

**VIABILIDAD Y DISEÑO DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN EÓLICA DE
QUINCE KILOWATTS EN LA RANCHERÍA SIAPANA MUNICIPIO DE URIBIA
ALTA GUAJIRA**

**NILSON BREINER GONZÁLEZ FUENTES
GUILLERMO JOSÉ ZAPATA CERPA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2010**

**VIABILIDAD Y DISEÑO DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN EÓLICA DE
QUINCE KILOWATTS EN LA RANCHERÍA SIAPANA MUNICIPIO DE URIBIA
ALTA GUAJIRA**

**NILSON BREINER GONZÁLEZ FUENTES
GUILLERMO JOSÉ ZAPATA CERPA**

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

PHD. GILBERTO CARRILLO CAICEDO

Codirector

PHD. HERMANN RAÚL VARGAS TORRES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2010**

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este documento expresan su agradecimiento a:

A nuestras familias y amigos, que siempre estuvieron para darnos su apoyo cuando más lo necesitamos.

Al doctor Gilberto Carrilo porque su confianza, paciencia y colaboración nos permitieron cumplir con las metas propuestas para este proyecto.

A la E3T por sus enseñanzas.

A José Amaya. por enseñarnos que "para pelear con el Happy Lora uno no se entrena peleando con el hermanito sino con Mike Tyson".

A Wilson Giraldo por su confianza en nuestra capacidad para ser ingenieros.

A Carlos Cardenas por enseñarnos el concepto de URE.

Al centro de estudios de ingeniería de petróleos, que fue como un segundo hogar para nosotros.

A la gobernación y la oficina de planeación de La Guajira, por su valiosa participación en nuestro proyecto.

A todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron para el desarrollo y culminación del mismo.

DEDICATORIA

A Dios, por permitirme existir y proporcionarme alcanzar este logro.

Para mis padres, a quienes les debo todo lo que soy.

Para toda mi familia, amigos y compañeros, con los cuales he vivido momentos
inigualables y con quienes espero seguir compartiendo muchos más.

Nilson

DEDICATORIA

A Dios por regalarme tantas bendiciones.

A mi padre, a quien le debo todo lo que soy.

A mi madre, la guía y la luz de mi vida

A mi hermanita, mi polo a tierra y mi motivación para seguir adelante.

A Betty, quien me enseñó a soñar y a disfrutar de los pequeños detalles que le dan sabor a la vida.

A las personas que estuvieron presentes a lo largo de mi carrera, una larga lista de buenos amigos que siempre creyeron en mi, y que fueron mi soporte en los tiempos difíciles y mi compañía en los momentos de soledad. A todos y cada uno de ellos dedico este logro, porque la medida de la felicidad que se tiene al alcanzar los sueños esta en lo que los sacrificios que se hacen para conseguirlo.

Guillermo

TABLA DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE TABLAS	14
ÍNDICE DE FIGURAS	16
RESUMEN	18
INTRODUCCIÓN	20
OBJETIVOS	24
1 ENERGÍA EÓLICA	25
1.1 FUERZAS QUE MODULAN EL VIENTO	26
1.1.1 EFECTO CORIOLIS	26
1.1.2 VIENTO GEOSTRÓFICO	27
1.1.3 VIENTOS LOCALES	28
1.1.4 ALTURA	29
1.1.5 EFECTO ESTELA	30
1.1.6 VIENTO EN COLOMBIA	33
1.2 ENERGÍA DISPONIBLE EN UN AEROGENERADOR	34
1.3 POTENCIAL EÓLICO	39
1.4 ENERGÍA A GENERAR	41
2 TURBINAS EÓLICAS	46

2.1	ROTOR.....	49
2.2	CAJA DE TRANSMISIÓN Y MULTIPLICADORES.....	55
2.3	GENERADOR.....	55
2.3.1	GENERADOR DE INDUCCIÓN.....	56
2.3.2	GENERADOR SINCRÓNICO.....	56
2.4	TORRE.....	57
2.5	CONEXIONES ELÉCTRICAS Y CONTROLADORES.....	59
2.5.1	BATERÍAS.....	59
2.5.2	INVERSOR.....	62
3	CARACTERIZACIÓN DE LA RANCHERÍA SIAPANA.....	64
3.1	DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDAD DEL VIENTO.....	66
3.2	POTENCIAL EÓLICO DE SIAPANA.....	68
3.3	AFORO DE CARGA.....	71
3.3.1	HOSPITAL.....	71
3.3.2	ACUEDUCTO.....	72
3.3.3	EMISORA.....	73
3.3.4	INTERNADO.....	74
4	DISEÑO DE LA CENTRAL EÓLICA.....	75
4.1	UBICACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.....	76

4.2	SISTEMA DE TRANSMISIÓN	78
4.2.1	NIVEL DE TENSIÓN	78
4.2.2	CONDUCTOR	79
4.2.3	TRANSFORMADORES	80
4.2.4	TORRES	82
4.3	INVERSOR	83
4.4	BANCO DE BATERÍAS	85
4.4.1	CAPACIDAD DEL BANCO	85
4.4.2	DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO	86
4.4.3	CONFIGURACIÓN DEL BANCO.	87
4.5	AEROGENERADORES.....	88
4.5.1	POTENCIA DE LOS AEROGENERADORES	89
4.5.2	ENERGÍA DISPONIBLE.....	91
4.5.3	ALTURA DE LA TORRE	97
4.5.4	ORIENTACIÓN	100
4.6	REGULADOR	101
4.7	CONEXIÓN DE LOS ELEMENTOS.....	102
4.8	CASETA DE EQUIPOS	107
5	VIABILIDAD.....	110

5.1 EMISIONES DE CO ₂ EVITABLES.....	110
5.2 COSTOS.....	111
CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES	116
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	118
ANEXOS	124

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Clasificación del viento según su velocidad.	40
Tabla 2 Tamaño típico de aerogeneradores eléctricos.	50
Tabla 3 Distribución de probabilidad de velocidades medias del viento.	67
Tabla 4 Distribución de probabilidad de velocidad de viento para un año.	69
Tabla 5 Densidad de energía de la zona para un año.	70
Tabla 6 Cuadro de carga del hospital.	72
Tabla 7 Cuadro de carga del acueducto.	73
Tabla 8 Cuadro de carga de la emisora.	73
Tabla 9 Cuadro de carga del internado.	74
Tabla 10 Pérdidas en un transformador 13200 / 240-120 15 kVA.	81
Tabla 11 Características del inversor.	84
Tabla 12 Cálculo de la corriente diaria promedio a suministrar.	85
Tabla 13 Dimensionamiento del banco de baterías.	86
Tabla 14 Configuración del banco de baterías.	87
Tabla 15 Potencia y energía a suministrar con los aerogeneradores.	89
Tabla 16 Distribución de velocidades del viento a la altura del cerro.	92
Tabla 17 Pares x,y de la distribución de Weibull linealizada.	95

Tabla 18 Energía producida por cada aerogenerador.	99
Tabla 19 Emisiones evitables de CO ₂	111
Tabla 20 Costo red eléctrica	112
Tabla 21 Costo de la central	113
Tabla 22 Comparativa de costos por kWh	115

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Brisa marina causada por el viento diferencial.	29
Figura 2 Efecto estela de los aerogeneradores en un parque.	31
Figura 3 Pérdidas por efecto estela Vs separación de las turbinas.	32
Figura 4 Ley de Betz.	36
Figura 5 Potencia del viento.	37
Figura 6 Comparacion entre potencias.	39
Figura 7 Potencia entregada por el viento.	41
Figura 8 Cálculo de la energía producida por un aerogenerador.	43
Figura 9 Curva de potencia-velocidad de un aerogenerador.	47
Figura 10 Tipos de rotor.	48
Figura 11 Turbina eólica.	48
Figura 12 Disposición de un aerogenerador.	49
Figura 13 Perfil aerodinámico de un álabe de aerogenerador.	51
Figura 14 Ubicación geográfica de la ranchería Siapana.	65
Figura 15 Distribución de frecuencias de velocidad del viento.	67
Figura 16 Distribución de frecuencias anual de velocidad del viento.	70
Figura 17 Elementos del sistema de generación eólica.	75

Figura 18 Fotografía del Cerro Wuwatuy	76
Figura 19 Diagrama del sistema de potencia.....	82
Figura 20 Ubicación del cable de guarda.....	83
Figura 21 Configuración de cada banco de baterías.	88
Figura 22 Distribución de frecuencias de velocidad a la altura del cerro.	91
Figura 23 Recta de regresión para la distribución de Weibull linealizada.	94
Figura 24 Curva de potencia del aerogenerador.....	97
Figura 25 Relación entre la altura de la torre y la potencia generada.....	98
Figura 26 Relación entre la altura de la torre y la energía generada.	98
Figura 27 Rosa de vientos de Riohacha.	100
Figura 28 Orientación de los aerogeneradores.....	101
Figura 29 Conexión aerogenerador – regulador	103
Figura 30 Conexión controlador – banco de baterías/inversor.....	105
Figura 31 Conexión controlador – banco de baterías/inversor.....	106
Figura 32 Esquema de conexión del sistema de generación.....	107
Figura 33 Ubicación de los elementos en el cerro y la caseta de control.	109

RESUMEN

TÍTULO: VIABILIDAD Y DISEÑO DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN EÓLICA DE QUINCE KILOWATTS EN LA RANCHERÍA SIAPANA MUNICIPIO DE URIBIA ALTA GUAJIRA*

AUTORES: NILSON BREINER GONZÁLEZ FUENTES, GUILLERMO JOSÉ ZAPATA CERPA**

PALABRAS CLAVES: Central eólica, energía renovable, comunidad Wayüu.

DESCRIPCIÓN: Siapana se caracteriza por pertenecer a la zona no interconectada, debido a esto, la generación eléctrica se hace utilizando plantas diesel; pero a causa de la falta de vías de acceso a la población y los costos del combustible, este sistema no representa una solución real a las necesidades de la comunidad. Esta situación conlleva a la búsqueda de nuevas y mejores formas de generación eléctrica que no solo satisfagan la demanda de energía sino que también presenten un menor impacto ambiental.

Este proyecto está enfocado al uso racional y eficiente de energías no convencionales, basado en la utilización de materias primas renovables, específicamente el viento, para la generación eléctrica a nivel rural. Con su realización se establece la viabilidad y se realiza el diseño de una central eólica teniendo en cuenta las condiciones ambientales, locativas y económicas necesarias para el autoabastecimiento de la ranchería Siapana, haciendo posible el desarrollo de la comunidad Wayüu y facilitando sus condiciones de vida.

Como un primer paso se realizó una propuesta a la Gobernación del departamento de la Guajira mostrando la necesidad de un sistema de generación de energía mediante aerogeneradores aprovechando los recursos de viento que se tienen en la zona (ver ANEXO A). Este informe describe como se realizó el proceso de diseño de la central desde las primeras visitas de campo para la adquisición de información hasta el planteamiento constructivo de la misma.

* Proyecto de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director Ing. GILBERTO CARRILLO CAICEDO

SUMMARY

TITLE VIABILITY AND DESIGN OF AN OFF-GRID WIND GENERATION SYSTEM TO PRODUCE UP TO FIFTEEN KILOWATTS FOR THE RANCHERIA SIAPANA MUNICIPALITY OF URIBIA HIGH GUAJIRA*

AUTHORS: NILSON BREINER GONZÁLEZ FUENTES, GUILLERMO JOSÉ ZAPATA CERPA**

KEYWORDS: Wind Power, renewable energy, Wayuu community.

DESCRIPTION:

Siapana is a 'Ranchería' which belongs to the off grid area, due to this, the electricity is generated by using diesel power plants; but because of lack of access roads to the village y the high fuel costs, this system does not represent a real solution for the community needs. This situation entails to the search of new and better forms of electrical generation that not only satisfy the energy demand but also represent a smaller environmental impact.

This project is intended to promote the rational and efficient use of nonconventional energies, and is based on the use of renewable raw materials, specifically the wind, for the electrical generation at rural level. It settles down the viability and the design of a wind power plant is realized based on the environmental, economical and placement conditions necessities to the sustainable energy generation on the 'Ranchería Siapana', making possible the development of the Wayuu community and giving them a better way of live.

As a first approach it was realized a proposal to the Government of Guajira explaining the needing of a wind power generation system using the wind resource on the area (see Anexo A). This work describes the whole process of the power plant design from the first field visits for collecting information to the final exposition of this.

* Degree Work.

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. Electrical, Electronics and Telecomunications Engineering School. Director Ing. GILBERTO CARRILLO CAICEDO

INTRODUCCIÓN

Utilizar la energía del viento no es algo nuevo, su aprovechamiento como fuente de energía para la molienda y el regadío data del siglo VII a.c. y el esquema básico de las máquinas de aquella época ha perdurado hasta hoy [1].

La tecnología eólica ha experimentado un acelerado desarrollo y crecimiento. Actualmente se abre paso como una opción que puede llegar a competir económicamente con las tecnologías convencionales de producción energética, con la ventaja adicional de que el viento es una fuente renovable e inagotable de energía [2]. No obstante, el recurso eólico no es tan predecible como el solar o el hidráulico; depende de muchas variables como la temperatura, la altura, las variaciones estacionales, la vegetación y rugosidad del terreno, e incluso las obras civiles.

En las últimas décadas, los problemas ambientales globales y la necesidad de ampliar la canasta energética, han incentivado la exploración de nuevas alternativas de producción de electricidad, entre las cuales se destaca la tecnología para el aprovechamiento de la energía eólica. En los últimos años, la capacidad mundial de los generadores eólicos fue de 94,1 GigaWatts, equivalente al 1% del consumo de electricidad mundial. Esta representa alrededor del 19% de la producción eléctrica en Dinamarca, 9% en España y Portugal y un 6% en Alemania e Irlanda³.

Aunque en otros lugares la utilización de energía eólica es ya una alternativa para suplir parte de las necesidades energéticas, en Colombia solo existe el proyecto

³ Datos del 2007. Tomado de Wikipedia, última visita: junio de 2010.

experimental Jepirachi de EE.PP.MM. para, según este organismo, “*conocer y aprender sobre una energía limpia y renovable como la eólica, siempre y cuando los resultados de las evaluaciones demuestren su viabilidad económica, técnica y ambiental, y sea acogida por el sector eléctrico colombiano*”⁴, es decir, actualmente no hay un proyecto real de aplicación de la tecnología eólica.

Las rancherías del Departamento de la Guajira registradas ante el Ministerio del Interior, no cuentan con el servicio de energía eléctrica. Esto se debe a su aislamiento y difícil acceso. No obstante, como alternativa de solución para estas comunidades indígenas (Wayüu), se considera necesario proponer la instalación de aerogeneradores con el fin de suplir sus necesidades energéticas.

La Guajira es un departamento que cuenta con generosos recursos en viento y radiación solar. Las intensidades de viento son superiores o iguales a 5 m/s en promedio entre las 9:00 am y las 5:00 pm a lo largo del año. Los valores medios pueden alcanzar intensidades cercanas a los 7 m/s entre enero y agosto [3], mejorando las condiciones para la generación de energía eléctrica. Por ser un área no interconectada, la ranchería Siapana en el municipio de Uribía en la alta Guajira es un lugar idóneo para la autogeneración eólica.

La utilización de energía eólica tiene beneficios tributarios como exenciones de impuesto de renta a la venta y exenciones en impuestos de importación, también cuenta con apoyo en la investigación por parte de Colciencias y el ICETEX y líneas de crédito para proyectos que utilicen tecnologías eficientes⁵ [4].

⁴ Tomado de la web del proyecto Jepirachi. Última visita: 20 de Julio de 2010. Disponible en: http://www.eppm.com/epm/institucional/energia/infra_infra_genera_enoper_parquejepi.html?id=2

⁵ Para mayor información acerca de las políticas colombianas para incentivar los proyectos con fuentes no convencionales de energía remítase al anexo G

Por medio de la instalación de una central eólica se logrará mejorar las condiciones de vida de 2 729 habitantes de la Ranchería Siapana. Al restablecer el suministro de fluido eléctrico a la bomba de agua se recupera el servicio de acueducto, fundamental para satisfacer las necesidades de sanidad. Energizar la sala de informática incentiva el desarrollo académico de sus estudiantes y el suministro a la emisora comunal servirá para restablecer los lazos culturales. Por otro lado, al proporcionar energía eléctrica al hospital de la ranchería será posible almacenar medicamentos, vacunas, y permitirá operar equipos médicos. Con lo cual se mejorarán las condiciones físicas y mentales de los habitantes, se evitará la proliferación de epidemias y enfermedades, y se reducirá la tasa de mortalidad por falta de atención médica adecuada.

En este proyecto se pretende promover la energía eólica como una alternativa real, limpia y económica para suplir parte de las necesidades energéticas de las zonas no interconectadas, mas específicamente en la población indígena de Siapana en la alta Guajira, donde por su ubicación geográfica y por la falta de vías de acceso se dificulta enormemente la generación a través de combustibles fósiles u otras fuentes convencionales de energía.

En este trabajo en particular se realiza el diseño de la central eólica a partir de las necesidades de la población, se prepara el proyecto de planeación para la financiación a través de mecanismos de desarrollo limpio (MDL) y fondos FAZNI y se diseña un sistema de transmisión para llevar la energía desde los generadores hasta la motobomba y la ranchería.

El contenido de este libro está organizado en cuatro capítulos y siete anexos: en el primer capítulo se presenta la teoría general de la energía del viento y se hace una breve descripción de los factores que influyen en el viento en Colombia. En el segundo capítulo se describe el funcionamiento de los elementos que conforman un generador eólico. En el tercer capítulo se hace una breve descripción del lugar donde se ubicará la central, se presenta un aforo de cargas con el cual se

determinan las necesidades energéticas de la población y se analiza la información anemográfica indicando el potencial eólico de la zona. En el cuarto capítulo se presenta el diseño de la central y la línea de transmisión, identificando cada uno de los elementos seleccionados, el diagrama de conexiones y una breve descripción de la obra civil. En el último capítulo, se presentan las conclusiones. De forma adicional, el Anexo A contiene la presentación del proyecto entregada a la gobernación de la Guajira, el Anexo B contiene las tablas de información anemográfica obtenidos del IDEAM y una grafica con las velocidades vectoriales promedio a lo largo de un año; en el Anexo C se presentan los resultados arrojados por el software WindCad con las potencias diaria, mensual y anual producidas por un aerogenerador de 7,5 kW con base en las características del viento en el lugar del emplazamiento; en el Anexo D se muestran una tabla con las recomendaciones de dimensionamiento de los conductores para el aerogenerador, en el Anexo F se expone una breve descripción de las propuestas para financiación a través del fondo FAZNI y en el sexto anexo se resumen algunas de las políticas colombianas para incentivar proyectos con fuentes no convencionales de energía.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Estudiar la viabilidad y realizar el diseño de una central eólica con el fin de suplir a zonas comunes de la ranchería Siapana en cuanto a energía eléctrica.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el diseño de la central eólica a partir de las necesidades de la población.
- Realizar el proyecto de planeación para la financiación a través de mecanismos de desarrollo limpio (MDL) y fondos FAZNI.
- Diseñar un sistema de transmisión para llevar la energía desde los generadores hasta la motobomba y la ranchería.

1 ENERGÍA EÓLICA

Energía eólica es la energía cinética de las corrientes de aire, que puede ser transformada en otras formas útiles para las actividades humanas. [5]

La energía eólica es un recurso abundante, renovable y limpio, su aprovechamiento para generación eléctrica ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero; este tipo de aplicación se perfila como una alternativa viable para el reemplazo de plantas a base de combustible fósil, lo que la convierte en energía verde.

La energía eólica tiene muchas ventajas que la hacen una fuente de energía atractiva tanto a gran escala como a escala menor. Las características beneficiosas de la energía eólica incluyen:

Energía limpia e inagotable: La energía del viento no produce ninguna emisión y no se agota en un cierto plazo. Una sola turbina de viento de un megavatio (1 MW) que funciona durante un año puede reemplazar la emisión de más de 1 500 toneladas de dióxido de carbono, 6,5 toneladas de dióxido de azufre⁶, 3,2 toneladas de óxidos del nitrógeno y 60 libras de mercurio⁷.

Tecnología modular y escalable: las aplicaciones eólicas pueden tomar muchas formas, incluyendo grandes granjas de viento, generación distribuida y sistemas para uso final.

⁶ El dióxido de azufre (SO₂) se oxida y forma ácido sulfúrico, H₂SO₄, un componente de la llamada lluvia ácida nociva para los seres vivos.

⁷ Los gases controlados por el Protocolo de Kyoto son el dióxido de carbono (CO₂), óxido nitroso (N₂O), metano (CH₄), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆).

Estabilidad del costo de la energía: La utilización de energía eólica, permite amortiguar la volatilidad de los precios manteniendo unos valores más favorables.

Reducción de la dependencia de combustibles fósiles: reduce la dependencia de los combustibles no renovables [6].

1.1 FUERZAS QUE MODULAN EL VIENTO

La diferencia de radiación solar que incide sobre diferentes regiones de la tierra, produce un calentamiento irregular a lo largo del globo. Este calentamiento irregular crea una diferencia de temperatura, que a su vez, produce diferencia de Presión.

A causa de esta diferencia de presión existente en la atmósfera, tanto en el sentido vertical como horizontal, una partícula de aire está sometida a una fuerza que trata de moverla desde un sitio de alta presión a un sitio de baja presión. Tales movimientos son influenciados por la fricción, por una fuerza que proviene de la rotación de la Tierra y por la fuerza de gravedad; que afecta los movimientos verticales.

En este apartado se explican algunos de los factores que modulan la dirección y velocidad del viento.

1.1.1 EFECTO CORIOLIS

El efecto Coriolis es la fuerza producida por la rotación de un cuerpo (Por ejemplo la Tierra), si un objeto está moviéndose en línea recta en un sistema de rotación coordinado, el objeto no se desvía pero aparenta hacerlo debido al movimiento de la superficie bajo él. La fuerza de Coriolis tiende a desviar la trayectoria de los

objetos que se desplazan sobre la superficie terrestre y su magnitud es proporcional a la latitud del lugar, siendo cero en el Ecuador y máximo en los polos.

La fuerza de Coriolis afecta los patrones meteorológicos debido a que curva la dirección inicial de los vientos que se mueven entre dos puntos de alta y baja presión, desviándolos, en el hemisferio norte hacia la derecha de su dirección de avance y en el hemisferio sur, hacia la izquierda. Si la Tierra fuese inmóvil esta trayectoria sería en línea recta [8].

1.1.2 VIENTO GEOSTRÓFICO

Es un viento que resulta del balance entre las fuerzas de Coriolis y del Gradiente de Presión. Una parcela de aire inicialmente quieta se moverá de la presión alta hacia la baja a causa de la fuerza del gradiente de presión. Sin embargo, cuando esa parcela de aire comienza a moverse, se desvía por la fuerza de Coriolis (a la derecha en el hemisferio norte y a la izquierda en el hemisferio sur).

Cuando el viento gana velocidad, la desviación del aire aumenta hasta que la fuerza de Coriolis iguale la fuerza del gradiente de presión. En ese momento el viento estará soplando en forma paralela a las isobaras⁸. Cuando eso sucede, el viento se denomina geostrófico. Los vientos en la naturaleza raramente son geostróficos, pero con una buena aproximación, en la troposfera superior se acercan bastante a esa condición. Se consideran geostróficos sólo cuando las isobaras son rectas y no hay ninguna otra fuerza actuando [3].

⁸ Una isobara o isóbara es una línea de igual o constante presión en un gráfico, trazado o mapa. Salvo posibles casos especiales, las isobaras se refieren exclusivamente a líneas que unen en un mapa los puntos de igual presión atmosférica.

1.1.3 VIENTOS LOCALES

Aunque los vientos globales son importantes para determinar cuales son los vientos que dominan en un área determinada, las condiciones climáticas locales también influyen en los patrones de viento, es decir, la dirección del viento es influenciada por la suma de los efectos global y local.

Entre los vientos locales se destacan los que surgen en las inmediaciones de las áreas costeras y las marítimas cercanas, y también las que se registran en sectores con topografías que contrastan entre formaciones de valles y montañas.

Brisas marinas: Durante el día la tierra se calienta más rápidamente que el mar por efecto del sol, ya que el agua posee mayor inercia térmica. Este contraste da lugar a una variación de la presión, la que a su vez ocasiona una circulación de aire en forma de brisa que se dirige del agua hacia la playa. Esto es lo que se llama brisa marina. Durante la noche los vientos soplan en sentido contrario, lo que se conoce también como brisa de tierra. Normalmente durante la noche la brisa terrestre tiene velocidades inferiores, debido a que la diferencia de temperaturas entre la tierra y el mar es menor que en el día. Las brisas marina y terrestre tienen mayor incidencia en la zona tropical, debido a que en latitudes mayores, el fenómeno no se presenta en forma tan pura, pues allí estas brisas suelen perderse dentro de la circulación general, dominada por otros vientos más fuertes.

El conocido monzón del sureste asiático es en realidad una forma a gran escala de la brisa (marina y terrestre) variando su dirección según la estación [7].

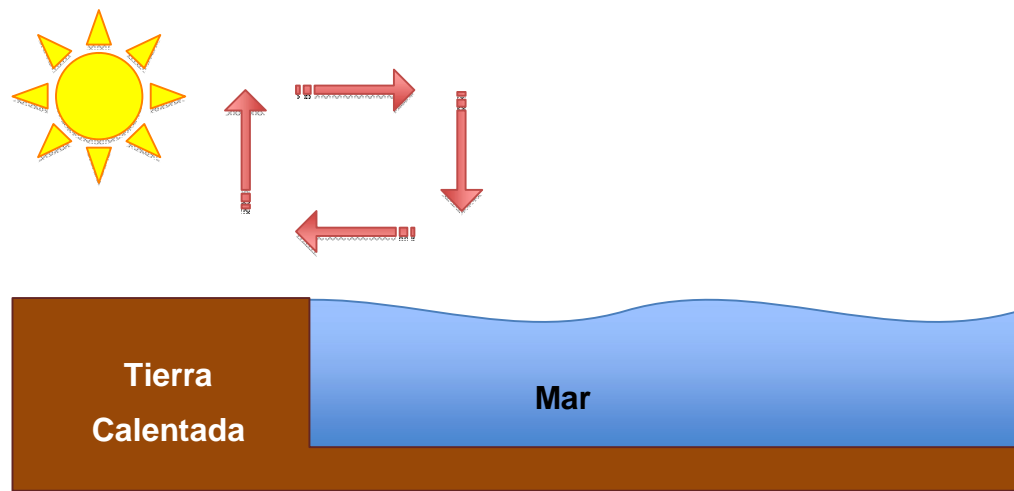


Figura 1 Brisa marina causada por el viento diferencial.

Fuente: Autores

Brisa Valle-Montaña: Cuando las laderas y el aire próximo a ellas están calientes, la densidad del aire disminuye y el aire asciende hasta la cima siguiendo la superficie de la ladera. Durante la noche, la dirección del viento se invierte, convirtiéndose en un viento que fluye ladera abajo. Si el fondo del valle está inclinado, el aire puede ascender y descender por el valle. Este efecto es conocido como viento de cañón [7].

1.1.4 ALTURA

La superficie terrestre ejerce una fuerza de rozamiento que se opone al movimiento del aire, retarda el flujo y por ende, disminuye la velocidad del viento. Este efecto retardatorio de la velocidad del viento decrece a medida que se incrementa la altura sobre la superficie del terreno y los obstáculos que se encuentren en su recorrido. Así pues, a mayor altura sobre la superficie, mayor velocidad de viento se podrá experimentar.

Un modelo sencillo para calcular el incremento en la velocidad con respecto a la altura, es expresada en la ecuación 1.

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^a \quad (\text{Ec 1})$$

donde: v_1 = Velocidad del viento a la altura h_1

v_2 = Velocidad del viento a la altura h_2

a es un parámetro que depende de la topografía del terreno y de las condiciones meteorológicas.

En caso de no existir información medida del perfil de velocidades, para una buena aproximación en terreno plano, libre de obstáculos se puede utilizar el parámetro a equivalente a 0,14 (1/7) [9].

1.1.5 EFECTO ESTELA

Un aerogenerador siempre va a crear una distorsión en el viento que incide sobre el. De hecho, habrá una estela tras la turbina, es decir, una larga cola de viento bastante turbulenta y ralentizada, si se compara con el viento que llega a esta, Esto es conocido como efecto de estela, Por lo tanto, la distribución de los aerogeneradores en una central eólica (figura 2) es un aspecto muy relevante en cuanto a la economía y confiabilidad del proyecto. Por una parte, si las distancias entre aerogeneradores no son las adecuadas, los efectos de estela tienden a reducir significativamente la cantidad de energía producible. Así mismo, la turbulencia que inducen los rotores en la estela puede incrementar las cargas dinámicas en las máquinas que están detrás, y con ello, reducir su vida útil o aumentar la probabilidad de fallas [41]. Por otra parte, si los aerogeneradores se separan demasiado, los costos de otros elementos de la planta (interconexión

eléctrica, líneas de comunicación de datos) se hacen mayores y también se incrementa el costo del terreno. Además, se desaprovecha parte del recurso eólico disponible en el área.

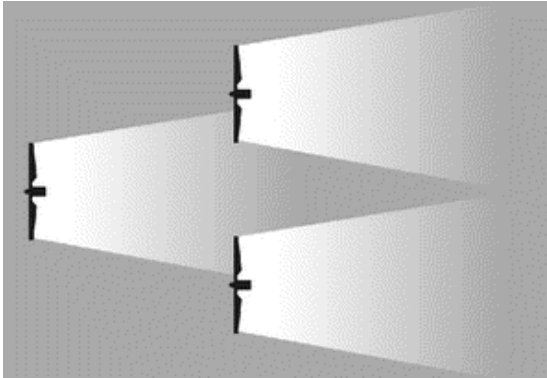


Figura 2 Efecto estela de los aerogeneradores en un parque.

Fuente: Cubasolar [20].

La figura 3 muestra los resultados teóricos de un estudio [36] para 36 aerogeneradores ubicados en los nodos de una malla de 6x6 turbinas, espaciadas 10 veces el diámetro de la turbina en la dirección del viento dominante y a diferentes separaciones en la dirección perpendicular. En este estudio, los autores asumen una separación de 10 diámetros en la dirección del viento dominante en función de que estudios previos indicaron que los efectos de estela dejan de ser significativos a distancias de 10 a 12 diámetros viento abajo. El estudio está enfocado a estimar las pérdidas de energía variando la separación de los aerogeneradores en la dirección perpendicular al viento dominante.

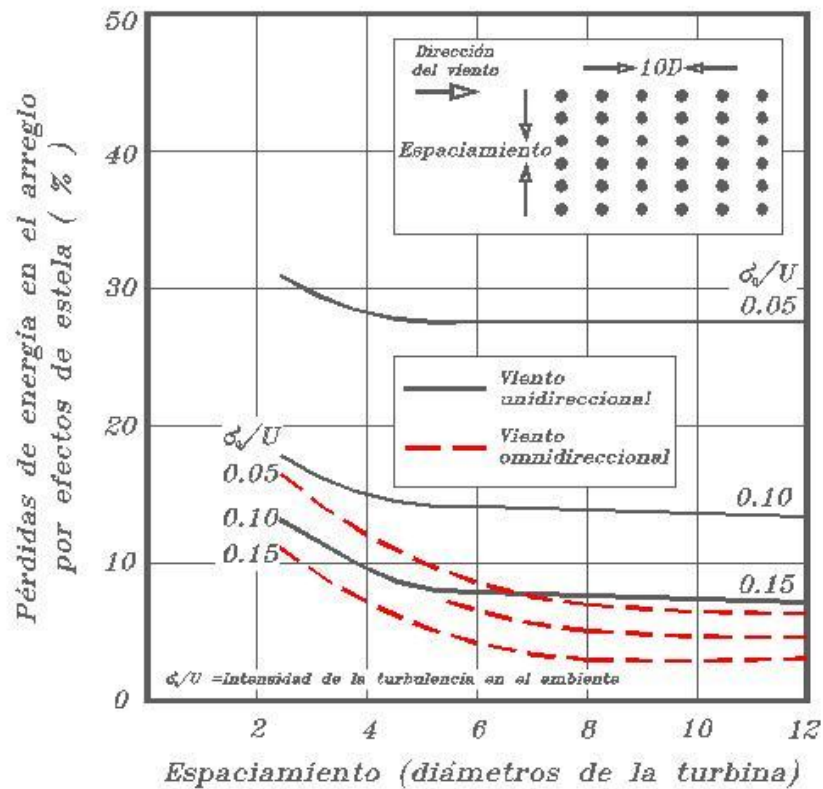


Figura 3 Pérdidas por efecto estela Vs separación de las turbinas.

Fuente: Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloelectrica [37].

En los resultados gráficos se observa que para un factor de turbulencia de 0,15 (típica) y vientos de tipo unidireccional; una separación de 5 diámetros en la dirección perpendicular al viento dominante prácticamente minimiza las pérdidas de energía en el arreglo por efectos de estela. Sin embargo, también se observa que a medida que la intensidad de la turbulencia en el ambiente es mayor, las pérdidas también se reducen. Esto sugiere una posible conveniencia de acercar más los aerogeneradores para tomar ventaja de un mayor contenido energético en el flujo eólico sobre el área de la central. Pero, es aquí donde las consideraciones sobre las cargas dinámicas a las que se sujetarían las turbinas deben tomar una prioridad alta.

Además de acelerar la fatiga normal, un nivel alto de turbulencia incrementa la probabilidad de fallas catastróficas debido a ráfagas de viento muy intensas.

El ejemplo anterior sólo ilustra en su concepto más simple la complejidad en el tema (terrenos planos), ya que para terrenos complejos el problema adquiere dimensiones mayores.

En la práctica, el diseño de centrales eólicas en terrenos planos sin obstáculos se simplifica mediante indicadores generados de los estudios de efectos de estela. Algunos diseñadores optan por una distribución reticular separando los aerogeneradores entre 3 y 5 diámetros en la línea perpendicular a la dirección del viento dominante, y entre 5 y 10 diámetros en la dirección del viento dominante. Por supuesto, esto también depende de la contribución energética que puedan ofrecer los vientos no dominantes en un sitio específico.

1.1.6 VIENTO EN COLOMBIA

En Colombia, por estar en las proximidades del Ecuador, la fuerza de Coriolis, se hace muy pequeña, y por ello los vientos están influenciados fuertemente por las condiciones locales, por el rozamiento proporcionado por la cordillera de Los Andes y por los mares.

Las diferencias pueden explicarse con base en el desplazamiento de la Zona de Confluencia Intertropical⁹ (ZCIT) a lo largo del año. En la zona de encuentro de los vientos alisios, el desplazamiento del aire se hace más lento; mientras que a mayores distancias el movimiento se hace más veloz. De esa forma, en julio y

⁹ La Zona de Confluencia Intertropical (Lessman & Eslava, 1985) es una zona de la atmósfera en la que confluyen dos masas de aire con baja presión relativa, se sitúa aproximadamente paralela al Ecuador y está ubicada entre dos núcleos de alta presión atmosférica.

agosto cuando la ZCIT se encuentra en su posición extrema al norte del país, los vientos en buena parte en esos sectores tendrán menores velocidades que en otras épocas del año. Esto explica el por qué que en gran parte de la región Atlántica los vientos se intensifican durante los primeros meses del año, cuando la ZCIT se encuentra justamente al sur del país. Por el contrario, entre julio y agosto, en muchos lugares más al sur, los vientos se aceleran, especialmente al oriente de la región Andina, donde las condiciones fisiográficas contribuyen a que los vientos sean más sostenidos y de mayor intensidad [9].

1.2 ENERGÍA DISPONIBLE EN UN AEROGENERADOR

La energía eólica es aprovechada por un rotor que gira a medida que pasa viento por éste. La potencia del viento depende principalmente de 3 factores [7]:

ρ : Densidad del viento.

A: Área por donde pasa el viento.

v: Velocidad del viento.

Teniendo en cuenta que *Masa = densidad * Volumen*, se puede expresar la masa de una parcela de aire como en la ecuación 2.

$$m = \rho * (A * x) \text{ (Ec 2)}$$

Habiendo calculado la masa, se puede obtener el flujo másico del viento¹⁰ con la ecuación 3:

¹⁰ El flujo másico de un fluido se define como la cantidad de masa que fluye por unidad de tiempo.

$$\frac{dm}{dt} = \rho * A * \frac{dx}{dt} \quad (\text{Ec 3})$$

Que reescribiéndose en términos de la velocidad del viento queda como en la ecuación 4.

$$\dot{m} = \rho * A * v \quad (\text{Ec 4})$$

Ahora, la energía cinética del viento se calcula como:

$$E_k = \frac{1}{2} m * v^2 \quad (\text{Ec 5})$$

Sabiendo que la potencia es igual a la energía por unidad de tiempo se obtiene la ecuación 6:

$$P = \frac{dE_k}{dt} = \frac{1}{2} \dot{m} * v^2 \quad (\text{Ec 6})$$

Reemplazando la ecuación 4 en la 6 se obtiene la potencia del viento:

$$P = \frac{1}{2} \rho * A * v^3 \quad (\text{Ec 7})$$

Para calcular la potencia que una masa de aire en movimiento puede entregar a los álabes de un aerogenerador, se calcula en primer lugar la energía cinética del viento antes y después de encontrarse con las aspas. La diferencia entre estas será la que se transfiere mecánicamente a los álabes del aerogenerador [10].

Para empezar se asume lo siguiente:

- El rotor es ideal, es decir, no genera pérdidas, tiene un número infinito de aspas y masa despreciable.
- El flujo de aire es perpendicular a las aspas de aerogenerador.
- El fluido es incompresible, es decir, la densidad permanece constante.
- No hay transferencia de calor entre el fluido y el rotor o viceversa.

Si el viento entra a los álabes del aerogenerador en forma de un cilindro de corriente con velocidad v_1 y sale con una velocidad v_2 como se ilustra en la figura 4, la energía cinética del viento a la entrada y a la salida del aerogenerador sería:

$$E_{kentra} = \frac{1}{2} m * v_1^2 \text{ (Ec 8)}$$

$$E_{ksale} = \frac{1}{2} m * v_2^2 \text{ (Ec 9)}$$

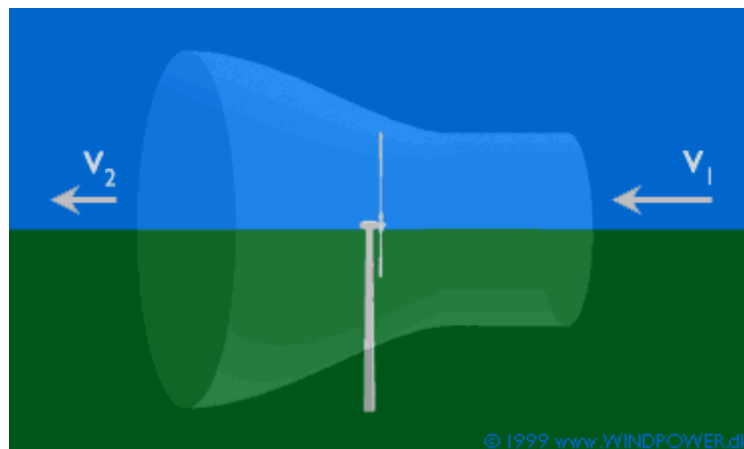


Figura 4 Ley de Betz.

Fuente: Windpower [7].

Entonces, por la ley de la conservación de la energía, la energía que es transmitida a los alabes es igual a:

$$\Delta E_k = \frac{1}{2} \dot{m} * (v_1^2 - v_2^2) \text{ (Ec 10)}$$

El flujo másico promedio a partir de la velocidad promedio del viento ($\frac{v_1 + v_2}{2}$) como se presenta en la ecuación 11.

$$\dot{m} = \rho * A * \left(\frac{v_1 + v_2}{2} \right) \text{ (Ec 11)}$$

Y reemplazando las ecuaciones 10 y 11 en la ecuación 6 se obtiene la potencia que se va por el rotor en la ecuación 12:

$$P_{rotor} = \frac{\rho}{4} (v_2^2 - v_1^2) (v_1 + v_2) A \quad (\text{Ec 12})$$

La potencia que lleva el viento antes de llegar al rotor viene dada por:

$$P_o = \frac{1}{2} v_1^3 A \quad (\text{Ec 10})$$

Ahora si se compara la potencia que se transmite al rotor con la potencia del viento antes de llegar a este se obtiene una curva como la de la figura 5:

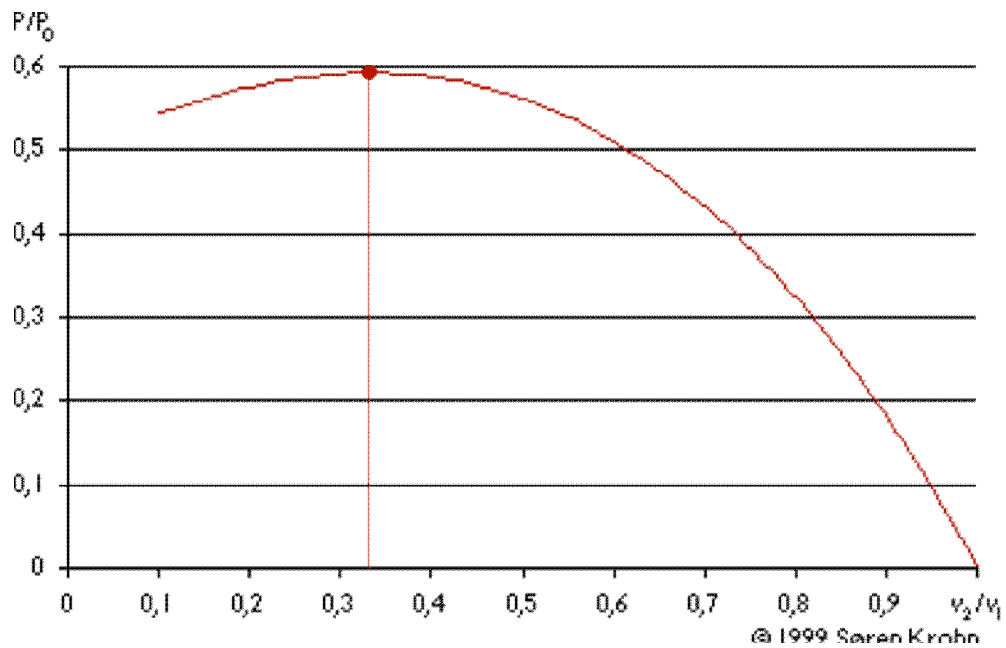


Figura 5 Potencia del viento.

Fuente: Soren Krohn [7].

Como se observa, el punto máximo de la relación entre P y P_o se encuentra en $16/27$, es decir la máxima potencia que se puede extraer del viento es $16/27$ (0,593) veces la potencia de entrada [10]. Este es el coeficiente de Betz (también conocido como ley de Betz), que ninguna máquina eólica, por muy sofisticada que sea, puede superar.

La ley de Betz [31] proporciona el límite superior de las posibilidades de un aerogenerador, pero no tiene en cuenta una serie de factores como:

- La resistencia aerodinámica de las palas.
- La pérdida de energía por la estela generada en la rotación.
- La compresibilidad del fluido.
- La interferencia de las palas.

El rendimiento práctico depende del tipo de rotor, y se obtiene multiplicando la expresión anterior de la potencia máxima teórica por un coeficiente del rendimiento teórico que comprende los factores anteriores, y que está entre 0,30 - 0,80. Además hay que tener en cuenta el rendimiento de todos los mecanismos que componen el aerogenerador [11].

La figura 6 muestra las potencias del viento. La potencia extraída por el rotor y la potencia transformada a electricidad. La extraída por el rotor está limitada por la ley de Betz y la transformada a electricidad está limitada por la eficiencia del generador. Como la potencia entregada dada por el generador eólico depende de la velocidad del viento la eficiencia va a depender también de la velocidad del viento [7].

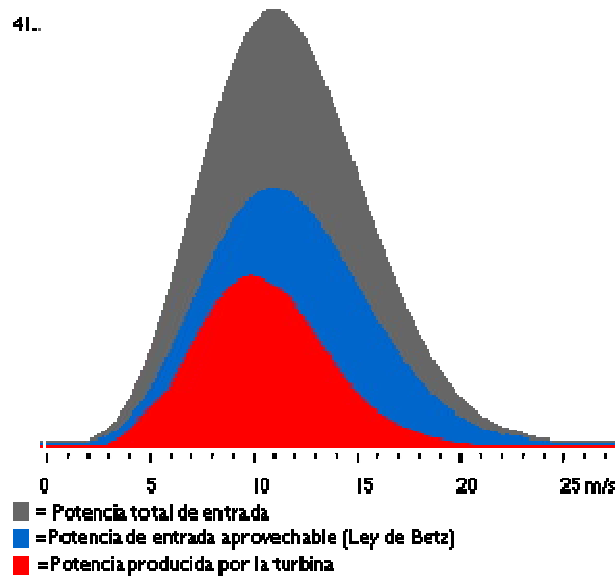


Figura 6 Comparacion entre potencias.

Fuente: Windpower [7].

1.3 POTENCIAL EÓLICO

La cantidad de energía (mecánica o eléctrica) que pueda generar una turbina eólica depende mucho de las características del viento vigentes en el sitio de instalación. Por esta razón, es necesario un estudio técnico detallado de las características del viento en la zona antes de avanzar en un proyecto de cualquier magnitud. Utilizando herramientas y procedimientos de medida se obtiene el patrón diario de velocidad, que muestra si el viento obedece a gradientes locales de temperatura del ciclo día-noche o a procesos termodinámicos de más baja frecuencia, como el movimiento de las masas continentales y oceánicas. Un histograma mensual de velocidad describe la forma en la que se disipa la energía a través del viento dentro de un sistema climático-geográfico definido. Estas mediciones se deben llevar a cabo por periodos relativamente largos, y de ser posible, a la altura a la que se instalaría el generador eólico.

La cuantificación del potencial energético de un lugar dado, se indica en términos de energía disponible, la cual puede ser traducida a valores de velocidad media con sus respectivas reservas. El término más adecuado es el que se da en kW/m² como un dato de densidad de potencia¹¹, o kWh/m² como un dato de densidad de energía [12].

En la tabla 1 se expone la clasificación de la velocidad y densidad de potencia del viento, que va de la clase 1 (la más baja) a la clase 7 (la más alta) [13].

Clase	a 30 m de altura		a 50 m de altura	
	Velocidad del viento m/s	Potencia del viento W/m ²	Velocidad del viento m/s	Potencia del viento W/m ²
1	0-5,1	0-160	0-5,6	0-200
2	5,1-5,9	160-240	5,6-6,4	200-300
3	5,9-6,5	240-320	6,4-7,0	300-400
4	6,5-7,0	320-400	7,0-7,5	400-500
5	7,0-7,4	400-480	7,5-8,0	500-600
6	7,4-8,2	480-640	8,0-8,8	600-800
7	8,2-11,0	640-1600	8,8-11,9	800-2000

Tabla 1 Clasificación del viento según su velocidad.

Fuente: Turbinas eólicas [13].

¹¹ Potencia disponible en un área de 1 m²

1.4 ENERGÍA A GENERAR

Aunque el cálculo de la potencia eólica ilustra algunas características importantes, una estimación anual de la energía generada (kWh/año) es la mejor forma de determinar si una turbina eólica y su torre en particular, generarán la cantidad de energía deseada [16]. Para ello se debe considerar que existen unos valores de corte máximo y mínimo para la velocidad del viento por encima o por debajo de los cuales la hélice no funciona (normalmente son 3 y 25 m/s respectivamente). También hay que tener en cuenta que el viento tiene cambios continuos de velocidad y magnitud, pero si se toma una serie de intervalos de velocidad del viento a lo largo del año, éste habrá estado soplando un determinado número de horas con velocidades comprendidas en ese intervalo. Esto es lo que se llama una distribución del viento [11]. Algunos modelos han determinado que la velocidad del viento es una variable cuya distribución se ejemplifica en la figura 7 [5].

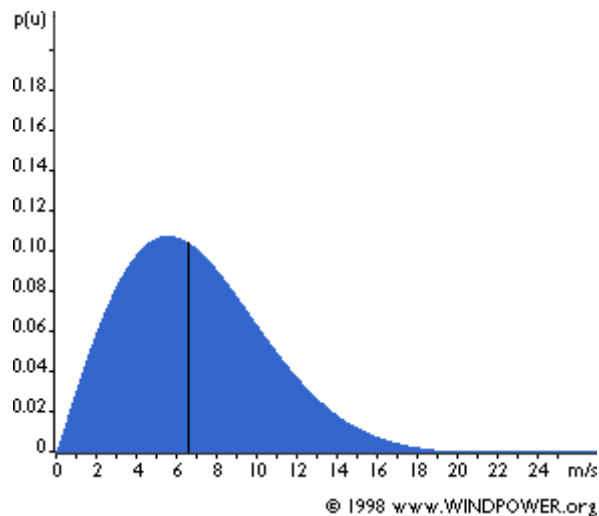


Figura 7 Potencia entregada por el viento.

Fuente: windpower [7].

El área bajo la curva siempre tiene un valor igual a 1 (probabilidad de que el viento sople a cualquier velocidad). Esta distribución es llamada distribución Weibull [7].

Entonces, para cada intervalo de velocidad del viento se calcula su potencia; y con el tiempo durante el cual soplará con esa velocidad, se calcula también la energía generada. Para realizar el cálculo se supondrá que las hélices del generador eólico se orientan con respecto al viento para recibirlo de cara en todo momento [11].

El “Manual de aplicación de energía eólica” [9] publicado por el Ministerio colombiano de minas y energía describe un método práctico para determinar la energía anual producida por un generador eólico. A continuación se resume el procedimiento:

Se determina la distribución de frecuencias del viento, esto consiste en clasificar los datos medidos del viento en intervalos de 1 m/s,

Luego se elige un aerogenerador comercial, y con la información de distribución del viento y la curva de potencia de dicho aerogenerador¹², estimar la producción de energía multiplicando el nivel de potencia por el número de horas de viento en cada intervalo de velocidad; como se ilustra en la figura 8. La energía total producida será la suma de las energías de cada intervalo.

En caso de no disponer de un generador específico se ajusta el régimen de vientos a una distribución de probabilidad de Weibull y se modela el comportamiento del generador de forma adimensional dividiendo su función de potencia por la velocidad promedio (\bar{v}) de la zona [9].

¹² Este tipo de curvas se utilizan como dato de entrada para estimar la energía eléctrica que un aerogenerador específico producirá al operar bajo un régimen de viento dado,

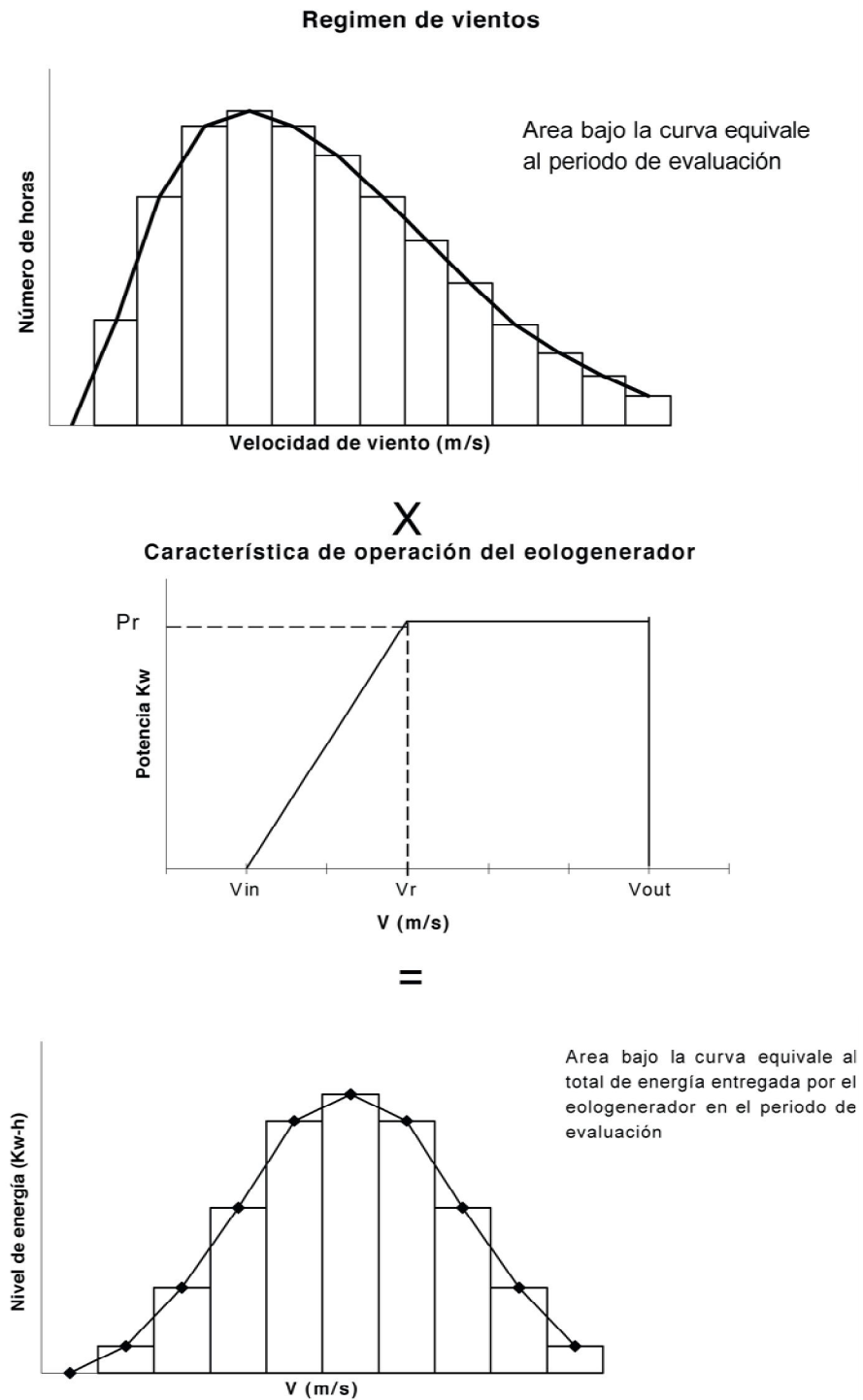


Figura 8 Cálculo de la energía producida por un aerogenerador
Fuente: Manual de aplicación de la energía eólica [9].

Se define la variable x adimensional como $x = v/\bar{v}$.

Se ajusta el régimen de vientos utilizando la función de distribución de Weibull¹³ de la ecuación 13:

$$f(x) = \frac{k}{c} * \left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{x}{c}\right)^k} \quad (\text{Ec 13})$$

Donde k es el factor de forma de Weibull y c es el factor de escala de Weibull. Ambos se pueden obtener por métodos estadísticos.

La curva de potencia de una turbina eólica se puede aproximar a [9]:

$$P(x) = \begin{cases} P_r * \left\{ \frac{x - x_{in}}{x_r - x_{in}} \right\}^3, & x_{in} < x < x_r \\ P_r, & x_r < x < x_{out} \end{cases} \quad (\text{Ec 14})$$

Donde P_r es la potencia nominal de la turbina, y x_{in} y x_{out} corresponden a sus velocidades de arranque y corte respectivamente.

Finalmente, la energía generada en un periodo T se calcula con la ecuación 15

$$E = T * \int_{x_{in}}^{x_r} P(x) * f(x) * dx + T * P_r * \int_{x_r}^{x_{out}} f(x) * dx \quad (\text{Ec 15})$$

Para el cálculo de la generación eólica se debe considerar una corrección por la variación de la densidad del aire en función de la altura. Con base en la norma IEC-61400-12 (IEC,1998) de la Comisión Electrotécnica Internacional, para aquellos aerogeneradores que mediante las propiedades aerodinámicas de las

¹³ Weibull, W. (1951), «A statistical distribution function of wide applicability», J. Appl. Mech.-Trans. ASME 18 (3): 293–297

aspas limitan el torque producido a altas velocidades, la corrección de la curva de potencia se debe hacer de acuerdo con la ecuación:

$$P_c = P_n * \frac{\rho}{\rho_{ref}} \quad (\text{Ec 16})$$

donde P_c es la potencia corregida en función de la densidad atmosférica y P_n es la curva de potencia del aerogenerador. ρ_{ref} es la densidad de referencia del aire (comúnmente 1,225 kg/m³) y ρ es la densidad del aire de la zona.

Para aquellos aerogeneradores con control de ángulo de ataque (pitch regulation), que son aquellos que reducen el ángulo de incidencia del viento para evitar daños al mismo cuando se presentan grandes velocidades de viento, se debe aplicar la corrección de acuerdo con la expresión:

$$v_c = \frac{v_n}{\left(\frac{\rho}{\rho_{ref}}\right)^{1/3}} \quad (\text{Ec 17})$$

donde v es la velocidad corregida y v_n es la velocidad a la densidad de referencia.

Para el cálculo de la densidad del aire en función de la altura y la temperatura promedio se utiliza la ecuación 18.

$$\rho = 1,225 * e^{\left[\left(\frac{h}{8435}\right) - \left(\frac{T-15}{288}\right)\right]} \quad (\text{Ec 18})$$

donde h es la altura del sitio en metros sobre el nivel del mar y T es la temperatura promedio en grados Celsius.

2 TURBINAS EÓLICAS

Una turbina eólica es un dispositivo mecánico que se encarga de aprovechar la energía contenida en el viento y transformarla en eléctrica. Una turbina obtiene su potencia de entrada convirtiendo la energía cinética del viento que actúa sobre las palas o hélices de su rotor en un par (fuerza de giro). Luego, los generadores de la turbina, convierten ésta energía mecánica en electricidad, que puede ser almacenada en baterías, o utilizarse directamente [13].

Para cada turbina eólica, la relación entre la velocidad del viento y la potencia generada se define por la llamada curva P-V, o curva potencia-velocidad. La curva PV muestra claramente la ley cúbica entre la velocidad del viento y la potencia generada. La mayoría de los aerogeneradores comienzan la generación de energía a los 2 o 3 m/s, y la potencia nominal se alcanza a los 12 o 13 m/s de velocidad del viento. La velocidad del viento nominal es la más baja de las velocidades del viento a las que el aerogenerador produce la potencia nominal o la potencia máxima. Por encima de la velocidad del viento nominal, la potencia no puede aumentar con la velocidad del viento debido al funcionamiento de los mecanismos de control de potencia de la turbina eólica.

Existen dos configuraciones básicas de turbinas eólicas, las de eje horizontal, cuyo principio de funcionamiento es el principio de sustentación de un cuerpo aerodinámico, y las de eje vertical, que utilizan la fuerza de arrastre del viento para la extracción de energía [9]. La mayoría de los micro-generadores comerciales son de eje horizontal con rotor a barlovento respecto a la torre (el viento encuentra primero las palas y luego el soporte) y conicidad nula (el plano de rotación de las palas forma una línea paralela ideal con la horizontal).

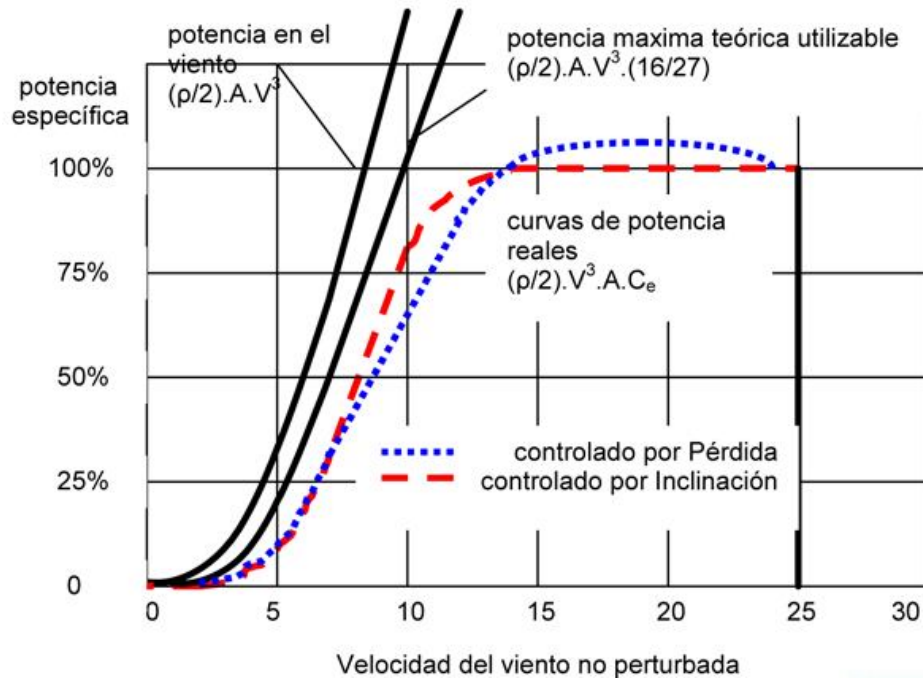


Figura 9 Curva de potencia-velocidad de un aerogenerador.

Fuente: KEMA, Energía Eólica.

Las opciones en cuanto al número de palas de las turbinas eólicas son: monopala, bipala, tripala, multipala (figura 10). El aumento del número de palas disminuye la velocidad de rotación y encarece el precio de las turbinas. Excluyendo la monopala y la multipala que tienen aplicaciones especiales, el mercado se ha concentrado en la bipala y en la tripala, orientándose sobre todo hacia esta última configuración, ya que está se caracteriza por una mayor duración del motor, la energía producida es ligeramente superior, y son visualmente menos agresivas, gracias a que tienen una configuración más simétrica y una velocidad de rotación relativamente baja [14].

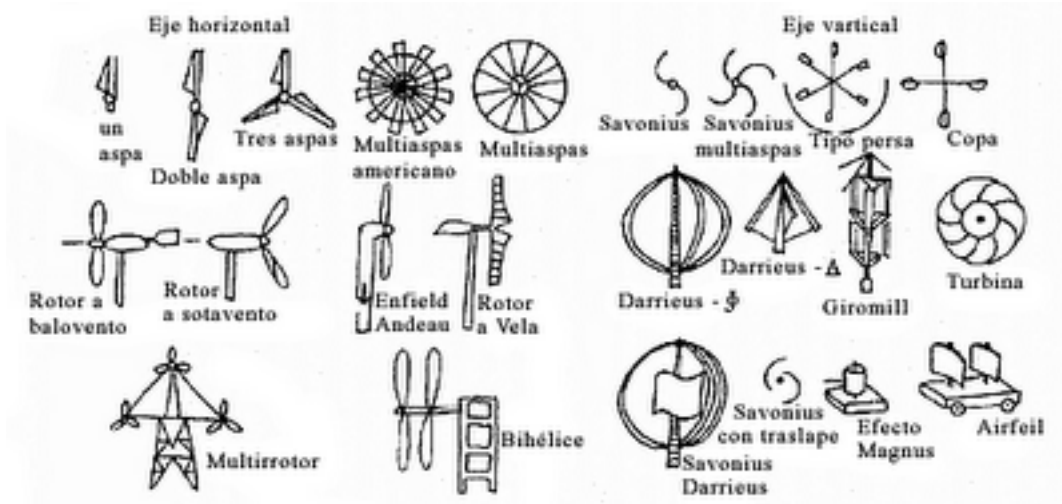


Figura 10 Tipos de rotor

Fuente: Manual de aplicación de la energía eólica [9]

Los elementos principales de cualquier turbina del viento son el rotor, una caja de engranajes, un generador, el equipo del control y monitorización, y la torre [5]. En la figura 11 se identifican estos elementos en el cuerpo del aerogenerador.

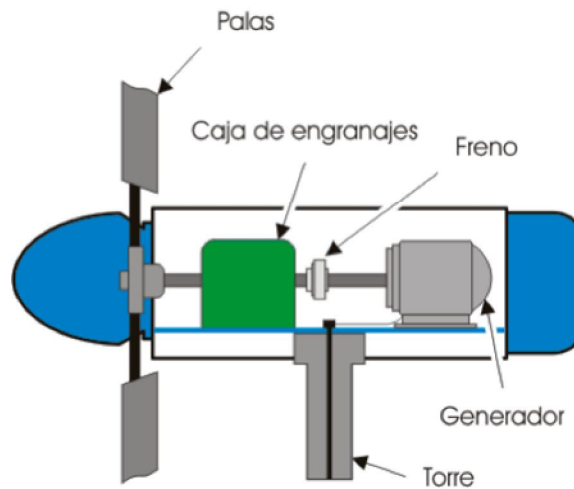


Figura 11 Turbina eólica.

Fuente: Fuentes de generación alternativa [5].

2.1 ROTOR

El rotor de una turbina eólica, es la parte esencial para la conversión de energía. El rotor convierte la energía cinética del aire en energía mecánica rotacional útil en un eje. Este se compone de las aspas y el cubo (elemento de sujeción de las aspas y conexión del eje del equipo).

Los rotores de las turbinas de eje horizontal pueden disponerse a barlovento o a sotavento (figura 12). Las turbinas a barlovento vienen provistas de una cola, la cual orienta el rotor para enfrentar el viento, Las turbinas a sotavento utilizan el rotor mismo para orientarse, y tienen la desventaja de que el viento debe pasar a través de la torre antes de incidir sobre el rotor. Este paso por la torre causa una disminución en la energía del viento [9].

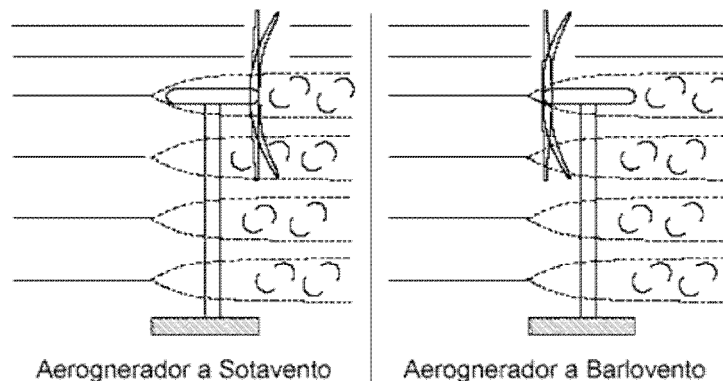


Figura 12 Disposición de un aerogenerador.

Fuente: Cubasolar [20].

Las aspas de la turbina se fabrican de materiales compuestos, aptos para soportar las velocidades de 60 a 70 m/s correspondientes a los casos extremos. Actualmente, lo más utilizado es el tejido de fibra de vidrio embebido en resina de poliéster o epóxica. La última, aunque más cara, presenta mayor resistencia mecánica y reduce la masa de las palas en 30%. El rotor de una turbina eólica

puede variar en tamaño, lo cual afecta la cantidad de energía que se puede generar (las turbinas de gran escala, se equipan comúnmente con rotores de tres palas cuyas extensiones van desde 42 hasta 80 metros de diámetro). En la tabla 2 se muestra el rango de tamaño de los álabes de generadores comercialmente disponibles en relación a su potencia nominal de generación y velocidad típica de rotación del rotor para una velocidad de viento nominal de 12 m/s [12].

Diámetro del rotor [m]	Potencia Nominal a 12 m/s	Velocidad de Rotación Típica [rpm]
1	100 W	1 000
2,5	1 kW	500
7,0	8 kW	200
17,5	50 kW	80
25,0	100 kW	50
40,0	260 kW	35

Tabla 2 Tamaño típico de aerogeneradores eléctricos.

Fuente: Manual de Aplicación de la Energía Eólica [9].

Desde el punto de vista del diseño, los alabes son parte fundamental en la eficiencia de una turbina de viento, ya que su forma aerodinámica es la que proporciona al rotor el par necesario para el arranque y la generación de energía eléctrica.

Existe un gran número de familias de perfiles aerodinámicos que se han desarrollado analíticamente y experimentalmente. Los tipos de perfiles utilizados en las máquinas eólicas son de la serie NACA (National Advisory Committee of Aeronautics), y vienen determinados por un conjunto de cifras que definen su geometría [39].

Cada pala de un aerogenerador moderno tiene un perfil aerodinámico a lo largo de su sección transversal. En la figura 13 se ilustran las características que presenta un perfil aerodinámico a lo largo de un álabe de aerogenerador.

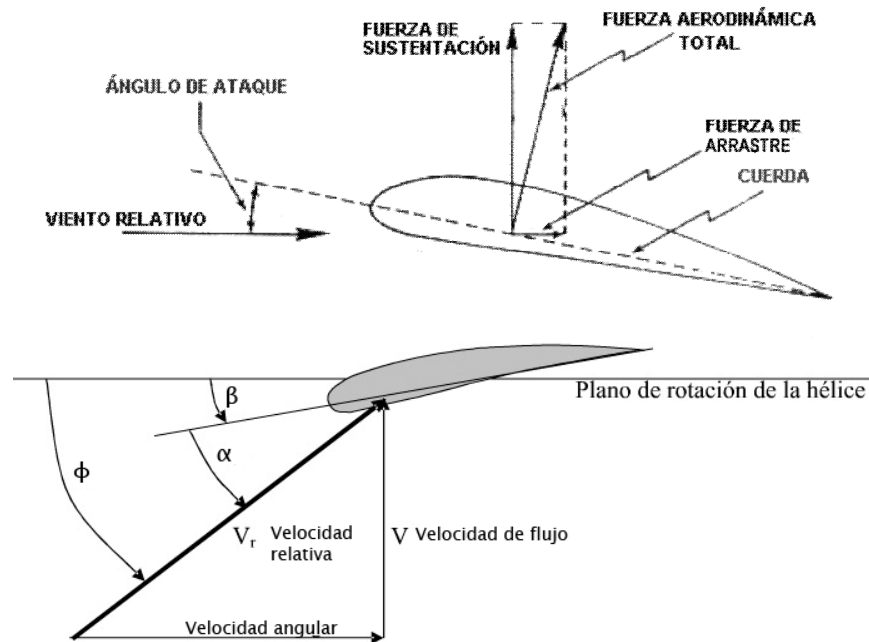


Figura 13 Perfil aerodinámico de un álabe de aerogenerador.

Fuentes: <http://www.wikilearning.com/>, Última visita: 12 de agosto de 2010.

Análisis de Perfiles Aerodinámicos de un Alabe de Turbina de Viento[39].

Cuando este perfil es batido por el viento con una velocidad relativa v_r , en la parte del perfil donde impacta el flujo de aire se forma una zona de alta presión. Normalmente el área de alta presión se localiza en la porción más baja del perfil, dependiendo del ángulo de ataque. La forma del perfil hace que en su parte posterior, la velocidad de flujo del aire aumente y de acuerdo al Principio de Bernoulli, se forma una zona de baja presión. A muy bajos ángulos de ataque esta fuerza puede ser muy baja o nula. La diferencia de presión entre la parte superior del perfil (extrados) y la inferior (intrados) es bastante pequeña, alrededor del 1 %, pero aplicada a lo largo de la pala de un rotor es bastante significativa.

La zona de alta presión empuja la pala con una fuerza de resistencia al avance F_R , paralela a la velocidad del viento v_r relativa al perfil. La zona de baja presión tira de la pala con una fuerza sustentadora F_S , perpendicular a la velocidad del viento

v_r con respecto a la pala. El punto donde se consideran aplicadas las velocidades y fuerzas se llama centro de presión del perfil.

La fuerza total aerodinámica (figura 13), algunas veces llamada fuerza resultante, puede ser dividida en dos componentes:

- La fuerza de lift (llamada también fuerza de sustentación) representa en términos aerodinámicos la magnitud de la fuerza resultante entre la interacción de un fluido con un objeto, siendo esta fuerza perpendicular a la dirección del movimiento del fluido. Aquí también es común observar el término Coeficiente de Lift, que representa la cantidad de fuerza de lift que un objeto puede producir.
- La fuerza de drag representa la magnitud de la fuerza resultante entre la interacción de un fluido con un objeto, siendo esta fuerza paralela a la dirección de movimiento del fluido. Esta fuerza también se llama la fuerza de arrastre debido a que siempre tendrá la dirección contraria al movimiento del objeto. Como en el caso anterior, existe también un Coeficiente de drag que determina la cantidad de fuerza de drag que un objeto puede producir en función a su tamaño, su forma y la energía del fluido con el que interactúa.

En vista de que el diseño del alabe está basado en la teoría del ala, si se utiliza un perfil estándar para las secciones de los alabes y la relación entre los parámetros de la turbina y del generador, se puede realizar el cálculo de las dimensiones del rotor con base en las siguientes ecuaciones aerodinámicas [38]:

Diámetro del rotor.

Se obtiene a partir de la ecuación 19, que es una variación de ecuación de potencia eólica:

$$d = \sqrt{\frac{8 \times P}{\rho \times v^3 \times C_p \times \eta_e \times \eta_t}} \quad (\text{Ec 19})$$

Donde:

d: Diámetro del rotor de la turbina eólica (m).

P: Potencia de diseño del aerogenerador (W).

ρ : Densidad del aire.

v: Velocidad del viento (m/s).

A: Area barrida por la turbina (m²).

C_p = Coeficiente de potencia de la hélice (para una buena hélice **C_p** = 0,40).

η_e = Rendimiento del generador eléctrico (para un buen generador **η_e** = 0,90).

η_t : Rendimiento de transmisión. Si la turbina posee un multiplicador de velocidad de giro **η_t** = 0,90 para caja de engranajes, **η_t** = 0,85 para cadenas, **η_t** = 0,8 para correas. Si tiene transmisión directa **η_t** = 1).

Velocidad de Rotación.

La velocidad de giro de la turbina eólica se obtiene de la siguiente expresión:

$$N = \frac{60 \times v_D}{d} \quad (\text{Ec 20})$$

Donde:

λ : Velocidad específica del rotor eólico y depende de la anchura y del ángulo de calado de las palas. Puede tener un valor nominal entre 1 y 14.

N: Velocidad de giro de la turbina eólica (RPM).

v_D : Velocidad de diseño (m/s).

Cálculo de la sección del álabe (β).

La posición de la pala está determinada por β ; este se define como el ángulo que forma el plano de rotación de la hélice con la cuerda de este perfil y se calcula a partir de la ecuación 21.

$$l_r = \frac{l}{R} \quad \text{P} \quad j = \frac{2}{3} \cdot \arctan\left(\frac{1}{l_r}\right) \quad \text{P} \quad C = \frac{8 \cdot \rho \cdot r \cdot (1 - \cos j)}{z C_i} \quad (\text{Ec 21})$$

P $b = j - a$

Donde:

λ_r : Velocidad específica del rotor para el radio r .

λ : Velocidad específica del rotor eólico.

r : Distancia del centro del rotor a la sección evaluada (m).

R : Radio de la turbina (m).

β : Angulo formado por la velocidad relativa con el plano de giro del rotor.

C : Cuerda de la sección del álabe.

z : Número de álabes o palas.

C_i : Coeficiente de sustentación del álabe.

ϕ : Angulo formado por el álabe con el plano de giro.

α : Angulo de ataque, tomado del perfil seleccionado.

Linearización del álabe.

Este concepto viene siendo utilizado por los diseñadores y fabricantes desde comienzos de la década de los 80's (siglo pasado); que consiste en transformar tanto a la cuerda (C) del álabe como al ángulo (β) en parámetros lineales dependientes de la posición del radio. Las rectas de linearización toman como puntos de paso $r=0,5R$ y $r=0,9R$. Luego a partir de las rectas obtenidas se procede al cálculo de la cuerda y ángulo definitivos.

2.2 CAJA DE TRANSMISIÓN Y MULTIPLICADORES

Estos son los encargados de cambiar la frecuencia de giro del eje para entregarle al generador una frecuencia apropiada para la producción eléctrica. La caja de transmisión, esta compuesta por las partes rotatorias del aerogenerador. Estas incluyen un eje de baja velocidad, del lado del rotor, una caja de engranes, y un eje de alta velocidad (del lado del generador). La potencia de la rotación del rotor de la turbina eólica es transferida al generador a través del tren de potencia, es decir, a través del eje principal, la caja multiplicadora y el eje de alta velocidad.

Hay dos tipos de cajas de engranes: de eje paralelo y planetario. Para máquinas con potencias mayores a los 500 kW, se emplean las cajas del tipo planetaria por su conveniencia en peso y tamaño.

La caja multiplicadora de la turbina eólica no "cambia las velocidades". Normalmente, suele tener una única relación de multiplicación entre la rotación del rotor y la del generador. Para una máquina de 600 ó 750 kW, la relación de multiplicación suele ser aproximadamente de 1:50 [15].

2.3 GENERADOR

El generador es el elemento que convierte la energía rotacional del eje de la turbina en electricidad, dicha electricidad es transferida a la siguiente etapa, que puede ser de almacenaje, envío a la red o el uso directo).

Los generadores pueden ser de inducción o sincrónicos. A continuación se enumera cada uno de ellos.

2.3.1 GENERADOR DE INDUCCIÓN

La mayoría de turbinas eólicas del mundo utilizan un generador asincrónico trifásico (de rotor bobinado), también llamado generador de inducción, para generar corriente alterna. Fuera de la industria eólica y de las pequeñas unidades hidroeléctricas, este tipo de generadores no está muy extendido. Una de las razones para la elección de este tipo de generador es que es muy confiable y comparativamente no suele resultar muy costoso. Este generador también tiene propiedades mecánicas que lo hacen especialmente útil en turbinas eólicas (el deslizamiento del generador y una cierta capacidad de sobrecarga) [7].

2.3.2 GENERADOR SINCRÓNICO

La razón por la que se llama generador sincrónico es porque el imán del centro gira a la misma velocidad que el campo magnético.

Los devanados del estator, desde un punto de vista constructivo, son iguales que los de una máquina asíncrona. El rotor alberga los polos de campo magnético que inducen una fuerza electromotriz en los devanados del estator, impulsando la circulación de corriente.

El rotor puede ser devanado o de imanes permanentes. Si el rotor es devanado, la corriente de excitación se suministra mediante anillos rozantes y escobillas o mediante una excitatriz. Esta tecnología ofrece la posibilidad de regular potencia reactiva, pero tiene como desventaja la necesidad de que la velocidad de giro del eje de alta velocidad sea igual velocidad de sincronismo [7].

2.4 TORRE

Para maximizar la eficiencia en la extracción de energía del viento, la turbina se ubica en una torre, ya que a mayor altura la velocidad del viento aumenta y se produce una mayor cantidad de energía. La torre también evita las turbulencias de aire que podrían existir cerca del piso por influencia de obstrucciones como vegetación, árboles, edificios, etc [16].

Existen tres tipos básicos de torres: pivotante, autoportante y atirantada.

La torre pivotante está abisagrada en la base y permite ser levantada desde el piso con la turbina ensamblada.

Torres autoportantes son aquellas que no requieren de soportes externos. Estas torres son ancladas en bases de concreto. Existen torres autoportantes de dos tipos: de celosía o tubulares. La torre de celosía es la forma más común de torre y tienen tres o cuatro patas conectadas por soportes estructurales triangulares.

La torre atirantada se soporta lateralmente por cables y anclajes [9]. Tiene como ventaja el peso reducido y, por lo tanto, su costo, pero el uso de cables tensores dificulta el acceso a las zonas alrededor de la torre.

La altura de la torre afecta la cantidad de potencia que se puede obtener del viento con una turbina dada, así como las tensiones sobre el rotor. El viento se mueve más lentamente cuanto más baja sea la altura, con la máxima reducción de velocidad del viento situada muy cerca de la superficie. Este fenómeno, conocido como esquileo del viento, es un factor determinante al momento de tomar la decisión sobre la altura de la torre, puesto que a mayor altura los rotores se exponen a vientos más rápidos. Además, las diferencias en la velocidad del viento entre la parte superior y la inferior del rotor disminuyen a mayores alturas, causando menor desgaste en la turbina. A una altura de un kilómetro sobre la

superficie, las velocidades del viento no son influenciadas por el terreno que se encuentra debajo [13].

El uso de torres más altas significa un costo mayor al inicio, por lo que debe estudiarse cuidadosamente la relación entre el costo de instalación y el aumento de la potencia generada, también hay que tener en cuenta que los vientos turbulentos ejercen mayores tensiones sobre el rotor, reduciendo consecuentemente la expectativa de vida de la turbina.

Para garantizar la estabilidad de una turbina eólica se construyen los cimientos, que pueden ser superficiales o profundos. El tipo de cimentación depende de la consistencia del suelo donde se va a instalar la máquina.

La torre se construye no solo para resistir el peso de la góndola y de los álabes del rotor, sino también debe absorber las cargas causadas por la variación de potencia del viento.

Existen varios tipos de torres, como las que se describen a continuación:

- Torres tubulares de acero. La mayoría de los grandes aerogeneradores se construyen con torres tubulares de acero, fabricadas en secciones de 20-30 m con bridas en cada uno de los extremos, y son unidas con pernos in situ. Las torres son tronco-cónicas (es decir, con un diámetro creciente hacia la base), con el fin de aumentar su resistencia y al mismo tiempo ahorrar material.
- Torres de concreto. Se construyen en el lugar y están limitadas por la altura, la que decide sobre esta solución. Evitan el problema de la transportación. En las torres hechas de concreto prefabricado los segmentos son colocados en la parte superior de uno sobre el otro in situ.
- Torres de celosía. Son fabricadas utilizando perfiles de acero. La ventaja básica de estas torres es su costo, ya que solo requiere la mitad de material de una torre

tubular, sin sustentación adicional y con la misma rigidez. La principal desventaja es su apariencia. En cualquier caso, por razones estéticas, las torres de celosía han desaparecido prácticamente en los grandes aerogeneradores modernos.

- Torres híbridas. Algunas torres son construidas con combinaciones de las antes mencionadas; por ejemplo, la parte inferior de concreto y la superior de acero. Hay tendencias a usar este tipo de torre en los grandes aerogeneradores.

2.5 CONEXIONES ELÉCTRICAS Y CONTROLADORES

Las conexiones eléctricas y los controladores son todos los elementos necesarios para acondicionar y controlar la energía eléctrica producida por el aerogenerador. Esto incluye el barraje, contadores, switches de carga, inversores y baterías. Estos equipos son los que permiten controlar la calidad de suministro de energía eléctrica.

Para el sistema de carga de baterías, un controlador de carga es utilizado para proteger las baterías de descarga o sobrecarga. Generalmente se utiliza un inversor de corriente para convertir la corriente directa de las baterías en corriente alterna requerida para operar equipos eléctricos convencionales [13].

2.5.1 BATERÍAS

Las baterías revisten una importancia fundamental en un sistema aislado de la red eléctrica, de su correcto dimensionamiento, adecuada instalación y buena mantenimiento, depende en gran parte el buen funcionamiento del conjunto.

La misión principal del acumulador consiste en suministrar energía tal y como es demandada por la carga, independientemente de la producción eléctrica del

generador en ese preciso momento. Cumple, por otra parte, una misión de confiabilidad, ya que también debe alimentar la carga cuando la producción del generador es baja (debido a las condiciones meteorológicas adversas, variaciones estacionales y eventos climáticos inesperados). Al acumulador se le debe exigir el cumplimiento de unas condiciones básicas, como son:

- Aceptar todas las corrientes de carga que suministre el aerogenerador.
- Mantenimiento nulo o mínimo.
- Fácil transporte e instalación.
- Baja autodescarga.
- Rendimiento elevado.
- Larga vida.

Para la selección del banco de baterías se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

Tipo de batería: En el mercado existen baterías de arranque (como las utilizadas en los automóviles) y baterías de ciclo profundo (deep-discharge). Para el uso con inversores siempre se deben usar baterías de ciclo profundo ya que las primeras estas diseñadas para proveer una alta corriente de arranque por cortos periodos de tiempo.

Química de la batería: Dentro las baterías de ciclo profundo utilizadas con inversores se encuentran: baterías de Flooded Lead Acid – FLA (plomo ácido inundado), Celdas de gel selladas (GEL), Absorbed Glass Mat (AGM) y baterías alcalinas como las de Níquel-hierro (NiFe), Níquel-Cadmio (NiCad) y Níquel-Ión de Litio (Li-ión). Las baterías de plomo ácido están diseñadas para una alta descarga antes de ser nuevamente recargadas, lo que las hace ideales para aplicaciones aisladas de la red, el único inconveniente es que necesitan un mantenimiento periódico, que consiste principalmente en agregarles agua destilada [23]. Las baterías de GEL y AGM, al ser selladas, no requieren la adición de agua destilada, pero estas, deben ser utilizadas en aplicaciones con cortos periodos de tiempo. De

hecho la capacidad de la batería AGM comenzará a reducir a partir de la fecha de instalación [24]. Las baterías alcalinas también pueden ser utilizadas con inversores, pero éstas no se recomiendan porque sus celdas tienen voltajes nominales de 1,2 V, lo que requeriría una mayor cantidad de celdas para producir la misma tensión que las FLA de 2 V; las baterías alcalinas también necesitan una mayor tensión de carga y producen una tensión menor durante la descarga (comparadas con unas similares de plomo ácido).

Capacidad de la batería: La capacidad de las baterías de ciclo profundo se mide en amperes hora, que indican el flujo de corriente a lo largo del tiempo y cuanto demora la batería en descargarse. A menor tasa de amperes hora, más rápido se descargará. Por lo general la tasa de descarga se mide en un periodo de 20 h, y para criterios de diseño de utilizará este régimen de capacidad [23].

Dimensionamiento del banco: El tamaño del banco determina por cuanto tiempo el inversor puede suministrar potencia a la carga. Entre mayor sea el valor banco, el sistema tendrá una mayor autonomía y tiempo de recarga. En general, el banco de baterías debe diseñarse de tal forma que las baterías no se descarguen por debajo de un 50% de su capacidad en operación regular. Una descarga de hasta el 80% puede ser aceptada en ocasiones especiales pero si se descarga por completo el banco de baterías puede reducir su vida útil o producir daños irreparables. Para el diseño del banco también debe tenerse en cuenta que para los sistemas no interconectados el banco de baterías debe proveer energía a la carga durante 3 a 5 días, y que para sistemas alimentados por energías renovables el banco de baterías debe ser al menos cinco veces mayor que la fuente de energía, es decir, si el aerogenerador produce 100 Adc el banco de baterías debe ser de al menos 500 Ah. Esto se debe a que el banco de baterías no funciona solo como almacenamiento, sino que permite prevenir los daños producidos por sobre-voltaje cuando la respuesta de los controladores de carga no es lo suficientemente rápida [23].

Las baterías deben ser instaladas en un lugar cubierto, bien ventilado, alejado de combustibles o gases combustibles, debidamente protegido y de fácil acceso para su inspección y mantenimiento. Es preferible instalarlas sobre una base al nivel del piso, pues no se corre el peligro de que caigan en caso de un movimiento telúrico [17].

Configuración del banco: El banco de baterías se debe conectar de modo que concuerde con la tensión de entrada del inversor y con los requerimientos de dimensionamiento. Hay tres formas de conectar el banco, en serie, en paralelo o en serie-paralelo.

La conexión en serie aumenta la tensión nominal del banco manteniendo la capacidad de corriente de una sola celda, mientras que la conexión en paralelo aumenta la capacidad de corriente del arreglo de baterías, manteniendo la tensión nominal de una sola celda. La conexión serie paralelo permite aumentar, no solo la tensión nominal del arreglo, sino también la capacidad de corriente. Hay que tener en cuenta que los bancos de baterías serie-paralelo con más de tres conexiones en paralelo, presentan a menudo desempeños pobres y vida útil acortada [23].

2.5.2 INVERSOR

Un inversor, es un circuito utilizado para convertir una tensión de entrada de corriente directa a una tensión de salida de corriente alterna con la magnitud y frecuencia deseada, para de esta manera poder ser inyectados en la red eléctrica o usados en instalaciones aisladas.

Un inversor simple consta de un oscilador que controla a un transistor, el cual es utilizado para interrumpir la corriente entrante y generar una onda cuadrada. Esta onda cuadrada alimenta a un transformador que suaviza su forma, haciéndola parecer un poco más una onda senoidal y produciendo la tensión de salida deseada, ya sea monofásica o trifásica.

Los inversores más modernos han comenzado a utilizar formas más avanzadas de conmutación, como los tiristores, los triac's o los IGBT's (Insulated Gate Bipolar transistor ó Transistor Bipolar de Puerta Aislada).

Algunos inversores utilizan modulación por ancho de pulsos con una frecuencia portadora mucho más alta para aproximarse a la onda seno, o modulaciones por vectores de espacio, mejorando la distorsión armónica de salida. También se puede predistorsionar la onda para mejorar el factor de potencia.

También es posible producir una llamada "onda senoidal modificada", la cual es generada a partir de tres puntos: uno positivo, uno negativo y uno de tierra, mientras una circuitería lógica se encarga de activar los transistores de manera que se alternen adecuadamente. Los Inversores de onda senoidal modificada pueden causar que ciertas cargas operen de manera menos eficiente [16].

3 CARACTERIZACIÓN DE LA RANCHERÍA SIAPANA

Este proyecto se llevará a cabo en la ranchería Siapana, municipio de Uribía en la Alta Guajira, ubicada en los $-71^{\circ}21'12''$ de longitud y $12^{\circ}3'18''$ de latitud (figura 14), a una altura de 52^{14} msnm. Esta ubicación es influenciada principalmente por los vientos alisios que varían a lo largo del año; desde diciembre o enero hasta abril, soplan los vientos alisios con fuerte intensidad (estación de sequía y frío nocturno). Esta estación termina por lo general en abril o mayo a causa de un debilitamiento del viento. Seguido, continúa un largo período seco, de mayo a septiembre, caracterizado por un continuo viento que viene cada vez con más fuerza y muy caliente [22]. Los meses más cálidos en Siapana son junio, julio, agosto y septiembre, con una temperatura máxima mensual multianual de $38,6^{\circ}\text{C}$; y los meses más frescos son diciembre, enero, febrero y marzo con una temperatura mínima mensual multianual de $19,4^{\circ}\text{C}$. La temperatura media mensual multianual es de $28,5^{\circ}\text{C}^{15}$.

¹⁴ Información proporcionada por el Instituto Colombiano de Geología y Minería (INGEOMINAS)

¹⁵ Información obtenida del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM)

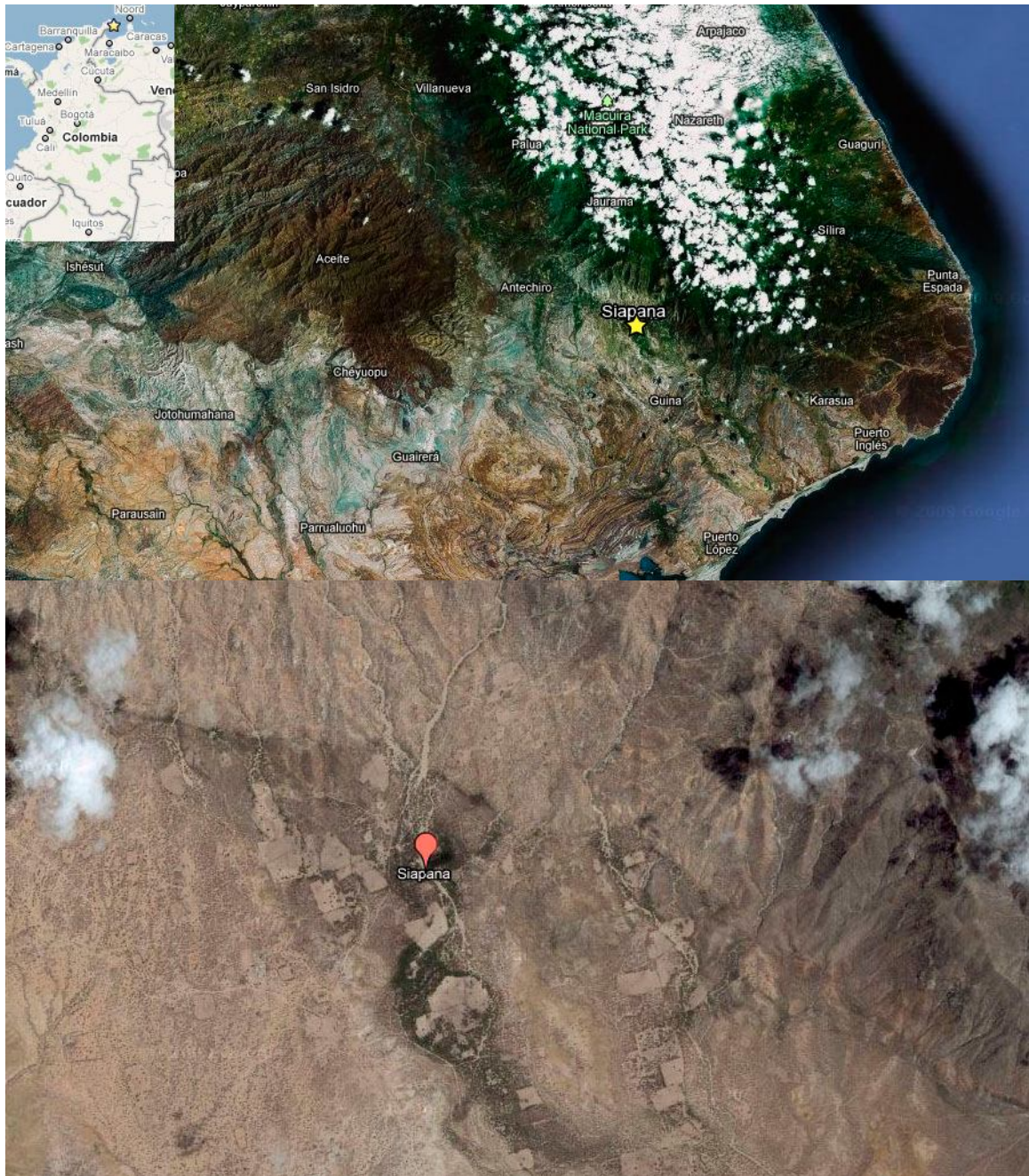


Figura 14 Ubicación geográfica de la ranchería Siapana.

Fuente: Google Earth.

Para determinar la viabilidad del uso de energía eólica es necesario determinar si el potencial del viento en la zona es suficiente para abastecer las necesidades

energéticas de la población. Por ello, el primer paso es recoger información de esta variable. Un método empírico para determinar el recurso eólico es visitar la región y estudiar el ecosistema, para, mediante un análisis del tipo de vegetación determinar si existe una alta incidencia del viento, por lo tanto después de visitar la ranchería Siapana y contrastar con un informe de la Corporación Autónoma Regional de La Guajira (CORPOGUAJIRA) acerca de “Los ecosistemas secos de la Guajira colombiana” se observó erosión eólica en el suelo producida por fuertes vientos.

Teniendo una primera perspectiva, es necesario realizar estudios anemográficos que indiquen las direcciones y velocidades del viento, que luego serán, los que permitirán, a través de métodos determinísticos, estimar el potencial eólico real de la zona.

3.1 DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDAD DEL VIENTO

La determinación de la distribución de la velocidad del viento es necesaria para conocer la energía media disponible, la potencia recuperable, el factor de irregularidad y la probabilidad de que la velocidad del viento esté comprendida en rango dado (por ejemplo, por debajo del umbral de arranque de un aerogenerador, por debajo de la velocidad nominal, por encima de la de frenado, etc). Por tanto, siguiendo la metodología descrita en la sección 1.3 se construye una gráfica de distribución de las velocidades medias del viento para una muestra de diez años (1997-2006) a partir de los datos obtenidos del IDEAM para esta zona¹⁶. En la

¹⁶ En vista de la ausencia de información anemográfica para la ranchería Siapana y sitios aledaños se utilizaron los registros de la estación meteorológica de Puerto Bolívar por recomendación del IDEAM. Tales registros se encuentran consignados en el anexo B.

figura 15 se ilustra dicha distribución, mientras sus valores de probabilidad se muestran en la tabla 3.

Rango de Velocidades	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Relativa	Frecuencia Acumulada
0 - 1	43	1,34%	0,0134
1 - 2	117	3,64%	0,0498
2 - 3	195	6,06%	0,1104
3 - 4	225	7,00%	0,1803
4 - 5	328	10,20%	0,2823
5 - 6	482	14,99%	0,4322
6 - 7	627	19,50%	0,6272
7 - 8	620	19,28%	0,8200
8 - 9	412	12,81%	0,9481
9 - 10	154	4,79%	0,9960
10 - 11	12	0,37%	0,9997
11 - 12	1	0,03%	1,0000
TOTAL	3 216	100.00%	

Tabla 3 Distribución de probabilidad de velocidades medias del viento.

Fuente: Autores

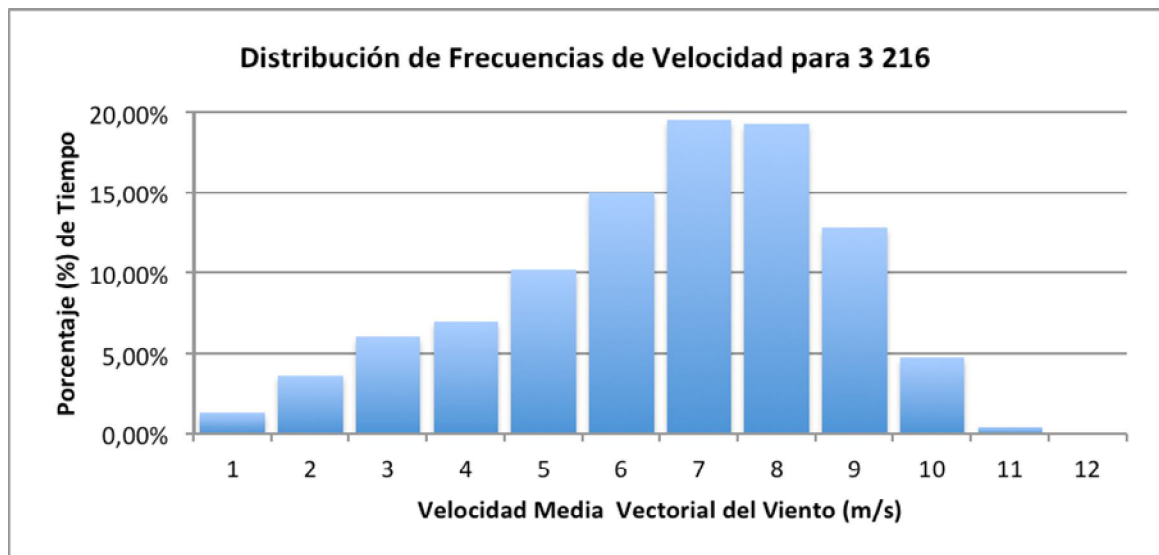


Figura 15 Distribución de frecuencias de velocidad del viento.

Fuente: Autores

De esta distribución de frecuencias se obtuvieron los siguientes datos importantes¹⁷:

Frecuencia relativa de velocidades inferiores a la velocidad de arranque de un aerogenerador¹⁸: 11,04%

Frecuencia relativa de velocidades superiores a la velocidad de corte de un aerogenerador: 0%

Velocidad máxima del viento: 11,1 m/s.

Velocidad mínima del viento: 0 m/s.

Velocidad promedio del viento: 6,095 m/s.

3.2 POTENCIAL EÓLICO DE SIAPANA

Para calcular el potencial de eólico se utiliza la velocidad media del viento en la zona.

Con la ecuación 18 se ajusta la densidad del aire a la altura y temperatura promedio de la ranchería¹⁹

$$\rho = 1,225 * e^{|\left(\frac{52}{8433}\right) \left(\frac{28,5 - 15}{288}\right)|} = 1,16 \text{ kg/m}^3$$

Luego, reemplazando los valores obtenidos de velocidad media y densidad en la ecuación 7 se obtiene la densidad de potencia para un área de 1 m².

¹⁷ Los datos se obtuvieron utilizando las funciones para cálculos estadísticos que incorpora Microsoft Excel.

¹⁸ Asumiendo que las velocidades de arranque y corte para un generador típico son 3 y 25 m/s respectivamente (de la sección 1.3)

¹⁹ Para mayor información refiérase a la primera parte de este capítulo.

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} * 1,16 * 6,095^3 = 131,33 \text{ W/m}^2$$

Para determinar la densidad de energía disponible a la altura del anemómetro se calcula la densidad de potencia para cada intervalo de velocidad y luego se multiplica por la cantidad de horas al año que sopla a dicha velocidad.

En vista de que la estimación densidad de energía se da en kWh/m² no es posible utilizar la distribución de viento de la tabla 3, por lo tanto se determina una nueva distribución con base en las velocidades diarias promedio multianuales para un año²⁰. Los valores obtenidos se muestran en la tabla 4 y figura 16.

Rango de Velocidades	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Relativa
0 - 1	0	0,00%
1 - 2	0	0,00%
2 - 3	48	0,55%
3 - 4	600	6,83%
4 - 5	1 032	11,75%
5 - 6	1 680	19,13%
6 - 7	3 576	40,71%
7 - 8	1 560	17,76%
8 - 9	288	3,28%
9 - 10	0	0,00%
10 - 11	0	0,00%
11 - 12	0	0,00%
TOTAL	8 784	100.00%

Tabla 4 Distribución de probabilidad de velocidad de viento para un año.

Fuente: Autores

²⁰ Información contenida en el anexo B

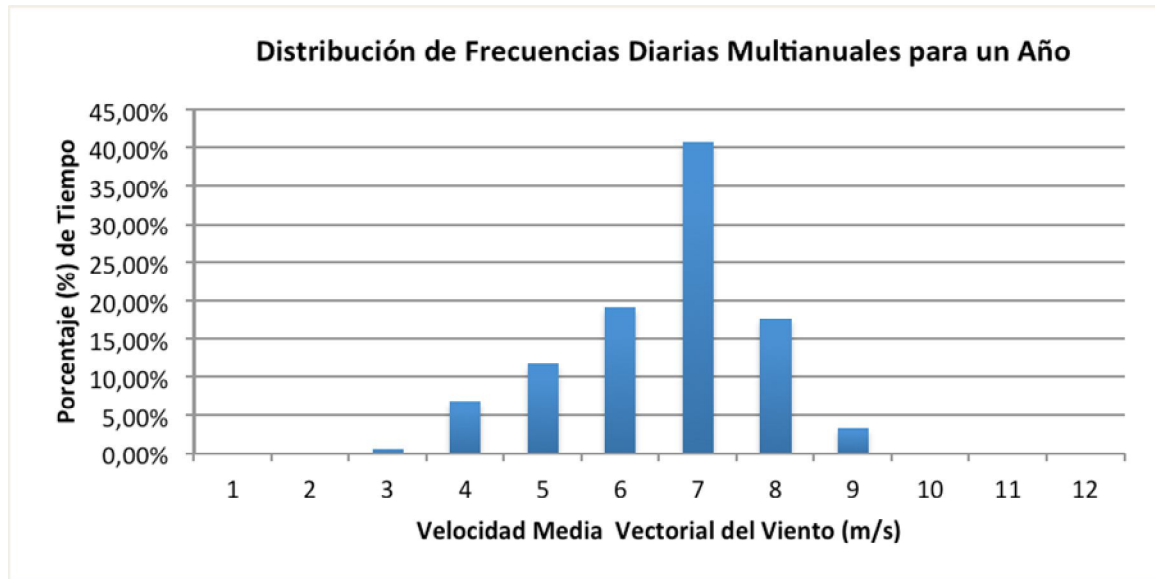


Figura 16 Distribución de frecuencias anual de velocidad del viento.

Fuente: Autores

Tomando la densidad corregida del aire calculada anteriormente, se estima la densidad energía para cada rango de velocidad del viento, y luego, al sumar todas las densidades, se obtiene la densidad de energía para la zona, que es 1 607,132 kWh/m². Los resultados se presentan en la tabla 5.

Rango de Velocidades	Densidad de Potencia W/m ²	Densidad de Energía Wh/m ²
0 - 1	0,581	0
1 - 2	4,647	0
2 - 3	15,683	752,794
3 - 4	37,175	22 305,010
4 - 5	72,607	74 930,894
5 - 6	125,466	210 782,348
6 - 7	199,235	712 463,853
7 - 8	297,400	463 944,216
8 - 9	423,447	121 952,644
9 - 10	580,860	0
10 - 11	773,124	0
11 - 12	1 003,725	0
TOTAL		1 607 131,76

Tabla 5 Densidad de energía de la zona para un año.

3.3 AFORO DE CARGA

En todo proyecto de generación eléctrica, lo más importante es establecer las necesidades energéticas de la población, esto es precisamente lo que brinda la posibilidad de dimensionar los sistemas de generación, transmisión y distribución que permitan suplir dichas necesidades de forma eficiente y económica. Para ello, es preciso realizar un aforo de carga en términos de carga instalada y energía demandada. Este cálculo se hace con base en la información suministrada por los entes territoriales de la ranchería acerca de cada instalación²¹ (hospital, acueducto, emisora e internado).

La carga instalada de todo el sistema a alimentar es de aproximadamente 8,3 kW, y se espera un consumo de 69,82 kWh por día y 460,46 kWh a la semana. A continuación se describe cada uno de los elementos que forman parte de dicho sistema.

3.3.1 HOSPITAL

El “hospital” de la ranchería Siapana es concretamente un centro de salud coordinado por el hospital de Nazareth, este presta los servicios de atención básica ambulatoria (las muestras de laboratorio y procedimientos quirúrgicos son remitidos al hospital de Nazareth) y atendido por dos médicos, un auxiliar, y dos ayudantes de enfermería. Por lo tanto, el consumo de este será debido equipos de refrigeración para almacenar vacunas y medicamentos, computadores, ventilación e iluminación. Por prestar servicios vitales, esta carga será alimentada las 24 horas del día y 7 días de la semana.

²¹ El consumo de algunas cargas se aproximara a su valor siguiente hacia arriba.

En la tabla 6 se muestra el aforo de cargas del hospital. El cual tiene una carga instalada de 1,2 kW, y un consumo de energía de 18,4 kWh diarios, que equivalen a 128,8 kWh semanales.

Nombre: HOSPITAL						
Descripción de la carga eléctrica	Watts AC 120 Volts	Cantidad #	Watts AC	Uso h/día	Uso Días / semana	Energía prom/día AC [Wh]
Total			1 200			18 400
COMPUTADORES	200	2	400	8	7	3 200
ILUMINACIÓN	20	10	200	12	7	2 400
VENTILADOR	50	2	100	8	7	800
REFRIGERADOR 16 PIES	250	2	500	24	7	12 000

Tabla 6 Cuadro de carga del hospital.

Fuente: Gobernación de La Guajira

3.3.2 ACUEDUCTO

El sistema de acueducto de Siapana consiste en una bomba sumergible monofásica²² de 3,7285 kW que impulsa agua de pozos profundos hacia un tanque de almacenamiento, para que luego sea distribuido a los usuarios por acción gravitacional. La bomba se enciende durante ocho horas al día, los siete días de la semana, lo que equivale a un consumo de energía de 29,84 kWh diarios y 208,88 kWh en la semanales. En la tabla 7 se muestra el aforo de cargas del sistema de acueducto.

²² Bomba monofásica Scavenger EJ 50W-4. 5HP/230V 27A 1 750 rpm. Descarga de 4".

Nombre		ACUEDUCTO				
Descripción de la carga eléctrica	Watts AC 240 Volts	Cantidad #	Watts AC	Uso h/día	Uso Días / semana	Energía prom/día AC [Wh]
Total			3 730			29 840
BOMBA DE AGUA SUMERGIBLE	3 730	1	3 730	8	7	29 840

Tabla 7 Cuadro de carga del acueducto.

Fuente: Gobernación de La Guajira

3.3.3 EMISORA

La carga instalada en la emisora comunitaria debe principalmente a los sistemas de transmisión, iluminación, ventilación y equipos de sonido. El tiempo estipulado de funcionamiento es de 8 horas en el día y el consumo aproximado total es de 7,44 kWh diarios y 52,08 kWh semanales. En la tabla 8 se enumeran los elementos instalados y su consumo.

Nombre		EMISORA				
Descripción de la carga eléctrica	Watts AC 120 Volts	Cantidad #	Watts AC	Uso h/día	Uso Días / semana	Energía prom/día AC [Wh]
Total			930			7 440
REPRODUCTOR DE DVD	30	1	30	8	7	240
COMPUTADOR	200	2	400	8	7	3 200
VENTILADOR	50	2	100	8	7	800
ILUMINACIÓN	20	5	100	8	7	800
EQUIPO TRANSMISOR	300	1	300	8	7	2 400

Tabla 8 Cuadro de carga de la emisora.

Fuente: Gobernación de La Guajira

3.3.4 INTERNADO

El internado de Siapana es una de las ocho Instituciones Etnoeducativas²³ con las que cuenta el municipio de Uribia²⁴, este brinda los niveles educativos de preescolar, básica primaria y secundaria, educación media académica y técnica y ciclo complementario normal superior (grados 12, 13). Los equipos de consumo son computadores, televisor, ventiladores, iluminación y reproductor DVD, que se han logrado obtener en respuesta a la gestión de las rectoras y directoras en la zona urbana y rural. El tiempo de consumo estipulado en el internado será de 6 horas en el horario de clase durante 5 días de la semana, lo que representa un consumo aproximado de 14,14 kWh diarios y 70,7 kWh semanales. En la tabla 9 se enumera la carga instalada y el consumo de energía del internado.

Nombre	INTERNADO					
Descripción de la carga eléctrica	Watts AC 120 Volts	Cantidad #	Watts AC	Uso h/día	Uso Días / semana	Energía prom/día AC [Wh]
Total			2 440			14 140
COMPUTADORES	200	10	2 000	6	5	12 000
ILUMINACIÓN	20	7	140	6	5	840
TELEVISOR	70	1	70	3	5	210
VENTILADOR	50	4	200	5	5	1 000
REPRODUCTOR DVD	30	1	30	3	5	90

Tabla 9 Cuadro de carga del internado.

Fuente: Gobernación de La Guajira.

²³ El Decreto 804 de 1995 reglamentario del título III, capítulo 3 de la Ley 115/94, la educación para grupos étnicos, plantea un concepto nuevo de Etnoeducación, que define sus componentes y características como brújula que indica el horizonte educativo de los pueblos indígenas.

²⁴ De acuerdo a lo establecido por la Ley 715 de 2001 son: El Internado Indígena de Nazaret, el Internado Indígena de Siapana y Puerto Estrella y Centros Etnoeducativos Rurales, de los cuales hay cinco.

4 DISEÑO DE LA CENTRAL EÓLICA

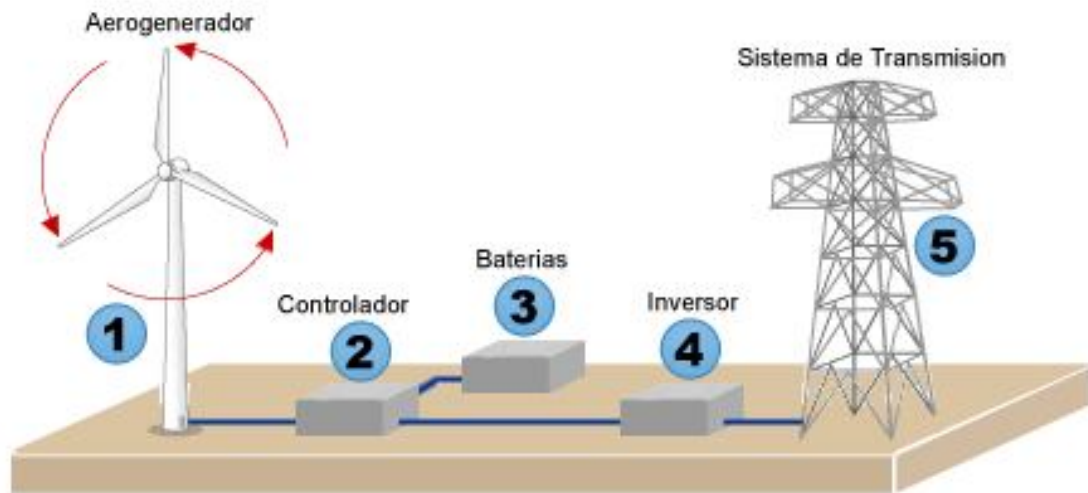


Figura 17 Elementos del sistema de generación eólica.

El sistema de generación consta de cinco elementos principales (figura 17), los aerogeneradores (1) que convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica, un regulador de tensión (2) que convierte la salida del alternador de los generadores a corriente directa y además controla la carga de las baterías, un banco de baterías (4) que almacena la energía eléctrica producida, un inversor (4) que se encarga de convertir la salida DC del sistema a corriente alterna que será entregada a la carga y un sistema de transmisión que interconecta la central con la red de distribución (5).

4.1 UBICACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Mientras que las características técnicas del viento en una localización específica son muy importantes, muchos otros factores también contribuyen en la decisión del emplazamiento. De ser posible el aerogenerador debe ubicarse en un lugar elevado y libre de interferencias, pero una localización demasiado alejada de la red de distribución eléctrica puede llegar a ser poco rentable, pues se requerirán nuevas líneas de transmisión para conectar la turbina eólica con la red de distribución. Las condiciones del suelo y del terreno deben permitir la construcción de las fundaciones de las torres.

Teniendo en cuenta los espacios disponibles en la ranchería y zonas aledañas, el emplazamiento será localizado en la cima del cerro Wuwatuy (figura 18), que se encuentra a 4 043 m de la población, tiene una elevación de aproximadamente 500 m y un área disponible en la cima aproximadamente 3 850 m² (55 m x 70 m). Esta ubicación permite aprovechar los efectos de cima de montaña y evitar los obstáculos y rugosidades del terreno.



Figura 18 Fotografía del Cerro Wuwatuy²⁵

Fuente: Autores.

²⁵ Fotografía tomada desde una distancia de 5km

Cabe anotar que el cálculo del potencial eólico se realizó a la altura de la población, sin embargo, al ubicar los aerogeneradores en la cima del cerro se obtiene una velocidad promedio del viento²⁶ de aproximadamente 10,66 m/s. Lo que significa un aumento de aproximadamente 175% (de ecuación 1). Con esta nueva velocidad promedio es necesario recalcular el potencial eólico a la altura del cerro²⁷, de donde se obtuvieron los siguientes datos:

Densidad del aire a 552 msnm = 1,102 kg/m³.

Densidad de potencia del viento a la velocidad promedio = 665,94 W/m².

Densidad de energía a 500 m = 7408,19 Wh/m².

Lo que equivale a un incremento de las densidades de potencia y energía de 507% y 461% respectivamente, esto implica que al ubicar los aerogeneradores en la cima del cerro el potencial eólico será casi cinco veces mayor que al ubicarlos a la altura de la ranchería. Con esto no solo se aumenta la cantidad de energía disponible, sino también permite utilizar torres de menor altura.

Hay que tener en cuenta que la densidad de potencia calculada es la perteneciente al viento, por lo tanto se procede a aplicar la ley de Betz para encontrar la potencia máxima que se puede entregar a un aerogenerador²⁸, obteniéndose un valor de 394,63 Watts por metro cuadrado.

²⁶ Velocidad a una altura de 500 m. Para el cálculo no se tuvo en cuenta la altura de la torre.

²⁷ Al calcular el potencial eólico a la altura del cerro no se tuvo en cuenta el efecto valle montaña

²⁸ Para mayor información refiérase a la sección 1.2

4.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El sistema de transmisión será encargado de llevar la energía producida por la central desde la cima del cerro hasta la interconexión con el sistema de distribución existente en la población, cuya distancia es aproximadamente 5,5 km. A continuación se muestra el proceso de selección de los elementos del sistema de transmisión y el Cálculo aproximado de las pérdidas en el mismo.

4.2.1 NIVEL DE TENSIÓN

Para el diseño del sistema de transmisión se tomó como primera opción interconectar la salida del inversor con la red de distribución para evitar las pérdidas producidas por el uso de transformadores, una inspección rápida es suficiente para descartar esta opción, pues el conductor mínimo necesario para mantener la regulación por debajo del 10% es 750 AWG²⁹ (con 9,88%) lo que representa un costo de inversión elevado.

Con el fin de entregar la energía de la manera más eficiente es necesario seleccionar un nivel de tensión normalizado que permita reducir la caída de tensión, las pérdidas de potencia debidas a las altas corrientes en la línea y cumplir con los requerimientos técnicos exigidos por la legislación colombiana. Aplicando el criterio de selección de Still³⁰ se obtiene:

²⁹ Valores de impedancia de los conductores evaluados fueron tomados del capítulo 9, tabla 9 del NEC.

³⁰ Criterio para el Cálculo de tensión en líneas de transmisión. Tomado de los apuntes de clase de la asignatura “Líneas de transmisión” del profesor Ciro Jurado, Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santader, 2006.

$$V_{still} = 5,5 * \sqrt{\frac{L}{1,609} + \frac{P}{100}} = 5,5 * \sqrt{\frac{5,5}{1,609} + \frac{8,3}{100}} = 1,87 \text{ kV}$$

Donde:

L = Longitud de la línea de transmisión.

P = Potencia a entregar.

Por lo tanto se utilizará un nivel de tensión normalizado de 13,2 kV.

4.2.2 CONDUCTOR

Uno de los puntos mas importantes a tener en cuenta a la hora de diseñar un sistema eléctrico de potencia es la selección del conductor, esto va más allá de simplemente cumplir con la capacidad de corriente requerida, ya que una buena selección podría reducir considerablemente las pérdidas por transmisión.

Para hallar la potencia de entrada al conductor, se encuentra la corriente de carga que pasa por él para hallar las irreversibilidades y sumarlas a la potencia de carga de salida.

Para este caso se utilizará la potencia de la carga instalada, cuyo valor es de 8,3 kW. A partir de este valor se halla la corriente con la ecuación 22:

$$I = \frac{P}{V} [A] \text{ (Ec 22)}$$

$$I = \frac{8300}{13200} = 0,63 \text{ A}$$

La transmisión a 13,2 kV produce una considerable reducción en el dimensionamiento del conductor, ya que a través de la línea circularán corrientes inferiores a un Ampere. No obstante, el código eléctrico colombiano indica que el

calibre mínimo para conductores de media tensión es el No. 2 AWG, por lo que se utilizará este conductor en aleación de aluminio ACSR.

Para determinar las pérdidas de potencia activa asociadas al conductor se calculó la impedancia del conductor, con un valor de 1,876 Ω/km (a 45 cm de separación). Para luego, con base en la ecuación 23 obtener dichas pérdidas.

$$P_p = I^2 * r * L \quad (\text{Ec 23})$$

$$P_p = \left(\frac{8\,300}{13\,200} \right)^2 * 1,012 * 5,5 = 2,2 \text{ W}$$

4.2.3 TRANSFORMADORES

El uso de un nivel de tensión superior al de generación implica el montaje de transformadores al inicio y al final de la línea de transmisión. Se instalará un transformador monofásico de 240 V / 13,2 kV 15 kVA a la salida del inversor y otros dos para distribución, uno 13,2-13,8 kV / 120-240 V 15 kVA al final de la línea de transmisión (en la ubicación de la bomba de agua) y otro de 240/120 V para el resto de las cargas. La instalación de estos aumenta en cierta medida el costo total del sistema, no obstante, el costo comercial de un transformador es \$5 047 160³¹ COP (iva incluido) lo que significa un costo de 917,67 COP por metro. Lo que es inferior a los costos del conductor necesario para transmitir a 240 V, ya que el precio por metro de la instalación de dos transformadores de 15 kVA es inferior a los \$2 505,6³² COP que cuesta un metro de conductor ACSR No. 2 AWG.

³¹ Catálogo de ABB para un transformador de 120-240 V / 13,2-13,8 kV 15 kVA

³² Precio de lista para conductores Procables

Para estimar las pérdidas en cada transformador se tomaron los valores nominales para las pérdidas del hierro y el cobre extraídos de la tabla 10:

Características de un transformador 13 200 / 240-120 15 kVA	
Pérdidas sin carga (P_{σ} / NLL)	70 W
Pérdidas con carga (P_{Cu} / LL)	195 W
Pérdidas Totales (PT)	265 W
Temperatura de referencia	85 °C
Impedancia máxima (+/- tolerancia por norma)	3%

Tabla 10 Pérdidas en un transformador 13200 / 240-120 15 kVA.

Fuente: ABB, 2010.

De la tabla 10 se obtiene que las pérdidas del hierro son 70 W (se consideran constantes e independientes de la carga conectada) y las pérdidas del cobre a potencia nominal son 195 W. Como las pérdidas del cobre dependen de la carga conectada, y son proporcionales al valor de la corriente al cuadrado se pueden hallar relacionando la corriente de carga hallada, y la corriente nominal del transformador utilizando la ecuación 24:

$$\frac{P_{Cu, Nominal}}{P_{Cu, Carga}} = \left(\frac{I_{Nominal}}{I_{Carga}} \right)^2 \quad (\text{Ec 24})$$

Despejando P_{Cu} en la ecuación 24 se obtiene:

$$P_{Cu, Carga} = P_{Cu, Nominal} * \left(\frac{I_{Carga}}{I_{Nominal}} \right)^2 \quad (\text{Ec 25})$$

La corriente nominal del transformador se calcula:

$$I = \frac{15 \text{ kVA}}{240} = 62,5 \text{ [A]}$$

Por lo tanto las pérdidas de potencia activa totales para los transformadores son:

$$P_p = 70 + 195 * \left(\frac{34,58}{62,5}\right)^2 = 129,7 \text{ W}$$

Con el fin de calcular las pérdidas por transmisión se realizaron simulaciones del sistema de potencia en el software Neplan® (figura 19) con base en la potencia instalada, además de un estimado de las pérdidas de energía para una semana. De ahí se obtuvieron los siguientes datos:

Pérdidas de potencia del sistema: 129,71 W

Pérdidas de energía semanales del sistema: 19,38 kWh

Potencia total a generar: 8 563,3 W

Energía semanal a producir: 492,46 kWh

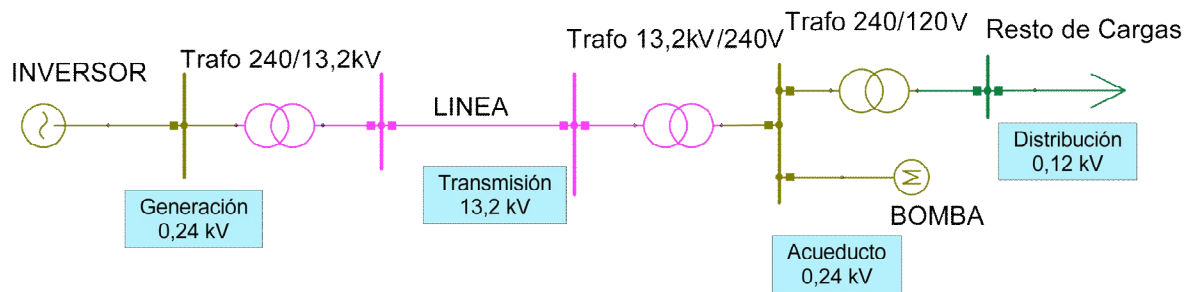


Figura 19 Diagrama del sistema de potencia.

Fuente: Autores.

4.2.4 TORRES

El terreno del cerro Wuwatuy es de roca [29], por lo que las estructuras de transmisión serán torrecillas galvanizadas de 10 m para soporte de red con cuatro apoyos y soporte TIPO S. Para cubrir la distancia desde la cima hasta la base del cerro se utilizarán 22 torres con una separación entre 20 y 25 metros, y a la misma distancia se ubicará la caseta de control donde se encuentran el banco de baterías, el inversor y el controlador.

Según el “Mapa Isoceraúnico de Colombia³³” la zona de la Alta Guajira tiene un nivel ceraúnico de 20, por lo tanto, según la norma IEEE Std. 998 (1996) la densidad de rayos a tierra es de 2,4 rayos anuales/km. Con base en lo anterior, es necesario que el sistema tenga un buen sistema de protección contra descargas atmosféricas. Para el cable de guarda se utilizará un conductor de acero galvanizado No. 2 AWG. Este se ubicará 55 cm sobre los conductores (figura 20), formando un ángulo de 24° con cada uno de ellos. Lo que proporciona un apantallamiento suficiente (normalmente 30°) según el método de los ángulos fijos³⁴.

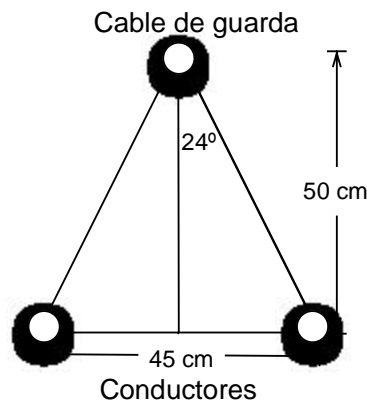


Figura 20 Ubicación del cable de guarda.

Fuente: Autores

4.3 INVERSOR

Para seleccionar el inversor correcto es necesario tener en cuenta la tensión de salida del generador y del banco de baterías, la potencia nominal del sistema, el

³³ Universidad Nacional de Colombia, 1990.

³⁴ Tomado del material de clase de la asignatura “subestaciones” del profesor Jhonny Montaña. Universidad del Norte, primer semestre de 2010.

número de fases de la carga y la distorsión armónica producida (para evitar problemas de calidad de la energía). Partiendo de que los pequeños generadores y el banco de baterías trabajan a una tensión de 48 Vdc, y que la carga instalada del sistema sumada a las pérdidas por transmisión es de aproximadamente 8,57 kw ³⁵ se instalarán dos inversores de DC-AC 48 / 240 V 60Hz \geq 4500 W en paralelo.

En la tabla 11 se describen las características de equipos comerciales que cumplen con las características mencionadas.

Marca	Modelo	Potencia (W)	Corriente Pico (Arms)	Eficiencia	fp	THD	Precio (USD)
Magnum Energy	MS4448AE	4 400	75 (100 msec)	94%	>0,95	<5%	2 699
XANTEX	XW4548	4 500	40 (20 sec)	95%	0.98	<5%	2 850
SMA America	Sunny Island 5048U	5 000	180 (60 ms)	95%	-1 +1	<3%	3 999
Pylon Electronics Inc	CFR 5000-48-240-60	5 000	N/A	>85%	0,8	<5%	2 950

Tabla 11 Características del inversor.

Fuente: Autores.

De la tabla 11 se seleccionó el Inversor híbrido monofásico XANTEX XW4548-120/240-60 de 4500 W (potencia máxima instantánea de 18 kW) que posee la mejor relación costo/beneficio, permite suministrar la corriente de arranque de la bomba sumergible y minimiza las pérdidas por regulación a potencia nominal debido a su tensión de salida (240 Vac).

³⁵ Las pérdidas por transmisión se obtuvieron utilizando el software NEPLAN®

4.4 BANCO DE BATERÍAS

El banco de baterías es uno de los elementos fundamentales en un sistema no interconectado, ya que éste se encarga no sólo de almacenar la energía producida por los aerogeneradores, sino que también define el tiempo de autonomía del sistema, lo que es un factor determinante al depender de una variable aleatoria como es la velocidad del viento.

Para la selección del banco de baterías hay que tener en cuenta las siguientes características:

4.4.1 CAPACIDAD DEL BANCO

Para calcular los requerimientos del banco se debe calcular primero la cantidad de energía que deben proveer las baterías durante su periodo de autonomía. Esta energía se llevará a amperes hora promedio, para ello se tomará el consumo de las cargas, el número de horas de trabajo diarias y el número de días a la semana para determinar la energía total semanal a generar. Luego se divide el consumo total de la carga por los siete días de la semana para obtener el consumo diario promedio, que se dividirá por la tensión del banco de baterías. Con esto se obtiene la corriente diaria promedio en amperes hora por día (Ah/d) consumidos por la carga. En la tabla 12 se muestra el proceso de cálculo de los requerimientos de corriente.

CÁLCULO DE LOS REQUERIMIENTOS DIARIOS DE CORRIENTE

Energía semanal a generar	492,46	kWh
Energía diaria a suministrar	70,36	kWh
Tensión de salida nominal en DC	48	V
Amperes-hora diarios promedio a suministrar	1 465,84	Ah/d

Tabla 12 Cálculo de la corriente diaria promedio a suministrar.

Fuente: Autores.

4.4.2 DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO

Para el cálculo del tamaño del banco se siguen los siguiente pasos:

1. Se determina la cantidad de Amperes hora necesitados al día para soportar las cargas conectadas al sistema.
2. Se dividen los Amperes hora diarios por la eficiencia del inversor
3. Se divide el valor obtenido por la eficiencia de las baterías (usualmente del 75%). Este es el “valor ajustado de Amperes-hora/día”.
4. Se divide el valor ajustado de Amperes-hora/día por la “profundidad de descarga” especificada para el sistema. En este caso, el valor máximo de descarga de las baterías es del 50%.
5. El valor obtenido se multiplica por los días de autonomía deseados. Con esto se obtiene la cantidad de Amperes hora mínimos que debe soportar el banco de baterías. En la tabla 13 de presentan los valores obtenidos.

DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO

Amperes-hora diarios promedio a suministrar	1465,84	Ah/d
Eficiencia del Inversor	0,95	
Eficiencia de las baterías	0,75	
Amperes-hora diarios ajustados	2057,32	Ah/d
Días de autonomía deseados ³⁶	3	
Tamaño del banco de baterías necesario	6171,96	Ah

Tabla 13 Dimensionamiento del banco de baterías.

Fuente: Autores.

³⁶ De tres a cinco días. Para mayor información refiérase al numeral 1 de la sección 2.5.

4.4.3 CONFIGURACIÓN DEL BANCO.

El banco de baterías debe ser conectado de tal forma que concuerde con la tensión del controlador y el inversor (48 V), además de cumplir con los requerimientos corriente de la carga. De acuerdo a lo establecido en las secciones 4.6 y 4.7 se utilizarán dos bancos de baterías (uno para cada regulador), por lo tanto, se dividirá la capacidad corriente del sistema entre el número de bancos. En la tabla 14 se muestra el cálculo de la configuración del banco, teniendo en cuenta que los inversores y cargadores comúnmente están optimizados para su uso con baterías a 2 V por celda.

CONFIGURACIÓN DEL BANCO		
Tamaño del banco de baterías necesario	6 171,96	Ah
Tamaño de cada uno de los bancos	3 085,98	
Capacidad de cada celda	1 568	Ah
Voltaje de cada batería	12	
Número de celdas en paralelo necesarias	2	
Número celdas en serie necesarias	4	
Número Total de Celdas Necesarias	8	
Corriente total suministrada	3 136	Ah

Tabla 14 Configuración del banco de baterías.

Con base en los parámetros anteriores e indicaciones del fabricante de los inversores, cada banco de baterías consta de 8 baterías de 12 V, ciclo profundo FLA (ácido plomo) y 1 568 Ah por celda en configuración serie-paralelo, conformado por 4 baterías en serie y 2 en paralelo para producir una tensión

nominal de 48 V y una capacidad de 3 136 Ah por banco. En la figura 21 se ilustra la configuración del banco de baterías.

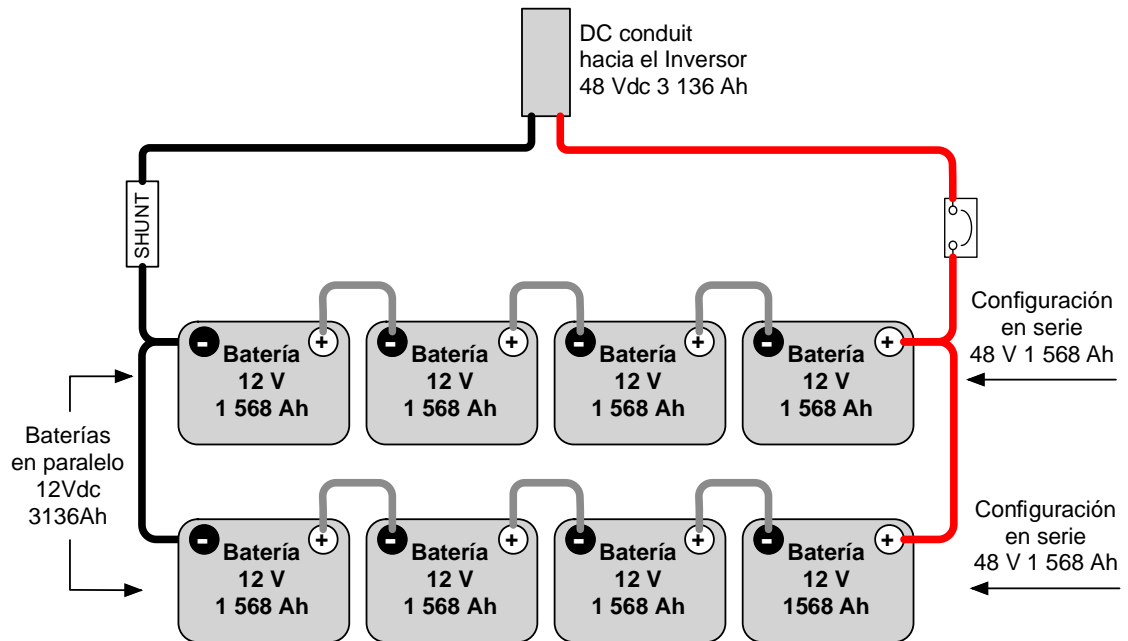


Figura 21 Configuración de cada banco de baterías.

Fuente: Autores.

4.5 AEROGENERADORES

Los aerogeneradores son el elemento principal del sistema de generación, estos deben proveer potencia suficiente para satisfacer la demanda de las cargas y cubrir las pérdidas por transmisión y eficiencia bajo las condiciones de viento de la zona.

4.5.1 POTENCIA DE LOS AEROGENERADORES

Como primer paso para seleccionar los aerogeneradores es necesario determinar potencia y energía total a suministrar. En la tabla 15 se muestra el cálculo de dichos valores en función de los datos de las secciones 4.2.3 y 4.3.

ENERGÍA A GENERAR

Energía semanal asociada a la carga	460,46	kWh
Energía semanal asociada a pérdidas por transmisión	19,39	kWh
Energía total a generar	492,46	kWh
Divida por la eficiencia del Inversor	0,95	
Divida por la eficiencia del banco de baterías	0,75	
Energía total semanal ajustada a generar		691,18 kWh

POTENCIA A GENERAR

Potencia asociada a la carga	8,3	kW
Potencia semanal asociada a pérdidas por transmisión	0,134	kW
Potencia total a generar	8,564	kW
Divida por la eficiencia del Inversor	0,95	
Divida por la eficiencia del banco de baterías	0,75	
Potencia total ajustada a generar		12,02 kW

Tabla 15 Potencia y energía a suministrar con los aerogeneradores.

Fuente: Autores.

Con base en la potencia total a generar, se seleccionó un arreglo de dos aerogeneradores de eje horizontal BERGEY BWC EXCEL de 7,5 kW, debido a que su costo de compra e instalación es inferior al de un aerogenerador de 15 kW.

La Bergey BWC Excel R es una turbina eólica pequeña, robusta y con alta seguridad de funcionamiento. Es producida por el líder mundial entre los fabricantes de pequeñas turbinas y viene con la garantía más larga en la industria (5 años). A continuación se enumeran las características principales del generador:

Aerogenerador: Bergey EXCELL BWC R

Potencia: 7 500 vatios @ 12,5 m/s.

Velocidad de arranque: 3,4 m/s.

Velocidad de corte: 25 m/s.

Diámetro del rotor: 6,7 m.

Número de aspas: 3.

Material de fabricación aspa: matriz de carbono.

Peso: 80 kg.

Tensión de salida: 48 VDC.

Generador: Imanes permanentes trifásico 300 Vac.

Regulador: Incluido con disipación al aire.

Protección contra descargas atmosféricas: incluida.

4.5.2 ENERGÍA DISPONIBLE

Tener la distribución de frecuencias de velocidad del viento a la altura del anemómetro no es de mucha utilidad a la hora de calcular la energía disponible en el emplazamiento, puesto que los aerogeneradores serán ubicados a una altura diferente. Por ello, se recalcula esta distribución a la altura del cerro a partir de la ecuación 1 y los valores de la tabla 3, para luego aplicar a los valores obtenidos un factor de corrección por rugosidad superficial de 0,1 correspondiente a pastos altos y cultivos bajos según el perfil de Lysen³⁷. En la tabla 16 y la figura 22 se muestra la nueva distribución de frecuencias del viento.

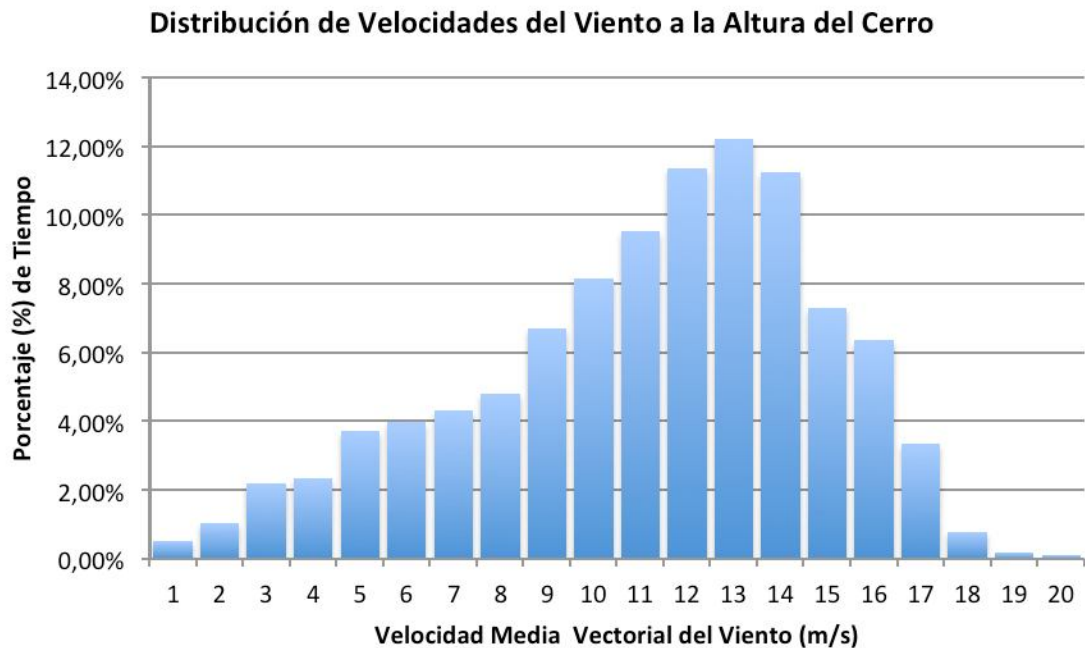


Figura 22 Distribución de frecuencias de velocidad a la altura del cerro.

Fuente: Autores.

³⁷ Lysen, 1983. Información disponible en las tablas 4.5 y 4.6 del anexo 4 del Atlas de viento y energía eólica, UPME IDEAM [3]

Rango de Velocidades	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Relativa
0 - 1	16	0,50%
1 - 2	33	1,03%
2 - 3	70	2,18%
3 - 4	75	2,33%
4 - 5	120	3,73%
5 - 6	128	3,98%
6 - 7	138	4,29%
7 - 8	154	4,79%
8 - 9	215	6,69%
9 - 10	262	8,15%
10 - 11	306	9,51%
11 - 12	365	11,35%
12 - 13	393	12,22%
13 - 14	362	11,26%
14 - 15	235	7,31%
15 - 16	204	6,34%
16 - 17	107	3,33%
17 - 18	25	0,78%
18 - 19	5	0,16%
19 - 20	3	0,09%
TOTAL	3 216	100,00%

Tabla 16 Distribución de velocidades del viento a la altura del cerro.

Fuente: Autores.

Habiendo seleccionado un aerogenerador y teniendo la distribución de frecuencias de velocidad del viento a la altura del cerro, se procede a calcular la energía anual disponible para generación eólica. Para ello se utilizó el método propuesto por el Ministerio de Minas y Energía (sección 1.4). Lo primero que se hace es ajustar el régimen de vientos de la zona a una distribución de probabilidad de Weibull. Para ello es necesario encontrar los factores de forma y escala (k y c) de la distribución de Weibull. Una forma sencilla de calcular dichos parámetros es utilizar la función

de densidad acumulativa de la distribución de Weibull que aparece en la ecuación 26 [25].

$$p_i = p(v \leq v_i) = 1 - e^{-\left(\frac{v_i}{c}\right)^k} \quad (\text{Ec 26}),$$

donde p_i es la probabilidad de que la variable aleatoria v (para este caso velocidad del viento) sea inferior a la velocidad v_i , es decir, la frecuencia de probabilidad acumulada para la velocidad v_i .

Esta función se puede reescribir como:

$$1 - p_i = e^{-\left(\frac{v_i}{c}\right)^k} \quad (\text{Ec 27})$$

Si se saca el logaritmo natural a ambos lados de la ecuación 27 se obtiene la ecuación 28.

$$\Rightarrow \ln(1 - p_i) = -\left(\frac{v_i}{c}\right)^k \quad (\text{Ec 28})$$

Y si se vuelve a sacar el logaritmo natural se llega a la ecuación 29.

$$\Rightarrow \ln[-\ln(1 - p_i)] = -k(\ln c + \ln v_i) \quad (\text{Ec 29})$$

La ecuación 29 se asemeja a la ecuación de una línea recta de la forma $y_i = \alpha + bx$ (Ec 30), donde:

$$y_i = \ln[-\ln(1 - p_i)]$$

$$x_i = \ln v_i$$

$$\alpha = -k \ln c$$

$$b = k$$

Habiendo linealizado la ecuación de la función de distribución acumulativa de Weibull se observa que los términos x_i y y_i son funciones de v_i y p_i , entonces, teniendo los intervalos de velocidad del viento (v_i) y las frecuencias acumuladas de velocidad (p_i) de la tabla 16, se pueden calcular, a través de una regresión lineal, los parámetros a y b de la recta que modela dicha distribución acumulativa de Weibull. En la tabla 17 se muestran los valores de los pares de puntos x_i y y_i calculados para cada uno de los intervalos de velocidad (v_i) y frecuencia acumulada (p_i). En la figura 23 se presenta la grafica de dichos pares (x, y).

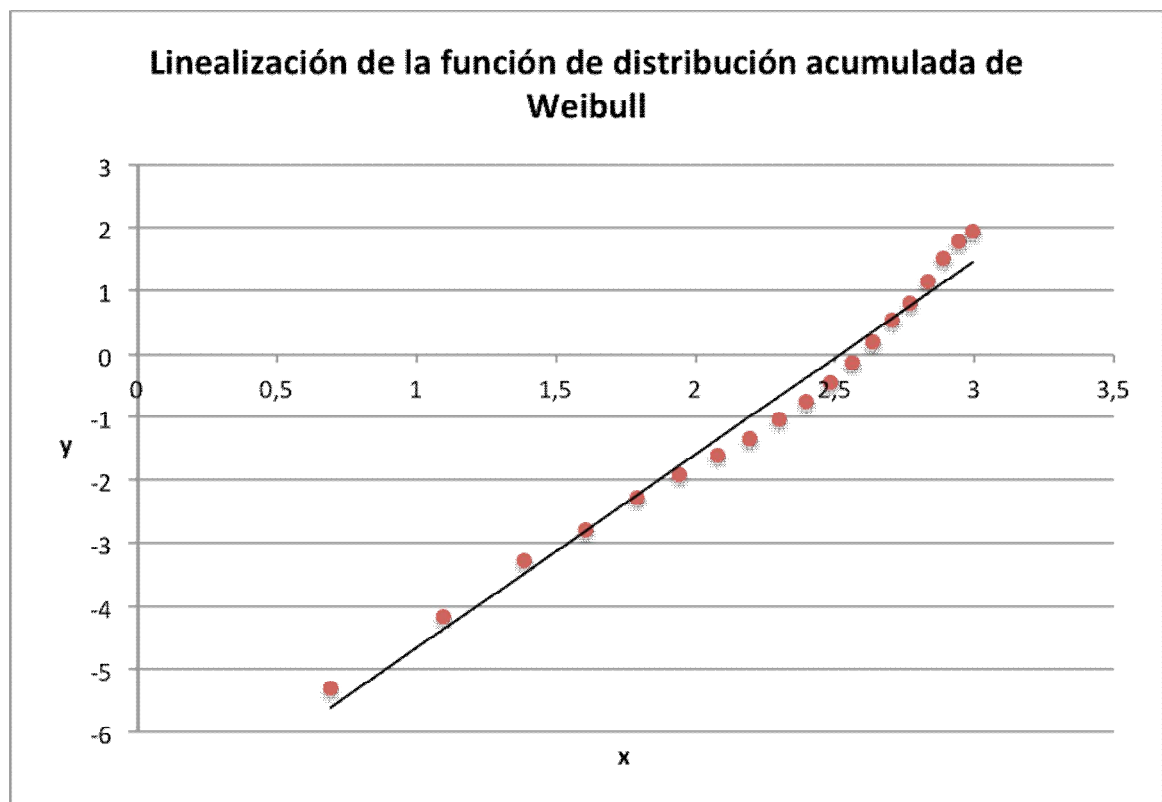


Figura 23 Recta de regresión para la distribución de Weibull linealizada.

Fuente: Autores.

Rango de Velocidad (v_i)		Frecuencia relativa en p.u	Frecuencia acumulada (P_i)	x_i	y_i
0 - 1	1	0,0050	0,0050	0	-5,3008
1 - 2	2	0,0103	0,0152	0,6931	-4,1764
2 - 3	3	0,0218	0,0370	1,0986	-3,2780
3 - 4	4	0,0233	0,0603	1,3863	-2,7771
4 - 5	5	0,0373	0,0976	1,6094	-2,2756
5 - 6	6	0,0398	0,1374	1,7918	-1,9116
6 - 7	7	0,0429	0,1803	1,9459	-1,6151
7 - 8	8	0,0479	0,2282	2,0794	-1,3506
8 - 9	9	0,0669	0,2951	2,1972	-1,0507
9 - 10	10	0,0815	0,3766	2,3026	-0,7497
10 - 11	11	0,0951	0,4717	2,3979	-0,4493
11 - 12	12	0,1135	0,5852	2,4849	-0,1279
12 - 13	13	0,1222	0,7074	2,5649	0,2062
13 - 14	14	0,1126	0,8200	2,6391	0,5392
14 - 15	15	0,0731	0,8930	2,7081	0,8044
15 - 16	16	0,0634	0,9565	2,7726	1,1424
16 - 17	17	0,0333	0,9897	2,8332	1,5216
17 - 18	18	0,0078	0,9975	2,8904	1,7912
18 - 19	19	0,0016	0,9991	2,9444	1,9427
19 - 20	20	0,0009	1	2,9957	

Tabla 17 Pares x,y de la distribución de Weibull linealizada.

Fuente: Autores.

Ahora, para comprobar que la regresión lineal se ajusta a la recta de la ecuación 30 se calcula el coeficiente de correlación, que para este caso es del 98%³⁸ (lo

³⁸ El coeficiente de correlación fue generado utilizando la función de regresión lineal que incluye Microsoft Excel®

que indica que el ajuste es casi perfecto). Entonces la ecuación de la recta que modela la función de distribución acumulativa de Weibull es³⁹:

$$y = 3,069x - 7,739 \quad (\text{Ec 31})$$

Al comparar la ecuación 31 con la ecuación 30, se obtienen valores de las constantes **a** y **b** que fueron definidas a partir de la ecuación 29, lo que permite despejar los parámetros **c** y **k** de la ley de distribución de Weibull así:

$$b = k \quad (\text{Ec 32})$$

$$a = -k \ln c = -7,74 \Rightarrow c = e^{\frac{a}{k}} \quad (\text{Ec 33})$$

Entonces el valor de forma de Weibull (**k**) es igual a 3,069 y el factor de escala (**c**) es igual 12,45 m/s. Reemplazando **c** y **k** en la ecuación 13 se obtiene la función de distribución de velocidad del viento a la altura del anemómetro:

$$f(v) = \frac{3,069}{12,45} * \left(\frac{v}{12,45}\right)^{2,069} * e\left(-\left(\frac{v}{12,45}\right)^{3,069}\right) \quad (\text{Ec 34})$$

Finalmente, con la función de distribución de velocidades a la altura del emplazamiento y la curva de potencias del aerogenerador seleccionado, se obtiene la energía anual suministrada por los aerogeneradores a partir de la ecuación 15.

Si se supone el buje a una altura⁴⁰ de 18 m y se reemplaza, tanto la ecuación 34 como la curva de potencia del aerogenerador (figura 24) en la ecuación 15, se

³⁹ La ecuación de la recta **y=a+bx** fue generada utilizando la función de regresión lineal que incluye Microsoft Excel®

obtiene que cada aerogenerador producirá una energía estimada de 39 264 kWh anuales.

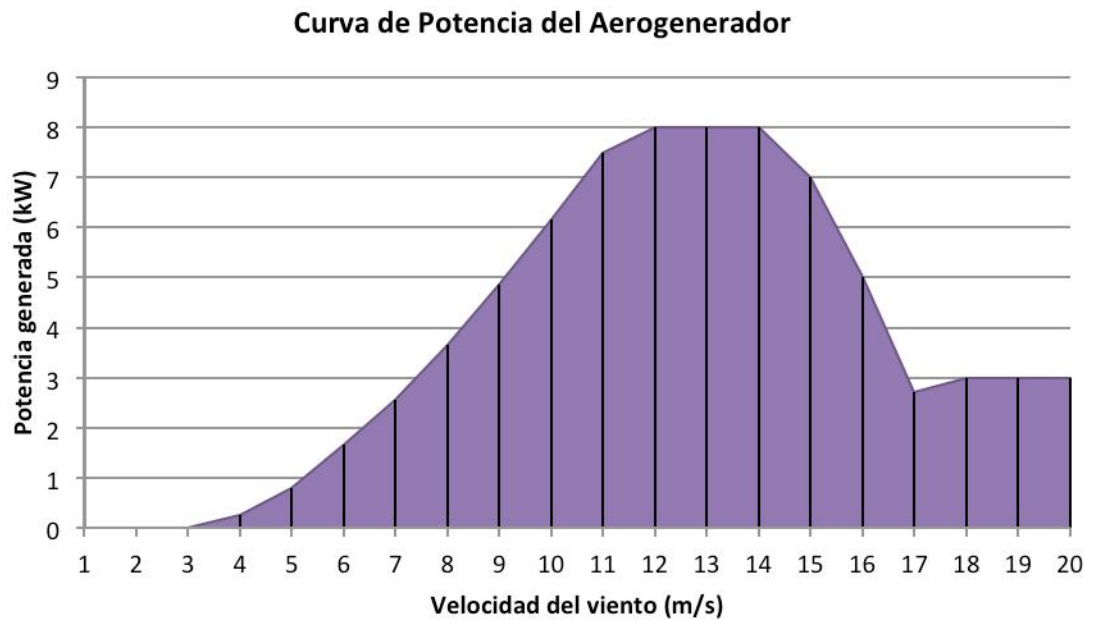


Figura 24 Curva de potencia del aerogenerador⁴¹.

Fuente: Bergey Windpower Co [26].

4.5.3 ALTURA DE LA TORRE

Con el fin de encontrar la altura óptima para la torre, se utilizó el software WindCad 3 para realizar una estimación de la potencia producida por un

⁴⁰ Los valores comunes de altura de la torre para pequeños aerogeneradores varían entre los 18 y los 43 m [27]

⁴¹ Curva de potencia suministrada por el fabricante de los aerogeneradores.

generador a diferentes alturas de la torre⁴² (18 a 43 m), ya que este permite extrapolar los datos obtenidos (parámetros de Weibull, densidad del aire y velocidad media) a la altura del buje. En las figura 25 y 26 se ilustra la relación entre la altura de la torre y la potencia promedio / energía anual generada.

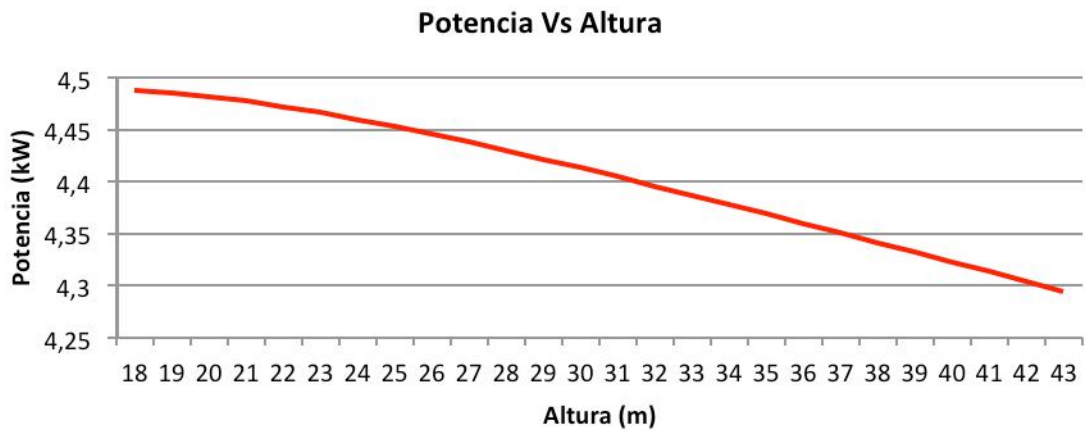


Figura 25 Relación entre la altura de la torre y la potencia generada.

Fuente: Autores.

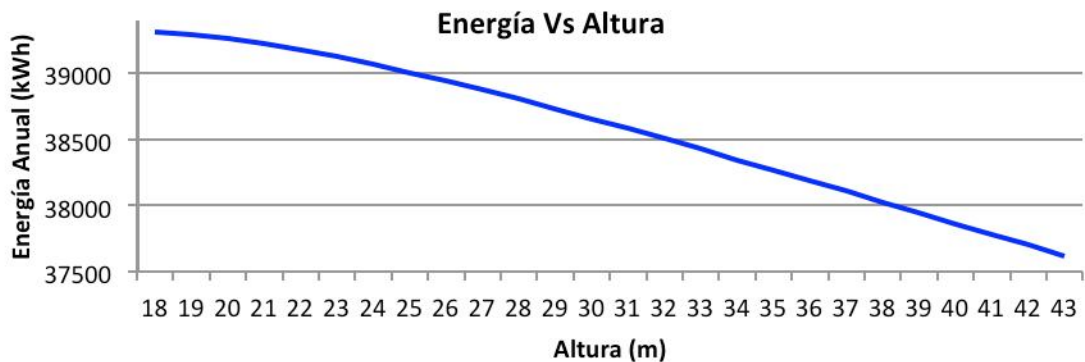


Figura 26 Relación entre la altura de la torre y la energía generada.

Fuente: Autores.

⁴² Las Alturas de torre que ofrece el fabricante de los aerogeneradores son 18,24,30,37 y 43 m.
<http://www.bergey.com/Products/Prices2.htm>. Fecha: 01/08/10

De lo anterior se obtiene que la relación entre la potencia generada y la altura de la torre es $-7,724 \text{ W/m}$, mientras la relación entre energía y altura es $-67,66 \text{ kWh/m-año}$. Esta pendiente negativa se debe a que la probabilidad de frecuencia para velocidades superiores a los 14 m/s aumenta con la altura; velocidad a partir de la cual la potencia generada decrece rápidamente. Por lo tanto se selecciona una torre de 18 m , ya que esta es la altura (de una torre comercial) a la que se obtiene la máxima potencia de generación. A continuación se muestran las características técnicas de la torre seleccionada:

Altura: 18 m .

Tipo: Auto portante (3 patas) con soporte para vientos de 144 km/h ⁴³.

Estructura: Angulo estructura de $1 \frac{1}{2}$ y $2''$.

Estructura: extensión $4,73 \text{ m}$ Tubo acero $3''$ ($3,2 \text{ mm}$).

Escalera: exterior.

En la tabla 18 se muestra la potencia y energía que produciría cada aerogenerador con una torre de 18 m de altura ⁴⁴.

Energía y Potencia Disponibles	
Potencia promedio producida (kW)	4,48
Energía diaria producida (kWh)	107,6
Energía anual producida (kWh)	39.264
Energía mensual producida (kWh)	3.272
Porcentaje de tiempo en operación	96,5%

Tabla 18 Energía producida por cada aerogenerador.

⁴³ La velocidad máxima absoluta del viento a la altura de la torre es 28 m/s (en base al estudio de vientos obtenido del IDEAM).

⁴⁴ Valores obtenidos del reporte generado con el software Wincad 3 en base a las características del emplazamiento

4.5.4 ORIENTACIÓN

Para determinar la orientación de los aerogeneradores se utilizó la rosa de vientos generada en el aeropuerto Almirante Padilla de Riohacha (única información disponible cercana a la zona de Siapana), acción que luego fue justificada por las direcciones registradas en los datos de velocidad media vectorial proporcionadas por el IDEAM.

La rosa de vientos de la figura 27 muestra que la dirección predominante del viento en la zona es E – NNE, con una frecuencia del 46%. Por lo tanto los aerogeneradores estarán orientados en la dirección E. Estos se ubicarán contiguos horizontalmente, a una distancia de 30 m (≈ 5 diámetros) en posición perpendicular al viento dominante para reducir el efecto de estela, como se muestra en la figura 28.

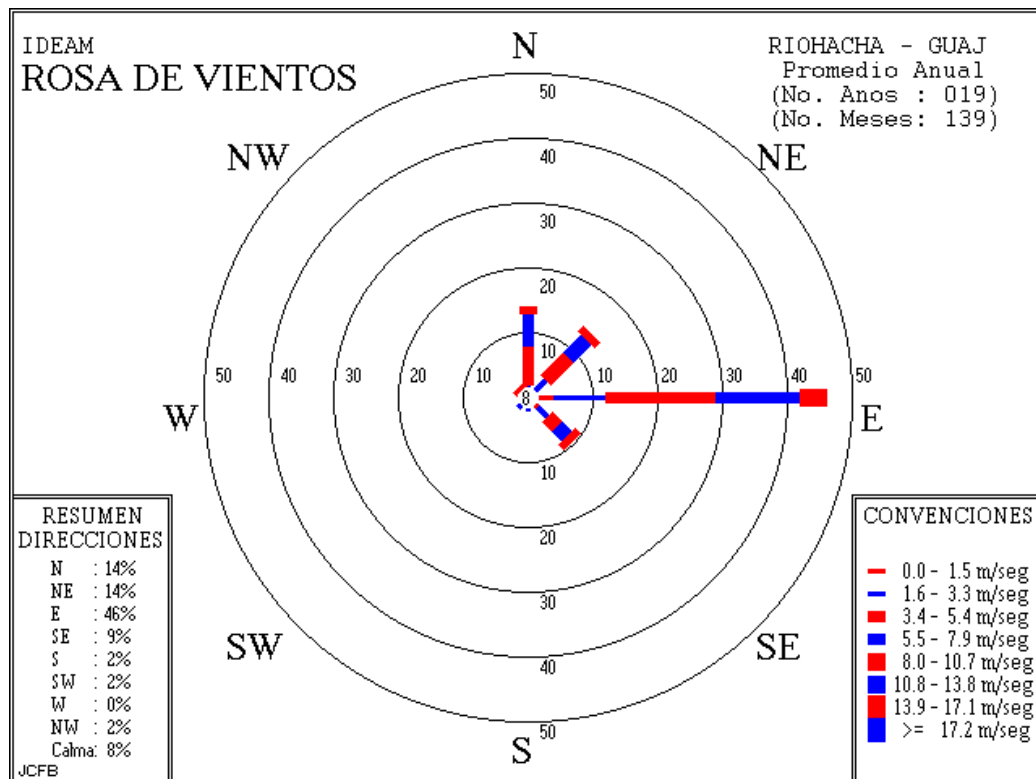


Figura 27 Rosa de vientos de Riohacha.
Fuente: IDEAM.

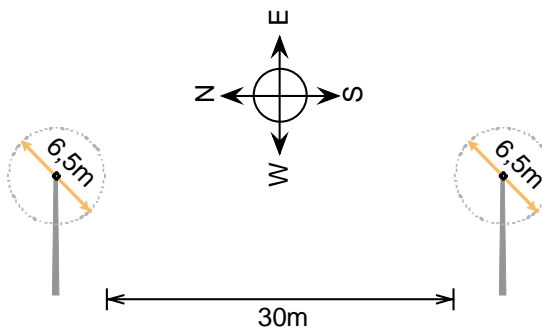


Figura 28 Orientación de los aerogeneradores.

Fuente: Autores.

4.6 REGULADOR

El aerogenerador BWC EXCEL-R incorpora un regulador/controlador de carga (VSC-10) que se encarga de convertir la corriente alterna producida por el aerogenerador en corriente continua, de distribuirla entre las cargas y el banco de baterías, y de proteger al sistema contra sobrecargas. A continuación se explica el modo de operación del sistema.

El rotor del BWC EXCEL debe comenzar a girar cuando la velocidad del viento alcanza aproximadamente 3.6 m/s. La carga de las baterías debe comenzar poco después de que el rotor gire a esta velocidad, pero éste puede variar con el estado de carga de las baterías. Una vez girando, el rotor puede continuar moviéndose con vientos por debajo de los 3.6 m/s, pero el sistema probablemente no cargará las baterías. La velocidad del rotor aumentará con el aumento de velocidad del viento y el sistema producirá una mayor potencia.

El alternador convierte la energía del rotor en electricidad utilizando imanes permanentes. Este tiene una configuración invertida, ya que la cubierta exterior gira, mientras que las bobinas internas son inmóviles, y produce energía a velocidades bajas, eliminando la necesidad de una caja de engranajes. La energía

eléctrica pasa por un transformador trifásico que reduce el nivel de tensión a un nivel compatible con el regulador y las baterías (48 V).

El regulador rectifica la corriente alterna y evita que el aerogenerador sobrecargue las baterías; para ello, en lugar de los diodos, el tiene rectificadores controlados (SCR) de modo que pueda funcionar como regulador de control de fase. El VCS-10 tiene un esquema de carga de “voltaje constante”, para maximizar vida útil de las baterías. Bajo condiciones normales todas la energía disponible de la turbina de viento se rectifica y se entrega al centro de despacho de C.C. Esto proporciona energía a las cargas y el excedente se almacena en las baterías.

Cuando la batería alcanza su máxima carga el regulador desengancha la turbina para proporcionar una corriente más baja a las baterías y evitar una sobrecarga. Esto previene la desgasificación excesiva que podría bajar el nivel del electrolito de batería y daña físicamente sus celdas. Bajo operación libre el rotor gira más rápidamente, y el controlado proporciona una corriente controlada de tal forma que la batería se mantenga cargada

El controlador esta diseñado para trabajar con celdas de 2,3 V, con parada de alto voltaje cuando se alcanzan 2,65 Volts/celda y no se reactivará el sistema de carga hasta que el voltaje de la batería esté por debajo de 23 Volts/celda. En caso de sobretensión seria (2,9 Volts/celda), se dispara un fusible de 2 A localizado en su tarjeta de circuitos.

4.7 CONEXIÓN DE LOS ELEMENTOS

Como se mencionó anteriormente el sistema de generación consta de cinco elementos (aerogenerador, regulador, banco de baterías, inversor y sistema de transmisión) que deben ser interconectados para poder llevar la energía al usuario final. En esta sección se describe el sistema de conexión y desconexión de los

elementos con base en las especificaciones de los fabricantes y las normas nacionales e internacionales aplicables a cada caso.

Aerogeneradores – Regulador.

Teniendo en cuenta las indicaciones que ofrece el fabricante⁴⁵ de los aerogeneradores para la selección de conductores (Ver anexo D) y la norma NTC-2050 (Sección 400), la instalación eléctrica de los aerogeneradores se hará de la siguiente manera (figura 29):

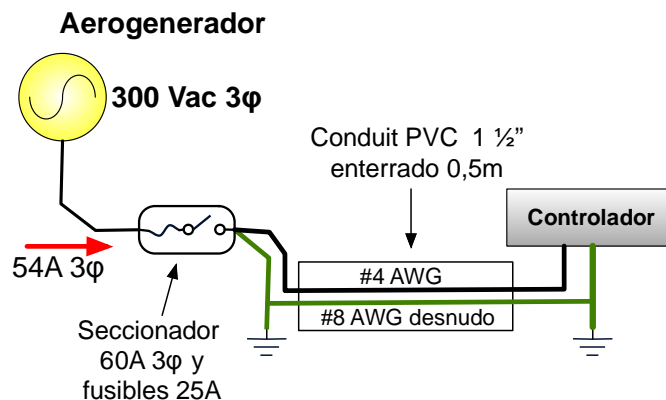


Figura 29 Conexión aerogenerador – regulador

Fuente: Autores.

El alternador suministra corriente alterna a 300 V trifásicos, por lo tanto, en la base de la torre, conectado a la salida del alternador del aerogenerador, se instalará un sistema de desconexión trifásico de 60 A, ya que la corriente máxima trifásica de salida del generador es 54 A (ver anexo D) y fusibles de 25 A para cada fase [27].

⁴⁵ Información disponible en la sección 6 del documento "Installation manual BWC EXCEL wind turbine and rohn ssv self-supporting lattice towers" de Bergye Windpower Co.

La conexión entre la protección del alternador y el REGULADOR VCS-10 que se encuentra en la caseta de control será hara enterrada a 0,5 m de profundidad, a través de tubería Conduit de PVC de una y media pulgadas (1 ½”), utilizando conductores de cobre calibre No. 4 AWG . Además incluirá un conductor calibre No. 8 AWG que interconecta las puesta a tierra de la torre y el aerogenerador con la del regulador [27].

Regulador – Banco de Baterías / Inversor.

La conexión entre el banco de baterías y el regulador DC, así mismo entre el regulador y el inversor tendrán una distancia máxima de un metro cada una (esta distancia no debe sobrepasar los tres metros).

Por indicaciones del fabricante de los inversores⁴⁶ y de acuerdo a la sección 480 del código NTC-2050 la conexión entre el regulador y el banco de baterías utilizará un conductor de cobre calibre No. 2/0 AWG THW a través de tubería conduit de 2”, y contará con una protección contra sobrecorriente de 175 A, seleccionada con base en los mismos parámetros que el conductor [28].

Para calcular la corriente de salida del regulador al inversor, se divide la potencia (incluyendo la carga, pérdidas por transmisión y eficiencia, tanto del inversor como de las baterías), sobre la tensión de salida del regulador (48 Vdc), así:

$$I = \frac{1}{2} \left(\frac{P}{V} \right) = \frac{1}{2} \left(\frac{12\ 019,65}{48} \right) = 125,21\ A$$

Luego, al multiplicarlo por el factor de corrección de 125% se obtiene una corriente de 156,51 A. Por lo tanto, la conexión entre el regulador y el inversor se hara con

⁴⁶ Tabla 2.2 del manual de instalación “XANTREX XW POWER SYSTEM XW “ acerca del tamaño del conductor de las baterías en relación a su longitud.

conductor de cobre, calibre No. 2/0 AWG THW, a través de tubería conduit de 2", y utilizara una protección de 175 A. En la figura 30 se ilustra la interconexión de los elementos.

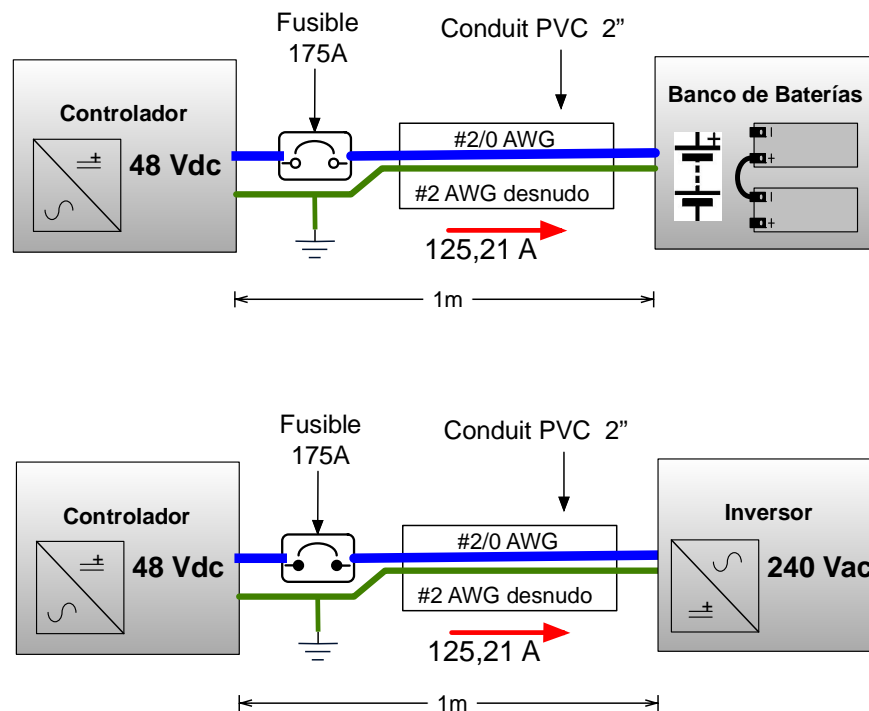


Figura 30 Conexión controlador – banco de baterías/inversor

Fuente: Autores.

Inversor – Transformador.

Para el dimensionamiento del conductor de salida entre los inversores y el transformador de transmisión (figura 31) se tiene en cuenta la potencia total asociada a la carga y pérdidas por transmisión (8 563,3 W), y la tensión de salida del inversor (240 V). Estos valores se evalúan en la ecuación 22 y luego se dividen entre el número de inversores en paralelo (2), obteniendo así corriente de salida para cada inversor:

$$I = \frac{1}{2} \left(\frac{P}{V} \right) = \frac{1}{2} \left(\frac{8\,563,3}{240} \right) = 17,84 \text{ A}$$

La capacidad de corriente en un factor de 125%, por tanto $I = 22,3 \text{ A}$. De la tabla 310-16 de la norma NTC-2050 se selecciona un conductor de cobre calibre No. 6 AWG THW, ya que el fabricante especifica que no se debe utilizar un calibre inferior a este. Cada inversor contará también con una protección contra sobrecorriente de 25 A con base en los valores anteriormente calculados.

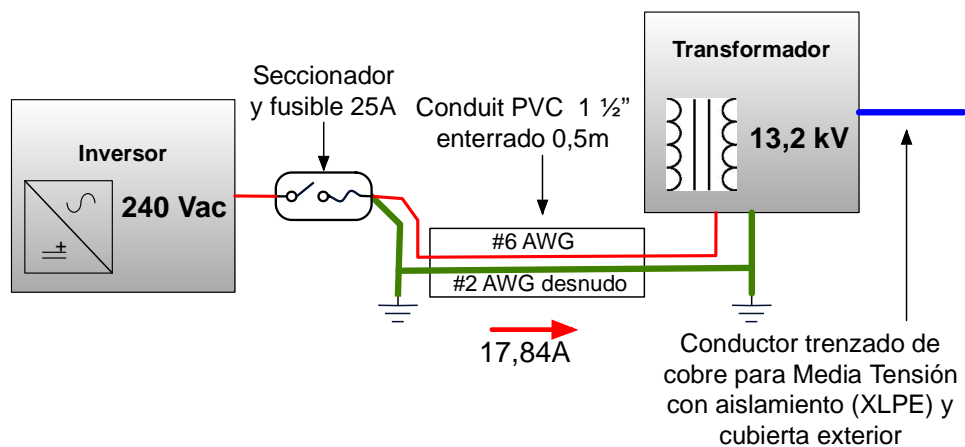


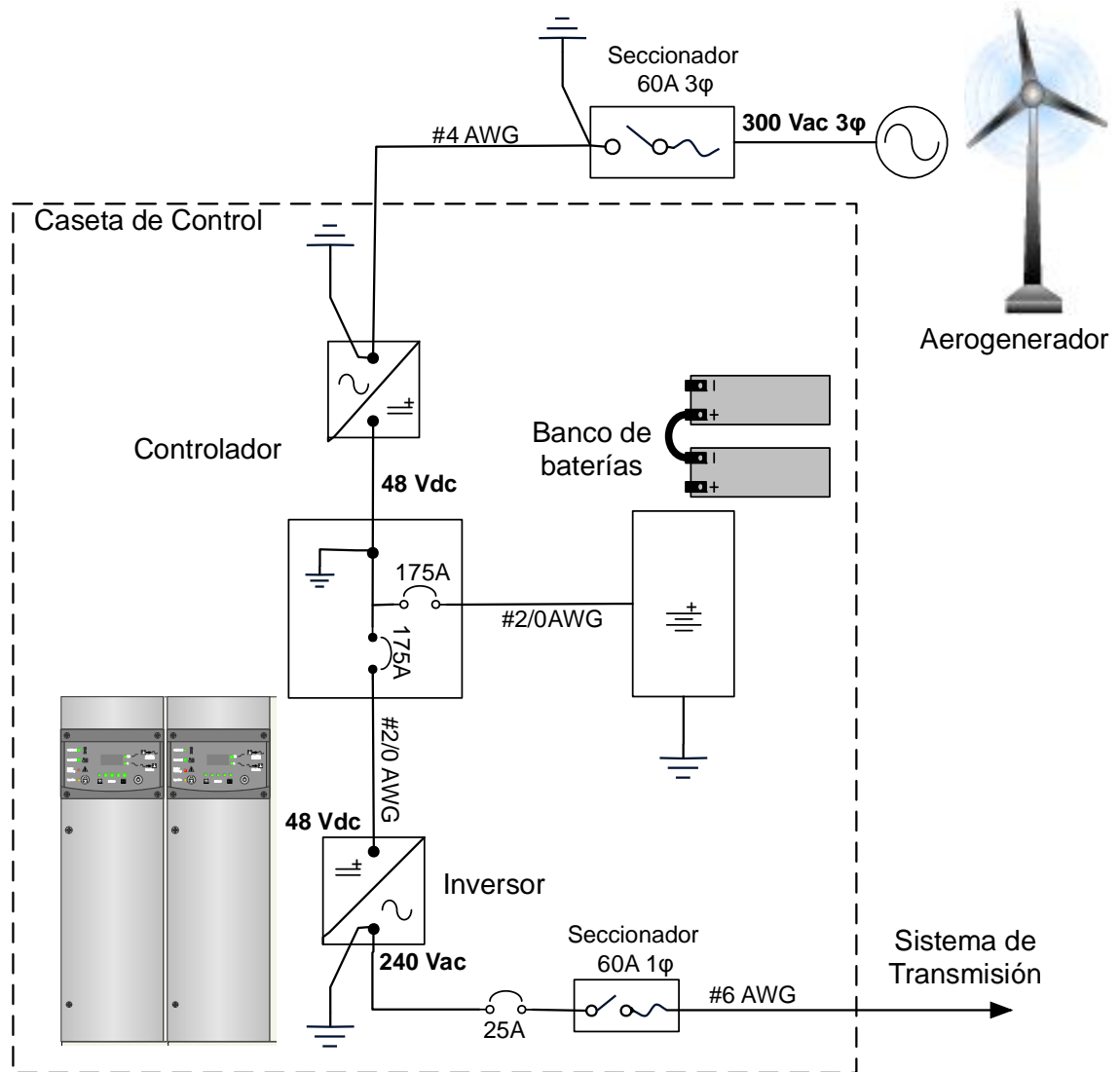
Figura 31 Conexión controlador – banco de baterías/inversor

Fuente: Autores.

La puesta a tierra del sistema se hará con varilla de cobre de 5/8" x 1,8 metros. Y la interconexión entre la tierra de cada uno de los elementos y la malla de tierra se hará en alambre de cobre desnudo No. 2 AWG, a través de la tubería conduit de la instalación.

El sistema de generación, debe además contar con un mecanismo de desconexión principal, de modo que permita separarlo de las cargas. En la figura 32 se ilustra el esquema de conexión de los elementos de la central.

INTERCONEXIÓN DE LOS ELEMENTOS*



*No se muestra la conexión de puesta a tierra

Figura 32 Esquema de conexión del sistema de generación.

Fuente: Autores.

4.8 CASETA DE EQUIPOS

La caseta de equipos ocupará un área de 16 metros cuadrados que brindan espacio suficiente (de acuerdo a las dimensiones de cada equipo provistas por el

fabricante) para la ubicación de un rack de soporte para las baterías, dos reguladores y dos inversores. Para la construcción de la misma se nivelará el terreno sobre el cual se dispondrá una placa de concreto de 25 metros cuadrados.

La obra civil requerirá los siguientes elementos:

- Excavación (12,5 metros cúbicos).
- Solado para cimiento en concreto (0,75 metros cúbicos).
- Losa de cimentación en concreto reforzado $e=0,18$ (25 metros cuadrados).
- Losa de cubierta en concreto reforzado $e= 0,12$ concreto de 3000 psi (25 metros cuadrados).
- Plantilla nivelación impermeabilizada con manto edil (25 metros cuadrados).
- Levante en ladrillo (34,2 metros cuadrados).
- Calados tipo persiana (3 metros cuadrados).
- Pañete en mortero 1:3 impermeabilizado (68,4 metros cúbicos).
- Pintura en vinilo 3 manos tipo 1 (74,4 metros cuadrados).
- Puerta en madera de 2x1.
- Protector metálico de 2x1 incluye pintura anticorrosiva.

En la figura 33 se muestra la disposición de los equipos en la caseta de control y la ubicación de los elementos en el cerro.

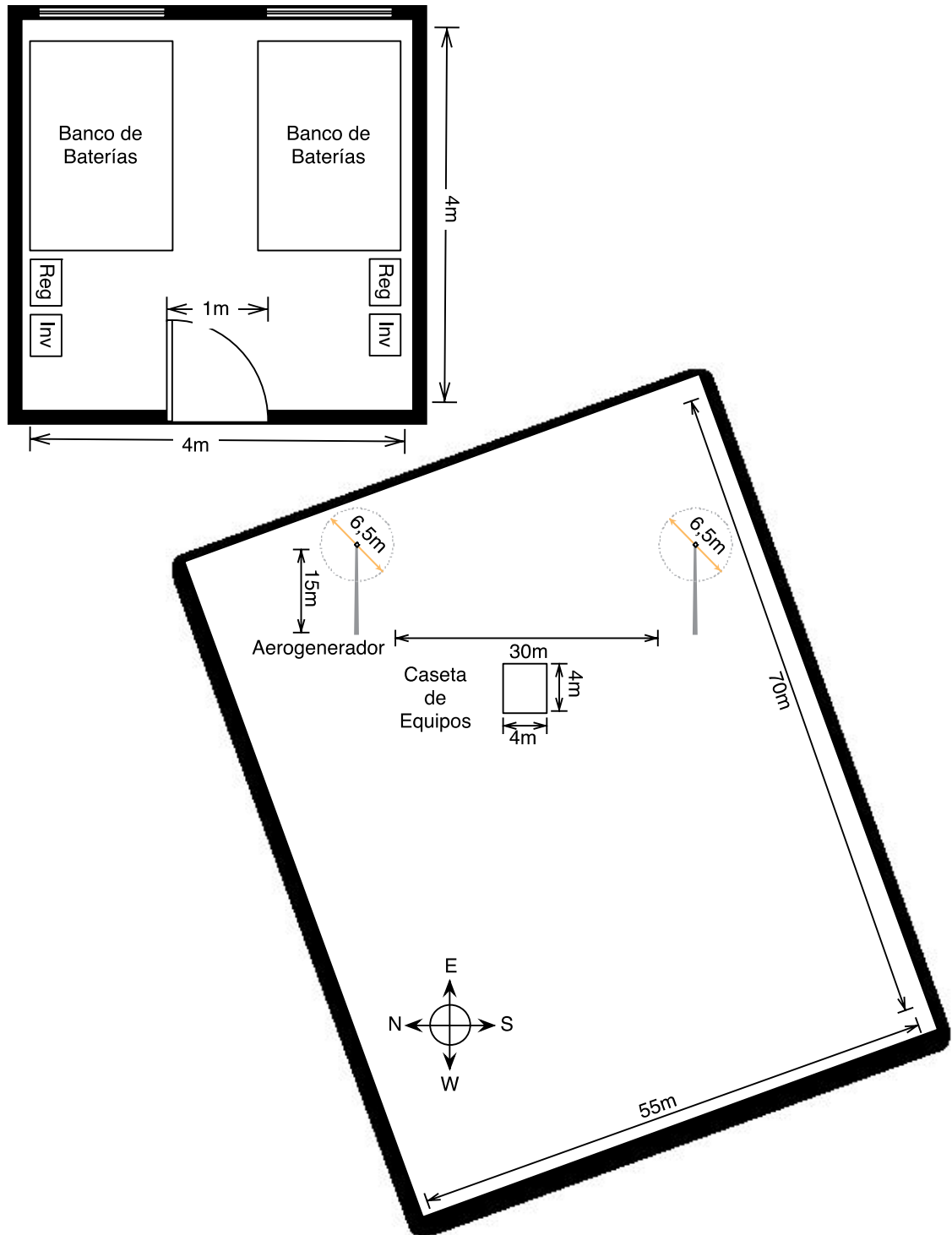


Figura 33 Ubicación de los elementos en el cerro y la caseta de control.

Fuente: Autores.

5 VIABILIDAD

El análisis de la viabilidad de los proyectos con fuentes no convencionales de energía debe desarrollarse en el contexto de un análisis de costos y beneficios sociales. Solo en ese contexto es posible disponer de una idea clara que permita determinar si se justifica el apoyo gubernamental de estos. En este capítulo se indican las ventajas de producir energía eléctrica utilizando aerogeneradores en lugar de utilizar fuentes convencionales. Cabe aclarar que la hora de comparar los costos de operación y mantenimiento no se enumera la posibilidad de interconectar la población al sistema nacional debido a que los costos de dicha opción superan los cuarenta millones de pesos (\$40 000 000) por kilowatt-hora, lo que motiva a descartarla.

5.1 EMISIONES DE CO₂ EVITABLES

Uno de los principales logros de este proyecto es la reducción de emisiones de CO₂, lo que se fundamenta en determinar la cantidad de CO₂ que emite una planta a carbón y una a gas para producir la misma energía anual que generaría la central eólica.

Para realizar dicha comparación se asume que una central térmica a carbón produce un kilogramo de dióxido de carbono por cada kilowatt-hora generado, mientras que una central a gas produce 0,477 kilogramos por cada kilowatt-hora⁴⁷.

⁴⁷ COLOMBIA. Ministerio de Minas y Energía. Resolución No. 181401 de octubre 29 de 2004

En la tabla 19 se muestran los resultados del análisis para un periodo de veinticinco años⁴⁸.

CO ₂ EVITABLE [Toneladas]			
	Energía Generada	Carbón	Gas
CO ₂ e [kg/kWh]		1	0,477
Anual	78528	78,528	37,458
25 Años	1963200	1963,2	936,446

Tabla 19 Emisiones evitables de CO₂

Fuente: Autores.

5.2 COSTOS.

Uno de los criterios de selección mas relevantes para proyectos de generación eléctrica es el costo de la energía. En esta sección se realiza una comparación entre el costo de un kilowatt-hora generado por la central eólica y el de uno generado por una planta diesel⁴⁹ con las mismas características (15 kVA).

En primer lugar, se determinaron los costos de instalación de la central eólica (tabla 21) y de la línea de transmisión que llevará la energía a la población (tabla 20). Es importante mencionar que en una central eólica la inversión inicial representa la mayos parte de los gastos a lo largo de toda su vida útil, puesto que estas solo necesitan de un mantenimiento periódico de los aerogeneradores y la revisión del nivel de electrolito de las baterías.

⁴⁸ Se asumen 25 años como el ciclo de vida de una obra civil.

⁴⁹ Se realizó la comparación con una planta diesel debido a que la población ya cuenta con una.

COSTO DE INSTALACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN			
Descripción	Cant.	V/Unitario \$	V/Parcial \$
Replanteo de línea. M.T. (mtl)	2 200	645,00	1 419 000,00
Suministro, transporte e instalación de torrecilla galvanizada. 15 mts.TR. 510 kg	22	2 532 500,00	55 715 000,00
Suministro, transporte e instalación de herrajes en poste o torrecilla para tres hilos estructura de paso sencilla.	15	425 679,75	6 385 196,25
Suministro, transporte e instalación de herrajes en poste o torrecilla para dos hilos estructura retención terminal.	5	923 627,25	4 618 136,25
Suministro, transporte e instalación de herrajes y elementos para temple directo a tierra.	10	152 959,50	1 529 595,00
Suministro, transporte e instalación de herrajes y elementos para bajantes a tierra.	2	617 878,50	1 235 757,00
Suministro, transporte e instalación de un conductor ACSR N° 2 AWG	6 930	2 635,50	18 264 015,00
Valla publicitaria programa de electrificación rural	1	1 392 468,00	1 392 468,00
Subtotal			90 559 167,50
Descripción	Cant.	V/Unitario	V/Parcial
Suministro, transporte e instalación de herrajes y protecciones para transformador trifásico 15 kVA 240 / 13.2 KV	2	5 710 748,00	11 421 496,00
Suministro, transporte e instalación de sistema de contrapeso para mejoramiento de resistividad de puestas a tierra para transformadores de distribución	2	636 498,00	1 272 996,00
Subtotal			12 694 492,00
Costo directo del presupuesto			103 253 659,50
Costo indirecto del presupuesto			41 301 463,80
Costo total del presupuesto			144 555 123,30

Tabla 20 Costo red eléctrica

Fuente: Autores.

COSTO DE INSTALACIÓN DE LA CENTRAL EÓLICA			
Descripción	Cantidad	\$ Unitario	\$ Parcial
Generador BERGEY 7.5	2	70 435 200	140 870 400
Torre autoportante 15 m	2	8 700 000	17 400 000
Baterías 1568 AH ciclo profundo	8	7 370 640	58 965 120
Rack de soporte baterías	2	5 521 600	11 043 200
Inversor XANTREX 4500W XW4548	2	12 760 000	25 520 000
Accesorios de red Eléctrica	1	5 521 600	5 521 600
Accesorios e instalación de torre	1	1 893 120	1 893 120
Mano de obra instalación general	1	5 521 600	5 521 600
Subtotal			266 735 040
Protección contra Salinidad	1	1 340 960	1 340 960
Transporte y Viáticos	1	7 099 200	7 099 200
Cuarto para Equipos	1	6 310 400	6 310 400
Malla de Protección	1	3 155 200	3 155 200
Redes Eléctricas	1	8 224 678	8 224 678
Subtotal			26 130 438
Costo Total			292 865 478

Tabla 21 Costo de la central

Fuente: Autores.

Para calcular los costos anuales de operación y mantenimiento de una central eólica hay dos opciones, algunos autores afirman que dichos costos corresponden al 1,5% a 2% del costo de los aerogeneradores y otros argumentan que es de \$0,01 US / kWh. En este caso se utilizó el primer método. También hay que tener en cuenta que la vida útil del banco de baterías es inferior a la del resto de los equipos (más de diez años para sistemas con inversor⁵⁰), por lo tanto se realizará la instalación de un nuevo a los 13 años.

Para el cálculo de los costos de operación y mantenimiento de la panta diesel hay que tener en cuenta el consumo de combustible. Para esto se asumió un que en promedio, un galón de gasolina por produce 13,3 kWh ⁵¹. Luego se dividió la energía anual que generaría la central eólica entre este factor para obtener la cantidad de combustible necesario.

Aunque el costo del combustible representa gran parte de los gastos de operación, es necesario calcular el consumo de lubricantes y el mantenimiento de la máquina. Según un informe del Ministerio de minas y energía el costo de estos es de aproximadamente \$ 30 COP por cada kilowatt-hora generado ⁵². Esto sin tener en cuenta la mano de obra y los gastos de transporte e instalación de los equipos.

Habiendo obtenido los costos totales los costos de instalación, operación y mantenimiento de ambas alternativas se procede a comparar el costo de la

⁵⁰ Tomado de "BATTERY BANKS FOR INVERTER SYSTEMS APPLICATION NOTE" de Xantrex International [23].

⁵¹ Tomado del proyecto de grado de Cintia Gelvez Vera. Evaluación de las condiciones de generación eléctrica y propuesta para la energización de las ZNI del departamento de Amazonas. Universidad Industrial de Santander, 2006.

⁵² [En línea]. Fecha: 23 de agosto de 2010. Disponible en:
<http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/ENERGIA/sanandres/Informe%20GTZ%20Generacion%20San%20Andres%20-%20Segunda%20Parte%20Traduccion%20EEDAS.pdf>

energía de cada una de ellas. En la tabla 23 se muestra dicha comparación en costo total presente; donde se observa que la mejor alternativa es la generación con energía eólica.

COMPARATIVA DEL COSTO DE LA ENERGÍA			
CENTRAL EÓLICA		CENTRAL DIESEL	
Costo central eólica	\$292 865 479,56	Costo planta 15 kVA	\$20 000 000
costo línea transmisión	\$144 555 123,30	Galones anuales necesarios	5 891,07
Costo anual de mantenimiento	\$2 428 800	costo anual de combustible	\$38 172 914,41
Mantenimiento durante 25 años	\$119 165 316,49	costo combustible 25 años	\$1 911 067 935,54
Cambio de baterías a los 13 años	\$76 248 000	Costo anual de mantenimiento	\$2 355 840
		Mantenimiento durante 25 años	\$117 941 486,90
Costo total presente	\$635 262 719,35	Costo total presente	\$2 049 009 422,44
Costo total de la energía	\$261,65	Costo total de la energía	\$1 043,71

Tabla 22 Comparativa de costos por kWh

Fuente: Autores.

CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

En este proyecto se realizó el diseño de una central eólica en la ranchería de Siapana perteneciente al municipio de Uribía (alta Guajira) y está compuesto por dos aerogeneradores de 7,5 kW, que suplen la demanda energética de las zonas comunes (el hospital, el acueducto, la emisora y el internado). No obstante, aunque el diseño aquí descrito solo contempla estas zonas, la flexibilidad de los sistemas de generación eólica puede, en su momento, permitir cubrir las necesidades energéticas de toda la población con una inversión relativamente baja.

El presente diseño se elaboró con información de la velocidad del viento para diez años, pero, la velocidad del viento depende de muchos factores, lo que puede hacer que los datos de generación obtenidos en la práctica sean diferentes a los que se exhiben a lo largo de este documento. Para aspectos de diseño, se asumió un terreno plano y se despreció el efecto valle montaña.

La alta Guajira, por su potencial eólico, es una zona idónea para tener en cuenta en la planeación y ejecución de proyectos de aerogeneración y va a jugar un papel muy importante en el desempeño del país respecto al manejo del cambio climático y la aplicación de tecnologías de generación eléctrica basada en energías alternativas.

Este proyecto piloto servirá para informar e incentivar a los entes gubernamentales y municipales del departamento de la Guajira, en la aplicación de tecnologías para la generación de energía alternativa con fuentes renovables (eólica).

La generación eléctrica a partir de la tecnología eólica se presenta como una alternativa para reemplazar tecnologías existentes en un futuro cercano debido su

buena relación entre costo beneficio. Además, las políticas de incentivo que se han venido implando en diferentes países han permitido que la investigación y la inversión en sistemas aerogeneración se abran paso sobre otras opciones de energías alternativas.

Actualmente la información anemográfica disponible en el país es muy pobre, precisamente, en el departamento de la Guajira solo existen tres estaciones meteorológicas con anemocinemógrafos (que permiten determinar direcciones y velocidades del viento), y solo dos de ellas cuentan con información y registros históricos completos. Esto frena la explotación del recurso eólico en Colombia, principalmente en sitios que a pesar de su alto potencial de generación siguen utilizando plantas diesel para satisfacer sus necesidades.

A pesar de los grandes beneficios económicos y ambientales de la energía eólica en el sector eléctrico (reducción de gases contaminantes, no produce emisiones de gases, etc), esta no ha tenido la suficiente aplicación, debido en gran parte a la falta de conocimiento de la tecnología, la desinformación de los entes territoriales para acceder a la financiación de estos proyectos y por conflictos sociales del país que tienen una incidencia negativa. Se debe buscar un mayor incentivo en la aplicación de esta tecnología por parte de los países desarrollados, con créditos y estímulos a los países en vías de desarrollo donde se implementen estas formas de generación de energía con fuentes renovables.

Los sistemas eólicos, a pesar de su grado actual desarrollo e implementación, presentan problemas de fluctuación de tensión y generación de armónicos en la red, principalmente en los sistemas a pequeña escala (debido principalmente al uso de generadores de inducción y a la lentitud de respuesta de los sistemas de control por ángulo de ataque). En consecuencia, aunque su eficiencia y diseño a evolucionado considerablemente, aún hay un camino bastante largo por recorrer en la investigación y desarrollo de estos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] COLOMBIA. SENADO DE LA REPÚBLICA. “Proyecto de ley por la cual se expiden normas sobre energía eólica y se crean estímulos para su generación, comercialización, consumo y se dictan otras disposiciones”. [En línea]. Fecha: 3 de marzo de 2009. Disponible en: <http://bit.ly/cwb49A>.

[2] UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA, Grupo de energía alternativa. [En línea]. Fecha: 19 de diciembre de 2009. Disponible en: <http://ingenieria.udea.edu.co/investigacion/gea/eol.htm>,

[3] UPME IDEAM. Atlas de viento y energía eólica de Colombia. 2006.

[4] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. [En línea]. Fecha: 1 de noviembre de 2007 <http://www.minminas.gov.co/>.

[5] MEDINA ÁLVAREZ, Cristóbal y SECCIA ARRIAZA, Pablo. Fuentes de generación alternativa. [En línea]. Fecha: 26 de marzo de 2010. Disponible en: <http://web.ing.puc.cl/~power//alumno03/alternativa.htm>.

[6] STRIATUM ENERGY. Ventajas de la energía eólica. [En línea]. Fecha: 15 de abril de 2008. Disponible en: <http://www.gstriatum.com/energiasolar/articulosenergia/181-ventajas-energia-eolica.html>.

[7] DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. Guided Tour [En línea]. Fecha: 7 de mayo de 2009. Disponible en:

<http://guidedtour.windpower.org/es/tour/wres/index.htm>

[8] SCHLUMBERGER EXCELLENCE IN EDUCATIONAL DEVELOPMENT, INC.

Fecha: 25 de junio de 2010. <http://www.seed.slb.com/>.

[9] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA - INSTITUTO DE CIENCIAS NUCLEARES Y ENERGÍAS ALTERNATIVAS. PINILLA S, Alvaro, Ph.D., M.Sc., Ingeniero Mecánico. Manual de aplicación de la energía eólica. Publicación Convenio Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas. Universidad de Los Andes, Julio de 1997.

[10] ROJAS FLORES, Amancio R. M.Sc. Fundamentos aerodinámicos de las maquinas eólicas. Universidad Nacional del Santa – Perú. [En línea]. Fecha: 26 de noviembre de 2009. Disponible en:

http://biblioteca.uns.edu.pe/saladocentes/us_lista_publicaciones_de_docente.asp?idd=203&tipo=LP.

[11] Material de clase de la asignatura física y tecnología energética del profesor Antonio Rodríguez Yunta, Departamento de Ingeniería Estructural y Mecánica. Universidad de Cantabria. España, 2008. [En línea]. Disponible en:

http://ocw.unican.es/enseanzas-tecnicas/fisica-y-tecnologia-energetica/recursos/eolica_sustituye_CN.pdf.

[12] MÉXICO. COMISIÓN NACIONAL PARA EL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA. RODRÍGUEZ, Bárbara Angélica. Tecnología de la energía eólica. [en línea]. Fecha: 30 de Octubre de 2008. Disponible en:

http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_620_tecnologia_de_la_ene?page=3.

[13] Turbinas eólicas. [En línea]. Fecha: 10 de diciembre de 2009. Disponible en:

<http://www.textoscientificos.com/energia/turbinas>.

[14] Ing. BRUSA, Alessandro y Ing. GUARNONE, Elena. Instalaciones micro-eólicas. [En línea]. Fecha: 10 de junio de 2010. Disponible en: <http://www.cecua.es/campanas/medio%20ambiente/res&rue/htm/dossier/1%20eolica.htm>.

[15] Fernández Díez, Pedro. Energía eólica. [En línea]. Fecha: 1 de julio de 2010. Disponible en: <http://libros.redsauce.net/>.

[16] EE.UU. DEPARTAMENTO DE ENERGÍA. Sistemas eólicos pequeños para generación de electricidad. Producido para el Departamento de Energía por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable, un laboratorio nacional suscrito al Departamento de Energía, Septiembre 2007.

[17] Energías Argentinas. Fecha: 19 de junio de 2010. [En línea]. Disponible en: <http://www.energiasargentinas.com.ar/>.

[18] BELLOSO, Adriana. ¿Qué es la electricidad verde? ¿Dónde puedo comprarla?. En: Ecología práctica - consejos ecológicos. Actualizado el 09 de julio de 2009

[19] Catálogo de productos, Arotec Ltda. [En línea]. Fecha: 4 de diciembre de 2008. Disponible en: <http://www.aprotec.com.co/>.

[20] MORENO FIGUEREDO, Conrado. Componentes de una turbina eólica de eje horizontal. Biblioteca digital Cuba Solar. [En línea]. Fecha: 22 de junio de 2010. Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia36/HTML/articulo03.htm>.

[21] Energía renovable. [En línea]. Fecha: 4 de julio de 2010. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/Energía_renovable.

[22] COLOMBIA. CENTRO DE INVESTIGACIONES OCEANOGRÁFICAS E HIDROGRÁFICAS. Climatología de los principales puertos colombianos. 2010. CO08/2700 Disponible en: www.cioh.org.co.

[23] XANTREX INTERNATIONAL. Battery banks for inverter systems, application note. Actualizado en Abril de 2006.

[24] PSI. Catálogo de baterías de ciclo profundo. [En línea]. Fecha: 8 de junio de 2010. Disponible en: <http://psity.com/baterias/bateria-de-ciclo-profundo/>.

[25] NIST/SEMATECH. e-Handbook of Statistical Methods. [En línea]. Fecha: julio de 2010. Disponible en: <http://www.itl.nist.gov/div898/handbook/>.

[26] BERGEY WINDPOWER CO. Owners manual bwc excel-r battery charging wind turbine. Enero de 1999. 28p.

[27] Bergey Windpower Co. INSTALLATION MANUAL BWC EXCEL WIND TURBINE AND ROHN SSV SELF-SUPPORTING LATTICE TOWERS. Version 4.0 Mayo de 2010.

[28] XANTREX TECHNOLOGY INC, a subsidiary of Schneider Electric. Xantrex xw power systemxw installation guide. Diciembre de 2008, Revision C.

[29] INSTITUTO GEOGRÁFICO AGUSTÍN CODAZZI. Subdirección de Agrología. Estudio general de suelos y zonificación de tierras departamento de la Guajira. Imprenta Nacional de Colombia. Bogotá, 2009.

[30] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME. Guía para la formulación y presentación de proyectos a los fondos FAER, FAZNI, FNR, FECF y programa PRONE. Milenio Editores e Impresores, Bogotá, 2006.

[31] Ley de Betz. [En línea]. Fecha: 24 de Julio de 2010. Disponible en: http://en.wikipedia.org/wiki/Betz'_law.

[32] Jaramillo Salgado, Oscar Alfredo. PhD. Tendencias tecnológicas y aplicaciones de la energía eólica para la generación eléctrica
En: Curso de capacitación virtual, Impartido por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Centro de Investigación en Energía. Universidad Nacional Autónoma de México, 26 de abril 2010.

[33] Manuales sobre energía renovable: Eólica. Biomass Users Network (BUN-CA). -1 ed. -San José, C.R. Septiembre de 2002. ISBN: 9968-904-00-7.

[34] SÁNCHEZ KAISER, Antonio y VIEDMA ROBLES, Antonio. Energía eólica. 2 ed. Cartagena, España. Horacio Escarabajal Ediciones, 2003.

[35] SPERA, David. Wind Turbine Technology, fundamental concepts of wind turbine engineering. ASME Press, New York, 1994.

[36] LISSAMAN, P., ZADAY, A. and GYATT, G. Critical issues in the design and assessment of wind turbine arrays En: Proceedings of the 4th International Symposium on Wind Energy Systems. Estocolmo, Suecia, 1982. ISBN 0906085.

[37] BORJA DÍAZ, Marco Antonio. Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica. [En línea]. Fecha: 3 de marzo de 2009. Disponible en: <http://genc.iie.org.mx/genc/eolica/libroo/cap1234.htm>.

[38] BASTIANON, Ricardo A. Consultor en Energía Eólica y Dinámica de los Fluidos. Cálculo simple de la hélice de un aerogenerador. [En línea]. Fecha: 12 de agosto de 2010. Disponible en: <http://Ricardo.Bastianon.googlepages.com/>.

[39] ALVAREZ CERVERAA, Ricardo, LESSO ARROYOA, Raúl, LÓPEZ GARZA, Víctor. Análisis de perfiles aerodinámicos de un alabe de turbina de viento a través de la interfase TIMEO – ANSYS. Instituto Tecnológico de Celaya, Departamento de Ingeniería Mecánica. Celaya Gto., México. Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo Facultad de Ingeniería Mecánica,. Morelia Mich., México.

[40] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Código eléctrico colombiano – NTC 2050. Ministerio de Desarrollo Económico. Bogotá: ICONTEC, 2002.

[41] Electrificadora de Santander S.A. ESP. Normas para el cálculo y diseño de sistemas de distribución. Mayo 18 de 2005.

[42] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA - UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Reglamento técnico para instalaciones eléctricas. 6 de agosto de 2008.

ANEXO A: PROYECTO DE INVERSIÓN PRESENTADO PARA LA CONSECUCIÓN DE RECURSOS

1. ESPECIFICACIONES DE LA PROPUESTA

1.1 TÍTULO

VIABILIDAD, DISEÑO E INSTALACIÓN DE UNA CENTRAL EÓLICA.

1.2 ENTIDAD INTERESADA EN EL ESTUDIO

GOBERNACIÓN DEL DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA.

1.3 ENTIDAD OFERENTE

Ejecutantes:

Nilson Breiner González Fuentes nilsique@hotmail.com

Guillermo José Zapata Cerpa biominimal@gmail.com

2. VALORACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA PROPUESTA: APROVECHAMIENTO DEL VIENTO PARA LA GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

2.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las rancherías en su mayoría del departamento de la Guajira no cuentan con el servicio de energía eléctrica, ya sea porque no están interconectadas o por los altos costos de las instalaciones eléctricas. No obstante, como alternativa de solución, se considera necesario presentar una propuesta que ofrezca la posibilidad de instalar unos generadores eólicos para suplir las necesidades energéticas que demanden las rancherías.

3 JUSTIFICACIÓN

La Guajira es un área que cuenta con unos recursos generosos en radiación solar y viento, que proporcionan características favorables para la generación de energía eléctrica por medio de turbinas eólicas. Este tipo de generación es atractivo debido a que poseen bajo costo por kWh.

Es importante recalcar que a nivel mundial la generación de la energía eléctrica a pequeña escala ha venido ganando terreno debido al deterioro del medio ambiente y a la escasez de hidrocarburos.

Los aprovechamientos eólicos no necesitan utilizar grandes espacios, lo que implica que no generan un impacto ambiental grande que sea perjudicial para las personas y el medio ambiente. La mayoría de los aprovechamientos eólicos radican en la velocidad del viento, lo que quiere decir que las turbinas eólicas generan electricidad mientras sus aspas son impulsadas por el viento.

4 OBJETIVOS

4.1 Objetivo general

Instalar turbinas eólicas, para la generación de energía eléctrica por medio de la velocidad del viento, con el fin de satisfacer las necesidades prioritarias de las comunidades indígenas.

4.2 Objetivos específicos

- Suplir la demanda energética, para el beneficio de los indígenas que habitan las rancherías.
- Proporcionar un mejor estilo de vida a la comunidad wayu, dotándolos de energía, para utilizar la tecnología que garantizará su desarrollo.
- Incentivar con este proyecto, a entidades gubernamentales y privadas el interés por conocer y promover nuevas formas de generación de energía con recursos renovables.
- Brindar mediante la energía eléctrica herramientas necesarias para que los grupos indígenas estén a la vanguardia y en contacto con el mundo exterior que los rodea.

5 METODOLOGÍA

El desarrollo del proyecto tendrá las siguientes etapas. Durante la primera etapa se desarrollará una labor de fundamentación y documentación bibliográfica para establecer un concepto previo acerca de la viabilidad del proyecto; la segunda etapa estará dedicada a la recolección de datos técnicos suministrados por las siguientes entidades, el IDEAM o las empresas que trabajan con energía renovable; la tercera etapa contempla la elaboración de la propuesta, dentro de la cual se encuentra el diseño de los equipos eólicos y cada uno de sus componentes; en la cuarta etapa se prevé la evaluación económica, financiera y

de impacto ambiental del proyecto y en la última etapa se realizará la valoración de la propuesta para su ejecución.

En primera instancia el grupo de trabajo recopilará información acerca de los siguientes tópicos:

- Análisis técnico y económico de la propuesta existente.
- Análisis del mercado de la energía.
- Revisión de experiencias sobre construcción de proyectos similares.

Con base en la información recolectada y procesada, en esta etapa se elaborará el análisis y actualización de la propuesta existente. Entre las actividades de esta etapa cabe mencionar:

- Validez del punto seleccionado para la implementación de los equipos eólicos.
- Pre-selección de turbina.
- Pre-selección de generador.
- Pre-selección de equipo de protección.
- Pre-diseño de obra civil para el cuarto de mantenimiento de los equipos.
- Propuesta de personal que intervendría en la ejecución del proyecto.
- Propuesta de plan de manejo ambiental.
- Creación del presupuesto de obra total.

Luego de todas las tareas desarrolladas se realiza un análisis económico y financiero. A continuación se presentan algunas de las tareas:

- Recopilación de los resultados obtenidos en todas las etapas anteriores.
- Análisis de posibles impactos ambientales.
- Análisis económico del proyecto.

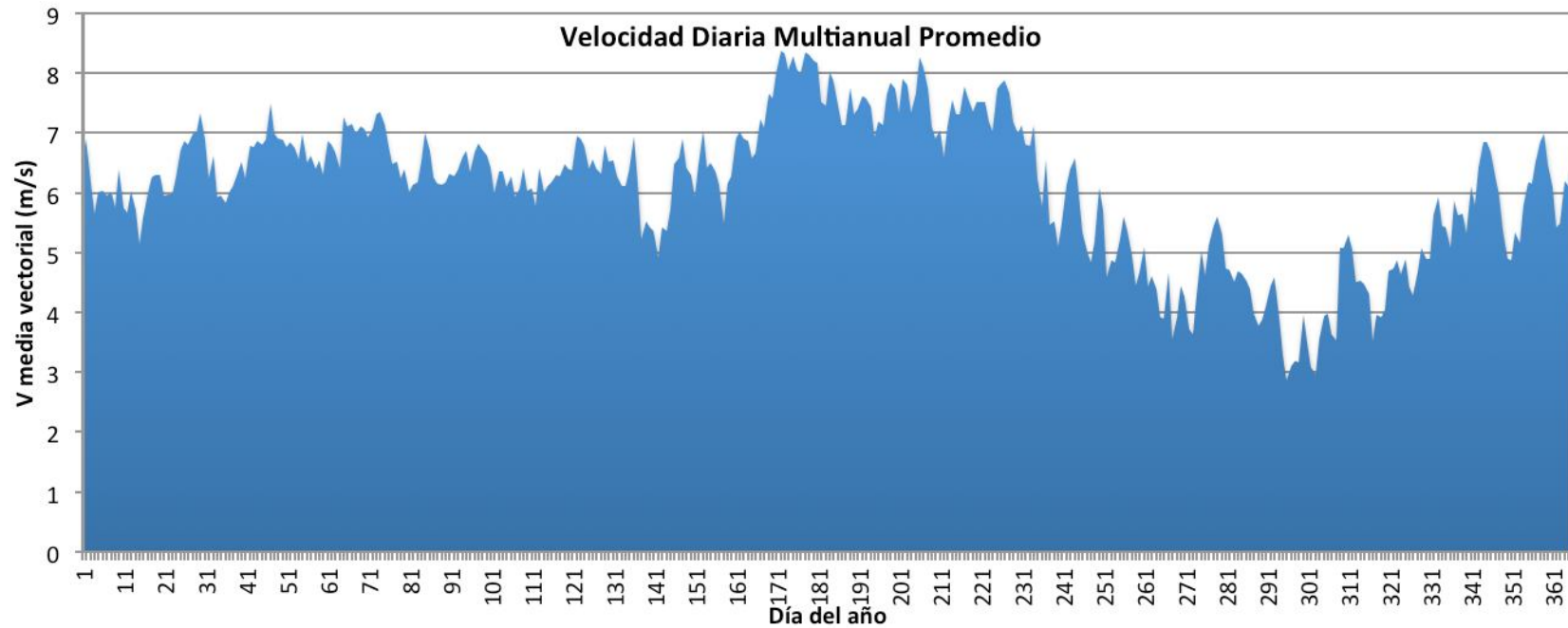
- Análisis financiero del proyecto.
- Análisis de los resultados.
- Elaboración de informes finales.
- Presentación del proyecto ante la Gobernación del Departamento de la Guajira.

Otras formas de llevar energía se pueden considerar, por ejemplo, llevar líneas de transmisión a aproximadamente 45 millones de pesos por kilómetro corresponde para una distancia mínima entre rancherías de 20 kilómetros, de un valor de 800 millones de pesos. Los precios, por supuesto, no incluyen las instalaciones eléctricas que tiene un monto aproximado de 57 millones de pesos, que se deben adicionar a cualquier alternativa (generador eólico, líneas de transmisión).

El ahorro utilizando energía renovable puede ser del orden de 55 % en los costos totales

ANEXO B ESTUDIOS DE VIENTO

En este anexo se presenta un histograma de las velocidades medias multianuales para un año y la información de velocidades medias vectoriales diarias recopilada entre los años 1997 y 2006 por la estación Puerto Bolívar del IDEAM.



ANEXO C ENERGÍA PRODUCIDA POR CADA AEROGENERADOR

En el presente anexo se presenta el informe generado por el programa WindCad® con la potencia disponible para cada aerogenerador en función de las características del emplazamiento.

WindCad Turbine Performance Model

BWC EXCEL Battery Charging Version

Prepared For: **Customer**
 Site Location: **Customer Site**
 Data Source: **DOE Wind Atlas**
 Date: **12/08/10**

7.5 kW

Inputs:

Ave. Wind (m/s) = 10,65
Weibull K = 3,0688
Site Altitude (m) = 500
Wind Shear Exp. = 0,143
Anem. Height (m) = 10
Tower Height (m) = 18
Turbulence Factor = 10,0%
Perf. Safety Margin = 0,0%

Results:

Hub Average Wind Speed (m/s) = 11,58
Air Density Factor = -5%
Average Output Power (kW) = 4,48
Daily Energy Output (kWh) = **107,6**
Annual Energy Output (kWh) = 39.264
Monthly Energy Output = 3.272
Percent Operating Time = 96,5%

Weibull Performance Calculations

Wind Speed Bin (m/s)	Power (kW)	Wind Probability (f)	Net kW @ V
1	0,00	0,12%	0,000
2	0,00	0,49%	0,000
3	0,00	1,12%	0,000
4	0,21	2,00%	0,004
5	0,69	3,09%	0,021
6	1,42	4,33%	0,061
7	2,19	5,63%	0,123
8	3,13	6,88%	0,216
9	4,16	7,96%	0,332
10	5,28	8,76%	0,462
11	6,44	9,17%	0,590
12	6,87	9,14%	0,628
13	6,87	8,68%	0,597
14	6,87	7,85%	0,539
15	6,01	6,74%	0,405
16	4,29	5,49%	0,236
17	2,32	4,23%	0,098
18	2,58	3,08%	0,079
19	2,58	2,12%	0,055
20	2,58	1,37%	0,035
Totals:		98,25%	4,482

Weibull Calculations:

Wind speed probability is calculated as a Weibull curve defined by the average wind speed and a shape factor, K. To facilitate piece-wise integration, the wind speed range is broken down into "bins" of 1 m/s in width (Column 1). For each wind speed bin, instantaneous wind turbine power (W, Column 2) is multiplied by the Weibull wind speed probability (f, Column 3). This cross product (Net W, Column 4) is the contribution to average turbine power output contributed by wind speeds in that bin. The sum of these contributions is the average power output of the turbine on a continuous, 24 hour, basis. Best results are achieved using annual or monthly average wind speeds. Use of daily or hourly average speeds is not recommended.

ANEXO D ESPECIFICACIONES PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES DEL AEROGENERADOR

46

BWC EXCEL Installation Manual, SSV Tower

BWC EXCEL Wire & Conduit Size Recommendations

Turbine Model	Maximum 3-Phase AC Amps	Fuse Size, Amps	Wire Run Length, Including Tower Height					
			60m 200 ft	75m 250	90m 300 ft	120m 400 ft	135 450	150m 500 ft
BWC EXCEL-S 240 VAC, 1Ø	41	45	#6 AWG 13.3 mm ²	#6 AWG 13.3 mm ²	#4 AWG 21.2 mm ²	#4 AWG 21.2 mm ²	#4 AWG 21.2 mm ²	#3 AWG 26.7 mm ²
BWC EXCEL-S-R/48 240-48 VDC Step-Down	41	45	#6 AWG 13.3 mm ²	#6 AWG 13.3 mm ²	#4 AWG 21.2 mm ²	#4 AWG 21.2 mm ²	#4 AWG 21.2 mm ²	#3 AWG 26.7 mm ²
BWC EXCEL-R/120 120 VDC	47	60	#4 AWG 21.2 mm ²	#3 AWG 26.7 mm ²	#2 AWG 33.6 mm ²	#1 AWG 42.4 mm ²	1/0 AWG 55.3 mm ²	1/0 AWG 55.3 mm ²
BWC EXCEL-R/48 120-48 VDC Step-Down	54	60	#4 AWG 21.2 mm ²	#3 AWG 26.7 mm ²	#3 AWG 26.7 mm ²	#1 AWG 42.4 mm ²	#1 AWG 42.4 mm ²	1/0 AWG 55.3 mm ²
BWC EXCEL-PD Variable Voltage	30	None	#6 AWG 13.3 mm ²	#6 AWG 13.3 mm ²	#6 AWG 13.3 mm ²	#6 AWG 13.3 mm ²	#4 AWG 21.2 mm ²	#4 AWG 21.2 mm ²

To calculate MINIMUM Area in Circular Mills (A_{min})
(Use for longer runs):

$$A_{min} = (K \times I \times L) / V_d$$

Where: L = length in feet of 3-phase wire run
(multiply by 2 for single-phase runs)
Use K = 10.7 for copper
I = 41 for Excel-S & Excel-S-R/48
= 47 for Excel-R/120
= 54 for Excel-R/120-48
= 30 for Excel-PD
V_d = 4.9 for Excel-S & Excel-S-R/48
= 2.5 for Excel-R/120
= 3.3 for Excel-R/48
= 5.0 for Excel-PD

Recommended Conduit Size

(includes #8 bond wire and no more than two 90 degree bends in the conduit string)

Wiring	PVC Conduit Size
3 x #6	1 1/2"
3 x #4	1 1/2"
3 x #2	1 1/2"
3 x #1	2"
3 x 1/0	2"
3 x 2/0	2"

Wire Size (AWG)	Circ. Mills (solid wire)
#6	26,300
#4	41,700
#3	52,600
#2	66,400
#1	83,700
1/0	106,000
2/0	133,000
3/0	168,000
4/0	212,000

NOTES:

1. Wire sizes will allow no more than a 10% loss at rated power.
2. Never use wire smaller than #6 AWG.

Revised 24 August 2009

ANEXO E CÁLCULO MECÁNICO DE LA LÍNEA

HIPOTESIS A (Máxima velocidad del viento)

Velocidad del viento	120	km/h
Temperatura del conductor	20	°C
Incremento de temperatura	20	°C

HIPOTESIS B (Temperatura mínima)

Velocidad del viento	80	km/h
Temperatura del conductor	20	°C
Incremento de temperatura	20	°C

HIPOTESIS C (Condición diaria)

Velocidad del viento	40	km/h
Temperatura del conductor	29	°C
Incremento de temperatura	20	°C

HIPOTESIS D (Máxima temperatura)

Velocidad del viento	0	km/h
Temperatura del conductor	90	°C

Factor de seguridad mínimo

Factor de seguridad diario

Vano mínimo m

Vano máximo m

Coefficiente de dilatación (α)	1,8893E-05	°C-1
Carga de rotura aparente (tr)	32,262	kg/mm ²
PvA	0,4854125	kg/m
PvB	0,0539347	kg/m
PvC	0,0008427	kg/m
PvD	0	kg/m

Módulo de elasticidad (E)	8,4000E+03	kg/mm ²
Peso aparente (w)	3,4645E-03	kg/m/mm ²
mA	3,70917925	
mB	1,07587467	
mC	1,00001923	
mD	1	

Vano crítico (ac) m

Vano reguldor (ar) m

DOMINA HIPÓTESIS A

SE ANALIZA DE A a C

Temp. 1 <input style="width: 50px;" type="text" value="40"/>	m1 <input style="width: 50px;" type="text" value="3,7091792"/>	t1 <input style="width: 50px;" type="text" value="12,905"/>
Temp. 2 <input style="width: 50px;" type="text" value="49"/>	m2 <input style="width: 50px;" type="text" value="1,0000192"/>	
A <input style="width: 50px;" type="text" value="-11,287"/> [kg/mm ²]	tc <input style="width: 50px;" type="text" value="5,384"/>	
B <input style="width: 50px;" type="text" value="2,29"/> [kg/mm ²] ³	Fsegc <input style="width: 50px;" type="text" value="5,992"/>	

CUMPLE CON EL FACTOR DE SEGURIDAD

SE ANALIZA DE C a A

Temp. 1 <input style="width: 50px;" type="text" value="49"/>	m1 <input style="width: 50px;" type="text" value="1,0000192"/>	t1 <input style="width: 50px;" type="text" value="5,3843"/>
Temp. 2 <input style="width: 50px;" type="text" value="40"/>	m2 <input style="width: 50px;" type="text" value="3,7091792"/>	
A <input style="width: 50px;" type="text" value="-6,734"/>	ta <input style="width: 50px;" type="text" value="7,9029"/>	
B <input style="width: 50px;" type="text" value="31,47"/>	Fsega <input style="width: 50px;" type="text" value="4,0823"/>	

CUMPLE CON EL FACTOR DE SEGURIDAD

f 'a <input style="width: 50px;" type="text" value="0,111"/>	m	Flecha máxima inclinada primera iteración
Ha <input style="width: 50px;" type="text" value="614,980"/>	m	Ordenada máxima
ha <input style="width: 50px;" type="text" value="614,869"/>	m	Ordenada mínima
fa <input style="width: 50px;" type="text" value="0,111"/>	m	Flecha máxima inclinada
Fva <input style="width: 50px;" type="text" value="0,030"/>	m	Flecha máxima vertical

SE ANALIZA DE C a D

Temp. 1	49	m1	1,0000192	t1	5,3843
Temp. 2	89	m2	1		
A	1,0426			td	4,2488
B	2,29			Fsegd	7,5932

CUMPLE CON EL FACTOR DE SEGURIDAD

f'd	0,055	m	Flecha máxima inclinada primera iteración
Hd	1226,36	m	Ordenada máxima
hd	1226,30	m	Ordenada mínima
fd	0,055	m	Flecha máxima inclinada
Fvd	0,055	m	Flecha máxima vertical

FLECHA MÁXIMA VERTICAL	0,055	[m]
FLECHA MÁXIMA INCLINADA	0,111	[m]
DISTANCIA MÍNIMA AL TERRENO	5,388	[m]
DISTANCIA DE AISLAMIENTO	0,188	[m]
DISTANCIA DE SERVIDUMBRE	1,588	[m]

K	VI > 30kV	VI < 30kV
i > 60°	0,7	0,65
40° < i < 60°	0,65	0,6
i < 40°	0,6	0,55

K 0,65

DISTANCIA ENTRE FASES	0,5483	[m]
ALTURA DE LA TORRE	5,890	[m]

CALCULO DE AISLADORES

Vn [kV]	Vmax [kV]	V choque (Bil) [kV]		V. Disruptiva [kV]	
3	3,6	45		16	
6	7,2	60		22	
10	12	75		28	
15	17,5	95		38	
20	24	125		50	
30	36	170		70	
45	52	250		95	
66	72,3	325		140	
		Neutro-tierra	N.- Aislado	Neutro-tierra	N.- Aislado
90	100	380	450	150	185
115	123	450	350	185	230
132	145	550	650	235	275
160	170	650	750	275	325
220	205	900	1050	375	400
380	420	1550	-	680	-
500	525	1675	-	740	-
700	765	3300	-	1400	-

ANEXO F PROPUESTAS PARA LA FINANCIACIÓN CON FAZNI

En el presente anexo se menciona la metodología para la financiación de proyectos a través del fondo FAZNI. Esto se hace con carácter ilustrativo, ya que este proyecto se presentó para ser ejecutado con recursos del Fondo para el Desarrollo de La Guajira (Fondeg).

El objetivo del Fondo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (FAZNI) [29], es financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las zonas no interconectadas (ZNI), propuestos y presentados por las entidades territoriales, por las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica y como resultado de su gestión en la promoción de soluciones energéticas integrales, por el Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE).

El IPSE debe cumplir con la tarea de viabilizar técnicamente los proyectos energéticos que presenten las entidades territoriales y las empresas prestadoras de servicio de energía eléctrica en las (ZNI). La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) estudiara la viabilidad financiera de todos los proyectos; a los presentados por el IPSE, además les dará el concepto de viabilidad técnica. Los procesos de viabilización de estos proyectos se regirán por los procedimientos que se mencionarán más adelante, con el fin de cumplir con los requisitos establecidos para su registro en el Banco de Programas y Proyectos de Inversión Nacional (BPIN), del Departamento Nacional de planeación.

Debe tenerse en cuenta que aún para el caso de proyectos a ser financiados con Aportes del Presupuesto General de la Nación, o cofinanciados por las autoridades municipales a través de los recursos disponibles para las ZNI, se requiere la aprobación previa del Comité de Administración del FAZNI (CAFAZNI),

al igual que el cumplimiento de los procedimientos establecidos para el desembolso de los recursos por cada fuente que utilice el solicitante para cofinanciar el plan, programa o proyecto presentado.

1. BANCO DE PROGRAMAS Y PROYECTOS

a. Banco de Proyectos

Es un sistema de información referentes a programas y proyectos de inversión pública que sean técnica, económica, social, institucional y ambientalmente viables, financiados o susceptibles de ser financiados con recursos del Presupuesto General de la Nación o con otros recursos del Estado.

b. Utilidad

Los bancos de proyectos apoyan los procesos de planeación, presupuestación, seguimiento, control y evaluación de resultados de la inversión pública colombiana financiada o cofinanciada con recursos del estado, promoviendo la asignación de recursos a proyectos y programas viables, prioritarios y elegibles que busquen mejorar la calidad de vida y apoyar procesos de crecimiento y desarrollo, fomentando el cumplimiento de objetivos y el logro de resultados con eficiencia, eficacia, equidad y sostenibilidad.

c. Organización

Todo ente territorial (departamento o municipio) debe organizar y poner en funcionamiento un banco de programas y proyectos a través de su organismo de planeación o de quien haga sus veces, al igual que toda

entidad estatal que sea responsable de calificar la viabilidad de programas y proyectos que utilicen recursos del estado colombiano.

d. Responsable

Se ha considerado necesario designar, en cada ente territorial o entidad estatal, al menos un funcionario o dependencia encargado del banco de programas y proyectos. Este funcionario o dependencia tendrá como misión fortalecer la capacidad técnica del ente territorial o entidad estatal para lograr una mayor eficiencia en la asignación del gasto público.

2. PRESENTACIÓN Y REGISTRO DE PROYECTOS

Una vez el proyecto se encuentre debidamente formulado y se haya decidido solicitar recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (FAZNI), se deberá iniciar el trámite de la financiación del mismo efectuando el proceso de radicación respectivo.

a. Solicitante

Los entes territoriales (departamentos, municipios y resguardos indígenas), las empresas prestadoras del servicio de energía y el IPSE.

b. Recipiente

Los proyectos se presentan al Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE). La copia de la carta de presentación, debidamente radicada, será remitida por el IPSE a la Dirección de Energía del Ministerio de Minas y Energía. Los proyectos promocionados por el IPSE se presentan ante la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), y de igual manera la copia de la carta de presentación,

debidamente radicada, será remitida por la UPME a la Dirección de Energía del Ministerio de Minas y Energía.

c. Requisitos de Presentación

Los planes, programas y proyectos deben ser presentados con la siguiente documentación:

➤ Carta de presentación del proyecto

El proyecto debe ir acompañado de una carta de presentación y solicitud de recursos firmada por el representante legal de la entidad que lo presenta, dirigida al Secretario del CAFAZNI, con la manifestación expresa sobre toda la veracidad de toda la información suministrada. Esta carta se debe presentar en original, en papel membreteado y con firma autógrafa.

➤ Certificación de que el proyecto está incluido en el plan de desarrollo

Todos los proyectos deberán incluir una certificación sobre su inclusión en el Plan de Desarrollo Territorial. También se debe certificar que el proyecto está acorde con el Plan de Ordenamiento Territorial.

Esta certificación se presenta en original, en papel membreteado de la autoridad competente y con la firma autógrafa del funcionario responsable.

➤ Certificación de cofinanciación

En los casos en que exista cofinanciación, el proyecto debe incluir la correspondiente certificación de los montos y la forma de cofinanciación que habrá de parte de cada uno de los entes que participan en el desarrollo del mismo. Cuando la cofinanciación provenga de un ente territorial, se debe certificar también la respectiva disponibilidad presupuestal.

Estas certificaciones se presentan en original, en papel membreteado de la autoridad competente y con firma autógrafa del funcionario responsable.

➤ Carta/acta de compromiso de la empresa o entidad operadora

Cuando el proyecto vaya a ser operado por una empresa o entidad ya existente, debe presentarse una constancia de que dicha empresa asumirá formalmente la responsabilidad de operación y mantenimiento del proyecto, una vez se culminen y entreguen las obras de infraestructura, indicando los recursos con los que dispone para responder con solvencia técnica y administrativa el compromiso adquirido.

Cuando la entidad aun no existe sino que se crea como parte del proyecto, se debe presentar la estructura organizacional de dicha entidad, y el compromiso del ente que presenta el proyecto de crearla de acuerdo con las normas vigentes.

Esta carta/acta se presenta en original, en papel membreteado de la entidad y con la firma autógrafa del representante legal.

➤ Aval técnico del proyecto por parte de la empresa distribuidora de energía

Cuando se trate de un proyecto de conexión de una zona no interconectada al sistema interconectado nacional, el aval debe ser emitido por la empresa de energía que suministrará el punto de conexión al sistema interconectado. En este caso se debe certificar la disponibilidad de suministro, que la conexión a su sistema es factible técnicamente y que el proyecto se ajusta a las normas y reglamentos técnicos vigentes.

La certificación se presenta en original, en papel membreteado de la empresa y con firma autógrafa del gerente técnico.

➤ Aprobación ambiental

Los proyectos que por sus características requieren alguna aprobación ambiental, deben presentar la solicitud del trámite ante la autoridad competente. Cuando el proyecto no este sujeto a la obtención de la licencia ambiental o de la aprobación del plan de manejo ambiental, se debe adjuntar una constancia de la entidad competente que indique que el proyecto no tiene restricciones desde el punto de vista ambiental.

➤ Formulación del proyecto según la metodología del DNP

Todo proyecto debe incluir su descripción en los formatos y fichas EBI del manual metodológico general para la identificación, preparación y evaluación de proyectos, y demás guías sectoriales vigentes, establecidos por el DNP. La metodología e información correspondiente al Sistema de Seguimiento y Evaluación de Proyectos (SSEPI), debe ser entregada en medio magnético.

➤ Certificación de la CREG de las tarifas indicativas a cobrar

En el caso del suministro de energía eléctrica en sistemas aislados, se requiere el cálculo indicativo de las tarifas a cobrar, certificado por la CREG.

➤ Mapas de localización del proyecto

El proyecto debe incluir mapas de escala que lo ubiquen geográficamente en el espacio nacional, departamental, municipal y local, según sea apropiado al tipo de proyecto. Los mapas de localización del proyecto deben basarse en mapas elaborados profesionalmente. Según sea aplicable, la información debe incluir:

- Localización del municipio dentro del departamento

- Localización de la localidad, vereda, corregimiento o barrio dentro del municipio
- Localización y tipo de las vías de acceso (pavimentada, carreteable, etc.)
- Localización de ríos, quebradas, etc.
- Localización de veredas/municipios más cercanos, distinguiendo cuales poseen servicio de energía y cuáles no.

➤ Planos del proyecto

Los planos del proyecto deben estar elaborados según las normas técnicas aplicables para el efecto y contar con el aval técnico/profesional. Deben cumplir, entre otros, los siguientes requisitos básicos:

- Presentarse a escala adecuada, no se aceptan en copia reducida
- Ser claros y legibles
- Incluir indicación de la escala y de las convenciones empleadas
- Cuando existan varios planos, indicar claramente la secuencia de ellos.
- Incluir el perfil del terreno (cuando sea necesario; por ejemplo, en el caso de líneas de transmisión) o las curvas de nivel que determinen los accidentes topográficos.
- Incluir (de ser posible a escala) todos los componentes del proyecto, debidamente identificados.
- Indicar el punto de conexión con la red existente (en el caso de interconexión o de ampliación de una red existente).
- Estar aprobados por la empresa distribuidora de energía, con sello y firma de la misma (cuando tal empresa suministre la energía a distribuir o tenga la responsabilidad de ejecución y operación del proyecto).

- Estar firmados por el ingeniero de la especialidad, según el tipo de plano, con su correspondiente matricula profesional.
- Estar vigentes (vigencia de un año)

➤ Diseño y memorias de cálculo

Se debe presentar el diseño técnico completo del proyecto, con las memorias de cálculo que respaldan, firmados por el ingeniero de la especialidad, con su correspondiente matricula profesional.

➤ Cronograma de actividades

Debe presentarse como parte del proyecto un cronograma que indique el momento de ejecución y la duración de las diversas actividades principales del proyecto.

➤ Presupuesto de obra detallado

El proyecto debe incluir un presupuesto (listado de cantidades de obra) detallado.

➤ Análisis de precios unitarios

Todo proyecto debe incluir un análisis de precios unitarios.

➤ Certificaciones de propiedad

En el caso de desarrollo de proyectos sobre infraestructura o bienes existentes, se requiere certificación sobre la propiedad de los elementos a intervenir y la disponibilidad de los mismos.

Estas certificaciones se deben presentar en original y deben ser emitidas por la autoridad competente.

➤ Listado de beneficiarios

Para todos los proyectos se debe presentarse un listado de los usuarios beneficiarios, debidamente certificado por la autoridad competente.

d. Evaluador

El IPSE debe cumplir con la tarea de viabilizar técnicamente los proyectos energéticos que presenten las entidades territoriales y las Empresas Prestaciones del Servicio de Energía Eléctrica en las ZNI. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) estudiara la viabilidad financiera de todos los proyectos; a los presentados por el IPSE, además les dará el concepto de viabilidad técnica.

e. Criterios de viabilidad, elegibilidad y priorización de proyectos

El CAFAZNI establece los siguientes parámetros generales para determinar la viabilidad, elegibilidad y priorización de los proyectos que se deben financiar a través del fondo FAZNI:

Viabilidad:

- Proyectos requeridos por la comunidad
- Que correspondan a las mejores soluciones para la población
- Que sean técnicamente funcionales y operacionales
- Que sus costos sean razonables

Elegibilidad:

- Que cumpla con los requisitos y que sea viable técnica y económicamente

Prioridad

- Cobertura de la población beneficiada
- Sostenibilidad en el largo plazo.
- Influencia en la promoción de procesos productivos y generación de valor agregado.
- Estructuras empresariales propuesta.
- Consideración de la relación de Costo con los beneficios reales y sociales obtenibles con el desarrollo propuesta.
- Principios de equidad regional
- Menor costo por cada kilovatio hora generado

El último paso es cumplir con la metodología de identificación, administración y evaluación de proyectos. A continuación se muestra el formato de carta para la presentación de un proyecto FAZNI.

(Formato modelo)

(Membrete del ente territorial)

Ciudad, fecha

Señores

FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS

Carrera 12 # 84-12 piso 6

IPSE

Bogotá

Ref: Solicitud de recursos

El comité presento a ustedes el proyecto “_____”, con el fin de solicitar recursos para su ejecución, bajo las siguientes consideraciones:

- El proyecto se encuentra incluido en el Plan de Desarrollo Municipal (o Departamental, según el caso)
- El proyecto es prioritario para el (los) municipio(s) (o Departamento, según el caso)
- El costo total del proyecto asciende a \$ _____
- El valor solicitado al FAZNI es de \$ _____
- El proyecto beneficiara a _____ familias
- El ejecutor del proyecto será _____

Con el fin de cumplir con los requisitos exigidos por el COMITÉ DE ADMINISTRACION del FAZNI, por la ley 633 del 2000 y de su decreto Reglamentario el 2884 de 2001, la ley 141 de 1994 y sus decretos reglamentarios, anexo a esta solicitud los siguientes documentos:

- Proyecto completo: memorias y planos
- Ficha EBI plenamente diligenciada
- Plano de localización del proyecto
- Evaluación del proyecto según metodología DNP
- Certificaciones de los cofinanciadores o contratistas

Cordialmente,

[Firma y nombre]

Gobernador o Alcalde

ANEXO G POLÍTICAS COLOMBIANAS DE INCENTIVO

Es importante resaltar que la regulación colombiana contempló las fuentes no convencionales de energía junto con el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) a través de dos normas [4]: La ley 697 de 2001 o comúnmente llamada ley URE y el decreto 3683 de 2003; La primera, busca dar el régimen general y los principios esenciales que rigen este tema y el segundo reglamentario de la ley, crea una estructura institucional contemplando otras figuras que lo complementan.

No significa entonces que el régimen jurídico de las fuentes no convencionales de energía y del uso racional se restrinja a esas dos normas, existe todo un contexto normativo que lo rige, que parte de las bases constitucionales referidas a la conservación de los recursos naturales y el deber del estado de asegurar los servicios públicos, pasa por las leyes que en materia tributaria contemplan ciertos incentivos especiales y termina con las resoluciones de la CREG en materia de culturización a los usuarios; es claro entonces que la regulación no inició, como puede creerse, con la expedición de la ley 697.

Hay también incentivos dirigidos a los usuarios y que no pueden ser encasillados dentro de los tipos de actividades de la economía anteriormente señalados pero que vale la pena mencionar; estímulos que contempla la ley URE y el decreto 3683 y se aplican en ciertos campos como en la investigación, la educación, etc.

La ley 633 de 2000 indica en su artículo 83 que los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) deben utilizarse para financiar planes, programas y proyectos que permitan la satisfacción de la demanda de energía en las zonas no interconectadas, zonas que actualmente son lugares ideales para la exploración y explotación de fuentes no convencionales de energía.

La reforma tributaria (ley 788 de 2002) buscó incluirse dentro de varios campos de la economía y tuvo la certeza de tener en cuenta dentro de su articulado las energías no convencionales; De esta forma el artículo 18 exime del impuesto de renta a la venta de energía eléctrica generada con recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas por un término de 15 años, aplicable únicamente a favor de las empresas generadoras, siempre y cuando se cumplan estos requisitos: Se tramiten, obtengan y vendan los Certificados de Emisión de que trata el protocolo de Kyoto y que al menos el 50 % del producto de esa venta se invierta en el beneficio social de la región donde se construya la planta.

Es notable que la ley 788 omitió las demás fuentes no convencionales de energía mencionadas en la ley URE, buscando corregir esto existe actualmente un proyecto de ley en el congreso de la república que busca eximir del tributo mencionado a todas las fuentes no convencionales, corrigiendo a su vez otro error de la ley 788, ya que la misma no da un término para que se comience a contar el plazo de exención de 15 años anteriormente indicado; el proyecto cuenta el término a partir de la fecha en entrada en operación comercial para los generadores que se instalen antes del año 2008.

Los artículos 31 y 88 hacen igualmente su aporte; El primero declara exento del impuesto sobre las ventas al alcohol carburante con destino a la mezcla con el combustible motor, mientras que el segundo exime a este combustible del impuesto global a la gasolina y de la sobretasa de que trata esta misma ley. De esta forma no sería improbable pensar que una vez comiencen los grandes centros urbanos a mezclar la gasolina con el alcohol carburante, tal y como lo dispone la ley 693 de 2001, el precio del combustible que utilizan nuestros automóviles se vería bastante reducido.

No causará impuesto la importación de equipos y maquinarias que hagan parte de proyectos o actividades que exporten certificados de reducción de emisiones de carbono y que por lo tanto reduzcan el efecto invernadero, ya que contribuye en

buena medida al desarrollo sostenible a nivel mundial; Esta exoneración la contempla el artículo 95 de la reforma tributaria anteriormente mencionada.

La UPME en conjunto con el IFI y BANCOLDEX, han desarrollado dos líneas de crédito para la implementación de proyectos que utilicen tecnologías eficientes y logren un alto nivel de optimización en la energía. Actualmente, aunque las líneas se encuentran operativas, ha faltado una campaña de promoción y divulgación para los inversionistas que sea más proactiva, ya que se desconoce bastante la implementación de este programa.

La ley 693 de 2001 es el instrumento legislativo por excelencia para que el alcohol carburante se introduzca en el mercado de combustibles en nuestro país.

El decreto 3683 creó en el Título II lo que ella misma ha denominado "Estructura institucional", asignando la dirección general al Ministerio de Minas y Energía con la colaboración de sus entidades especiales UPME, CREG, IPSE y demás entes gubernamentales dentro del ámbito de su competencia. El decreto creó un ente especializado denominado Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía (CIURE) encargado del asesoramiento y apoyo al Ministerio en la coordinación de las políticas referidas a esta materia. Igualmente se describen sus funciones específicas y los miembros permanentes que la componen. Es de anotar que viene a ser el PROURE, el que vendría a darle cumplimiento efectivo a las funciones que cumple la Comisión. Como tal podemos decir que la norma mencionada tiene como objeto primordial promocionar las fuentes no convencionales de energía en Colombia, ya que como se dijo antes creó una estructura especializada en materia institucional y promocional.

Como se indicó al inicio, existen otros tipos de instrumentos regulatorios que incentivan la implementación de las fuentes no convencionales, pero que no se encuadran ni dentro de la oferta del servicio ni dentro de la demanda.

De esta forma la ley 697 en su artículo 7 consagra en forma general varias clases de lo que ella misma ha denominado estímulos y sanciones. En el campo de la investigación le impone al gobierno nacional la carga de incentivar programas que funcionen a través de la entidad COLCIENCIAS; En igual forma el artículo 13 del decreto 3683 ordena que esta entidad promueva líneas de investigación y desarrollo tecnológico en el uso racional y eficiente de la energía y/o fuentes no convencionales de energía.

En el campo de la educación la ley URE indica que el ICETEX deberá otorgar préstamos a los estudiantes que deseen cursar programas académicos relacionados en este tema. De esta manera el decreto reglamenta esta disposición al obligar a que dicho ente implemente los créditos en un termino especial y al obligar a que se organice un sistema de información que contenga la oferta de programas de posgrados nacionales e internacionales en relación con el uso eficiente y racional de la energía y/o fuentes no convencionales de energía.