a vapor - Biomasa/Desechos sólidos municipales			394	315	237	
<b>Turbina - eólica</b>	<b>70</b>	<b>88</b>	<b>80</b>	<b>75</b>	<b>64</b>	<b>52</b>
<b>Turbina - eólica - En altamar</b>				<b>185</b>	<b>150</b>	<b>120</b>

Nota: costos típicos en dólares canadienses al 1 de enero de 2019.  
 Paridad de poder de compra (tipo de cambio): aproximadamente 1,25 CAD = 1 USD.

Valores de RETScreen

Costos de operación y mantenimiento de una central eólica y fotovoltaica en RETScreen.