

**PARÁMETROS TÉCNICOS Y FINANCIEROS DE SISTEMAS DE GENERACIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA ZNI DE COLOMBIA: HERRAMIENTA DE
CÁLCULO.**

JOHN FREDDY MONTAÑEZ ROJAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2016

**PARÁMETROS TÉCNICOS Y FINANCIEROS DE SISTEMAS DE GENERACIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA ZNI DE COLOMBIA: HERRAMIENTA DE
CÁLCULO.**

JOHN FREDDY MONTAÑEZ ROJAS

Proyecto de investigación para optar al título de Ingeniero Electricista.

Director:

GERARDO LATORRE BAYONA

Ingeniero Electricista, Ph.D

Co-director:

VIATCHESLAV KAFAROV

Ingeniero Químico, Ph.D

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS

**ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES**

BUCARAMANGA

2016

AGRADECIMIENTOS

Inmensamente agradecidos con nuestra querida y grandiosa UIS; por todo el conocimiento adquirido, por todo aquello vivido en ella y por la calidad de los profesores que aman enseñar.

En especial agradezco a:

Gerardo Latorre Bayona Doctor en Ingeniería Industrial, quien me brindó su confianza, sus conocimientos, sus reflexiones, su apoyo y su tiempo, para la culminación del proyecto; formando parte de mi crecimiento como ingeniero electricista.

Ana María Rosso Cerón Ingeniera Química, quien fue el autor del método de investigación aplicado, nuestra tutora y amiga durante todas las etapas del proyecto; brindándonos sus conocimientos, anécdotas y experiencia.

DEDICATORIA

Dedico este logro a mis padres.
Quienes me ha brindado su apoyo en esta etapa de mi vida
dando lo mejor de sí para el cumplimiento de esta meta.
A mis hermanos que no paran de creer en mis capacidades.
Y a cada uno de los amigos que me brindaron
una palabra sincera con el único fin de ayudar
en mi crecimiento personal y
en la elaboración de un mejor profesional.

John Freddy Montañez Rojas

CONTENIDO

	Pág.
LISTA DE TABLAS	8
INTRODUCCIÓN	17
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	19
2. JUSTIFICACION	21
3. OBJETIVOS.	23
3.1 OBJETIVO GENERAL.....	23
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	23
4. COBERTURA DE SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE COLOMBIA EN ZNI.....	25
4.1 CASOS DE ESTUDIO.	26
4.1.1 Medio Atrato.....	27
4.1.2 Alto Baudó.....	27
4.1.3 La Macarena.	29
4.1.4 Puerto Concordia:.....	30
4.1.5 San Andrés.....	30
5. SISTEMAS DE GENERACIÓN.	32
6. METODOLOGÍA.....	34
6.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	35
6.2 CÁLCULO DE PARÁMETROS DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	35
7. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	56
7.1 RESULTADOS DE PARÁMETROS TÉCNICOS.....	57
7.2 RESULTADOS DE PARÁMETROS FINANCIEROS.....	68
8. OBSERVACIONES.	82
9. CONCLUSIONES.....	83
10. RECOMENDACIONES.	84
ANEXOS	91

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Parámetros técnicos.....	37
Tabla 2 Factor de carga según las horas de servicio para ZNI	40
Tabla 3 Porcentaje de la composición química del diésel.....	45
Tabla 4 Porcentaje de la composición química del raquis de plátano en base seca	45
Tabla 5 Concentración de los productos en los gases quemados	46
Tabla 6 Volumen de gases quemados.....	47
Tabla 7 Volumen de aire requerido.....	47
Tabla 8 Poder Calorífico	48
Tabla 9 Parámetros financieros del modelo.....	48
Tabla 10 Horas de servicio de cada uno de los casos.....	61
Tabla 11 Factores de carga de cada uno de los casos de estudio.....	64
Tabla 12 Factores de planta de las tecnologías que se usaron en cada caso de estudio.....	65
Tabla 13 Factores de disponibilidad de las tecnologías de cada caso de estudio.	66
Tabla 14 Capacidades a instalar promedio.....	67
Tabla 15 Factor de emisiones de CO ₂	68
Tabla 16 Costos de inversión de Medio Atrato [USD/kW].....	70

Tabla 17 Costos de inversión de Alto Baudó [USD/kW].....	70
Tabla 18 Costos de inversión de La Macarena [USD/kW].....	71
Tabla 19 Costos de inversión Puerto Concordia [USD/kW].....	72
Tabla 20 Costos de inversión de San Andrés [USD/kW].....	72
Tabla 21 Costos de O&M fijos para Medio Atrato [USD/kW].....	74
Tabla 22 Costos de O&M fijos para Alto Baudó [USD/kW].....	74
Tabla 23 Costos de O&M fijos para La Macarena [USD/kW].....	75
Tabla 24 Costos de O&M fijos para Puerto Concordia [USD/kW].....	76
Tabla 25 Costos de O&M fijos para San Andrés [USD/kW].....	76
Tabla 26 Costos de O&M variables para Medio Atrato [USD/kWh].....	77
Tabla 27 Costos de O&M variables para Alto Baudó [USD/kWh].....	78
Tabla 28 Costos de O&M variables para La Macarena [USD/kWh].....	78
Tabla 29 Costos de O&M variables para Puerto Concordia [USD/kWh].....	79
Tabla 30 Costos de O&M variables para San Andrés [USD/kWh].....	79
Tabla 31 Proyecciones del costo del combustible diesel.....	80

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Diagrama unifilar de Medio Atrato.....	28
Figura 2 Diagrama unifilar de Alto Baudó.....	29
Figura 3 Diagrama unifilar de La Macarena.....	30
Figura 4 Diagrama unifilar de San Andrés.....	32
Figura 5 Mapa de Colombia de prestación de servicio ZNI.....	33
Figura 6 Descripción genérica de los sistemas de generación.....	34
Figura 7 Metodología o etapas del proyecto de grado.....	35
Figura 8 Costos preoperativos.....	50
Figura 9 Demanda de energía proyectada de Medio Atrato.....	57
Figura 10 Demanda de energía proyectada de Alto Baudó.....	58
Figura 11 Demanda de energía proyectada de La Macarena.....	59
Figura 12 Demanda de energía proyectada de Puerto Concordia.....	59
Figura 13 Demanda de energía proyectada de San Andrés.....	60
Figura 14 Potencia Máxima para el caso de Medio Atrato.....	61
Figura 15 Potencia Máxima para el caso de Alto Baudó.....	62
Figura 16 Potencia Máxima para el caso de La Macarena.....	62
Figura 17 Potencia Máxima para el caso de Puerto Concordia.....	62

Figura 18 Potencia Máxima para el caso de San Andrés.....	63
Figura 19 Costos de inversión debido a la transmisión en La Macarena.....	82
Figura 20 Costos de O&M debido a la transmisión en La Macarena.....	82

LISTA DE ANEXOS

Anexo A:	Calculo de los costos de inversión, O&M fijos y variables para cada una de las tecnologías asociadas a los casos de estudio.	92
Anexo B:	Calculo de los costos por transmisión del caso de estudio de La Macarena.	170
Anexo C:	Manual de la herramienta.	174
Anexo D:	Tablas de la WEIO 2014 PG Assumptions.	180
Anexo E:	IPC usados para proyectar los costos de inversión y los costos de O&M fijos y variables.	183
Anexo F:	Calculadora de series de tiempo del profesor Iván Ordoñez.	184

LISTA DE SIGLAS

ZNI:	ZONAS NO INTERCONECTADAS
SIN:	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
FAZNI	FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACION DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS
SFV	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
SE	SISTEMAS EOLICOS
PCH	PEQUEÑAS CENTRALES HIDRAULICAS
SIG	SISTEMAS DE INFORMACION GEOGRAFICA
UPME	UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA
CNM	CENTRO NACIONAL DE MONITOREO
SUI	SISTEMA UNICO DE INFORMACION
IPSE	INSTITUTO DE PLANIFICACION Y PROMOCION DE SOLUCIONES ENERGETICAS
CREG	COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS
O&M	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
DANE	DEPARTAMENTO ADMINISTRATIVO NACIONAL DE ESTADISTICA
IPC	INDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR
EMSA	ELECTRIFICADORA DEL META SA

ACCEFYN ACADEMIA COLOMBIANA DE CIENCIAS EXACTAS, FÍSICAS Y
NATURALES

FE FACTOR DE EMISIONES

IDAE INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA
ENERGÍA

RMSE ROOT MEAN SQUARED ERROR.

RESUMEN

TÍTULO: PARÁMETROS TÉCNICOS Y FINANCIEROS DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA ZNI DE COLOMBIA: HERRAMIENTA DE CÁLCULO*.

AUTORES: JOHN FREDDY MONTAÑEZ ROJAS**.

PALABRAS CLAVES: Capacidad a Instalar, Capacidad a Generar, FAZNI, ZNI, Demanda de Energía, SIN, CNM, Proyección de la Demanda, SUI, Presupuesto.

DESCRIPCIÓN: Este trabajo presenta el desarrollo de una herramienta en Excel que facilita el cálculo y la proyección de parámetros técnicos y financieros de sistemas de generación de energía eléctrica (solar fotovoltaica, eólica con aerogeneradores, hídrica con pequeñas centrales,

gasificación de biomasa y grupos electrógenos a partir de diésel) para ZNI de Colombia para tres escenarios (alto, medio y bajo). Con la herramienta es posible proyectar los siguientes parámetros técnicos: la demanda de energía eléctrica y la potencia máxima, así como el cálculo de margen de reserva, capacidad de generación actual y máxima en un horizonte temporal, factor de carga, emisiones de CO₂, capacidad y flujo de energía para la posible extensión de redes en las ZNI mixtas. Además, de los siguientes parámetros financieros: costo unitario de combustible, costo de inversión unitario en nuevas unidades de generación, costos fijos por unidad de potencia instalada, costos variables por unidad de energía generada y costos unitario de transmisión entre el ZNI mixtas. Utilizando la herramienta desarrollada, se llevó a cabo un caso de aplicación para las poblaciones: Medio Atrato y Alto Baudó, en el Chocó, La Macarena y Puerto Concordia, en el Meta y San Andrés, en el archipiélago de San Andrés y Providencia. La metodología de cálculo de los parámetros, para implementar en la herramienta, fue propuesta por la ingeniera química Ana María Rosso Cerón, y serán utilizados en su trabajo de doctorado, dirigido por el profesor Viatcheslav Kafarov, cuyo objetivo es la selección de alternativas de generación de energía eléctrica sostenible en ZNI de Colombia en un ambiente difuso.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Gerardo Latorre Bayona. Codirector: Viatcheslav Kafarov

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL PARAMETERS AND FINANCIAL SYSTEMS FOR ELECTRICITY GENERATION OF COLOMBIA ZNI: CALCULATION TOOL.*

AUTHORS: JOHN FREDDY MONTAÑEZ ROJAS**.

KEYWORDS: Ability to Install, Capacity to Generate, FAZNI, ZNI, Energy Demand, SIN, CNM, Designing Demand, SUI, Budget.

DESCRIPTION: This paper presents the development of an Excel tool that facilitates the calculation and projection of technical and financial parameters of systems of power generation (solar photovoltaic, wind turbines, small hydro plants, biomass gasification and diesel generators) in ZNI of Colombia for three scenarios (high, medium and low). With the tool is possible to project the following technical parameters: the electric demand and maximum power, and the calculation of reserve margin, current and maximum capacity of generation in all planning horizon, load factor, CO2 emissions, capacity and energy flow when is possible the grid extension to the ZNI. Furthermore, it is also possible the projection of the following financial parameters: fuel unit cost, unit cost of investment in new generating units, unit fixed costs, unit variable costs and unit investment costs for the grid extension. The developed tool is applied in five cases of study: Medio Atrato and Alto Baudo, in Choco, La Macarena and Puerto Concordia, Meta and San Andres, in the archipelago of San Andres and Providencia. The methodology for assessing the parameters with the tool in Excel were proposed by the chemical engineer Ana Maria Rosso Cerón, and they will be used in her Ph.D. thesis, directed by the Professor Viatcheslav Kafarov, and whose main aim is the selection of sustainable alternatives for power generation in ZNI of Colombia in a fuzzy environment.

* Degree Work

** Faculty of Physic-Mechanical Engineering. School of Electric, Electronic and Telecommunications Engineering. Director: Gerardo Latorre Bayona. Codirector: Viatcheslav Kafarov

INTRODUCCIÓN

Eléctricamente el territorio colombiano se encuentra dividido en dos sectores: Las zonas interconectadas y las zonas no interconectadas; Las zonas interconectadas hacen referencia a aquellas zonas que se encuentran interconectadas al sistema interconectado nacional (SIN). Las zonas no interconectadas (ZNI) son aquellas áreas que no están interconectadas al SIN, debido a las dificultades de acceso causadas por las condiciones geográficas.

Las ZNI equivalen aproximadamente al 52% del territorio nacional, están ubicadas en lugares de difícil acceso, a largas distancias de los centros urbanos, carecen de infraestructura física y no cuentan con vías propias, siendo zonas de gran importancia ecológica, que se caracterizan por su riqueza de recursos naturales y gran biodiversidad; en tal circunstancia, las energías renovables representan una alternativa que ofrece un servicio constante y confiable, cuyos costos de generación son asequibles a la población, que adicionalmente contribuyen a la disminución de gases de efecto invernadero.

Estas zonas se encuentran ubicadas en localidades de los departamentos de La Guajira, Bolívar, Antioquia, San Andrés y Providencia, Amazonas, Chocó, Vichada, Guainía, Caquetá, Putumayo, Nariño, Cauca, Valle del Cauca, Meta, Guaviare y Vaupés. Actualmente, la prestación del servicio en dichas zonas, se hace mediante generación diésel, y en algunos casos a partir de paneles solares y pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH).

Debido a las dificultades geográficas para interconectar estas zonas al SIN, se busca satisfacer las necesidades energéticas de los habitantes de las ZNI empleando alternativas de energía renovable, cuya implementación depende de la evaluación de aspectos técnicos y financieros en aras de asegurar el suministro energético a largo plazo.

En ese sentido, este trabajo está orientado a la elaboración de una herramienta de cálculo en Excel que facilite la determinación de los parámetros técnicos y

financieros de sistemas de generación de energía eléctrica (solar fotovoltaica, eólica, PCHs , gasificación de biomasa de residuos agroindustriales y grupos electrógenos) en ZNI a partir de información proveniente de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para la ZNI (IPSE), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), entre otros.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El suministro de energía eléctrica es uno de los factores más influyentes en el desarrollo de un país ya que es esencial para las actividades cotidianas como la iluminación, el uso de aparatos eléctricos, el transporte, la educación y el sustento diario, además, del incremento de oportunidades de empleo que conducen a beneficios económicos y sociales [1].

A pesar de esto, a nivel mundial cerca de 1,3 mil millones de personas aún carecen de acceso a la electricidad (87% de los cuales viven en zonas rurales), y aproximadamente, mil millones sólo tienen acceso a fuentes de electricidad poco confiables. En el caso colombiano, aproximadamente 421.000 hogares no tienen servicio de energía eléctrica, el 57% no están conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) [2], ya que la mayoría de estos hogares se encuentran en ZNI. Están ubicadas en lugares de difícil acceso, a largas distancias de los centros urbanos, carecen de infraestructura física y no cuentan con vías propias, siendo zonas de gran importancia ecológica, que se caracterizan por su riqueza de recursos naturales y gran biodiversidad.

Estas zonas abarcan casi el 52% del territorio nacional; incluyendo 17 departamentos, 112 municipios y cerca de 1.441 localidades y en ellas el servicio de energía eléctrica se suple a partir de plantas de generación a base de combustibles fósiles como el diésel, combustible que en ocasiones puede escasear, haciendo el servicio intermitente o durar largos periodos de tiempo en el proceso de adquisición y transporte del mismo hasta el lugar donde se encuentran las plantas de generación. Esto acarrea altos costos de transporte y de combustible lo que causa que estos sistemas generación de energía eléctrica no sean sostenible a largo plazo [3].

Por otro lado la interconexión se hace factible en los casos no tan aislados del SIN, pero muchas veces quedan inconclusos ya que los fondos destinados para la

ayuda de estos proyectos no alcanzan a cubrir los gastos totales que dichas interconexiones requieren.

2. JUSTIFICACION

Debido a la problemática anterior nace la necesidad de buscar y analizar la factibilidad de implementar nuevas alternativas de generación de energía eléctrica que minimicen los costos de inversión usando las riquezas naturales que tienen estas regiones y los fondos con los que cuentan esta regiones con el fin de satisfacer su necesidad energética, también es importante que estas nuevas alternativas sean amigables con el medio ambiente y no afecten social o físicamente a los habitantes de las ZNI.

En este sentido, la utilización de energías renovables resulta ser una alternativa para dar solución a la problemática energética, teniendo en cuenta la disponibilidad de recursos naturales autóctonos y las ventajas inherentes a estas fuentes, como una reducción en el consumo de diésel (que es el más utilizado en estas zonas) y la posibilidad de desarrollar actividades locales productivas en estas comunidades.

Por lo otro lado, si se busca la implementación de estas tecnologías es fundamental tener información actualizada, completa y confiable de parámetros financieros y tecnológicos de estos sistemas de generación, sin embargo, actualmente no existen fuentes de información que facilite la estimación del crecimiento de la demanda energética, así como los costos de implementación y operación asociados, entre otros.

Consecuentemente, el presente proyecto busca dar solución a estos problemas de falta de información precisa y actualizada acerca de datos demanda de energía en ZNI, así como la predicción de datos técnicos y económicos asociados a las tecnologías que pueden ser factibles en las zonas, además se realizará una herramienta en Excel que permita el cálculo de dichos parámetros y que a su vez apoyará la tesis de doctorado en ingeniería química titulada Diseño y aplicación de una metodología basada en lógica difusa para la selección de alternativas sostenibles de generación eléctrica en zonas no interconectadas (ZNI) de Colombia,

a cargo de la ingeniera Ana María Rosso Cerón y dirigida por el Dr. Viatcheslav Kafarov.

3. OBJETIVOS.

3.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar e implementar una herramienta de cálculo de parámetros técnicos y financieros de sistemas de generación de energía eléctrica para ZNI de Colombia.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estimar parámetros técnicos de sistemas de generación de energía eléctrica, tales como: el factor de carga para los sistemas, las emisiones de CO₂, la capacidad de energía para posible interconexión a la red en las ZNI mixtas y proyectar a 10 años la demanda de energía eléctrica, la potencia máxima, la capacidad de generación máxima a instalar, considerando tres escenarios (alto, medio y bajo) para cinco casos de estudio de ZNI de Colombia.
- Estimar y proyectar a 10 años, parámetros financieros de sistemas de generación de energía eléctrica, tales como: costo unitario de combustible, costo unitario de inversión, costo unitario fijo y variable de operación y mantenimiento, y costo de extensión de redes para ZNI mixtas, considerando tres escenarios (alto, medio y bajo) para cinco casos de estudio de ZNI de Colombia.
- Construir una herramienta en Excel para la proyección de tres escenarios de parámetros técnicos y financieros de sistemas de generación de energía eléctrica para ZNI de Colombia por medio de la metodología utilizada en su estimación e información proveniente de la Unidad de Planeación Minero

Energética (UPME), el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para la ZNI (IPSE), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), entre otros y comparar los resultados con informes actuales de proyección.

4. COBERTURA DE SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE COLOMBIA EN ZNI.

La energía eléctrica, como parte integral de la actividad diaria del ser humano, y como insumo básico de cualquier proceso productivo de una comunidad, es fundamental para el logro de los objetivos de desarrollo del milenio del país. Consciente de ello el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, expidió una norma que podría denominarse de Universalización del servicio de energía eléctrica, Decreto 388 de 2007.

Este decreto busca mediante una planeación indicativa del sistema de distribución de la energía eléctrica del país definir para cada localidad que no cuenta con el servicio de energía eléctrica, si es mejor la prestación vía interconexión al SIN o con solución aislada, por consiguiente se determinan las zonas interconectables y no interconectables del país, estimando en cuanto a costos, la infraestructura necesaria para alcanzar la universalización del servicio de energía eléctrica [4].

Para el año 2009 según los planes de expansión PIEC. La población no interconectada contaba con cobertura de energía eléctrica del 65,16% lo que se refiere a que un total de 78818 viviendas del país se encuentran sin el servicio eléctrico.

Para el 2010 según la UPME se creía que era necesario una inversión de 228346 millones de pesos para completar el 100% del servicio eléctrico de las ZNI, montos que se planeaban que venían de fondos públicos y privados.

Para el periodo de 2010 a 2014 se planeó que de los fondos públicos se haría un aporte de 150618 millones de pesos lo que alcanzaría para la cobertura de 52635 viviendas, lo cual dejaría un total de un 88,43% de ZNI con servicio eléctrico, de los fondos privados se planeó una inversión de 13801 millones de pesos para

satisfacer con el servicio eléctrico a 4820 viviendas de las ZNI del país. Para así llegar al total del 90,56% de cobertura eléctrica en las ZNI del país.

4.1 CASOS DE ESTUDIO.

Para un análisis más profundo de la problemática planteada en este trabajo de grado se tendrán en cuenta las ZNI que pertenecen a los departamentos de Choco, Meta y el archipiélago de San Andrés y Providencia. Los casos de estudios que se analizaron en este trabajo de grado son:

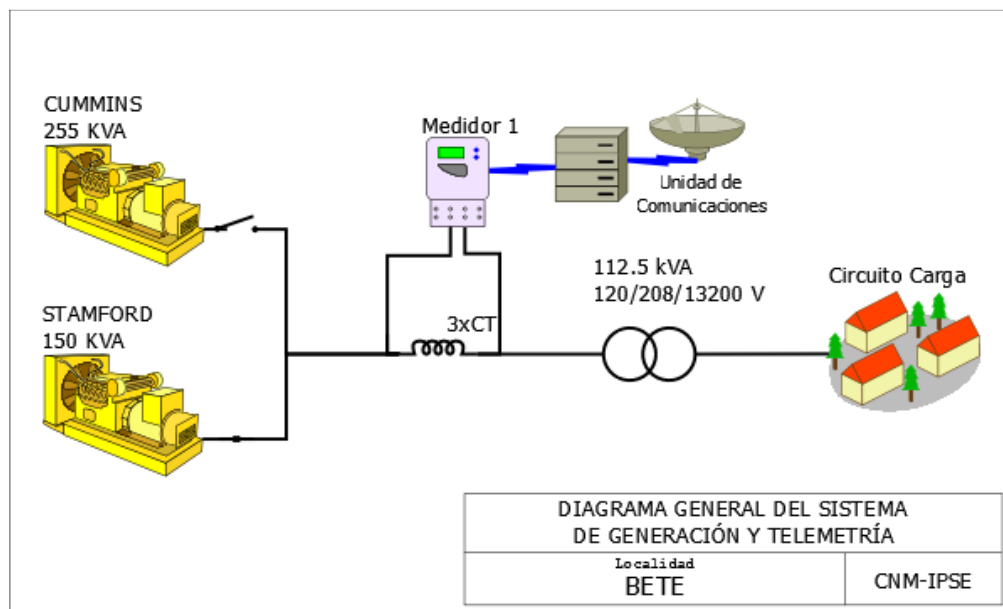
- Medio Atrato
- Ato Baudo
- La Macarena
- Puerto Concordia
- San Andrés

4.1.1 Medio Atrato: Este municipio se sitúa a orillas del Atrato con una extensión total de 562 km² en el que se encuentran 10 corregimientos; 23 veredas y 17 comunidades indígenas las cuales se representan en una población total de 14.320 habitantes. El municipio de Medio Atrato es rico por su exuberante selva tropical y sus ricas fuentes hídricas, además es reconocido por su diversidad de flora y fauna, los cuales se convierten en el sustento básico para la alimentación de la comunidad, por lo cual las principales actividades u oficios radican en la pesca, la agricultura, la extracción de madera y la minería en menor escala [5].

La localidad de Beté es la cabecera municipal del Medio Atrato, Departamento de Chocó, con una población según el censo DANE de 2005 y su proyección al 2012, de 26.696 habitantes de los cuales 975 están ubicados en la cabecera municipal y 25.721 en las áreas rurales del municipio. Este municipio al año 2014 se encuentra

100% no interconectado, y su demanda de energía era de 129751 kWh en 2014, con tiempo de servicio de 5 horas, suplida por medio de dos grupos electrógenos de diésel número 2 con una capacidad de 204 kW (405 kVA), ver diagrama unifilar en la figura 1.

Figura 1 Diagrama unifilar de Medio Atrato.



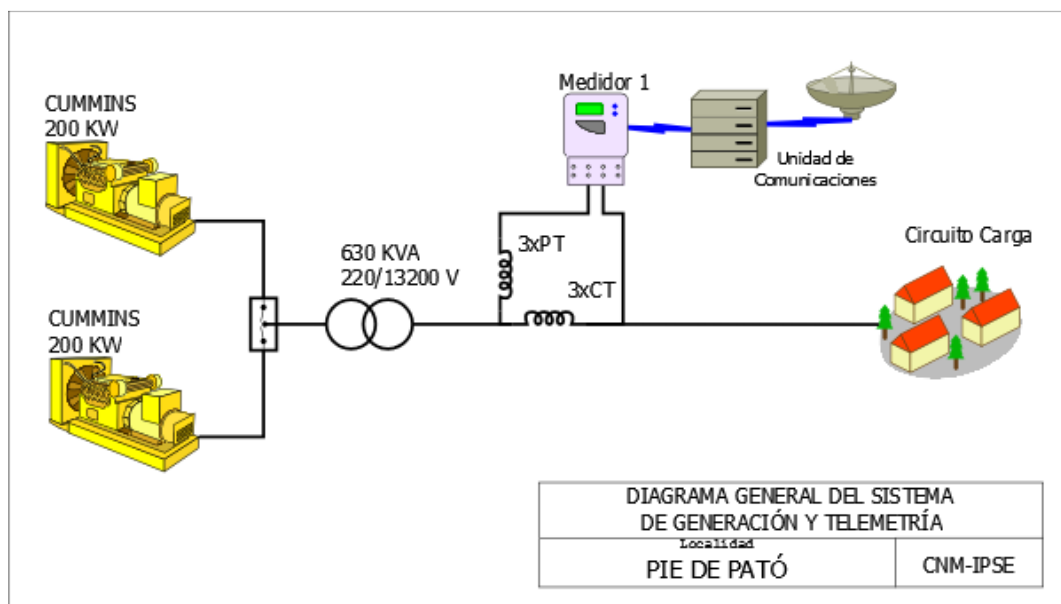
Fuente: IPSE and CNM, “Informe Mensual De Telemetría Diciembre,” 2014.

4.1.2 Alto Baudó: Es un municipio de riqueza hidrológica y forestal, el área municipal es de 1.532 Km². Su población mayoritariamente de origen negro (73,33%) e indígena (26,67%), de los cuales 1.569 habitantes se encuentran en la cabecera municipal, y en el sector rural 15.450 habitantes. El municipio se enmarca dentro de la cuenca del río Baudó y como contexto geográfico se ubica en el centro y sur del departamento del Chocó [6].

La localidad de Pie de Pato es cabecera municipal de Alto Baudó, pertenece al departamento de Chocó, con una población según el censo DANE 2005 y su

proyección al 2011 de 33.310 habitantes, de los cuales 8.258 están ubicados en la cabecera municipal y 25.052 en las áreas rurales del municipio. Este municipio al año 2014 se encuentra 100% no interconectado, y su demanda de energía era de 403570 kWh en 2014, con tiempo de servicio de 5 horas, suplida por medio de dos grupos electrógenos de diésel número 2 con una capacidad de 400 kW, ver diagrama unifilar en la figura 2.

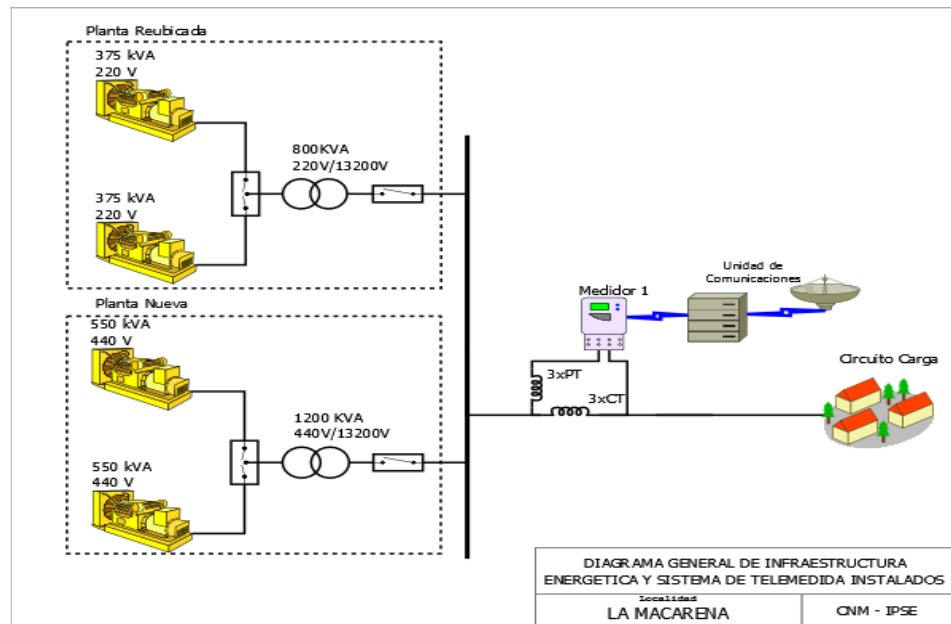
Figura 2 Diagrama unifilar de Alto Baudo.



Fuente: IPSE and CNM, "Informe Mensual De Telemetría Diciembre," 2014.

4.1.3 La Macarena: La localidad de La Macarena se encuentra ubicada en el departamento del Meta, con una población de 29.234 habitantes, según el censo DANE de 2005 y su proyección al 2011 de los cuales 4.167 habitantes se encuentran en la cabecera municipal y 25.067 en las áreas rurales. La mayor parte de los centros poblados se ubican en las riberas de los ríos más importantes del municipio, precisamente para aprovecharlo como eje de articulación, así como los recursos hídricos, pesqueros y la posibilidad de la navegabilidad, las principales actividades económicas del municipio se refieren a la ganadería, la agricultura que es representada por el cultivo de arroz, sorgo, maíz, caña de azúcar, plátano, yuca, cacao y algodón. Este municipio al año 2014 se encuentra 100% no interconectado y su demanda de energía en este centro poblado era de 2072832 kWh en 2014, con tiempo de servicio de 24 horas, suplida por medio de cuatro grupos electrógenos de diésel número 2 con una capacidad de 1000 kW (1850 kVA), ver diagrama unifilar en la figura 3 [7].

Figura 3 Diagrama unifilar de La Macarena.



Fuente: IPSE and CNM, "Informe Mensual De Telemetría Diciembre," 2014.

4.1.4 Puerto Concordia: La localidad de Puerto Concordia se encuentra ubicada en el departamento del Meta, con una población de 8.451 habitantes, según el censo DANE de 2005. Su cabecera está localizada en la margen izquierda del río Ariari, tiene una extensión total de 1.304,8 Km², su temperatura promedio oscila entre los 24° C y los 27° C. Tiene una gran diversidad hídrica en donde se resaltan el río Ariari y río Guayabero como los ríos principales, por ser una zona de transición entre la Orinoquia y la Amazonia, el municipio cuenta con una gran riqueza faunística y vegetal.

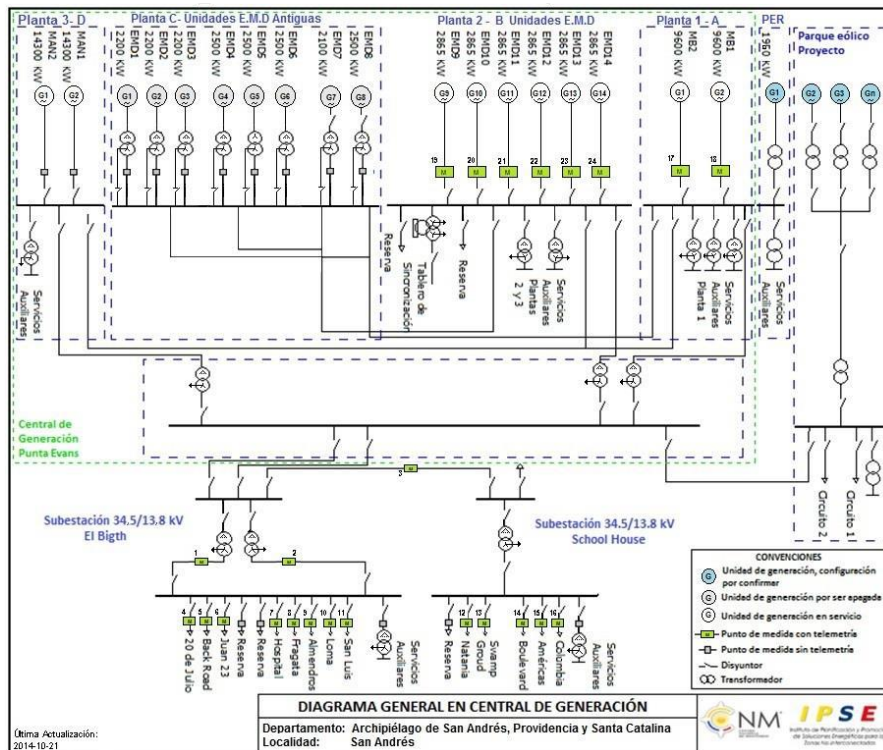
La economía municipal se centra principalmente por las actividades agropecuarias, explotación de la madera, pesca artesanal, comercio formal y los productos que más se cultivan son: yuca, maíz, plátano, caña, y algunas frutas como el arazá, la palma de aceite y el barajó. Este municipio al año 2014 se encuentra 100% no interconectado [8].

Para la ZNI Puerto Concordia no se encuentra disponible el diagrama unifilar no se presentara. Puerto concordia cuenta con una capacidad instalada de 60 kW y es generada a través de un grupo electrógeno cuya marca y estado de la planta se desconoce por falta de información y porque la empresa prestadora del servicio eléctrico en el caso considera privada dicha información.

4.1.5 San Andrés: El municipio de San Andrés está ubicado en el departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, con una población según el censo del DANE de 2005 de 59.573 habitantes, de los cuales 42.641 habitantes se ubican en la cabecera municipal y 16.932 en las áreas rurales del municipio. La población de San Andrés proyectada por el DANE para el año 2011 fue de 73.925 habitantes, dicha población representa el 93% del total de la población del departamento.

Este municipio al año 2014 se encuentra 100% no interconectado y su demanda de energía en este centro poblado era de 189156 MWh en 2014, con tiempo de servicio de 24 horas, suplida por medio de grupos electrógenos de diésel número 6 con una capacidad de 57574 kW, ver diagrama unifilar en la figura 4 [9].

Figura 4 Diagrama unifilar de San Andrés.



Fuente: IPSE and CNM, “Informe Mensual De Telemetría Diciembre,” 2014.

En Colombia las ZNI están distribuidas en 17 departamentos ocupando el 52% del territorio nacional y son lugares que no hacen parte del SIN debido a su lejanía, falta de infraestructura y vías de acceso. Las ZNI se encuentran ubicadas como muestra la figura 5. A continuación.

Figura 5 Mapa de Colombia de prestación de servicio ZNI.



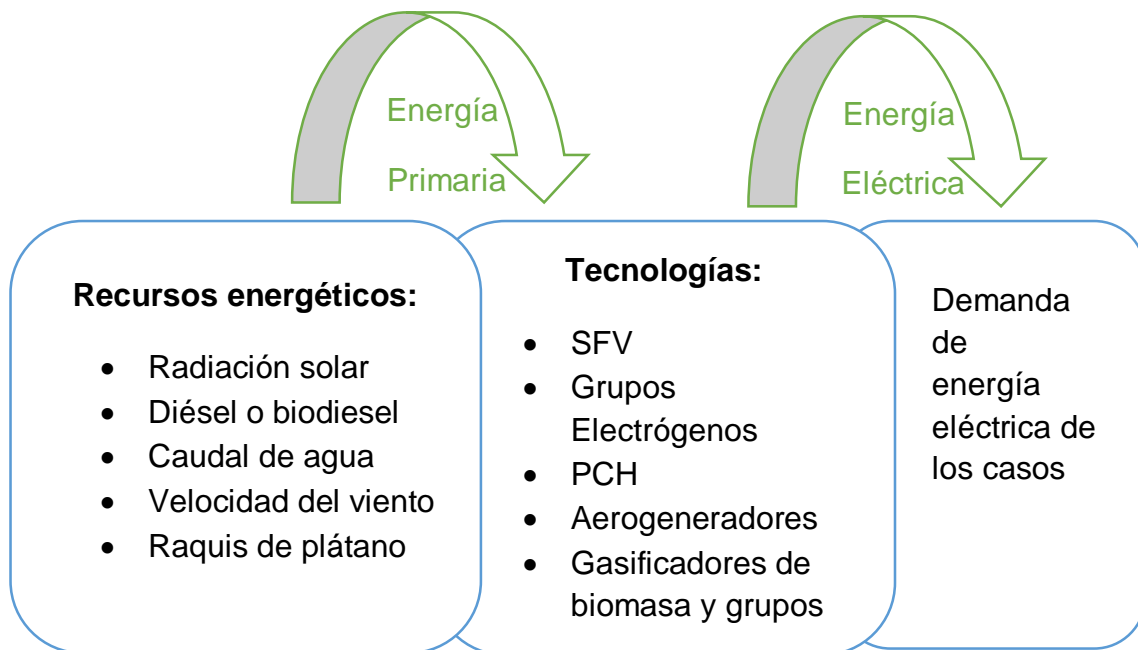
Fuente: IPSE and CNM, "Mapa Colombia prestación de servicio ZNI," http://186.154.241.109/ps_cnm/, 2014.

5. SISTEMAS DE GENERACIÓN.

Debido a las grandes distancias que existen entre el SIN y las ZNI, se ha generado un déficit de energía en las ZNI de Colombia. Como solución a esta problemática se ve la necesidad de usar otras fuentes de generación de energía eléctrica amigables con el medio ambiente. Teniendo en cuenta la velocidad del viento, la radiación del sol, los desechos agrícolas y los caudales de los ríos cercanos a los casos se tendrán estudiarán las posibilidades de aplicar los sistemas energéticos (recurso y la tecnología asociada) de la figura 5. Como solución al déficit de energía en los

casos actualmente y a futuro. En la siguiente figura se muestran los sistemas energéticos (entendidos por la combinación del recurso de energía primaria y la tecnología de conversión para suplir cierta demanda de energía en una población dada) a los cuales se les evaluarán los diferentes parámetros técnicos y financieros.

Figura 6 Descripción genérica de los sistemas de generación.



De acuerdo al estudio realizado en la tesis de grado Araque y Blanco, (2015) [10]. Para evaluar los potenciales energéticos en ZNI, los sistemas de generación más adecuados para cada uno de los casos de estudio son:

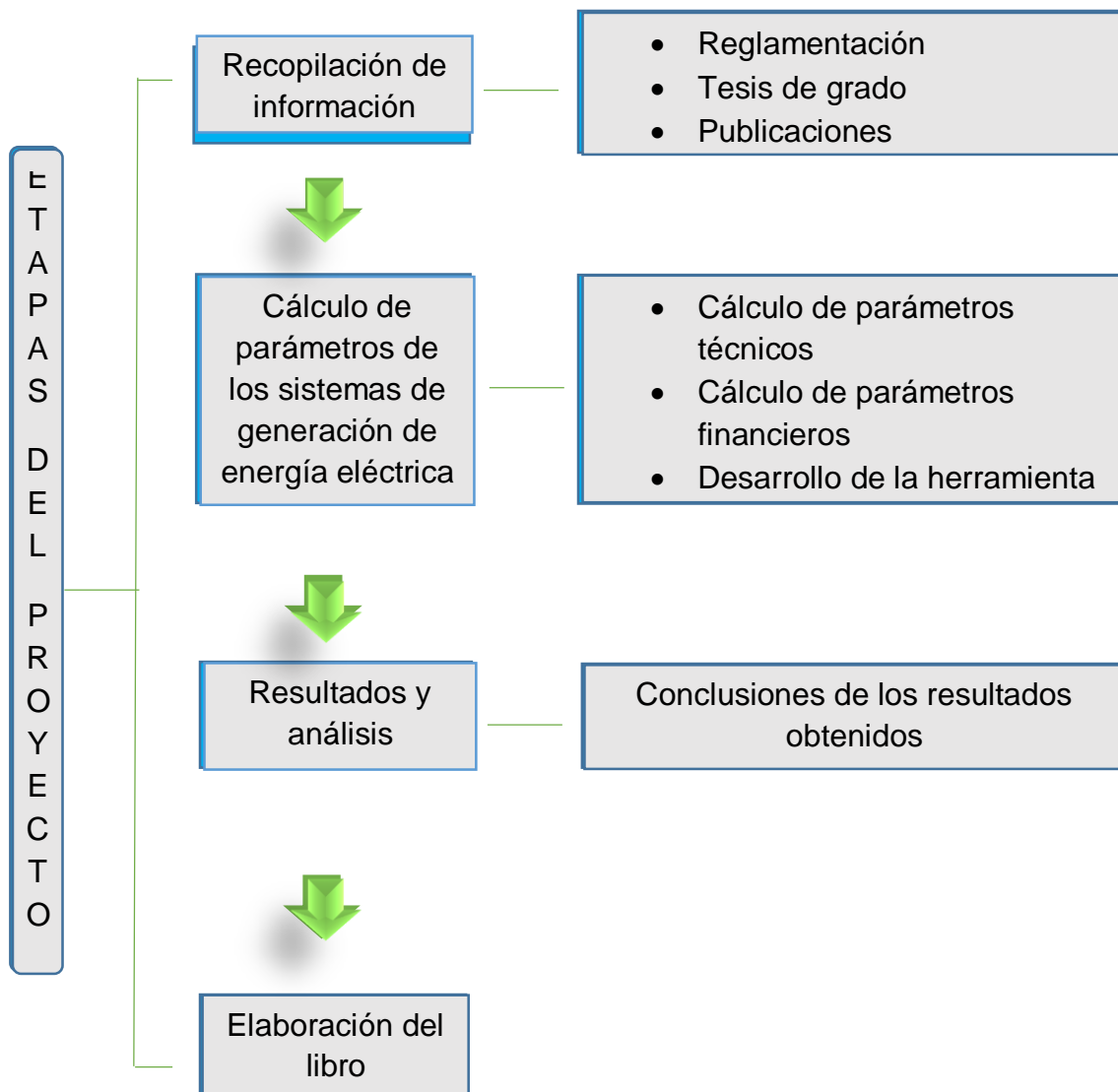
- **Medio Atrato:** SFV, grupos electrógenos, PCH y gasificadores de biomasa residual.
- **Alto Baudó:** SFV, grupos electrógenos, PCH y gasificadores de biomasa residual.
- **La Macarena:** SFV, grupos electrógenos, PCH y gasificadores de biomasa residual.
- **Puerto Concordia:** SFV, grupos electrógenos, PCH y gasificadores de biomasa residual.

- **San Andrés:** SFV, grupos electrógenos y SE.

6. METODOLOGÍA.

Este proyecto se desarrolló bajo la metodología que se presentara a continuación en la figura 7.

Figura 7 Metodología o etapas del proyecto de grado.



Como se puede ver en la figura anterior este proyecto se llevó a cabo por medio de cuatro etapas.

En la primera etapa se realizó la búsqueda de información de datos que se relacionaron con el proyecto para proseguir con la segunda etapa, donde se determinaron los parámetros técnicos y financieros de los casos de estudio, y de forma paralela se desarrolló la herramienta de cálculo en Excel.

Las etapas finales del proyecto se dedicaron para el análisis de los resultados que se obtuvieron de los casos, la elaboración del manual de la herramienta y el libro del proyecto.

6.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

En esta etapa los parámetros de la herramienta, de tipo cuantitativo, fueron determinados. Los parámetros del año base se obtuvieron a partir de una búsqueda de la normativa existente, resoluciones CREG, documentación de la UPME, reportes del CNM, reportes del sistema único de información SUI, información del DANE, tesis de grado y publicaciones relacionadas con el cálculo de parámetros técnicos o financieros de sistemas de generación de energía eléctrica para posteriormente ser utilizados para la proyección de parámetros y finalmente elaborar la herramienta de cálculo en Excel.

6.2 CÁLCULO DE PARÁMETROS DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Los parámetros de los sistemas de generación de energía eléctrica están clasificados en:

- Parámetros técnicos.

- Parámetros financieros.

6.2.1 Parámetros técnicos: Los parámetros técnicos de un proyecto de generación de energía eléctrica están dirigidos al dimensionamiento del sistema de generación que se desea implementar. Los parámetros técnicos que se trabajaron en este proyecto se encuentran en la tabla 1.

Tabla 1 Parámetros técnicos.

Parámetro	Unidad	Sigla
Demanda de energía	kW/h	DE
Margen de reserva	Adimensional	Rho
Horas de servicio	H	Hs
Demanda de Potencia máxima	kW	DP
Factor de carga	Adimensional	Fdc
Factor de planta	Adimensional	Fdp
Factor de disponibilidad	Adimensional	A
Capacidad a instalar	kW	Ca
Factor de emisiones de CO ₂	Kg/kWh	FE

- **Demanda proyectada en los casos:** La demanda de energía se define como la cantidad de potencia que un usuario necesita en algún intervalo de tiempo, este intervalo se estima de acuerdo al periodo de tiempo para el cual se desea obtener la demanda de energía. Su unidad de medida son los kilowatts por unidad de tiempo (kWh)

Para este proyecto se calculó un periodo de tiempo anual y se obtuvo basado en los datos que los operadores de red reportan en el sistema único de información (SUI).

Para el cálculo de las proyecciones se tuvo en cuenta los planes de expansión de la UPME, el artículo número 1 de la resolución del ministerio de minas y energía MME 180961 del 2004 donde hace referencia al crecimiento

de la demanda con respecto a las horas de servicio y el aumento de la población de cada ZNI y las tasas de crecimiento geométrico que se obtienen por medio de la siguiente ecuación:

$$r = \sqrt[n]{\frac{D_n}{D_o}} - 1$$

Donde:

r Tasa de crecimiento geométrico.

D_n Demanda para el periodo de proyección.

D_o Demanda actual.

n Periodo de la proyección [11].

Para la ecuación anterior es de gran necesidad que se tomen periodos de proyección mayores o iguales a cinco. Razón por la cual para proyectar los valores de la demanda se necesitaron datos de los años 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014.

Con el objetivo de obtener los escenarios alto, medio y bajo de la demanda de energía, fueron determinadas las tasas de crecimiento geométrico a partir de datos consignados en el SUI, estas tasas de crecimiento fueron promediadas obteniéndose el escenario medio. Para los escenarios alto y bajo al valor promediado calculado se le sumó y restó la desviación estándar anual, respectivamente.

$$r_{bajo} = r_{prom} - desvest$$

$$r_{alto} = r_{prom} + desvest$$

Donde:

r_{alto} Corresponde a la tasa de crecimiento para el escenario alto

r_{bajo}	Corresponde a la tasa de crecimiento para el escenario bajo
r_{prom}	Corresponde a la tasa de crecimiento promedio anual.
Desvest	Corresponde a la desviación estándar anual.

- **Margen de reserva “rho”:** Se define como la diferencia entre la potencia de la planta y la demanda máxima de energía, su objetivo es satisfacer los incrementos de demanda de energía con el fin de que siempre se pueda atender las necesidades energéticas de la población. Para todos los casos del proyecto se asumió mínimo un valor de 6% para cubrir los incrementos en las demandas de energía de los usuarios de los casos.
- **Horas de servicio “Hs”:** Como su nombre lo indica, las horas de servicio hacen referencia a la cantidad de tiempo al día que las empresas prestadoras de los servicios eléctricos en las ZNI se encuentran en funcionamiento. Para obtener las horas de servicio para el año horizonte se tuvo en cuenta los planes de expansión de la UPME [12].
- **Demanda de potencia máxima proyectada en los casos “DP”:** Con el término demanda de potencia máxima hacemos referencia a la mayor cantidad de potencia que un caso necesitó en un periodo de tiempo determinado.

Este parámetro fue determinado a partir de los informes de telemetría del CNM, donde se encuentra información acerca de la potencia más alta que se registró todos los días mes a mes.

Debido a la ausencia de una información continua, confiable y a las diferentes condiciones energéticas que tienen algunos de los casos de estudio, se decidió que la potencia máxima se proyectaría de manera

diferente según el caso de estudio. Para los municipios de Alto Baudó y San Andrés, la demanda de potencia máxima fue proyectada usando las tasas de crecimiento propuestas por la UPME para tres escenarios (alto, medio y bajo), donde se enuncian unas tasas de proyección del año 2014 hasta el año 2020 y otras del año 2021 al 2024 [13]. Para el caso de La Macarena se proyectó con las mismas tasas de crecimiento de la demanda de energía, debido a que la relación entre población y consumo de energía es bajo y al tomar las tasas de crecimiento a instalar para el año 2024. En los casos de Medio Atrato y Puerto Concordia, en donde el suministro de energía no alcanzan las 24 horas de servicio y sus poblaciones son pequeñas se usaron sus respectivas horas de servicio y los factores de carga propuestos por la CREG [14], como se describe en la siguiente ecuación:

$$DP_{2024} = \frac{DE_{2024}}{(365 * HS_{2024} * f_{CREG})}$$

Donde:

DP₂₀₂₄ Demanda de potencia máxima del año 2024

DE₂₀₂₄ Demanda de energía del año 2024

HS₂₀₂₄ Horas de servicio del año 2024

f_{CREG} Factor de carga

En la próxima tabla se muestran los factores de carga para las ZNI que propone la CREG.

Tabla 2 Factor de carga según las horas de servicio para ZNI.

Horas de servicio	24	18	12	8	6	4
Factor de carga	0,52	0,56	0,58	0,68	0,72	0,83

Fuente: Tabla 3 del documento CREG 002 de 2014.

- **Factor de carga “Fdc”:** Se conoce como factor de carga a la razón entre la demanda de energía en un determinado intervalo de tiempo y la potencia máxima en el mismo intervalo de tiempo.

El factor de carga indica el grado al cual el pico de la carga es sostenido durante el periodo. Esto quiere decir que si el factor de carga es 1, la potencia máxima en el intervalo de tiempo se mantiene constante, si el factor de carga es alto (por ejemplo 0,9), la curva de carga tiene muy pocas variaciones y en cambio si el factor de carga es bajo (por ejemplo 0,2), la curva de carga sufre muchas variaciones con picos y valles pronunciados.

La evaluación precisa del factor de carga permite seleccionar el tipo de refrigeración que se le asignará a los transformadores de potencia [15].

Para calcular el factor de carga se utilizó la siguiente ecuación.

$$fc = \frac{DE}{DP * 365 * Hs}$$

Donde:

DE corresponde a la demanda de energía.

DP corresponde a la demanda de potencia.

Hs corresponde a las horas de servicio.

- **Factor de capacidad o de planta “Fdp”:** Este factor es propio de cada tecnología, aunque varía para algunas tecnologías debido a las condiciones del lugar en que se desea generar la energía eléctrica. El factor de planta da una indicación de la utilización promedio del equipo. Los datos fueron obtenidos del plan indicativo de expansión de la UPME y de [16].

Para obtener el factor de planta de los grupos electrógenos se usó la siguiente ecuación:

$$Fdp = \frac{DP}{Ca\ Ins}$$

Donde

Fdp factor de planta para la tecnología diésel.

DP demanda de potencia máxima para el año base.

Ca Ins capacidad instalada en el año base.

- **Factor de disponibilidad “A”:** El factor de disponibilidad es la razón entre las horas que los equipos de generación funcionan sin paradas durante una cantidad determinada de tiempo en horas y las horas totales del año (8760 horas). Al igual que al factor de planta algunas de estas tecnologías se ven afectadas por el lugar de uso de la misma, alterando el factor de disponibilidad. Para todas las tecnologías, excepto para los grupos electrógenos, se usaron las horas de servicio que se indican en [16] anteriormente mencionado y se dividió en las 8760 horas-año.

- **Capacidad a instalar “Ca”:** La capacidad a instalar (de nuevas plantas) es la cantidad de potencia nominal que hay que instalar de cada tecnología para satisfacer la demanda de energía eléctrica futura que se necesitaría en cada uno de los casos.

Para la obtención de este parámetro en los tres escenarios planteados fueron utilizadas las ecuaciones de factor de carga y factor de planta que plantea Castaño en [11].

$$Fdp = \frac{DP}{Ca\ Ins}$$

$$fc = \frac{DE}{DP * 365 * Hs}$$

$$Fdp * Ca\ Ins = DP$$

$$DE = Ca\ Ins * Fc * Fdp * 365 * Hs$$

Donde se despeja la demanda de potencia máxima de la ecuación de factor de planta y se reemplaza en la ecuación de factor de carga para despejar la demanda de energía. La diferencia entre la demanda de energía del año 2024 y 2014 deja como variable la capacidad a instalar para el año 2024, que despejándola da como resultado la ecuación que plantea la CREG [14] que se muestra a continuación.

$$Ca_{2024} = \frac{(DE_{2024} - DE_{2014}) + (Fdp_{diesel} * Ica * Hs_{2014} * Fc * 365)}{Fdp * Hs_{2024} * Fc * 365}$$

Donde:

Ca_{2024} Capacidad a instalar para el año 2024

DE_{2024} Demanda de energía del año 2024.

DE_{2014} Demanda de energía del año 2014.

$Fdp_{diésel}$ Factor de planta del diésel.

ICa	Capacidad instalada.
Hs ₂₀₁₄	Horas de servicio del año 2014 del caso a estudiar.
Fc	Factor de carga.
Fdp	Factor de planta de la tecnología a estudiar.
Hs ₂₀₂₄	Horas de servicio del año 2024 del caso a estudiar.

El resultado de la ecuación anterior sería la capacidad a instalar en el periodo de estudio del proyecto que es 10 años.

Debido a la gran posibilidad de que los resultados de las capacidades a instalar obtenidos no se encuentren de manera exacta en el mercado actual, se decidió aproximar estos resultados a las capacidades mayores y más cercanas que se puedan encontrar en el mercado, con el fin de garantizar que las capacidades obtenidas efectivamente se puedan instalar en cada uno de los casos. Para todos los casos se consideró lo siguiente:

SFV: Catálogos de productos SONNENKRAFT [17] y Si Tecno [18].

Grupos electrógenos: Plantas típicas enunciadas en la CREG 002 de 2014.

PCH: Investigación en pequeñas centrales en Colombia de Torres [19].

Gasificadores de biomasa residual: Catalogo del Grupo Jerte [20].

SE: Catalogo de Repowering Solutions [21].

- **Factor de emisiones de CO₂ (FE)**: Con el fin de cuantificar las emisiones de gas y efecto invernadero derivadas del consumo de energía eléctrica, se determinó el consumo de energía eléctrica y se estima el factor de emisión derivado del proceso de generación de electricidad.

Para el cálculo de este factor se utilizó la metodología planteada por la academia colombiana de ciencias exactas, físicas y naturales (ACCEFYN) en su informe de Factores de emisión de los combustibles colombianos [22]. Para calcular el factor de emisiones de CO₂ producido por el diésel y la biomasa residual se tuvo en cuenta la composición química, concentración de los productos en los gases quemados, volumen de los gases quemados, volumen de aire requerido y el poder calorífico.

Composición química: Para el caso del diésel tenemos la composición química que se muestra en la tabla 3.

Tabla 3 Porcentaje de la composición química del diésel.

Carbono	0,84
Hidrogeno	0,09
Azufre	0,04
Nitrógeno	0,01
Agua	0,02
Cenizas	0,01
Oxigeno	0,00
Cloro	0,00
Flúor	0,00

Fuente: Informe Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos de ACCEFYN.

Para la tecnología de la gasificación de biomasa residual se tendrá en cuenta la biomasa sacada del raquis del plátano en base seca cuya composición química se muestra en la tabla 4.

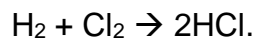
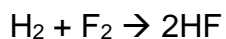
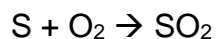
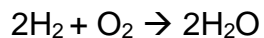
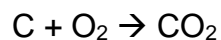
Tabla 4 Porcentaje de la composición química del raquis de plátano en base seca.

Carbono	0,30
Hidrogeno	0,04

Oxigeno	0,49
Nitrógeno	0,01
Azufre	0,01
Humedad	0,11
Cenizas	0,16
Cloro	0,00
Flúor	0,00
Agua	0,00

Fuente: ARAQUE y BLANCO (2015) [10].

Concentración de los productos en los gases quemados: Dado que el análisis es puramente teórico, se asume una combustión completa, en cuyo caso los productos usaron únicamente CO₂ y H₂O, se asumen también reacciones completas del Azufre (S), Cloro (Cl₂) y Flúor (F₂), en aquellos combustibles que los contienen, de tal manera que los productos son: SO₂, HCl y HF. Las ecuaciones químicas que rigen las reacciones de combustión son:



Fuente: factores de emisión de combustibles colombianos de ACCEFYN

Las concentraciones de los productos en los gases quemados se muestran a continuación en la tabla 5.

Tabla 5 Concentración de los productos en los gases quemados.

Combustible	Cantidad de H ₂	Cantidad de C	Cantidad de CO ₂ Producida	Unidades
Diésel	0,09	0,84	3,07	kg de CO ₂ /kg combustible
Raquis de plátano base seca	0,04	0,30	1,12	kg de CO ₂ /kg combustible

Volumen de los gases quemados: El cálculo de los productos unido al volumen de gases quemados permite determinar la concentración de los diferentes compuestos en los gases de salida. Para el cálculo de los gases quemados acudimos a las fórmulas sugeridas por Brandt [22]. En la tabla 6 se muestra el volumen de los gases quemados.

Tabla 6 Volumen de gases quemados.

Residuo	C	S	H	O	N	Cl	F	Volumen	Unidades
Diésel	0,84	0,04	0,09	0,00	0,01	0,00	0,00	9,49	m ³ /kg de combustible
Raquis de plátano base seca	2,70	0,01	0,73	1,28	0,01	0,00	0,00	2,17	m ³ /kg de combustible

Volumen de aire requerido: También es posible calcular el volumen de aire requerido que más adelante permitirá establecer el volumen real mediante la aplicación del factor lambda [22]. En la tabla 7 se muestra el volumen de aire requerido.

Tabla 7 Volumen de aire requerido

Residuo	C	H	S	O	Volumen	Unidades
Diésel	0,84	0,09	0,04	0,00	10,01	m ³ / kg de combustible
Raquis de plátano base seca	2,71	0,93	0,01	1,62	2,02	m ³ / kg de combustible

Poder calorífico: El último eslabón en la cadena de cálculos, antes de llegar al objetivo fundamental, que es el cálculo de los factores de emisión, lo constituye la determinación de los poderes caloríficos, también establecida mediante las relaciones sugeridas por Brandt [22]. A continuación se muestra el poder calorífico en la tabla 8.

Tabla 8 Poder Calorífico.

Residuo	Poder Calorífico	Unidades
Diésel	38145,84	kJ/kg de combustible
Raquis de plátano base seca	8713,86	kJ/kg de combustible

6.2.2 Parámetros financieros: Los parámetros financieros de un proyecto de generación de energía eléctrica están dirigidos hacia los costos en que se incurren por la implementación de un sistema de generación, estos parámetros también nos facilitan la observación de la viabilidad del proyecto para tomar una mejor decisión antes de iniciar la implementación del proyecto. Los parámetros financieros que se trabajaron en este proyecto se encuentran consignados en la tabla 9.

Tabla 9 **Parámetros financieros.**

Parámetro unitario	Unidad	Sigla
Costos de inversión	USD/kW	InvCo
Costos de O&M Fijos	USD/kW	Fixco
Costos de O&M Variables	USD/kWh	Varco
Costo de Combustible	USD/Gal	CombCo
Costos por Transmisión	USD/kW	Invtr
Costos de O&M Por Transmisión	USD/KWh	Trco

Todo proyecto de generación de energía eléctrica en Colombia está ligado a estos costos, durante y después de su implementación. Estos costos varían de acuerdo a la capacidad del proyecto y a la tecnología que se desee implementar, en este trabajo todos los costos son unitarios.

Todos los parámetros financieros se proyectaron al año 2024 teniendo en cuenta los índices de precios al consumidor (IPC) históricos que proporciona el departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). Con estos datos históricos se proyectó el IPC para los años que comprenden del 2014 al 2024 utilizando una herramienta de cálculo elaborada por el profesor de la escuela de Ingeniería Química Iván Ordoñez, para luego hallar una razón de cambio para proyectar los costos de inversión unitarios, los costos de O&M fijos y variables, los costos de transmisión y los costos del combustible.

A continuación, se muestra la ecuación [23] que se usó para la proyección de los parámetros financieros y que es una ecuación análoga a la utilizada por la CREG:

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n	Costo para el año a proyectar.
C_o	Costo del año base.
IPC_n	Índice de precios al consumidor del año a proyectar.
IPC_o	Índice de precios al consumidor del año base.

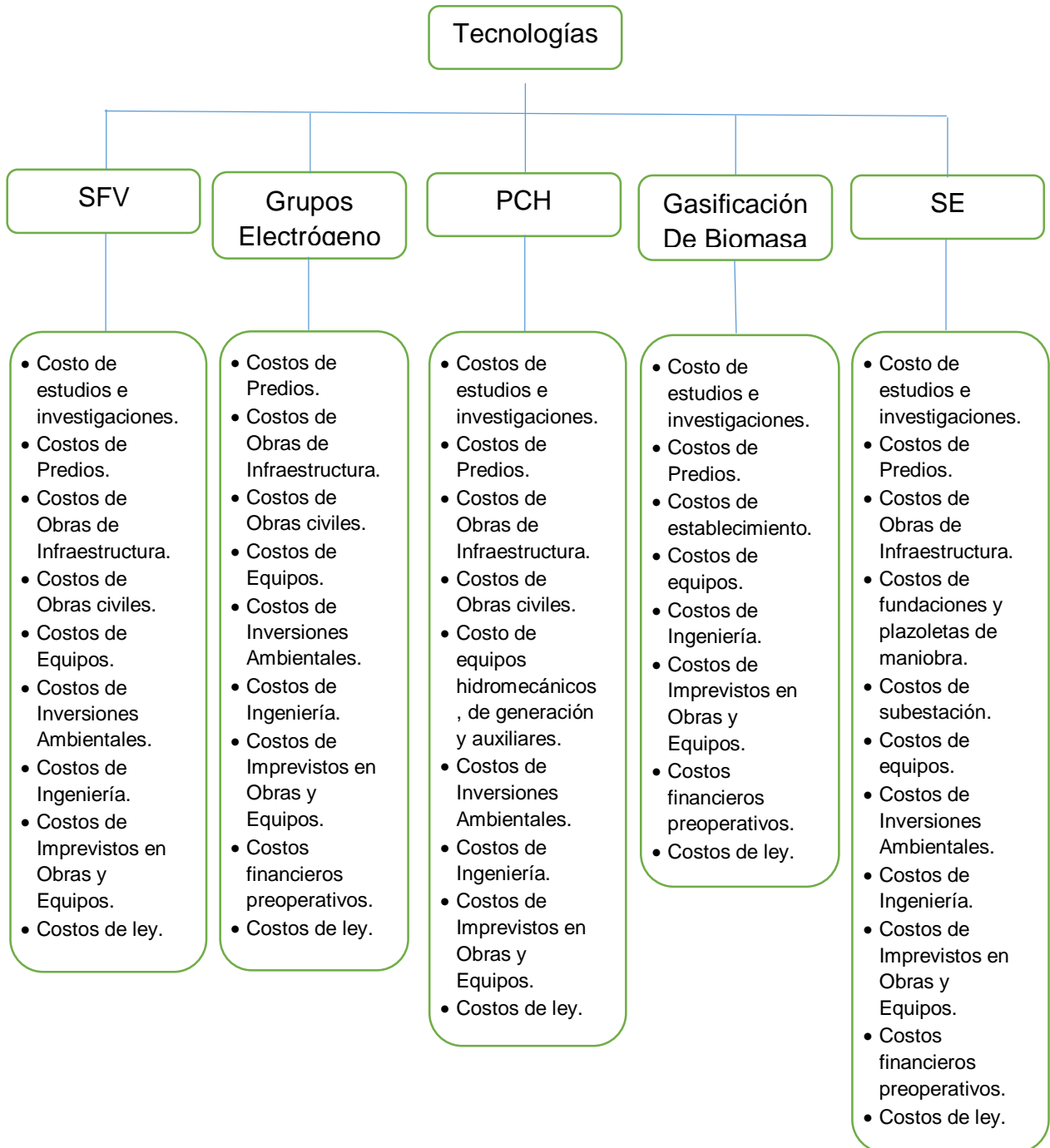
Los costos asociados a las capacidades a instalar para cada caso de estudio se determinaron según sus tecnologías a partir de los costos que aparecen en el documento de la UPME [24].

- **Costos de Inversión (USD/kW):** Los costos de inversión o costos preoperativos son aquellos costos iniciales que se encuentran asociados con la implementación de un proyecto de sistemas de generación de energía eléctrica.

Las principales categorías incluyen los costos asociados para hacer un estudio de viabilidad para implementar un proyecto, establecer la ingeniería necesaria, comprar e instalar el equipo de generación de energía, la construcción de los accesorios o equilibrio del sistema (Balance of Systems, BOS) y los costos para cualquier otro artículo misceláneo [24].

Para hallar los costos de inversión para las capacidades a instalar correspondientes a cada tecnología de generación mencionadas anteriormente se tuvieron en cuenta los costos preoperativos de la siguiente figura 8.

Figura 8 Costos preoperativos.



En la metodología que plantea UPME en su artículo de costos indicativos plantea unos costos para unas capacidades típicas según la tecnología, por esta razón se debió referir estos valores a las capacidades que se hallaron para cada tecnología en cada uno de los casos de estudio despejando C_1 de la siguiente ecuación.

$$\frac{C_1}{C_2} = \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Fuente: documento UPME. Costos indicativos de generación de energía eléctrica de Colombia o análogamente en el texto PETERS, M & TIMMERHAUS, K.[23].

Donde:

C_1 corresponde al costo para la capacidad obtenida.

C_2 corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME.

P_1 corresponde a la capacidad obtenida.

P_2 corresponde a la capacidad típica del documento UPME.

Los cálculos realizados para obtener los costos de inversión se encuentran en el anexo A.

- **Costos operativos:** Después de la implementación de un proyecto de generación de energía eléctrica continúan produciéndose costos. Estos costos se generan debido al mantenimiento de los equipos o al remplazo de las partes que ya cumplieron con su vida útil. Los costos operativos se clasifican en costos de operación y mantenimiento (Costos de O&M) fijos, costos de operación y mantenimiento (Costos de O&M) variables y costos de combustible.

Los cálculos realizados para obtener los costos operativos se encuentran en el anexo A.

Costos de O&M fijos “FixCo” (USD/kW): Los costos de O&M fijos hacen referencia a los costos de funcionamiento de la empresa de generación, expresados en forma global (US\$/ año). Se calcula tomando como referencia el costo unitario histórico de empresas de generación colombianas, en US\$/kW-año, confrontando dichos valores con los costos unitarios de referencia que publica periódicamente la UPME, discriminados por tecnología.

Los costos asociados según la tecnología se muestran a continuación:

SFV: Costos de mantenimiento por baterías y mantenimiento de inspección del SFV.

Grupos electrógenos: Costos de mantenimiento de la planta.

PCH: Costos de mantenimientos de líneas eléctricas, mantenimiento de vías y mantenimiento de conducciones.

Gasificación de biomasa residual: Costos del cultivo, de extracción y beneficio.

SE: Costos de mantenimiento del aerogenerador y mantenimiento de las instalaciones.

En la metodología que plantea el documento de costos indicativos de la UPME estos costos se dan para las capacidades típicas por lo cual estos costos también se deben referir utilizando nuevamente la ecuación:

$$\frac{C_1}{C_2} = \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad obtenida.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME.

P_1 corresponde a la capacidad obtenida.

P_2 corresponde a la capacidad típica del documento UPME.

Costos de O&M variables “VarCo” (USD/kWh): Los costos de O&M variables hacen referencia a un componente producto de la operación de la empresa de generación, expresados en forma global (US\$/ año) [24]. Para las tecnologías SFV, SE y PCH no es considerado.

Estos costos se obtuvieron por medio de la metodología que plantea el documento de costos indicativos de la UPME [24] estos costos se dan para las capacidades típicas por lo cual estos costos también se deben referir utilizando la ecuación anterior.

Costos de combustible “CombCo” (USD/Gal): El combustible es uno de los componentes más importantes de los costos variables de operación, en particular en la generación térmica, en la generación a partir de motores alternantes y de biomasa [24]. Ya que para que una planta generadora de energía eléctrica es de alta importancia contar con estos combustibles para poder cumplir con su fin. Es por estos costos que generalmente en algunas de la ZNI del país no se presta el servicio de energía eléctrica durante todo el día, debido a que el transporte o la obtención de estos combustibles pueden incrementar este costo de tal manera que las empresas no puedan adquirir este combustible a un costo razonable para poder seguir generando energía eléctrica.

Para este proyecto el costo se determinó solo para el combustible diésel ya que la biomasa residual agrícola es autóctona de los casos de estudio y no influye en costos.

Para el diésel los datos fueron obtenidos a través del SUI y proyectados con la herramienta de series de tiempo del profesor de ingeniería química Iván Ordoñez que maneja las siguientes modelos de series de tiempo:

Promedio simple: Este método atenúa los datos al obtener la media aritmética de los datos históricos para obtener el siguiente periodo. El número de datos históricos que se tome esa decisión de la persona que realiza el pronóstico.

Promedio móvil: Esta técnica es para dar más importancia a los datos más recientes para obtener el pronóstico. Al calcular la media aritmética del conjunto de datos históricos más recientes se obtiene el pronóstico. Cada una de las observaciones que se tengan, se deben agregar al conjunto de datos, y se debe eliminar el dato más antiguo. El número de datos históricos más recientes a considerar en las observaciones usadas para hallar la media aritmética es una decisión de la persona interesada en el pronóstico.

Estimación lineal: Este método usa el método de mínimos cuadrados para calcular las estadísticas de una línea recta que se ajuste mejor a los datos históricos generando la matriz que describe la línea.

Estimación logarítmica: Este método calcula en forma de análisis de regresión, la curva exponencial que más se ajuste a los datos históricos y devuelve la matriz de valores que describe la curva.

Exponencial simple: En éste caso se calcula el promedio de una serie de datos históricos por medio de autocorrecciones con el objetivo de ajustar los pronósticos de forma contraria a las desviaciones anteriores por medio de correcciones que se ve alterada por un coeficiente de suavización.

Exponencial doble: Este método realiza dos suavizaciones exponenciales, para obtener el pronóstico, por medio de un cálculo en una expresión más simple. La primera suavización se aplica a los valores históricos y la segunda a los valores atenuados obtenidos de la primera suavización.

Exponencial triple: Este método es una extensión del exponencial doble ya que tiene en cuenta una ecuación para calcular una estimación de la estacionalidad.

Regresión lineal múltiple: El analiza la relación entre dos o más variables, y lo ajusta a algún modelo matemático.

La técnica de comparación que utiliza la herramienta para escoger el mejor modelo de predicción es el RMSE (Root Mean Squared Error), que consiste en el error del valor eficaz de la varianza. El RMSE se calcula como la raíz cuadrada de la varianza del conjunto de los datos históricos tomados.

- **Costos por transmisión:** Para todo proyecto de generación de energía eléctrica, nace la necesidad de encontrar la manera de transportar desde el punto donde se genera la energía eléctrica hasta el punto donde finalmente será consumida esta misma. Actualmente la energía eléctrica es transportada a través de las redes de transmisión de energía eléctrica que se encuentran distribuidas por el país, aunque en algunos lugares por diferentes situaciones dichas redes no existen implicando la construcción de una red eléctricas que permita llevar la energía hasta el lugar que se encuentra aislado de la red Es por esta razón que nacen los costos debido a la transmisión. Para la obtención de los costos por transmisión se clasificaron los costos en costos de inversión por transmisión y costos de O&M por transmisión.

Los cálculos realizados para obtener los costos por transmisión se encuentran en el anexo B.

Costos de inversión por transmisión “InvTr” (USD/kW): Los costos de inversión por transmisión son aquellos gastos que se generan al momento de la construcción de la red eléctrica por la cual se transmitirá la energía eléctrica. Este costo se calculó solo para el caso de La Macarena debido a que este municipio no genera su energía eléctrica en algún lugar cercano. La Macarena es alimentada por plantas de generación a base de combustibles Diésel ubicadas en el EMSA (Electrificadora del Meta SA.) a 144,1 km de distancia.

Según la metodología que presenta la UPME en su documento costos indicativos de generación en energía eléctrica en Colombia. Para el cálculo de este parámetro financiero se tuvieron en cuenta el costo de predio, costos de infraestructura costos preoperativos, costos de ingeniería, costos ambientales y los costos de la línea.

Costos de O&M por transmisión “TrCo” (USD/kWh): Los costos de O&M por transmisión son aquellos que se presentan una vez se ha construido la red eléctrica y son debido al mantenimiento que se debe hacer a la misma para mantenerla en condiciones de operación para el momento del transporte de la energía. De la misma manera que los costos de inversión debidos a la transmisión de energía eléctrica. Estos costos se obtuvieron por medio de la metodología que indica la UPME en su documento costos indicativos de generación en energía eléctrica en Colombia donde indica que estos costos se estiman como el 2% del costo de inversión por transmisión.

7. RESULTADOS Y ANÁLISIS.

Los resultados obtenidos de los parámetros anteriormente mencionados en los tres escenarios planteados (alto, medio y bajo) se mostrarán a continuación para cada uno de los casos de estudio. Estos resultados también los clasificaremos en:

- Resultados de parámetros técnicos.

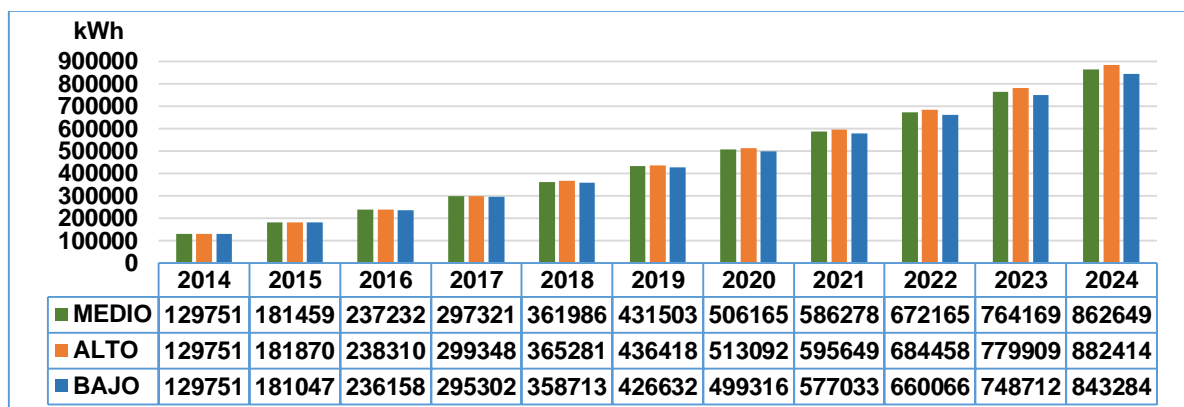
- Resultados de parámetros financieros.

7.1 RESULTADOS DE PARÁMETROS TÉCNICOS.

7.1.1 Demanda de energía: Como se observa en la siguiente figura 9 en el caso de Medio Atrato la demanda tiene un crecimiento de 4,4% para el escenario alto, 3,9% para el bajo y 4,1% para el medio, este porcentaje es menor para el escenario alto que el porcentaje de la media nacional proyectada por la UPME [25] que es de 4,5%, para el escenario medio la tasa planteada por la UPME es de 3,9%, tasa que es igual a la obtenida por la metodología utilizada.

Para el escenario bajo la media nacional proyectada por la UPME que es de 3,2%. La diferencia porcentual muestra una disminución del 0,1% para el escenario alto y un aumento en el escenario bajo de 0,7% en la demanda de energía. Lo que permite validar estas proyecciones puesto que la diferencia porcentual en ambos casos es menor al 5%.

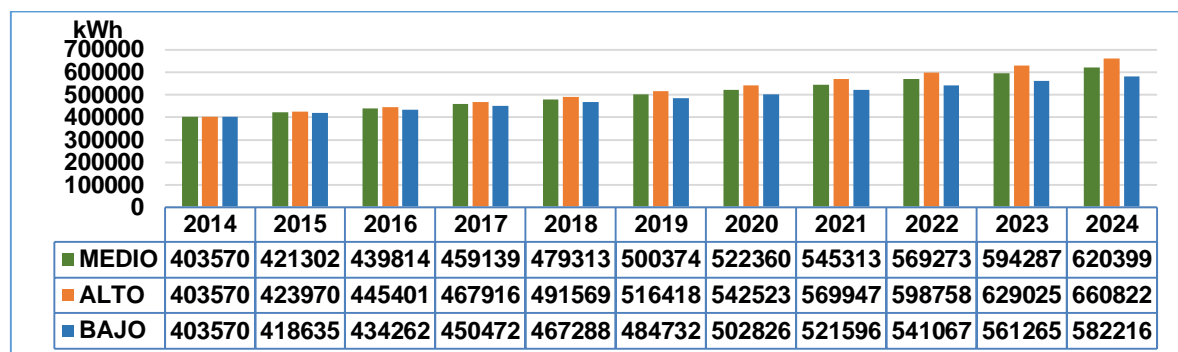
Figura 9 Demanda de energía proyectada de Medio Atrato.



Como se observa en la siguiente figura 10 en el caso de Alto Baudó la demanda tiene un crecimiento de 5,05% para el escenario alto, 3,73% para el bajo y 4,39% para el medio, estos porcentajes que son mayores que la media nacional proyectada por la UPME [25], que es de 4,5% para el alto, 3,9% para el medio y 3,2% para el

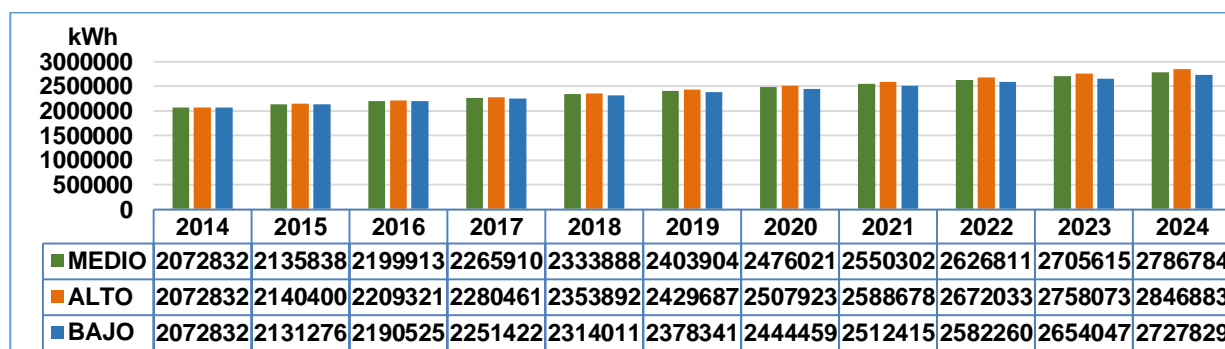
bajo. La diferencia porcentual muestra un aumento en los escenarios alto, medio y bajo de 0,55%, 0,49% y 0,53% respectivamente en la demanda de energía. Lo que permite validar estas proyecciones puesto que la diferencia porcentual en ambos casos es menor al 5%.

Figura 10 Demanda de energía proyectada de Alto Baudo.



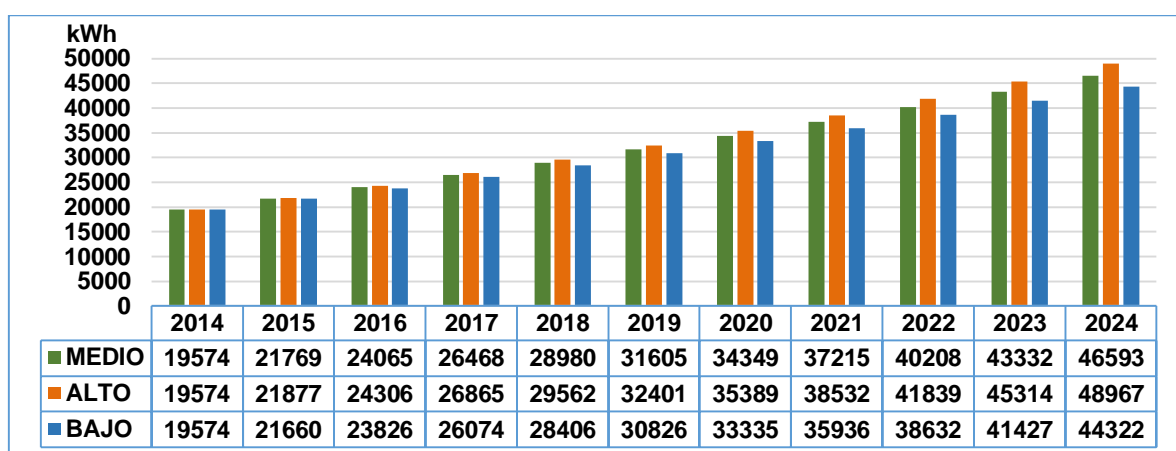
Como se observa en la siguiente figura 11 en el caso de La Macarena la demanda tiene un crecimiento de 3,2% para el escenario alto, 2,8% para el bajo y 3% para el medio, este porcentajes que son menores que la media nacional proyectada por la UPME [25] que es de 4,5% para el alto, 3,9% para el medio y 3,2% para el bajo. La diferencia porcentual muestra una disminución para los escenarios alto, medio y bajo del 1,3%, 0,9% y 0,4% respectivamente en la demanda de energía. Lo que permite validar estas proyecciones puesto que la diferencia porcentual en ambos casos es menor al 5%.

Figura 11 Demanda de energía proyectada de La Macarena.



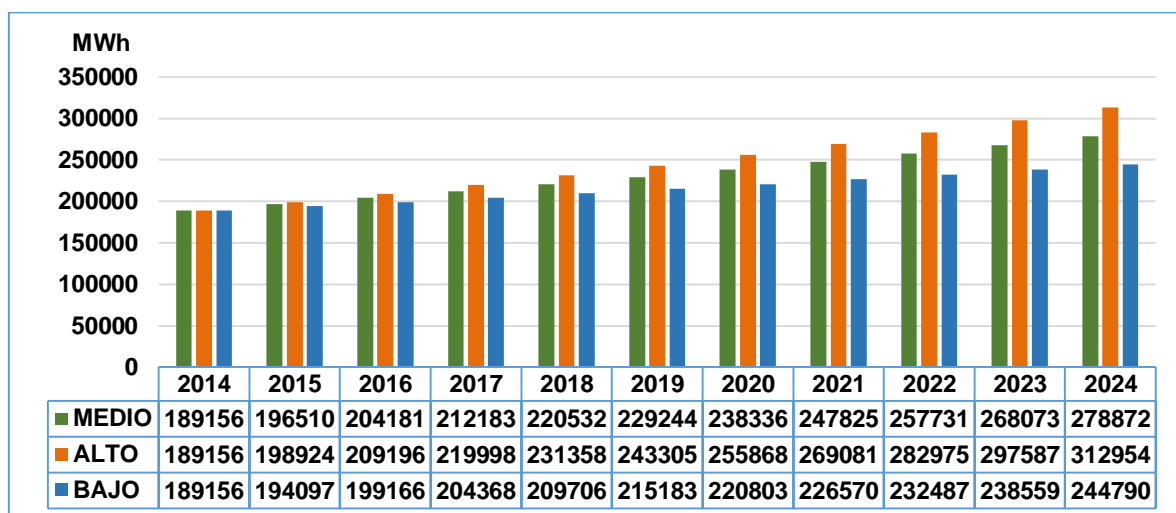
Como se observa en la siguiente figura 12 en el caso de Puerto Concordia la demanda tiene un crecimiento de 3,14% para el escenario alto, 2,12% para el bajo y 2,63% para el medio, este porcentajes que son menores que la media nacional proyectada por la UPME [25] que es de 4,5% para el alto, 3,9% para el medio y 3,2% para el bajo. La diferencia porcentual muestra una disminución para los escenarios alto, medio y bajo del 1,36%, 1,27% y 1,08% respectivamente en la demanda de energía. Lo que permite validar estas proyecciones puesto que la diferencia porcentual en ambos casos es menor al 5%.

Figura 12 Demanda de energía proyectada de Puerto Concordia.



Como se observa en la siguiente figura 13 en el caso de San Andrés la demanda tiene un crecimiento de 5,16% para el escenario alto, 2,61% para el bajo y 3,96% para el medio, este porcentaje es mayor para el escenario alto que el porcentaje de la media nacional proyectada por la UPME que es de 4,5% y mayor para los escenarios medio y bajo cuya media nacional proyectada por la UPME [25] es de 3,9% y 3,2% respectivamente. La diferencia porcentual muestra un incremento del 0,66% y de 0,6% para los escenarios alto y medio respectivamente en la demanda de energía, además una disminución del 0,59% para el escenario bajo en la misma. Lo que permite validar estas proyecciones puesto que la diferencia porcentual en ambos casos es menor al 5%.

Figura 13 Demanda de energía proyectada de San Andrés.



Como se puede evidenciar en las gráficas anteriores la demanda de energía proyectada, en los casos de Medio Atrato y de Puerto Concordia la demanda de energía crece de manera más significativa, esto se debe a que en estos casos de estudio las horas de servicio aumentan, en cambio en los otros casos las horas de servicio se mantienen porque ya prestan las 24 horas del día.

7.1.2 Horas de servicio: Actualmente en algunos de los casos de estudio las capacidades instaladas no se encuentran funcionando a tiempo completo lo que implica que el servicio de energía eléctrica no se presta las 24 horas del día. Estas horas de servicio varía según el caso de estudio, por lo cual las horas de servicio se presentarán a continuación en la tabla 10 para cada uno de los casos junto con sus proyecciones al año 2024 según los planes de expansión de la UPME.

Tabla 10 Horas de servicio de cada uno de los casos.

Caso	Medio Atrato		Alto Baudo		La Macarena		P. Concordia		San Andrés	
Año	2014	2024	2014	2024	2014	2024	2014	2024	2014	2024
H. De Servicio	5 h	16 h	24 h	24 h	24 h	24 h	5 h	8 h	24 h	24 h

Fuente: UPME. Plan indicativo de expansión de cobertura de energía eléctrica. 2013 – 2017.

Como se puede evidenciar en la tabla anterior los casos de Medio Atrato y Puerto Concordia registran un incremento en las horas de servicio según los planes de expansión de la UPME. Los demás casos actualmente ya cuentan con un servicio de energía de las 24 horas.

7.1.3 Potencia máxima: Para la potencia máxima se obtuvieron los resultados que se encuentran en las figuras 14 a 18 para cada uno de los casos.

Figura 14 Potencia Máxima para el caso de Medio Atrato.

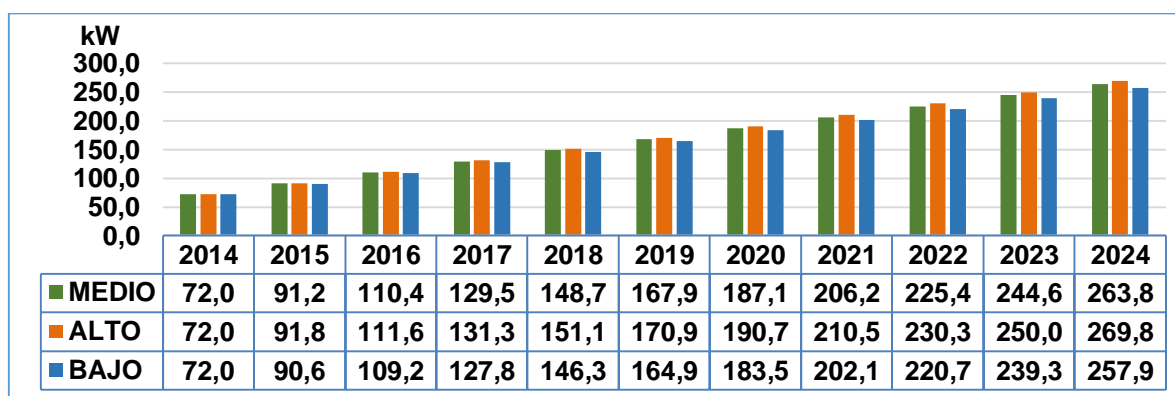


Figura 15 Potencia Máxima para el caso de Alto Baudó.

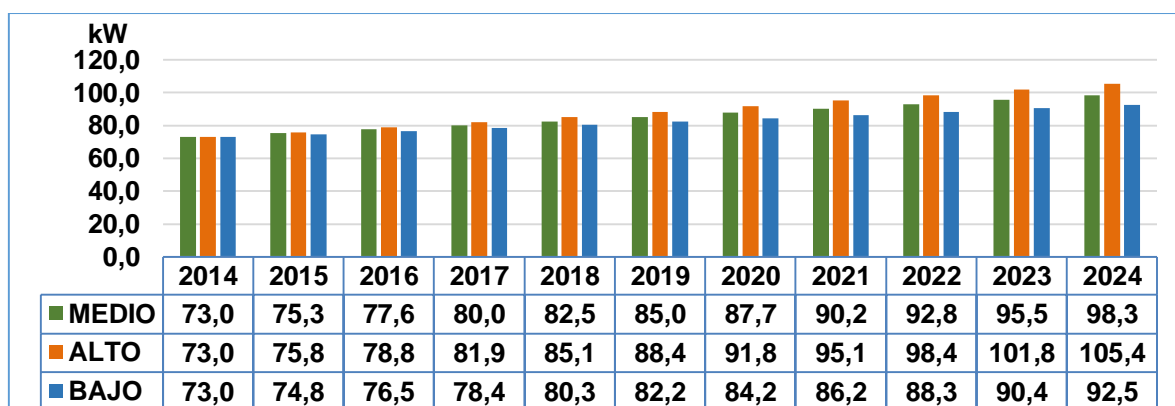


Figura 16 Potencia Máxima para el caso de La Macarena.

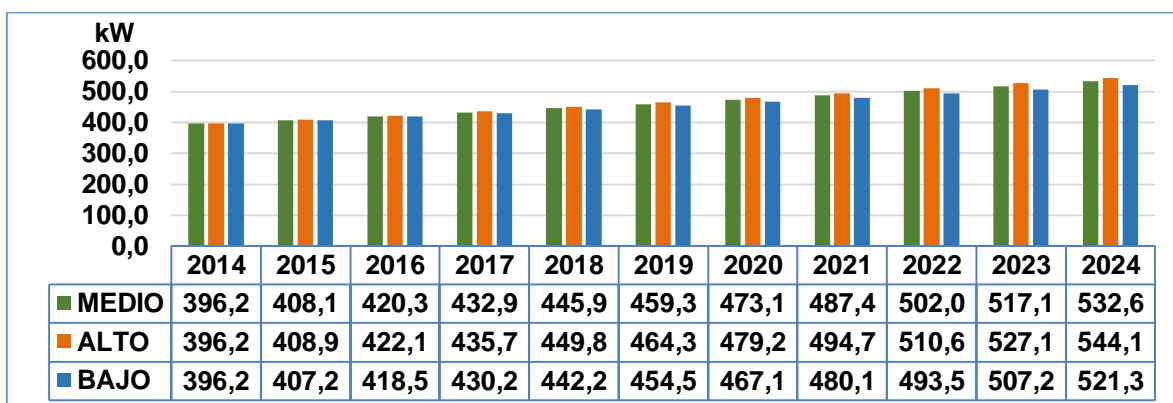


Figura 17 Potencia Máxima para el caso de Puerto Concordia.

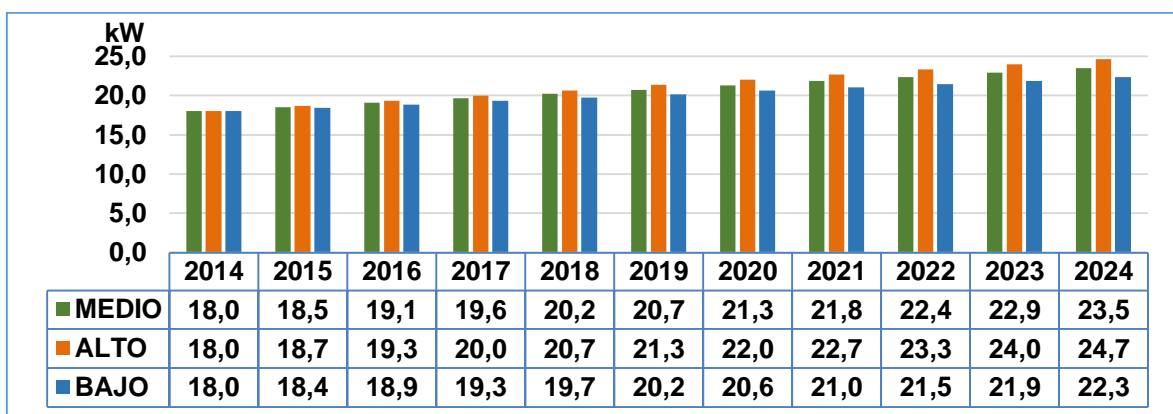
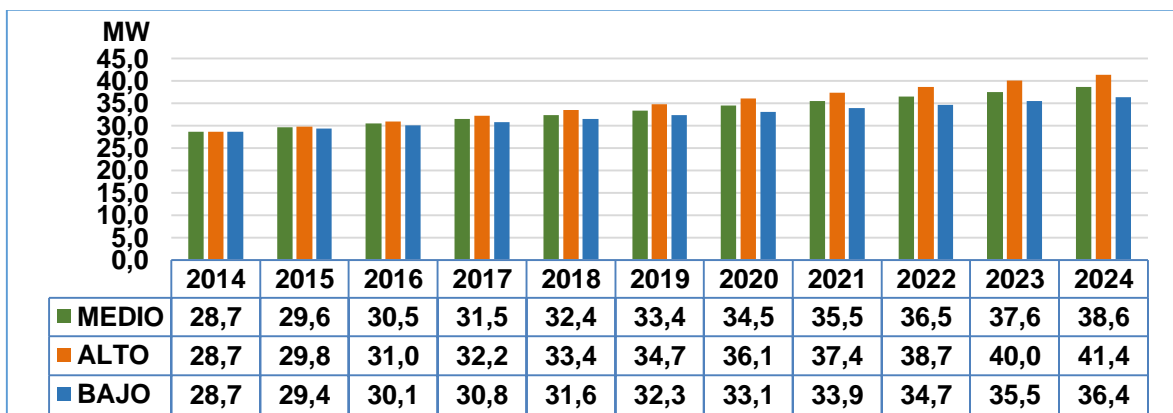


Figura 18 Potencia Máxima para el caso de San Andrés.



Para el caso de medio Atrato hay un crecimiento del 73,3%, 72,7% y 72,1% para los escenarios alto, medio y bajo respectivamente. Este cambio tan alto se debe a que para este caso de estudio se tiene planificado un incremento en sus horas de servicio según los planes de expansión de la UPME.

El incremento de potencia es muy similar en los casos de estudio que cuentan con 24 horas de servicio. Para el caso de Alto Baudo hay un crecimiento del 30,7%, 25,7% y 21,1% para los escenarios alto, medio y bajo respectivamente, para el caso de La Macarena hay un crecimiento del 27,2%, 25,6% y 24% para los escenarios alto, medio y bajo respectivamente, para el caso de San Andrés hay un crecimiento del 30,7%, 25,7% y 21,1% para los escenarios alto, medio y bajo respectivamente.

Los incrementos que se dan en estos casos de estudio son con el fin poder satisfacer la necesidad de potencia que se pueda presentar debido a los crecimientos de población que tengan estos casos de estudio en particular en el tiempo proyectado.

En Puerto Concordia hay un crecimiento del 27%, 23,3% y 19,4% para los escenarios alto, medio y bajo respectivamente. Incremento que es muy pequeño para ser un caso de estudio con un aumento en sus horas de servicio, pero que se da debido a que la población en este lugar es muy pequeña y registra una demanda de energía baja.

7.1.4 Factor de carga: Los factores de carga se presentaran en la tabla 11 que se muestra a continuación.

Tabla 11 Factores de carga de cada uno de los casos de estudio.

Caso de estudio	Medio Atrato	Alto Baudo	La Macarena	Puerto Concordia	San Andrés
Factor de Carga	0,99	0,63	0,60	0,60	0,75

Para el caso de Medio Atrato se evidencia debido a su alto factor de carga que sus plantas deben ser ventiladas forzosamente debido a que están trabajando constantemente muy cerca de su potencia máxima.

Para los otros casos de estudio no se hace necesario la ventilación forzada porque están trabajando cerca al 65% de su potencia máxima.

7.1.5 Factor de planta: Los factores de planta dependen directamente de cada una de las tecnologías que se usaran y de las condiciones que tienen los casos de estudio. Los factores de planta se presentaran en la tabla 12 que se muestra a continuación.

Tabla 12 Factores de planta de las tecnologías que se usaron en cada caso de estudio.

Caso	Tecnología	Factor de Planta
Medio Atrato	SFV	0,25
	Grupo Electrónico	0,35
	PCH	0,30
	Gasificación De Biomasa Residual Agrícola	0,80
Alto Baudo	SFV	0,25
	Grupo Electrónico	0,18
	PCH	0,45
	Gasificación De Biomasa Residual Agrícola	0,80
La Macarena	SFV	0,25
	Grupo Electrónico	0,40
	PCH	0,45
	Gasificación De Biomasa Residual Agrícola	0,80
Puerto Concordia	SFV	0,25
	Grupo Electrónico	0,30
	PCH	0,45
	Gasificación De Biomasa Residual Agrícola	0,80
San Andrés	SFV	0,25
	Grupo Electrónico	0,50
	SE	0,25

Fuente: [16]

De la tabla anterior podemos deducir que la gasificación de biomasa residual agrícola es la alternativa tecnológica que más entregaría potencia con respecto a su capacidad máxima, es decir, que del 100% de su capacidad genera un 80% de su capacidad.

7.1.6 Factor de disponibilidad: Al igual que los factores de planta, los factores de disponibilidad dependen directamente de cada una de las tecnologías que se usaran y de las condiciones que tienen los casos de estudio. Los resultados obtenidos de los factores de disponibilidad de cada tecnología se presentarán en la tabla 13 a continuación.

Tabla 13 Factores de disponibilidad de las tecnologías de cada caso de estudio.

Caso	Tecnología	Factor De Disponibilidad
Medio Atrato	SFV	0,21
	Grupo Electrógeno	0,19
	PCH	0,23
	Gasificación De Biomasa Residual Agrícola	0,34
Alto Baudo	SFV	0,21
	Grupo Electrógeno	0,42
	PCH	0,23
	Gasificación De Biomasa Residual Agrícola	0,34
La Macarena	SFV	0,21
	Grupo Electrógeno	0,50
	PCH	0,23
	Gasificación De Biomasa Residual Agrícola	0,34
Puerto Concordia	SFV	0,21
	Grupo Electrógeno	0,07
	PCH	0,18
	Gasificación De Biomasa Residual Agrícola	0,11
San Andrés	SFV	0,41
	Grupo Electrógeno	0,54
	SE	0,53

Fuente: [16]

7.1.7 Capacidad a instalar: Para obtener los parámetros financieros más exactos se trabajó con un valor de capacidad mayor y más cercana que se encuentra en el mercado para cada escenario y caso de estudio. Las capacidades a instalar con las que se calcularon los parámetros financieros se muestran en la tabla 14.

Tabla 14 Capacidades a instalar promedio.

Caso de Estudio	Tecnología	Capacidad a Instalar [kW].		
		Medio	Alto	Bajo
Medio Atrato	SFV	600	610	590
	Grupos Electrógenos.	450	500	400
	PCH	519	550	450
	Gasificación De Biomasa Residual.	190	200	180
Alto Baudo	SFV	450	480	425
	Grupos Electrógenos.	500	600	450
	PCH	250	300	230
	Gasificación De Biomasa Residual.	150	140	130
La Macarena.	SFV	2140	2180	2090
	Grupos Electrógenos.	1500	1600	1250
	PCH	1100	1400	1050
	Gasificación De Biomasa Residual.	670	800	650
Puerto Concordia.	SFV	110	120	105
	Grupos Electrógenos.	100	125	80
	PCH	60	80	50
	Gasificación De Biomasa Residual.	32	36	30
San Andrés.	SFV	41805	57690	25925
	Grupos Electrógenos.	22500	30000	15000
	SE	5200	6500	2600

7.1.8 Factor de emisiones de CO₂: Los resultados de los parámetros necesarios para el cálculo del factor de emisiones de CO₂ se muestran en la tabla 15.

Tabla 15 Factor de emisiones de CO₂.

Escenario	FE Diésel	FE Biomasa Residual	Unidades
Medio	0,28	0,29	kg de CO ₂ / kWh
Alto	0,29	0,46	kg de CO ₂ / kWh
Bajo	0,27	0,10	kg de CO ₂ / kWh

Según la UPME (2013) [26] en su documento de cálculo de factores de emisiones de CO₂. Donde muestra que el factor de emisiones de CO₂ para el margen combinado entre construcción y operación es de 0,27kg de CO₂/kWh [26]. Por lo tanto para el caso del combustible diésel se encuentra 0,03 veces mayor para los escenarios medio y bajo que el factor planteado por la UPME, y 0,7 veces mayor para el escenario alto que el mismo factor planteado. Para la biomasa residual se registran cambios según el escenario, por ejemplo en el escenario alto el FE es 1,7 veces mayor, para el escenario medio 0,03 veces mayor y para el escenario bajo 0,37 veces menor que el propuesto por la UPME. Estos cambios del FE en la biomasa residual se deben a que el poder calorífico de la biomasa residual depende directamente de la cantidad de biomasa. Por lo tanto la biomasa residual en escenarios de demanda medio o bajo es una excelente alternativa de remplazo de los grupos electrógenos existentes en lo que se refiere a la producción de CO₂.

7.2 RESULTADOS DE PARÁMETROS FINANCIEROS.

7.2.1 Resultados de los costos de inversión [USD/kW]: La tasa de crecimiento utilizada es de 25,16%. Estas proyecciones se encuentran validadas para todos los casos y escenarios con los Outlook de la WEIO 2014 PG Assumptions con valores para el año 2020 de 3390 USD/kW para los SFV, 3545 USD/kW para los grupos electrógenos, 4090 USD/kW para los SE, 4000 USD/kW para las PCH y 5550 USD/kW para la gasificación de biomasa residual. Valores que se encuentran muy cercanos a los presentados en las figuras anteriores.

En el anexo E se encuentran las tablas de los Outlook para cada una de las tecnologías.

Para el caso de los SFV y las PCH el factor más influyente en el costo de inversión son los costos de infraestructura ya que estos dependen directamente de los campamentos, vías, líneas de conexión, los cuartos para las baterías para los SFV y la subestación para las PCH.

Para los grupos electrógenos el factor más influyente son los costos de equipos ya que las plantas diésel tienen precios elevados.

Para los SE el factor más influyente es el costo de equipos ya que está incluido la compra del aerogenerador y todos sus componentes ya que están ubicados dentro de la góndola del aerogenerador, también está incluido el mástil y las aspas del aerogenerador.

Para la tecnología de gasificación de biomasa residual los factores que más influyen al igual que los SE es la compra de equipos ya que incluye el gasificador y el motor de combustión interna.

Los costos de inversión para las capacidades a instalar promedio que se obtuvieron por medio de la metodología anteriormente mencionada se encuentran proyectados en las tablas 16 al 20.

Tabla 16 Costos de inversión de Medio Atrato [USD/kW].

Escenario	Tecnología	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Medio	SFV	2913	3047	3141	3235	3328	3422	3516	3610	3704	3798	3892
	Grupos electrógenos	1209	1265	1304	1343	1382	1421	1460	1499	1538	1577	1797
	PCH	2275	2379	2453	2526	2599	2673	2746	2819	2892	2966	3039
	Gasificación de biomasa	3755	3928	4049	4170	4291	4412	4533	4654	4775	4896	5017
Alto	SFV	2771	2899	2988	3078	3167	3256	3346	3435	3524	3614	3703
	Grupos electrógenos	1159	1213	1250	1288	1325	1362	1400	1437	1474	1512	1549
	PCH	2222	2325	2396	2468	2540	2611	2683	2754	2826	2898	2969
	Gasificación de biomasa	3658	3827	3945	4063	4181	4299	4416	4534	4652	4770	4888
Bajo	SFV	3179	3326	3428	3531	3633	3736	3838	3941	4043	4146	4248
	Grupos electrógenos	1268	1326	1367	1408	1449	1489	1530	1571	1612	1653	1694
	PCH	2408	2519	2597	2674	2752	2829	2907	2985	3062	3140	3218
	Gasificación de biomasa	4614	4826	4975	5124	5272	5421	5570	5718	5867	6016	6165

En la tabla anterior se puede ver a que en los escenarios mayores que dependen de capacidades mayores el costo es más bajo. Esto se debe a que se usó una economía de escala, donde a mayor capacidad menor es el precio.

Tabla 17 Costos de inversión de Alto Baudo [USD/kW].

Escenario	Tecnología	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Medio	SFV	3075	3216	3315	3414	3514	3613	3712	3811	3910	4009	4108
	Grupos electrógenos	1159	1213	1250	1288	1325	1362	1400	1437	1474	1512	1549
	PCH	3054	3195	3293	3392	3490	3589	3687	3786	3884	3983	4081
	Gasificación de biomasa	4955	5183	5343	5503	5662	5822	5982	6141	6301	6461	6621
Alto	SFV	2897	3030	3123	3217	3310	3404	3497	3590	3684	3777	3870
	Grupos electrógenos	1078	1127	1162	1197	1232	1266	1301	1336	1371	1405	1440
	PCH	2840	2970	3062	3153	3245	3336	3428	3519	3611	3702	3794
	Gasificación de biomasa	4417	4620	4762	4904	5047	5189	5332	5474	5616	5759	5901

Bajo	SFV	3172	3318	3420	3522	3624	3727	3829	3931	4033	4135	4238
	Grupos electrógenos	1209	1265	1304	1343	1382	1421	1460	1499	1538	1577	1616
	PCH	3158	3303	3405	3507	3609	3711	3812	3914	4016	4118	4219
	Gasificación de biomasa	5828	6096	6284	6471	6659	6847	7035	7223	7411	7599	7786

La tabla anterior muestra que los costos más bajos se registran para los grupos electrógenos y los más altos para la gasificación de biomasa residual.

Tabla 18 Costos de inversión de La Macarena [USD/kW].

Escenario	Tecnología	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Medio	SFV	2622	2743	2827	2912	2996	3081	3165	3250	3334	3419	3503
	Grupos electrógenos	747	782	806	830	854	878	902	926	950	974	998
	PCH	1689	1766	1821	1875	1930	1984	2039	2093	2147	2202	2256
	Gasificación de biomasa	2756	2883	2972	3061	3150	3239	3327	3416	3505	3594	3683
Alto	SFV	2545	2662	2744	2826	2908	2990	3072	3154	3236	3318	3400
	Grupos electrógenos	728	762	785	809	832	855	879	902	926	949	973
	PCH	1533	1604	1653	1703	1752	1802	1851	1901	1950	1999	2049
	Gasificación de biomasa	2676	2799	2885	2971	3058	3144	3230	3316	3403	3489	3575
Bajo	SFV	2705	2829	2916	3004	3091	3178	3265	3352	3439	3527	3614
	Grupos electrógenos	804	841	867	892	918	944	970	996	1022	1048	1074
	PCH	1720	1800	1855	1910	1966	2021	2077	2132	2188	2243	2299
	Gasificación de biomasa	2846	2977	3069	3160	3252	3344	3436	3527	3619	3711	3803

En la tabla anterior se puede evidenciar con mayor claridad la economía de escala, donde a mayor capacidad a instalar menor es el costo de inversión.

Tabla 19 Costos de inversión Puerto Concordia [USD/kW].

Escenario	Tecnología	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Medio	SFV	3631	3798	3915	4032	4149	4266	4383	4500	4617	4734	4851
	Grupos electrógenos	2207	2309	2380	2451	2522	2593	2664	2736	2807	2878	2949
	PCH	2072	2168	2234	2301	2368	2435	2502	2568	2635	2702	2769
	Gasificación de biomasa	5828	6096	6284	6471	6659	6847	7035	7223	7411	7599	7786
Alto	SFV	3114	3257	3358	3458	3559	3659	3759	3860	3960	4060	4161
	Grupos electrógenos	2019	2112	2177	2242	2307	2372	2437	2502	2567	2632	2697
	PCH	1859	1944	2004	2064	2124	2184	2244	2304	2364	2424	2484
	Gasificación de biomasa	4955	5183	5343	5503	5662	5822	5982	6141	6301	6461	6621
Bajo	SFV	4395	4597	4739	4881	5022	5164	5306	5447	5589	5731	5872
	Grupos electrógenos	2413	2524	2602	2680	2758	2835	2913	2991	3069	3147	3224
	PCH	2243	2347	2419	2491	2563	2636	2708	2780	2853	2925	2997
	Gasificación de biomasa	7690	8043	8291	8539	8787	9035	9283	9531	9778	10026	10274

Los costos de gasificación de biomasa residual son tan altos debido a que actualmente no se encuentran en el mercado capacidades tan bajas, lo que implica un alza en el costo de equipos y un lugar más amplio para su instalación.

Tabla 20 Costos de inversión de San Andrés [USD/kW].

Escenario	Tecnología	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Medio	SFV	2466	2580	2659	2739	2818	2898	2977	3057	3136	3216	3295
	Grupos electrógenos	253	265	273	281	289	297	305	313	322	330	338
	SE	2141	2240	2309	2378	2447	2516	2585	2654	2723	2792	2861
Alto	SFV	1805	1888	1946	2005	2063	2121	2179	2237	2295	2354	2412
	Grupos electrógenos	225	236	243	250	258	265	272	279	287	294	301
	SE	1977	2068	2132	2195	2259	2323	2387	2450	2514	2578	2641
Bajo	SFV	3942	4124	4251	4378	4505	4632	4759	4886	5013	5140	5268
	Grupos electrógenos	297	311	321	330	340	349	359	369	378	388	397
	SE	2439	2551	2629	2708	2787	2865	2944	3022	3101	3180	3258

San Andrés es el único caso de estudio que puede instalar sistemas de generación eólica. Que a comparación de los SFV son más económicos.

7.2.2 Resultados de los costos de O&M fijos [USD/kW]: Estos costos se encuentran proyectados con una tasa de crecimiento del 25,16% (proveniente de IPC).

Estas proyecciones concuerdan con los casos y escenarios con los Outlook de la WEIO 2014 PG Assumptions con valores para el año 2020 de 32 USD/kW para los SFV, 89 USD/kW para los grupos electrógenos, 131 USD/kW para los SE, 65 USD/kW para las PCH y 183 USD/kW para la gasificación de biomasa residual.

Para el caso de los SFV y lo SE el factor que más influye en el costo de O&M fijo es la compra de baterías ya que estas solo tienen un tiempo de vida de dos a cuatro años.

Para los grupos electrógenos el factor más influyente es el mantenimiento al motor diésel.

Para las PCH es el mantenimiento de las turbinas ya que están expuestas a muchos elementos externos que pueden causar su deterioro.

Para la tecnología de gasificación de biomasa residual los factores que más influyen son el transporte del raquis del plátano y el mantenimiento del motor de combustión interna.

Los costos de O&M fijos y las proyecciones que se obtuvieron para las capacidades a instalar promedio presentadas anteriormente se mostraran a continuación en las tablas 21 a 25.

Tabla 21 Costos de O&M fijos para Medio Atrato [USD/kW].

Escenario	Tecnología	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Medio	SFV	34	36	37	38	39	40	41	42	43	45	46
	Grupos electrógenos	38	40	41	43	44	45	46	47	49	50	51
	PCH	46	48	48	49	51	52	54	55	56	58	59
	Gasificación de biomasa	50	53	54	56	58	59	61	63	64	66	67
Alto	SFV	32	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43
	Grupos electrógenos	37	38	40	41	42	43	44	46	47	48	49
	PCH	45	47	47	48	50	51	52	54	55	57	58
	Gasificación de biomasa	49	51	53	55	56	58	59	61	63	64	66
Bajo	SFV	37	39	40	42	43	44	45	46	48	49	50
	Grupos electrógenos	40	42	43	45	46	47	48	50	51	52	54
	PCH	48	51	51	52	54	55	57	58	60	61	63
	Gasificación de biomasa	54	57	59	60	62	64	66	67	69	71	73

Estos costos se encuentran validados con las tablas del Outlook de la WEIO (ver anexo D).

Tabla 22 Costos de O&M fijos para Alto Baudo [USD/kW].

Escenario	Tecnología	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Medio	SFV	35	36	38	39	40	41	42	43	44	45	47
	Grupos electrógenos	37	38	40	41	42	43	44	46	47	48	49
	PCH	61	64	64	66	68	70	72	74	76	78	80
	Gasificación de biomasa	67	70	72	74	76	78	80	83	85	87	89
Alto	SFV	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	44
	Grupos electrógenos	34	36	37	38	39	40	41	42	43	45	46
	PCH	57	60	60	61	63	65	67	69	70	72	74
	Gasificación de biomasa	59	62	64	66	68	70	72	74	75	77	79

Bajo	SFV	39	41	42	43	45	46	47	48	50	51	52
	Grupos eléctricos	38	40	41	43	44	45	46	47	49	50	51
	PCH	63	66	66	68	70	72	74	76	78	80	82
	Gasificación de biomasa	78	82	84	87	89	92	95	97	100	102	105

Estos costos se encuentran validados con las tablas del Outlook de la WEIO (ver anexo D).

Tabla 23 Costos de O&M fijos para La Macarena [USD/kW].

Escenario	Tecnología	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Medio	SFV	34	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
	Grupos eléctricos	24	25	26	26	27	28	29	29	30	31	32
	PCH	34	35	35	37	38	39	40	41	42	43	44
	Gasificación de biomasa	37	39	40	41	42	44	45	46	47	48	49
Alto	SFV	33	34	35	37	38	39	40	41	42	43	44
	Grupos eléctricos	23	24	25	26	26	27	28	29	29	30	31
	PCH	31	32	32	33	34	35	36	37	38	39	40
	Gasificación de biomasa	36	38	39	40	41	42	43	45	46	47	48
Bajo	SFV	35	37	38	39	40	41	42	44	45	46	47
	Grupos eléctricos	25	27	27	28	29	30	31	32	32	33	34
	PCH	35	36	36	37	38	39	40	42	43	44	45
	Gasificación de biomasa	38	40	41	42	44	45	46	47	49	50	51

Estos costos se encuentran validados con las tablas del Outlook de la WEIO (ver anexo D).

Tabla 24 Costos de O&M fijos para Puerto Concordia [USD/kW].

Escenario	Tecnología	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Medio	SFV	41	43	44	46	47	48	50	51	52	54	55
	Grupos electrógenos	70	73	75	78	80	82	84	87	89	91	93
	PCH	11	11	11	11	12	12	12	13	13	13	14
	Gasificación de biomasa	78	82	84	87	89	92	95	97	100	102	105
Alto	SFV	35	36	37	39	40	41	42	43	44	45	46
	Grupos electrógenos	64	67	69	71	73	75	77	79	81	83	85
	PCH	9	10	10	10	10	11	11	11	12	12	12
	Gasificación de biomasa	67	70	72	74	76	78	80	83	85	87	89
Bajo	SFV	51	53	55	56	58	59	61	63	64	66	68
	Grupos electrógenos	76	80	82	85	87	90	92	95	97	100	102
	PCH	11	12	12	12	13	13	13	14	14	14	15
	Gasificación de biomasa	103	108	111	115	118	121	125	128	131	135	138

Estos costos se encuentran validados con las tablas del Outlook de la WEIO (ver anexo D).

Tabla 25 Costos de O&M fijos para San Andrés [USD/kW].

Escenario	Tecnología	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Medio	SFV	34	35	36	37	39	40	41	42	43	44	45
	Grupos electrógenos	8	8	9	9	9	9	10	10	10	10	11
	SE	68	72	74	76	78	80	83	85	87	89	91
Alto	SFV	24	26	26	27	28	29	29	30	31	32	33
	Grupos electrógenos	7	7	8	8	8	8	9	9	9	9	10
	SE	77	81	83	85	88	90	93	95	98	100	103
Bajo	SFV	54	57	58	60	62	64	65	67	69	71	72
	Grupos electrógenos	9	10	10	10	11	11	11	12	12	12	13
	SE	56	59	60	62	64	66	68	70	71	73	75

Estos costos se encuentran validados con las tablas del Outlook de la WEIO (ver anexo D).

El cálculo de los costos de inversión, costos de O&M fijos y variables se pueden observar más detalladamente en el Anexo B.

7.2.3 Resultados de los costos de O&M variables [USD/kWh]: Los costos de O&M variables se proyectaron con una tasa de crecimiento porcentual del 25,16%. Según [27], en un estudio hecho para La Macarena, los costos de O&M variables para los grupos electrógenos son de 0,017 USD/kWh y para la biomasa residual agrícola de 0,027 USD/kWh. Por lo tanto estos valores se pueden validar ya que la diferencia porcentual no excede el 5% de diferencia. En las tablas 26 a 30 a continuación se muestran las proyecciones los costos de O&M variables para cada caso de estudio de las tecnologías de los grupos electrógenos y de la gasificación de biomasa residual.

Tabla 26 Costos de O&M variables para Medio Atrato [USD/kWh].

Esc.	Tecnología	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Medio	Grupos electrógenos	0,055	0,057	0,059	0,061	0,063	0,065	0,066	0,068	0,070	0,072	0,073
	Gasificación de biomasa	0,027	0,028	0,029	0,029	0,030	0,031	0,032	0,033	0,034	0,035	0,035
Alto	Grupos electrógenos	0,053	0,055	0,057	0,059	0,060	0,062	0,064	0,065	0,067	0,069	0,070
	Gasificación de biomasa	0,026	0,027	0,028	0,029	0,030	0,030	0,031	0,032	0,033	0,034	0,035
Bajo	Grupos electrógenos	0,058	0,060	0,062	0,064	0,066	0,068	0,070	0,071	0,073	0,075	0,077
	Gasificación de biomasa	0,029	0,030	0,031	0,032	0,033	0,034	0,034	0,035	0,036	0,037	0,038

Tabla 27 Costos de O&M variables para Alto Baudó [USD/kWh].

Esc.	Tecnología	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Medio	Grupos electrógenos	0,053	0,055	0,057	0,059	0,060	0,062	0,064	0,065	0,067	0,069	0,070
	Gasificación de biomasa	0,035	0,037	0,038	0,039	0,040	0,041	0,042	0,043	0,045	0,046	0,047
Alto	Grupos electrógenos	0,049	0,051	0,053	0,054	0,056	0,058	0,059	0,061	0,062	0,064	0,065
	Gasificación de biomasa	0,031	0,033	0,034	0,035	0,036	0,037	0,038	0,039	0,040	0,041	0,042
Bajo	Grupos electrógenos	0,055	0,057	0,059	0,061	0,063	0,065	0,066	0,068	0,070	0,072	0,073
	Gasificación de biomasa	0,041	0,043	0,044	0,046	0,047	0,048	0,050	0,051	0,052	0,054	0,055

Tabla 28 Costos de O&M variables para La Macarena [USD/kWh].

Esc.	Tecnología	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Medio	Grupos electrógenos	0,034	0,036	0,037	0,038	0,039	0,040	0,041	0,042	0,043	0,044	0,046
	Gasificación de biomasa	0,019	0,020	0,021	0,022	0,022	0,023	0,024	0,024	0,025	0,025	0,026
Alto	Grupos electrógenos	0,033	0,035	0,036	0,037	0,038	0,039	0,040	0,041	0,042	0,043	0,044
	Gasificación de biomasa	0,019	0,020	0,020	0,021	0,022	0,022	0,023	0,023	0,024	0,025	0,025
Bajo	Grupos electrógenos	0,037	0,038	0,040	0,041	0,042	0,043	0,044	0,045	0,047	0,048	0,049
	Gasificación de biomasa	0,020	0,021	0,022	0,022	0,023	0,024	0,024	0,025	0,026	0,026	0,027

Tabla 29 Costos de O&M variables para Puerto Concordia [USD/kWh].

Esc.	Tecnología	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Medio	Grupos electrógenos	0,101	0,105	0,109	0,112	0,115	0,118	0,121	0,125	0,128	0,131	0,134
	Gasificación de biomasa	0,041	0,043	0,044	0,046	0,047	0,048	0,050	0,051	0,052	0,054	0,055
Alto	Grupos electrógenos	0,092	0,096	0,099	0,102	0,105	0,108	0,111	0,114	0,117	0,120	0,123
	Gasificación de biomasa	0,035	0,037	0,038	0,039	0,040	0,041	0,042	0,043	0,045	0,046	0,047
Bajo	Grupos electrógenos	0,352	0,368	0,380	0,391	0,402	0,414	0,425	0,436	0,448	0,459	0,470
	Gasificación de biomasa	0,054	0,057	0,059	0,060	0,062	0,064	0,066	0,067	0,069	0,071	0,073

Tabla 30 Costos de O&M variables para San Andrés [USD/kWh].

Esc.	Tecnología	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Medio	Grupos electrógenos	0,010	0,011	0,011	0,011	0,012	0,012	0,012	0,013	0,013	0,013	0,014
Alto	Grupos electrógenos	0,009	0,010	0,010	0,010	0,010	0,011	0,011	0,011	0,012	0,012	0,012
Bajo	Grupos electrógenos	0,012	0,013	0,013	0,013	0,014	0,014	0,015	0,015	0,015	0,016	0,016

El cálculo de los costos de inversión, costos de O&M fijos y variables se pueden observar más detalladamente en el Anexo A.

7.2.4 Resultados de los costos de combustible [USD/Gal]: Debido a que no existen datos históricos para la biomasa residual agrícola este costo se calculó solo para el combustible diésel. Los resultados de la proyección del costo de combustible del diésel se muestran en la tabla 31.

Tabla 31 Proyecciones del costo del combustible diesel.

Esc.	Caso de estudio	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Alto	Medio Atrato	3,34	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93
	Alto Baudo	8,91	13,07	13,37	13,37	13,37	13,37	13,37	13,37	13,37	13,37	13,37
	La Macarena	3,58	4,17	4,10	4,03	3,96	3,90	3,83	3,76	3,69	3,63	3,56
	Puerto Concordia	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52	4,52
	San Andrés	3,28	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70
Medio	Medio Atrato	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34	3,34
	Alto Baudo	7,81	12,11	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42
	La Macarena	3,58	3,57	3,51	3,44	3,37	3,30	3,24	3,17	3,10	3,04	2,97
	Puerto Concordia	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66	4,66
	San Andrés	3,28	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
Bajo	Medio Atrato	3,34	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
	Alto Baudo	6,57	10,96	11,27	11,28	11,27	11,27	11,27	11,27	11,27	11,27	11,27
	La Macarena	3,58	2,98	2,92	2,85	2,78	2,71	2,65	2,58	2,51	2,44	2,38
	Puerto Concordia	4,76	4,76	4,76	4,76	4,76	4,76	4,76	4,76	4,76	4,76	4,76
	San Andrés	3,28	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81

Para los casos de estudio Medio Atrato y San Andrés se registraron cambios en las proyecciones de los costos del combustible en los tres escenarios propuestos. Para el escenario alto se da un crecimiento en el costo del combustible del 32% y 11% en Medio Atrato y San Andrés respectivamente. Para el escenario medio este costo tiende a mantenerse estable ya que la diferencia en las proyecciones es menor al 1% del costo del combustible. Para el escenario bajo se registra una reducción de aproximadamente del 90% y 17% del mismo costo para los casos de Medio Atrato y San Andrés respectivamente. Los cambios anteriormente mencionados para los escenarios planteados se deben a que los datos históricos de este costo cuentan con una desviación estándar de 0,5 y 0,15 USD/GAL para Medio Atrato y San Andrés respectivamente.

Para los escenarios alto, medio y bajo del caso de estudio Alto Baudo se obtuvo un crecimiento en el costo del combustible del 33%, 37% y 41% respectivamente.

Para los escenarios medio y bajo del caso de estudio La Macarena se obtuvo un decremento en el costo del combustible del 20% y 50% respectivamente, mientras que para el escenario alto el costo del combustible tiende a mantenerse estable ya que la diferencia en la proyección es menor al 1% de este costo.

Para todos los escenarios del caso de estudio Puerto Concordia el costo de combustible tiende a mantenerse estable ya que la diferencia en las proyecciones es menor al 1% de este costo.

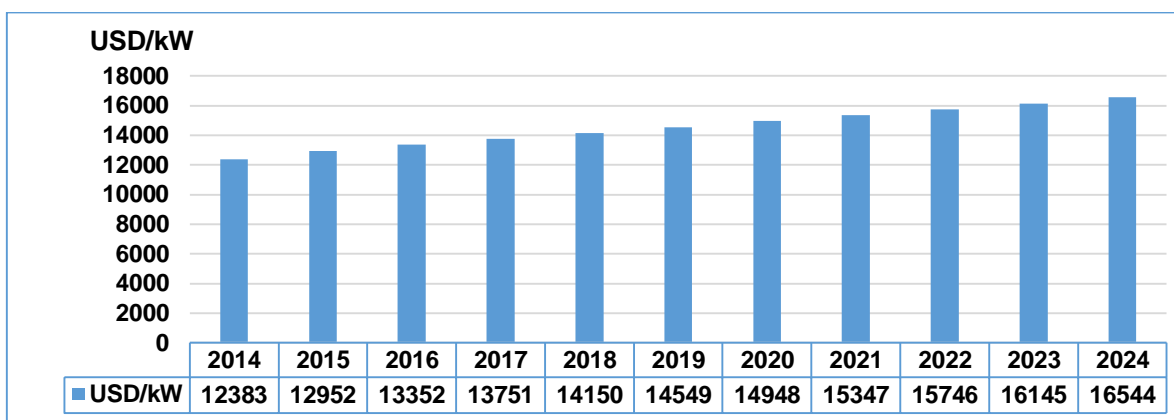
Este costo fue proyectado con la herramienta del profesor Iván Ordoñez con el modelo de promedio móvil. En el anexo G se muestra la herramienta del profesor de ingeniería química Iván Ordoñez.

7.2.5 Resultados de los costos por transmisión [USD/kW]: Los costos por transmisión se obtuvieron solo para el caso de estudio de La Macarena debido a las distancias entre los sistemas de generación y los usuarios finales. A continuación se muestran los resultados debidos a la necesidad de transportar la energía generada. Estos costos están clasificados en costos de inversión y costos de O&M.

- **Resultados de los costos de inversión en transmisión:** Basados en la metodología anteriormente presentada se obtuvieron y proyectaron los resultados que se muestran a continuación en la figura 19.

Las proyecciones de los costos de inversión debidos a la transmisión quedan validadas puesto que en un artículo de Applied Energy [27] muestran costos para un caso del Meta es de 12500 USD/kW valor que 1,01 veces mayor que el del año 2014.

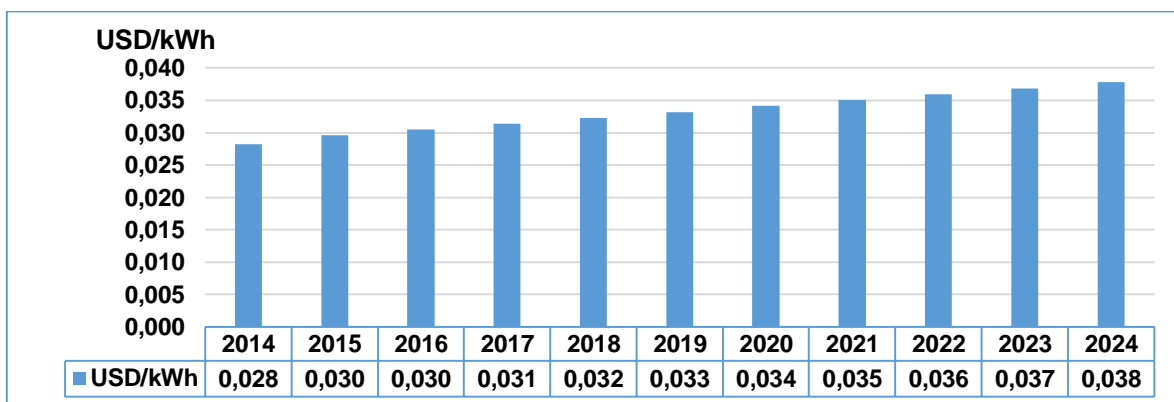
Figura 19 Costos de inversión debido a la transmisión en La Macarena.



- **Resultados de los costos de O&M en transmisión [USD/kWh]:** Basados en la metodología anteriormente presentada se obtuvieron y proyectaron los resultados que se muestran a continuación en la figura 20.

Las proyecciones de los costos de O&M debidos a la transmisión quedan validadas a partir del trabajo [27] que muestra los costos para un caso del Meta de 0,017 USD/kWh valor que es 0,61 veces más grande que el mostrado para el año 2014 en la siguiente figura.

Figura 20 Costos de O&M debido a la transmisión en La Macarena.



Los costos debidos a la transmisión tanto de inversión como de O&M se encuentran explicados de manera más detallada en el anexo B.

8. OBSERVACIONES.

Es importante notar que a cada uno de los casos de estudios se incrementaron un poco los costos debido a que se proyectaron teniendo en cuenta los IPC. Índice que a su vez se proyectó también para obtener sus datos correspondientes para los años entre el 2014 y el 2024.

9. CONCLUSIONES.

La herramienta de proyección de parámetros técnicos y financieros de sistemas de generación de energía eléctrica en ZNI de Colombia desarrollada con este trabajo de grado, posee un gran potencial en su aplicación; ya que presenta tres escenarios de proyección que permiten obtener parámetros que apoyen los procesos de planificación energética para analizar tecnologías nuevas que apoyen los actuales sistemas con diésel.

Los parámetros técnicos y financieros estimados con la herramienta de cálculo, son coherentes con los proyectados en Outlook como el de la EIA, documentos de la UPME y la CREG., permitiendo validar los resultados obtenidos para tratar temas como: la planeación de sistemas energéticos aislados; la prestación del servicio de energía eléctrica a comunidades sin acceso al SIN; costos de inversión en tecnologías convencionales y no convencionales para generación aislada; caracterización del crecimiento de demanda; normatividad en la cobertura del servicio de energía eléctrica en Colombia; tecnologías renovables y no renovables; y optimización Multiobjetivo y Multicriterio.

Los parámetros financieros tratados en este proyecto permiten concluir que los sistemas de generación de energía eléctrica alternativos posibilitan la solución del problema energético que viven las ZNI del país, debido a la capacidad que tienen de satisfacer los incrementos de demanda de energía a un costo similar al de los grupos electrógenos, provocando un impacto mucho menor al medio ambiente.

10. RECOMENDACIONES.

- A falta del cumplimiento de la reglamentación que pide a las empresas prestadoras del servicio eléctrico de las ZNI presentar informes completos del servicio prestado, se genera una gran cantidad de dudas al momento de tomar decisiones, ya que existen varias fuentes de información con diferentes resultados, lo que hace necesario que exista una fuente para la adquisición de información por parte de estas empresas para obtener datos claros y confiables.
- En las ZNI del país que cuenten con muy poblaciones pequeñas por ejemplo Puerto Concordia, no es recomendable el uso de gasificadores de biomasa como alternativa de generación debido a que sus capacidades son altas aumentando el riesgo de un sobredimensionamiento.
- En los sistemas con base en Biomasa residual, se aconseja corroborar si la alternativa de generación cuenta con la capacidad existente de los grupos electrógenos para realizar el cálculo de los costos de inversión, de lo contrario, es necesario aumentar o disminuir la capacidad existente de los grupos electrógenos.

CITAS

- [1] ASSEFA, G., FROSTELL, B., Social sustainability and social acceptance in technology assessment: a case study of energy technologies. En: *Tecnología of Society*, 2007, Vol. 29, p: 63–78.
- [2] UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), *Proyección de demanda de energía en Colombia*, 2013, [Citado en 15 de Octubre de 2014] Disponible en:
<http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/proyeccion_demanda_ee_Abr_2013.pdf>.
- [3] IPSE (Instituto de planeación y promoción de soluciones energéticas para las zonas no interconectadas), *¿Qué son las ZNI?*, [Citado en 5 Junio de 2015] Disponible en: <<http://ipse.gov.co/atencion-ciudadano/preguntas-frecuentes-y-respuestas/2-Institucional/3-Qu%C3%A9%20son%20las%20ZNI>>.
- [4] UPME “Plan indicativo de expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica,” 2010-2014. (Preliminar). p: 9-21.
- [5] ALCALDIA DE MEDIO ATRATO - CHÓCO. Disponible en <http://medioatrato-choco.gov.co/informacion_general.shtml>.
- [6] ALCALDIA DE ALTO BAUDO-CHOCÓ. Disponible en <<http://www.altobaudo-choco.gov.co/index.shtml>>.
- [7] Informes de telemetría de la página de la IPSE_CNM [Informe de telemetría diciembre de 2014.], 2015, p: 155-158.
- [8] ALCALDIA DE PUERTO CONCORDIA - META. [En Línea] [Consultado el 10 agosto 2015] Disponible en <http://www.puertoconcordia-meta.gov.co/informacion_general.shtml>.

- [9] Informes de telemetría de la página de la IPSE_CNM [Informe de telemetría diciembre de 2014.], 2015, p: 308 - 326.
- [10] ARAQUE, Julián Alonso y BLANCO, Francy Gineth. Llamada. Estimación del potencial técnico energético de recursos renovables en zonas no interconectadas de Colombia, utilizando sistemas de información geográfica, SIG - casos de estudio. Trabajo de grado Ingeniería Química. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. 2015. p: 29
- [11] S. R. CASTAÑO, Redes de Distribución de Energía, Tercera ed. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2004, p: 25.
- [12] UPME “Plan indicativo de expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica,” 2013-2017. (Preliminar). p: 28 - 37.
- [13] Documento de la UPME “Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima, revisión noviembre de 2012 “anexo A, p: 19 – 28.
- [14] Documento CREG-002 “METODOLOGÍA PARA REMUNERAR LAS ACTIVIDADES DE GENERACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS”, p: 15 – 16.
- [15] S. R. CASTAÑO, Redes de Distribución de Energía, Tercera ed. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2004, p: 27.
- [16] A spatial multi-period long-term energy planning model: A case study of the Greek power system Nikolaos E. Koltsaklis a, Athanasios S. Dagoumas b,c, Georgios M. Kopanos d, Efstratios N. Pistikopoulos d, Michael C. Georgiadis. Applied Energy vol115 (2014) p: 456–482

- [17] Catálogo de la compañía SONNENKRAFT disponible en:
<<http://www.sonnenkraft.com/private-home/the-solutions/solar-electricity/>>
- [18] Catalogo de la compañía SI TECNO disponible en:<
[http://www.grupositecno.com%2f](http://www.grupositecno.com%2f/RK=0/RS=rn2gbU294WozhMnRKbvdJ3ZKdRc-)
[/RK=0/RS=rn2gbU294WozhMnRKbvdJ3ZKdRc-](http://www.grupositecno.com%2f/RK=0/RS=rn2gbU294WozhMnRKbvdJ3ZKdRc-)>
- [19] TORRES. Ernesto. Investigación en Pequeñas Centrales en Colombia disponible en: <<http://www.unilibre.edu.co/revistaingeniolibre/revista-12/ar9.pdf>>. p: 8
- [20] Catalogo del grupo GERTEK disponible en:
<<http://grupogertek.com/gasificadores.html>>
- [21] Catalogo de la compañía REPOWERING SOLUTIONS disponible en:
<http://www.repoweringsolutions.com/>
- [22] Informe Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos de ACCEFYN disponible en
http://www.siame.gov.co/Portals/0/Calculo_Factor_Emision-V0.1.pdf
- [23] PETERS, M & TIMMERHAUS, K. Plan design and economics for chemical engineers. New York: McGraw Hill, 1980. 148 p.
- [24] Documento de la UPME costos indicativos de generación eléctrica en Colombia. 2005. p: 3.1 – 11.21
- [25] Documento UPME Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y potencia Máxima. 2012. p: 26
- [26] Documento UPME CÁLCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO2 DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO COLOMBIANO (2013). p: 18.

- [27] Design of decentralized energy systems for rural electrification in developing countries considering regional disparity. Diego Silva Herran, Toshihiko Nakata. *Applied Energy* 91 (2012) 130–145.

BIBLIOGRAFIA

ARAQUE, Julián Alonso y BLANCO, Francy Gineth. Llamada. Estimación del potencial técnico energético de recursos renovables en zonas no interconectadas de Colombia, utilizando sistemas de información geográfica, SIG - casos de estudio. Trabajo de grado Ingeniería Química. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. 2015. p: 29

CENTRO NACIONAL DE MONITOREO Informes de telemetría [En línea] Bogotá: Instituta de planificación y promoción de soluciones energéticas IPSE_CNM [Consultado Diciembre de 2014.] Disponible en: http://190.216.196.84/cnm/info_mes.php

COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS CREG-002 Propuesta para remunerar la generación, distribución y comercialización de Energía Eléctrica en las ZNI [en línea] Bogotá: Ministerio de Minas y Energía: CREG, 2014. [Consultado 3 Abril 2016] Disponible en:

http://www.creg.gov.co/phocadownload/publicaciones/v3_interior_zni_impresin.pdf

PETERS, M & TIMMERHAUS, K. Plan design and economics for chemical engineers.[En línea] New York: McGraw Hill, 1980. Disponible en: <http://www.cntq.gob.ve/cdb/documentos/quimica/213.pdf>

S. R. CASTAÑO, Redes de Distribución de Energía, Tercera ed. Manizales [En línea] Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 15 de Abril de 2013 Disponible en: http://www.bdigital.unal.edu.co/3393/1/958-9322-86-7_Parte1.pdf

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA Cálculo del factor de emisión de co2 del sistema eléctrico interconectado colombiano [en línea] Bogotá: Ministerio de Minas y Energía: UPME, 2013. [Consultado Marzo 2009]

Disponible en:
http://www.siame.gov.co/Portals/0/Factor_CO2/Calculo%20del%20Factor%20de%20Emision_2008_3.pdf

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA Costos indicativos de generación eléctrica en Colombia. [En línea] Bogotá: Ministerio de Minas y Energía: UPME, 2005. [Consultado Abril 2005] Disponible en:
http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/generacion/costos_indicativos_generacion_ee.pdf

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA Factores de emisión de los combustibles colombianos de ACCEFYN [En línea] Bogotá: Ministerio de Minas y Energía: UPME [Consultado 2008] Disponible en:
http://www.siame.gov.co/Portals/0/Calculo_Factor_Emision-V0.1.pdf

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA Plan indicativo de expansión de cobertura del servicio de energía eléctrica 2013-2017. [En línea] Bogotá: Ministerio de Minas y Energía: UPME [Consultado 2014] Disponible en:
http://www.siel.gov.co/Siel/Portals/0/Piec/Libro_PIEC.pdf

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGETICA Proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima, [En línea] Bogotá: Ministerio de Minas y Energía: UPME [Consultado Noviembre de 2012] Disponible en:
<http://www1.upme.gov.co/sala-de-prensa/noticias/proyeccion-de-demanda-de-energia-electrica-y-potencia-maxima-noviembre>

ANEXOS

ANEXO A: CALCULO DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN, O&M FIJOS Y VARIABLES PARA CADA UNA DE LAS TECNOLOGÍAS ASOCIADAS A LOS CASOS DE ESTUDIO.

En este anexo se mostraran los cálculos que se desarrollaron para la obtención de los costos de inversión y O&M del caso de Medio Atrato para cada una de las tecnologías que se tuvieron en cuenta para este caso. Como San Andrés fue el único caso de estudio en que se tuvo en cuenta la tecnología de sistemas eólicos (SE) se mostrara al final del anexo todo lo relacionado con los SE.

A1. COSTOS ASOCIADOS AL CASO DE ESTUDIO DE MEDIO ATRATO.

A1.1 COSTOS DE INVERSIÓN.

A1.1.1 Costos de inversión para los sistemas fotovoltaicos (SFV): Según la metodología que enuncia la UPME se calcularon los costos de los SFV teniendo en cuenta los siguientes costos:

- Costo de estudios e investigaciones.
- Costos de Predios.
- Costos de Obras de Infraestructura.
- Costos de Obras civiles.
- Costos de Equipos Nacionales.
- Costos de Equipos Importados.
- Costos de Inversiones Ambientales.
- Costos de Ingeniería.
- Costos de Imprevistos en Obras y Equipos.
- Costos de ley.

También se tuvo en cuenta la planta típica que propone la UPME para los SFV que para este caso de estudio es de 300 kW.

Costos de estudios e investigaciones: el valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 30600 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C_1 corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C_2 corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 30600 USD.

P_1 corresponde a la capacidad obtenida.

P_2 corresponde a la capacidad típica del documento UPME 300 kW.

Las capacidades P_1 de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A1: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
260	275	250	520	550	500

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A2: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
28082,30	29043,46	27429,17	42564,81	44021,65	30600

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A3: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
39478,37	40829,57	38560,20	59838,02	61886,06	58446,33

Costos de predios: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 3500 USD/ha. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 3500 USD/ha.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 300 kW.

Para esta planta típica se estima un predio de 1HC o 10000 m² por lo tanto C₂ es igual 0,35 USD/m².

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A4: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
260	275	250	520	550	500

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A5: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
547,84	599,28	514,52	1660,75	1816,68	1559,74

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A6: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
770,16	842,48	28827,05	1660,75	1816,68	1559,74

Costos de obras de infraestructura: El valor que propone la UPME para este costo corresponde a la planta típica de 300 kW. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6} + C_3 * \left(\frac{P_1}{1000}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME de 20000 USD para la construcción de vías.

C₃ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME de 120000 USD para la construcción de líneas de transmisión cortas.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 300 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A7: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
260	275	250	520	550	500

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A8: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
71831,23	74289,75	70160,60	108875,78	112602,20	106343,58

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A9: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
100981,04	104437,25	98632,45	153058,63	158297,27	149498,84

Costos de obras civiles: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 7% de la inversión. Por lo tanto, como la inversión ya se encuentra referenciada para las capacidades máximas y mínimas obtenidas no hay que referenciarlo.

Como resultado de hallar el 7% de la inversión tenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A10: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
27634,98	27879,45	27468,97	57200,31	57576,32	56945,14

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A11: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
27634,98	39193,21	38616,14	80412,75	80941,35	80054,04

Costos de equipos nacionales: El valor que propone la UPME para este costo corresponde a la planta típica es de 300 kW. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 300 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A12: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
260	275	250	520	550	500

Los costos C₂ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A13: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
12280898,4	12559544,2	10677880,8	24240018,4	27036544,3	20522625,8

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A14: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
50400	50400	50400	114800	114800	114800

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A15: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
70852,81	70852,81	70852,81	161386,96	161386,96	161386,96

Costos de equipos importados: El valor que propone la UPME para este costo corresponde a la planta típica es de 300 kW. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 300 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A16: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas KW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
260	275	250	520	550	500

Los costos C₂ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A17: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
8748402,94	9232344,05	67904397,6	25455769,1	29298418,1	21083851,2

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A18: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
243624,05	243645,41	243609,54	548945,89	548978,26	548923,89

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A19: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
342489,07	342519,10	342468,66	771713,48	771758,99	771682,56

Costos de inversiones ambientales: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 0,06% de la inversión. Por lo tanto, como la inversión ya se encuentra referenciada para las capacidades máximas y mínimas obtenidas no hay que referenciarlo.

Como resultado de hallar el 0,06% de la inversión tenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A20: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
2368,71	2389,67	2354,48	4902,88	4935,11	4881,01

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A21: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
3329,96	3359,42	3309,96	6892,52	6937,83	6861,77

Costos de ingeniería: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 15% de la suma de los costos nacionales, importados y ambientales. Por lo tanto, como todos estos costos anteriormente mencionados ya se encuentran referenciados para las capacidades máximas y mínimas obtenidas no hay que referenciar el costo obtenido.

Como resultado de hallar el 15% de la suma de los costos nacionales, importados y ambientales tenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A22: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo

44458,91	44465,26	44454,60	100297,32	100307,016	100290,74
----------	----------	----------	-----------	------------	-----------

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A23: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
62500,78	62509,70	62494,71	140998,94	141012,57	140989,69

Costos de imprevistos en obras y equipos: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 15% de la suma de los costos nacionales, importados y obras civiles. Por lo tanto, como todos estos costos anteriormente mencionados ya se encuentran referenciados para las capacidades máximas y mínimas obtenidas no hay que referenciar el costo obtenido.

Como resultado de hallar el 15% de la suma de los costos nacionales, importados y obres civiles tenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A24: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
48248,85	48288,73	48221,78	108141,93	108203,19	108100,35

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A25: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario

Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo
67828,71	67884,77	67790,64	152026,98	152113,10	151968,53

Costos de ley: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 2% de los costos de inversión. Por lo tanto, como todos estos costos anteriormente mencionados ya se encuentran referenciados para las capacidades máximas y mínimas obtenidas no hay que referenciar el costo obtenido.

Como resultado de hallar el 2% de los costos de inversión tenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A26: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
7895,71	7965,56	7848,28	16342,94	16450,38	16270,04

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A27: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
11099,86	11198,06	11033,18	22975,07	23126,10	22872,58

Para obtener los costos unitarios de inversión hay que sumar los costos de todos los costos anteriores y dividirlos entre las capacidades máximas y mínimas. Esto nos da como resultado los valores que se muestran a continuación.

Tabla A28: Costos máximos y mínimos.

Costos de Inversión Unitarios Mínimos USD/kW			Costos de Inversión Unitarios Máximos USD/kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
2840,78	2705,63	3266,24	2984,73	2837,16	3092,75

A1.1.2 Costos de inversión de los grupos electrógenos: Según la metodología propuesta por la UPME los costos de inversión para esta tecnología están compuestos a su vez los costos que se muestran a continuación.

- Costos de Predios.
- Costos de Obras civiles.
- Costos de Equipos.
- Costos de Inversiones Ambientales.
- Costos de Ingeniería.
- Costos de Imprevistos en Obras y Equipos.
- Costos financieros preoperativos.

Costos de predios: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 3500 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C_1 corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C_2 corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 3500 USD.

P_1 corresponde a la capacidad obtenida.

P_2 corresponde a la capacidad típica del documento UPME 2000 kW.

Las capacidades P_1 de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A29: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario

Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo
250	250	200	500	600	400

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A30: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
1005,11	1005,11	879,16	1523,46	1699,58	1332,56

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A31: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
1412,99	1412,99	1235,93	2141,70	2389,28	1873,32

Costos de obras civiles: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 212537 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C_1 corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C_2 corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 212537 USD.

P_1 corresponde a la capacidad obtenida.

P_2 corresponde a la capacidad típica del documento UPME 2000 kW.

Las capacidades P_1 de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A32: Costos máximos y mínimos.

Capacidades Mínimas KW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
250	250	200	500	600	400

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A33: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
61035,23	61035,23	53386,88	92512,10	103206,56	80919,38

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC₀ Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A34: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
85803,92	85803,92	75051,80	130054,42	145088,79	113757,25

Costos de equipos: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 533176 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 533176 USD.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 2000 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A35: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
250	250	200	500	600	400

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A36: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
153114,60	153114,60	133927,76	232078,33	258906,73	202996,52

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC₀ Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A37: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
215249,60	215249,60	188276,95	326257,99	363973,61	285374,49

Costos de inversiones ambientales: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 4531 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 4531 USD.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 2000 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A38: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
250	250	200	500	600	400

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A39: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
1301,19	1301,19	1138,14	1972,23	2200,22	1725,09

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC₀ Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A40: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
1829,22	1829,22	1600,00	2772,58	3093,10	2425,15

Costos de ingeniería: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 113437 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 113437 USD.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 2000 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A41: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
250	250	200	500	600	400

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A42: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
32576,22	32576,22	28494,09	49376,32	55084,26	43188,96

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC₀ Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A43: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
45795,97	45795,97	40057,26	69413,72	77437,98	60715,46

Costos de imprevistos en obras y equipos: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 60119 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 60119 USD.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 2000 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A44: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
250	250	200	500	600	400

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A45: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
17264,65	5764,74	15101,21	26168,31	29193,39	22889,15

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A46: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
24270,81	24270,81	21229,43	36787,67	41040,35	32177,80

Costos financieros preoperativos: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 20074 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 20074 USD.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 2000 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A47: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
250	250	200	500	600	400

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A48: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
5764,74	5764,74	5042,36	8737,72	9747,80	7642,79

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A49 Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
8104,13	8104,13	7088,60	12283,57	13703,55	10744,31

Para obtener los costos unitarios de inversión hay que sumar los costos de todos los costos anteriores y dividirlos entre las capacidades máximas y mínimas. Esto nos da como resultado los valores que se muestran a continuación.

Tabla A50: Costos máximos y mínimos.

Costos De Inversión Unitarios Mínimos USD/kW			Costos De Inversión Unitarios Máximos USD/kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
1529,87	1529,87	1672,70	1159,42	1077,88	1267,67

A1.1.3 Costos de inversión de las PCH: Según la metodología propuesta por la UPME los costos de inversión para esta tecnología están compuestos a su vez los costos que se muestran a continuación.

- Costo de estudios e investigaciones.
- Costos de Predios.
- Costos de Obras de Infraestructura.

- Costos de Obras civiles.
- Costos de equipos hidromecánicos, de generación y auxiliares.
- Costos de Inversiones Ambientales.
- Costos de Ingeniería.
- Costos de Imprevistos en Obras y Equipos.
- Costos de ley.

Costos de estudios e investigaciones: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 2% de la inversión. Por lo tanto, como la inversión ya se encuentra referenciada para las capacidades máximas y mínimas obtenidas no hay que referenciarlo.

Como resultado de hallar el 2% de la inversión tenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A51: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
5684,56	5684,56	5020,71	8503,30	9273,89	7313,09

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A52: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
7991,40	7991,41	7058,16	11954,02	13037,32	10280,81

Costos de predios: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 7000 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 60119 USD.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 500 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A53: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
230	230	187	450	520	350

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A54: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
4392,91	4392,91	3879,90	6571,18	7166,68	5651,41

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A55: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
6175,60	6175,60	5454,41	9237,83	10074,99	7944,81

Costos de obras e infraestructura: El valor que propone la UPME para este costo corresponde a la planta típica de 500 kW. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = \frac{C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6} + C_3 * \left(\frac{P_1}{1000}\right)^{0,6}}{P_1}$$

Donde:

- C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.
- C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME de 250600 USD para la construcción de vías.
- C₃ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME de 120000 USD para la construcción de líneas de transmisión cortas.
- P₁ corresponde a la capacidad obtenida.
- P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 500 kW.

Las capacidades P_1 de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A56: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
230	230	187	450	520	350

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A57: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
206950,49	206950,49	182782,55	309568,87	337622,80	266238,34

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC₀ Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A58: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
290933,02	290933,02	256957,49	435194,93	474633,43	374280,45

Costos de obras civiles: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 419073,8 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 419073,8 USD.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 500 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A59: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
230	230	187	450	520	350

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A60: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
262993,62	262993,62	232280,88	393401,50	429052,58	338336,88

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A61: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
369718,99	369718,99	326542,73	553047,67	603166,30	475637,28

Costos de equipos hidromecánicos, de generación y auxiliares: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 446 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 446 USD.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 500 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A62: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario
Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo
230	230	187	450	520	350

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A63: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario
Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo
279,89	279,89	247,21	418,68	456,62	360,08

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC₀ Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A64: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
393,48	393,48	347,52	588,58	641,92	506,20

Costos de inversiones ambientales: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 3% de la inversión. Por lo tanto, como la inversión ya se encuentra referenciada para las capacidades máximas y mínimas obtenidas no hay que referenciarlo.

Como resultado de hallar el 3% de la inversión tenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A65: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
8526,83	8526,83	7531,06	12754,95	13910,83	10969,63

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A66: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
11987,11	11987,11	10587,24	17931,03	19555,98	15421,21

Costos de ingeniería: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 12% de la suma de los costos ambientales y los costos de equipos. Por lo tanto, como la inversión ya se encuentra referenciada para las capacidades máximas y mínimas obtenidas no hay que referenciarlo.

Como resultado de hallar el 12% de la suma de los costos ambientales y los costos de equipos tenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A67: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo

1056,81	1056,81	933,39	1580,83	1724,09	1359,56
---------	---------	--------	---------	---------	---------

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A68: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
1485,67	1485,67	1312,17	2222,35	2423,75	1911,29

Costos de imprevistos en obras y equipos: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 15% de los costos de las obras civiles y el 8% de costos de equipos. Por lo tanto, como la inversión ya se

encuentra referenciada para las capacidades máximas y mínimas obtenidas no hay que referenciarlo.

Como resultado de hallar el 15% de los costos de las obras civiles y el 8% de costos de equipos tenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A69: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
6524,58	6524,58	5762,63	9759,85	10644,31	8393,76

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A69: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
9172,31	9172,31	8101,16	13720,49	14963,88	11800,03

Costos de ley: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 4,2% de la inversión. Por lo tanto, como la inversión ya se encuentra referenciada para las capacidades máximas y mínimas obtenidas no hay que referenciarlo.

Como resultado de hallar el 4,2% de la inversión tenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A70: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
11937,57	11937,57	10543,48	17856,92	19475,17	15357,48

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A71: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
16781,95	16781,95	14822,13	25103,44	27378,39	21589,70

Para obtener los costos unitarios de inversión hay que sumar los costos de todos los costos anteriores y dividirlos entre las capacidades máximas y mínimas. Esto nos da como resultado los valores que se muestran a continuación.

Tabla A72: Costos máximos y mínimos.

Costos De Inversión Unitarios Mínimos USD/kW			Costos De Inversión Unitarios Máximos USD/kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
3149,78	3149,78	4049,67	2408,16	2272,84	2662,83

A1.1.4 Costos de inversión de la gasificación de biomasa residual: Según la metodología propuesta por la UPME los costos de inversión para esta tecnología están compuestos a su vez los costos que se muestran a continuación.

- Costo de estudios e investigaciones.

- Costos de Obras civiles.
- Costos de equipos.
- Costos de Ingeniería.
- Costos de Imprevistos en Obras y Equipos.

Costos de estudios e investigaciones: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 7800 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 7800 USD.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 100 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A74: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas KW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
60	60	50	120	140	100

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A75: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
5740,97	5740,97	5146,08	8701,68	9544,90	7800

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A76: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario

Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo
6217,58	6217,58	5573,30	9424,09	10337,31	8447,55

Costos de obras Civiles: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 13400 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 13400 USD.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 100 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A77: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario
Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo
60	60	50	120	140	100

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A78: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
9862,69	9862,69	8840,70	14949,05	16397,65	13400

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A79: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
10681,48	10681,48	9574,65	16190,10	17758,96	14512,45

Costos de equipos: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 278100 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C_1 corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C_2 corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 278100 USD.

P_1 corresponde a la capacidad obtenida.

P_2 corresponde a la capacidad típica del documento UPME 100 kW.

Las capacidades P_1 de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A80: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
60	60	50	120	140	100

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A81: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD	Costos Máximos USD
--------------------	--------------------

Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
204687,70	204687,70	183477,58	310248,53	340312,43	278100

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A82: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
221680,59	221680,59	198709,63	336004,94	368564,70	301187,48

Costos de ingeniería: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 7800 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 7800 USD.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 100 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A83: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
60	60	50	120	140	100

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A84: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
5740,97	5740,97	5146,08	8701,68	9544,90	7800

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A85: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
6217,58	6217,58	5573,30	9424,09	10337,31	8447,55

Costos de imprevistos en obras y equipos: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 14500 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C_1 corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C_2 corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 14500 USD.

P_1 corresponde a la capacidad obtenida.

P_2 corresponde a la capacidad típica del documento UPME 100 kW.

Las capacidades P_1 de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A86: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
60	60	50	120	140	100

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A87: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD	Costos Máximos USD
--------------------	--------------------

Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
10672,32	10672,32	9566,43	16176,21	17743,73	14500

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A88: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
11558,32	11558,32	10360,62	17519,14	19216,79	15703,77

Para obtener los costos unitarios de inversión hay que sumar los costos de todos los costos anteriores y dividirlos entre las capacidades máximas y mínimas. Esto nos da como resultado los valores que se muestran a continuación.

Tabla A89: Costos máximos y mínimos.

Costos De Inversión Unitarios Mínimos USD/kW			Costos De Inversión Unitarios Máximos USD/kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
4272,59	4272,59	5744,79	3238,02	3044,39	3482,99

A1.2 COSTOS DE O&M FIJOS PARA SFV.

El valor que propone la UPME para este costo corresponde a la planta típica es de 300 kW. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = \frac{C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}}{P_1}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 300 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A90: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
260	275	250	520	550	500

Los costos C_2 de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A91: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
1555046,55	1642455,55	1496734,44	6801072,15	7180874,91	6547582,70

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A92: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
5943,54	5949,83	5939,28	13398,20	13407,72	13391,73

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A93: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
8355,49	8364,32	8349,49	18835,32	18848,71	18826,23

Para obtener los costos unitarios de O&M fijos hay que dividir entre las capacidades máximas y mínimas. Esto nos da como resultado los valores que se muestran a continuación.

Tabla A94: Costos máximos y mínimos.

Costos De Inversión Unitarios Mínimos USD/kW			Costos De Inversión Unitarios Máximos USD/kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo

32,14	30,42	37,11	36,22	34,27	37,65
-------	-------	-------	-------	-------	-------

A1.3 COSTOS DE O&M VARIABLES PARA LOS GRUPOS ELECTRÓGENOS.

El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 377135 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 377135 USD.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 2000 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A95: Costos máximos y mínimos.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
250	250	200	500	600	400

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A96: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
108303,59	108303,59	94732,03	164157,54	183134,26	143586,91

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A97: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario

Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo
152254,24	152254,24	133175,21	230774,28	257451,93	201855,87

Para obtener los costos unitarios de O&M variables hay que dividir los costos anteriores entre el producto de las capacidades máximas y mínimas y las 8760 horas del año. Esto nos da como resultado los valores que se muestran a continuación.

Tabla A98: Costos máximos y mínimos.

Costos De Inversión Unitarios Mínimos USD/kWh			Costos De Inversión Unitarios Máximos USD/kWh		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
0,07	0,07	0,08	0,05	0,05	0,06

A2. COSTOS DE INVERSIÓN ASOCIADOS AL CASO DE ESTUDIO DE SAN ANDRÉS.

A2.1 COSTOS DE INVERSIÓN.

A2.1.1 Costos de inversión para los (SE): Según la metodología propuesta por la UPME los costos de inversión para esta tecnología están compuestos a su vez los costos que se muestran a continuación.

- Costo de estudios e investigaciones.
- Costos de Predios.
- Costos de Obras de Infraestructura.
- Costos de fundaciones y plazoletas de maniobra.
- Costos de subestación.
- Costos de equipos.
- Costos de Inversiones Ambientales.

- Costos de Ingeniería.
- Costos de Imprevistos en Obras y Equipos.
- Costos financieros preoperativos.
- Costos de ley.

Costo de estudios e investigaciones: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 1% del costo de los equipos. Por lo tanto, como la inversión ya se encuentra referenciada para las capacidades máximas y mínimas obtenidas no hay que referenciarlo.

Como resultado de hallar el 1% del costo de los equipos tenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A99: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
140003,10	166380,98	109770,51	190217,15	201411,98	166380,98

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C₀ Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC₀ Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A100: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
99589,57	118352,41	78083,47	135307,89	143271,15	118352,41

Costos de predios: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 910 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 910 USD.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 19500 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A101: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
7800	10400	5200	13000	14300	10400

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A102: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
525,14	624,08	411,74	713,49	755,48	624,08

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A103: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
738,25	877,34	578,83	1003,03	1062,06	877,34

Costos de obras de infraestructura: El valor que propone la UPME para este costo corresponde a la planta típica de 19500 kW. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6} + C_3 * \left(\frac{P_1}{1000}\right)^{0,6} + C_4 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

- C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.
- C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME de 20000 USD para la construcción de vías.
- C₃ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME de 120000 USD para la construcción de líneas de transmisión cortas.
- C₄ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME de 250600 USD para la construcción de fundaciones y plazoletas de maniobra.
- P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 19500 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A104: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
7800	10400	5200	13000	14300	10400

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A105: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
573410,89	681442,44	449584,35	779067,68	824918,04	681442,44

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC₀ Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A106: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
806106,63	957978,44	632030,06	1095220,95	1159677,83	957978,44

Costos de obras civiles: El valor que propone la UPME para este costo corresponde a la planta típica de 19500 kW. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6} + C_3 * \left(\frac{P_1}{1000}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME de 83160 USD para la construcción de campamentos.

C₃ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME de 300000 USD para la construcción de la subestación.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 19500 kW.

Las capacidades P_1 de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A107: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
7800	10400	5200	13000	14300	10400

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A108: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
306440,85	364174,81	240265,77	416347,45	440850,69	364174,81

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC₀ Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A109: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
430797,54	511960,50	337767,97	585305,31	619752,19	511960,50

Costos de equipos: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 17257500 USD. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para referirlo a las capacidades máximas y mínimas obtenidas.

$$C_1 = C_2 * \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{0,6}$$

Donde:

C₁ corresponde al costo para la capacidad máxima y mínima obtenida para los tres escenarios.

C₂ corresponde al costo para la capacidad típica del documento de la UPME 17257500 USD.

P₁ corresponde a la capacidad obtenida.

P₂ corresponde a la capacidad típica del documento UPME 100 kW.

Las capacidades P₁ de la ecuación anterior se muestran en la siguiente tabla.

Tabla A110: Capacidades máximas y mínimas.

Capacidades Mínimas kW			Capacidades Máximas kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
7800	10400	5200	13000	14300	10400

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A111: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
9958957,5	11835241,4	7808347,3	13530789,2	14327114,7	11835241,4

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A112: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
14000399,6	16638097,8	10977050,8	19021715,4	20141197,6	16638097,8

Costos de inversiones ambientales: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 0,5% de los costos de inversión. Por lo tanto, como la inversión ya se encuentra referenciada para las capacidades máximas y mínimas obtenidas no hay que referenciarlo.

Como resultado de hallar el 0,5% de los costos de inversión tenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A113: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
51827,57	61591,96	40635,54	70415,79	74559,96	61591,96

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A114: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
72859,70	86586,58	57125,84	98991,21	104817,12	86586,58

Costos de ingeniería: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 15% de los costos de inversión menos los costos de los predios. Por lo tanto, como la inversión ya se encuentra referenciada para las capacidades máximas y mínimas obtenidas no hay que referenciarlo.

Como resultado de hallar el 15% de los costos de inversión menos los costos de los predios tenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A115: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario

Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto	Bajo
1554748,18	1847665,29	1219004,48	2112366,67	2236685,48	1847665,29

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A116: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
2185680,16	2597465,89	1713688,39	2969585,68	3144354,27	2597465,89

Costos de imprevistos en obras y equipos: El valor que propone la UPME para este costo y que corresponde a la planta típica es de 15% de los costos de obras civiles más el 5% de los costos de equipos. Por lo tanto, como la inversión ya se

encuentra referenciada para las capacidades máximas y mínimas obtenidas no hay que referenciarlo.

Como resultado de hallar el 15% de los costos de obras civiles más el 5% de los costos de equipos tenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A117: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
543914,00	646388,29	426457,23	738991,58	782483,34	646388,29

Estos costos se tienen para el año 2005 debido a que la metodología de la UPME está elaborada con costos del año 2005. Por lo tanto se usó la siguiente ecuación para llevar este costo para el año 2014.

$$C_n = C_o * \left(\frac{IPC_n}{IPC_o} \right)$$

Donde:

C_n Costo para el año a proyectar.

C_o Costo del año base.

IPC_n Índice de precios al consumidor del año 2014 = 116,7544158.

IPC_o Índice de precios al consumidor del año 2005 = 83,0513625.

Como resultado obtenemos los seis valores de los costos que se muestran a continuación.

Tabla A118: Costos máximos y mínimos.

Costos Mínimos USD			Costos Máximos USD		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
764639,61	908698,96	599517,74	1038881,57	1100022,71	908698,96

Para obtener los costos unitarios de inversión hay que sumar los valores de todos los costos anteriores y dividirlos entre las capacidades máximas y mínimas. Esto nos da como resultado los valores que se muestran a continuación.

Tabla A119: Costos máximos y mínimos.

Costos De Inversión Unitarios Mínimos USD/kW			Costos De Inversión Unitarios Máximos USD/kW		
Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto	Escenario Bajo
2359,13	2102,70	2774,53	1923,15	1851,21	2102,70

ANEXO B: CALCULO DE LOS COSTOS POR TRANSMISIÓN DEL CASO DE ESTUDIO DE LA MACARENA.

La Macarena es el único caso de estudio que debido a su distancia entre el punto de generación y el usuario final necesita hacer uso de líneas de transmisión para el transporte de la energía para suplir su demanda de energía eléctrica. A continuación se muestra como se obtuvieron los costos de inversión y de O&M debidos a la transmisión de energía eléctrica.

Para los cálculos debidos a la transmisión de energía se tuvo en cuenta las dimensiones que se muestran a continuación:

Longitud (L):	144,1 km
Tensión (V):	13.2 kV
Capacidad (cap.):	200 kW
Ancho de servidumbre (X):	2,5 m
Área de la línea (A):	36,05 ha

B1 COSTOS DE INVERSIÓN POR TRANSMISIÓN.

Para el cálculo de los costos debidos a la transmisión de la energía generada se tendrán en cuenta los siguientes costos.

- Costos de predios.
- Costos de infraestructura.
- Costos de la línea.
- Costos ambientales.

- Costos de ingeniería.
- Costos preoperativos

B1.1 COSTOS DE PREDIOS.

Para el cálculo del costo de los predios se tomó en cuenta el valor propuesto por la UPME que es de 3500 USD/ha. Por lo tanto se utilizó la siguiente ecuación:

$$C_1 = C_2 * A$$

Donde:

C_1 corresponde al costo de los predios en USD.

C_2 corresponde al costo de la UPME igual a 3500 USD/ha

A corresponde al área de la línea.

Por lo tanto el costo de los predios es de 126087,5 USD.

B1.2 COSTOS DE INFRAESTRUCTURA.

Para el cálculo del costo de infraestructura se tomó en cuenta el valor propuesto por la UPME que estima que para una línea de 13,2 kV es de 250600 USD.

B1.3 COSTOS DE LÍNEA.

Para el cálculo de la línea se tomó en cuenta el valor propuesto por la UPME que es de 12000 USD/km. Por lo tanto se utilizó la siguiente ecuación para hallar el costo de la línea:

$$C_1 = C_2 * A$$

Donde:

C_1 corresponde al costo de la línea en USD.

C_2 corresponde al costo de la UPME igual a 12000 USD/km.

L corresponde a la longitud de la línea.

Por lo tanto el costo de los predios es de 1729200 USD.

B1.4 COSTOS AMBIENTALES.

Para el cálculo de este costo se tomó en cuenta el valor propuesto por la UPME que es el 0,6% de los costos de inversión por transmisión. El valor de los costos ambientales debidos a la transmisión es de 12635,325 USD.

B1.5 COSTOS DE INGENIERÍA.

Para el cálculo de este costo se tomó en cuenta el valor propuesto por la UPME que es el 15% de los costos de inversión por transmisión. El valor de los costos ambientales debidos a la transmisión es de 315883,125 USD.

B1.6 COSTOS PREOPERATIVOS.

Para el cálculo de este costo se tomó en cuenta el valor propuesto por la UPME que es el 2% de los costos de inversión por transmisión. El valor de los costos ambientales debidos a la transmisión es de 42117,75 USD

Para obtener los costos de inversión por transmisión se debe sumar cada uno de los costos anteriormente mencionados y dividirlo entre la capacidad de la línea. Como cociente de la división obtenemos el costo de inversión unitario debido a la transmisión y es igual a 12382,6185 USD/kW.

B2. COSTOS DE O&M POR TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Para el cálculo de este costo se tomó la metodología propuesta por la UPME, donde especifica que los costos de O&M de la transmisión son iguales al 2% de los costos unitarios de la inversión por transmisión sobre las horas totales del año. Por lo tanto el valor de los costos de O&M debidos a la transmisión son de 0,02827 USD/kWh.

ANEXO C: MANUAL DE LA HERRAMIENTA.

Esta herramienta sirve para calcular los parámetros técnicos y financieros de sistemas de generación de energía eléctrica para zonas no interconectadas. Además, muestra una proyección de diez años para tres escenarios (Alto, medio y bajo). También permite seleccionar entre cinco tecnologías (sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos, grupos electrógenos, sistemas de gasificación de biomasa residual y pequeñas centrales hidráulicas). Entre los parámetros técnicos tenemos la demanda de energía, potencia máxima, factores de carga, factores de planta, factores de disponibilidad y la capacidad a instalar. Además entre los parámetros financieros tenemos los costos de inversión, costos de operación y mantenimiento fijos y variables.

Esta herramienta consta de dos hojas de cálculo:

- Datos de entrada.
- Resultados.

C1 DATOS DE ENTRADA.

En esta hoja de cálculo es donde se deben ingresar los datos del lugar al cual se le hallaran los parámetros técnicos y financieros. A continuación se nombran los datos de entrada de la herramienta.

- Departamento.
- ZNI.
- Población.
- Año base

- Demanda de energía.
- Potencia máxima.
- Horas de servicio actual.
- Horas de servicio esperadas.
- Capacidad instalada.
- Tecnologías a tener en cuenta.
- IPC.
- Longitud de la línea.
- Capacidad de la línea.

Esta herramienta cuenta con letreros de ayuda en esta hoja de cálculo con el fin de facilitar el ingreso de la información y en el caso de un error o alguna equivocación dará un mensaje de alerta que informara cual es el error y cuál es el tipo de dato que debe ingresar para continuar.

Es importante para esta herramienta que todas las casillas de los datos de entrada se encuentren llenos. Es decir que no se deben omitir celdas de los datos de entrada, en caso de faltar datos de entrada se pueden generar errores que no permiten que la herramienta funcione correctamente.

C1.1 DEPARTAMENTO.

En esta celda se debe seleccionar de la lista desplegable el departamento al cual pertenece la ZNI que se desea analizar.

C1.2 ZNI.

En esta celda se debe seleccionar de la lista desplegable la ZNI a la cual se le hallaran los parámetros.

C1.3 POBLACIÓN.

En esta celda se debe ingresar la población que existe para el año base en la ZNI. Este dato de entrada debe ser un número entero mayor que cero.

C1.4 AÑO BASE.

En esta celda se debe ingresar el año para el cual se desea tomar de base para las proyecciones que se desean tener. Este dato debe ser un número entero mayor a 2014.

C1.5 DEMANDA DE ENERGÍA.

En estas celdas se deben ingresar la demanda de energía en kW/h para el año base y los cuatro años anteriores a este. Se deben ingresar teniendo en cuenta que la demanda de energía sea la que corresponde al año que aparece en la celda del lado izquierdo.

C1.6 POTENCIA MÁXIMA.

En estas celdas se deben ingresar la potencia máxima en kW para el año base y los cuatro años anteriores a este. Se deben ingresar teniendo en cuenta que la potencia máxima sea la que corresponde al año que aparece en la celda del lado izquierdo.

C1.7 HORAS DE SERVICIO ACTUAL.

En esta celda se debe seleccionar de la lista el número de horas de servicio de energía eléctrica que se prestan en la ZNI para el año base.

C1.8 HORAS DE SERVICIO ESPERADAS.

En esta celda se debe seleccionar de la lista el número de horas de servicio de energía eléctrica que se prestaran en la ZNI diez años después del año base.

C1.9 CAPACIDAD INSTALADA.

En esta celda se debe ingresar la capacidad en kW que se encuentra instalada para el año base en la ZNI. Este dato de entrada debe ser un número entero mayor que cero.

C1.10 TECNOLOGÍAS A TENER EN CUENTA.

En este cuadro de selección se podrá escoger entre los SFV, SE, grupos electrógenos, PCH y gasificación de biomasa agrícola residual. Esta selección puede ser una sola tecnología o una combinación de estas mismas.

Cuando se haya seleccionado alguna tecnología, lo podrá comprobar porque se activara un visto bueno en la parte izquierda de cada tecnología seleccionada.

C1.11 IPC.

En estas celdas se deben ingresar los índices de precios al consumidor para los años correspondientes indicados en la parte izquierda. Estos valores deben ser números mayores que cero.

C1.12 LONGITUD DE LA LÍNEA.

En esta celda se debe ingresar la distancia en km que hay entre el lugar donde se genera la energía eléctrica y el lugar donde se encuentra la ZNI. Estos valores pueden ser enteros o decimales mayores o iguales a cero. En caso de que no sea necesario de la transmisión de energía se debe poner el valor de cero.

C1.13 CAPACIDAD DE LA LÍNEA.

En esta celda se debe ingresar la capacidad de la línea en kW. Estos valores pueden ser enteros o decimales mayores o iguales a cero. En caso de que no sea necesario de la transmisión de energía se debe poner el valor de cero.

C2 RESULTADOS.

En esta hoja de cálculo se presentaran los resultados para los escenarios alto, medio y bajo de los parámetros técnicos y financieros para la ZNI seleccionada.

Se presentara la demanda de energía en kW/h y la potencia máxima en kW proyectadas para los diez años siguientes en los tres escenarios propuestos. Unas celdas más abajo, se presentan el factor de carga para el año base. También el

factor de planta junto al factor de disponibilidad para cada una de las tecnologías seleccionadas.

Seguidamente se presenta la capacidad en kW de cada tecnología seleccionada que se debe instalar anualmente hasta el año final de la proyección para cumplir con la demanda de energía proyectada para el horizonte de tiempo (diez años).

Continuando con los resultados se muestran parámetros financieros como costos unitarios de inversión, O&M fijos y variables para cada una de las tecnologías seleccionadas en los tres escenarios propuestos, costos de transmisión para ZNI que necesiten de la elaboración de líneas de transmisión para transportar la energía hasta el punto donde se encuentra el usuario final.

Para terminar con los resultados de la herramienta tenemos los costos del combustible unitarios en USD/GAL de la tecnología diésel si fue seleccionada.

ANEXO D: TABLAS DE LA WEIO 2014 PG ASSUMPTIONS.

Los resultados de los parámetros financieros como los costos de inversión y los costos de O&M fijos se validaron a partir de las tablas publicados en los Outlook. Estas tablas se muestran a continuación para cada una de las tecnologías.

Para validar los costos de inversión y de O&M fijos de los SFV se usaron los valores que se muestran en la figura 1.

Figura D1. Valores de la WEIO 2014 para los SFV.

1		NPS Scenario						450 Scenario			
2	Renewables - regional details	Capital cost (\$2012 per kW)			Yearly O&M cost (\$2012 per kW)			Capital cost (\$2012 per kW)		Yearly O&M cost (\$2012 per kW)	
3	<i>Note: average figures at regional level</i>	2012	2020	2035	2012	2020	2035	2020	2035	2020	2035
104	Solar photovoltaics - Buildings										
105	Europe	3250	2350	1910	33	30	30	2280	1700	30	27
106	United States	4450	3390	2620	45	43	42	3300	2350	43	41
107	Japan	5130	4010	3060	53	44	37	3890	2740	43	34
108	Russia	3710	2630	2090	37	34	33	2590	1890	34	33
109	China	2050	1460	1170	21	19	18	1430	1050	19	18
110	India	2530	1790	1550	25	23	23	1750	1400	22	21
111	Middle East	3670	2520	1960	37	34	32	2470	1770	34	32
112	Africa	3540	2490	1950	35	33	31	2440	1750	33	31
113	Brazil	3420	2370	1860	34	32	30	2320	1670	31	30

Fuente: Modificado de la WEIO 2014 PG Assumptions.

Para validar los costos de inversión y de O&M fijos de las PCH se usaron los valores que se muestran en la figura 2.

Figura D2. Valores de la WEIO 2014 para los PCH.

		NPS Scenario						450 Scenario			
Renewables - regional details		Capital cost (\$2012 per kW)			Yearly O&M cost (\$2012 per kW)			Capital cost (\$2012 per kW)		Yearly O&M cost (\$2012 per kW)	
<i>Note: average figures at regional level</i>		2012	2020	2035	2012	2020	2035	2020	2035	2020	2035
84	Hydropower - small-scale										
85	Europe	4040	4040	4030	70	70	70	4040	4020	70	70
86	United States	4010	4000	3990	79	78	78	4000	3990	79	78
87	Japan	3920	3900	3890	75	74	74	3880	3870	74	74
88	Russia	3260	3300	3440	65	66	69	3300	3430	66	69
89	China	2120	2180	2260	41	42	43	2210	2350	43	45
90	India	2980	2990	3050	60	60	61	3070	3460	62	69
91	Middle East	3200	3190	3180	64	64	64	3160	3140	63	63
92	Africa	2990	2960	2930	60	59	59	2940	2930	59	59
93	Brazil	3410	3420	3480	65	65	66	3420	3480	65	66

Fuente: Modificado de la WEIO 2014 PG Assumptions.

Para validar los costos de inversión y de O&M fijos de los Gasificadores de la biomasa residual agrícola se usaron los valores que se muestran en la figura 3.

Figura D3. Valores de la WEIO 2014 para los Gasificadores de biomasa residual.

		NPS Scenario						450 Scenario			
Renewables - regional details		Capital cost (\$2012 per kW)			Yearly O&M cost (\$2012 per kW)			Capital cost (\$2012 per kW)		Yearly O&M cost (\$2012 per kW)	
<i>Note: average figures at regional level</i>		2012	2020	2035	2012	2020	2035	2020	2035	2020	2035
44	Biomass CHP Small										
45	Europe	5470	5290	5040	205	198	189	5270	4970	197	187
46	United States	5730	5550	5310	215	208	199	5530	5220	207	196
47	Japan	5480	5290	5070	206	198	190	5270	4990	198	187
48	Russia	5040	4930	4820	189	185	181	4920	4740	185	178
49	China	3590	3530	3450	135	132	129	3520	3450	132	129
50	India	4720	4480	4320	177	168	162	4460	4260	167	160
51	Middle East	4940	4700	4500	185	176	169	4700	4440	176	166
52	Africa	5010	4870	4530	188	182	170	4860	4350	182	163
53	Brazil	5020	4880	4720	188	183	177	4870	4660	183	175

Fuente: Modificado de la WEIO 2014 PG Assumptions.

Para validar los costos de inversión y de O&M fijos de los SE se usaron los valores que se muestran en la figura 4.

Figura D4. Valores de la WEIO 2014 para los SE.

1		NPS Scenario						450 Scenario			
2	Renewables - regional details	Capital cost (\$2012 per kW)			Yearly O&M cost (\$2012 per kW)			Capital cost (\$2012 per kW)		Yearly O&M cost (\$2012 per kW)	
3	<i>Note: average figures at regional level</i>	2012	2020	2035	2012	2020	2035	2020	2035	2020	2035
144	Wind offshore										
145	Europe	5180	4000	3310	181	140	116	4000	3030	140	106
146	United States	5390	4090	3320	189	143	116	4090	3030	143	106
147	Japan	5190	3950	3220	182	138	113	3950	2930	138	103
148	Russia	4930	3810	3120	173	133	109	3810	2850	133	100
149	China	4440	3440	2860	155	120	100	3440	2600	120	91
150	India	4670	3600	2970	163	126	104	3600	2700	126	95
151	Middle East	4910	3820	3100	172	134	109	3820	2850	134	100
152	Africa	4680	3620	3030	164	127	106	3620	2770	127	97
153	Brazil	4810	3750	3050	168	131	107	3750	2820	131	99

Fuente: Modificado de la WEIO 2014 PG Assumptions.

**ANEXO E: IPC USADOS PARA PROYECTAR LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y
LOS COSTOS DE O&M FIJOS Y VARIABLES.**

Los IPC que se encontraron según los registros que ofrece el DANE y que se proyectaron del año 2014 al año 2024 con la herramienta de series de tiempo del profesor de ingeniería química Iván Ordoñez se muestran a continuación para cada año.

Tabla E1: Índice de precios al consumidor.

AÑO	IPC
2014	116,7544
2015	122,1271
2016	125,8903
2017	129,6535
2018	133,4167
2019	137,1799
2020	140,9431
2021	144,7063
2022	148,4695
2023	152,2327
2024	155,9959

ANEXO F: HERRAMIENTA DEL PROFESOR IVÁN ORDOÑEZ.

Los costos del combustible fueron proyectados utilizando la herramienta del profesor Iván Ordoñez. En la siguiente tabla se muestran los datos históricos de costo del combustible para el caso de estudio de Alto Baudo.

Tabla F1: Costo del diésel.

Costo del Diésel [USD/GAL]		
Año	Trimestre	Valor
2010	primero	1,08
	segundo	1,13
	tercero	1,17
	cuarto	1,21
2011	primero	1,26
	segundo	1,33
	tercero	1,36
	cuarto	1,40
2012	primero	1,45
	segundo	1,45
	tercero	1,43
	cuarto	1,47
2013	primero	1,52
	segundo	1,86
	tercero	2,98
	cuarto	2,98
2014	primero	3,01
	segundo	3,04
	tercero	3,03
	cuarto	3,18

La herramienta selecciona mediante RMSE y la desviación estándar el modelo que se va a usar para proyectar los datos históricos. En todos los casos de estudio la

herramienta selecciono el promedio móvil. En la siguiente tabla se muestran las proyecciones obtenidas para los datos históricos del caso de Alto Baudo.

Tabla F2: Proyección del costo del diésel.

Proyección del Costo del Diésel									
Unida: USD/GAL		Escenarios			Unida: USD/GAL		Escenarios		
Año	Trimestre	Alto	Medio	Bajo	Año	Trimestre	Alto	Medio	Bajo
2015	primero	2,99	3,37	2,55	2020	Primero	3,11	3,48	2,67
	segundo	3,01	3,35	2,62		Segundo	3,11	3,44	2,72
	tercero	3,03	3,22	2,79		Tercero	3,11	3,29	2,87
	cuarto	3,08	3,13	3,00		Cuarto	3,11	3,15	3,02
2016	primero	3,10	3,47	2,66	2021	primero	3,11	3,48	2,67
	segundo	3,12	3,45	2,73		segundo	3,11	3,44	2,72
	tercero	3,10	3,29	2,86		tercero	3,11	3,29	2,87
	cuarto	3,11	3,15	3,02		Cuarto	3,11	3,15	3,02
2017	primero	3,11	3,48	2,67	2022	primero	3,11	3,48	2,67
	segundo	3,10	3,44	2,71		segundo	3,11	3,44	2,72
	tercero	3,11	3,29	2,87		tercero	3,11	3,29	2,87
	cuarto	3,11	3,15	3,02		Cuarto	3,11	3,15	3,02
2018	primero	3,11	3,48	2,67	2023	primero	3,11	3,48	2,67
	segundo	3,11	3,44	2,72		segundo	3,11	3,44	2,72
	tercero	3,11	3,29	2,87		tercero	3,11	3,29	2,87
	cuarto	3,11	3,15	3,02		Cuarto	3,11	3,15	3,02
2019	primero	3,11	3,48	2,67	2024	primero	3,11	3,48	2,67
	segundo	3,11	3,44	2,72		segundo	3,11	3,44	2,72
	tercero	3,11	3,29	2,87		tercero	3,11	3,29	2,87
	cuarto	3,11	3,15	3,02		Cuarto	3,11	3,15	3,02

La herramienta selecciono el promedio móvil como modelo matemático para las proyecciones debido a que el RMSE es 508,80. En la siguiente figura se muestra el RMSE y la desviación estándar para todos los modelos matemáticos de la herramienta para el caso de Alto Baudo.

Figura F1. Herramienta de series de tiempo.

Métodos estadísticos para pronóstico de datos										
Copiar-Hoja		Pronosticar								
Estadísticas con los datos históricos										
Mínimo	4.332	2.505	1.653	2.214	2.505	2.505	2.505	2.505	2.505	2.505
Promedio	4.332	4.098	4.332	4.264	4.139	4.194	4.194	4.194	4.194	4.201
Máximo	4.332	7.157	7.011	7.230	7.595	7.674	7.674	7.674	7.674	7.672
Desviación estándar	.	1.711	1.668	1.551	1.811	1.872	1.872	1.872	1.872	1.812
Coefficiente Variación	43,06	41,76	38,51	36,38	43,74	44,64	44,64	44,64	44,64	43,14
RMSE	1.818,21	508,80	813,16	698,28	590,74	582,13	582,13	582,13	582,13	541,39
Estadísticas con los datos pronosticados										
Mínimo	4.332,15	7.188,44	7.293,41	7.694,45	7.478,99	7.624,51	7.624,51	7.624,51	7.624,51	7.716,42
Promedio	4.332,15	7.209,45	12.228,84	27.990,91	15.466,21	11.234,40	11.234,40	11.234,40	11.234,40	15.712,88
Máximo	4.332,15	7.240,93	17.164,28	68.086,10	23.453,43	14.944,29	14.944,29	14.944,29	14.944,29	23.709,33
Desviación estándar	0,00	6,90	2.971,32	17.665,73	4.808,61	2.173,29	2.173,29	2.173,29	2.173,29	4.814,16
Coefficiente Variación	0,00	0,10	24,30	63,11	31,09	19,34	19,34	19,34	19,34	30,84
Parámetros del modelo										
Pendiente (m)		282,02	1,06							
corte (b)		1.370,89	2.079,93							
Tendencia Alfa (a)					1,29	1,21	1,21	1,21	1,21	7,54
Sesgo Beta (b)						0,06	0,06	0,06	0,06	0,24
Estacionalidad Gamma (g)										1,04
Periodos de estacionalidad (pe)										1,00
Gráficas										
Datos (Marque con una "x" los modelos que quiere aplicar)										
Año	Promedio Simple	Promedio Móvil	Estimación Lineal	Estimación Log	Exponencial Simple	Exponencial Doble	Exponencial Triple			
Datos históricos	x	x	x	x	x	x	x			