



La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la .ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL. Bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

INCIDENCIA DEL VIENTO EN LA TEMPERATURA DEL
CONDUCTOR Y EN LOS ESFUERZOS MECÁNICOS DE LAS
ESTRUCTURAS.

CASO: LÍNEA DE TRANSMISIÓN TOTORAS-QUEVEDO 230 kV.

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO

CHAMORRO QUITAMA EDMUNDO JAVIER

javi_ejchq@hotmail.com

MUYULEMA MASAQUIZA BRAULIO DAVID

muyulema_david@hotmail.com

DIRECTOR: MSc. RAÚL CANELOS

rcanelos@transelectric.com.ec

Quito, Noviembre 2010

DECLARACIÓN

Nosotros, Edmundo Javier Chamorro Quitama y Braulio David Muyulema Masaquiza declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Edmundo Javier Chamorro Quitama

Braulio David Muyulema Masaquiza

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por los Sres. Edmundo Javier Chamorro Quitama y Braulio David Muyulema Masaquiza, bajo la supervisión de:

Ing. RAÚL MORALES

CODIRECTOR DEL PROYECTO

MSc. RAÚL CANELOS

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO JAVIER CHAMORRO

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a Dios quien me guía y pone en mi camino a personas, quienes contribuyen de forma significativa en mi vida, así como en la realización de este trabajo.

A mis padres por el apoyo incondicional que me han brindado durante toda mi vida, por todas sus enseñanzas, ejemplo, comprensión y cariño.

Deseo agradecer al Profesor Ing. Raúl Canelos por su apoyo incondicional, orientación y ayuda en la realización de la presente tesis.

También deseo expresar mi gratitud al Ing. Raúl Morales por su constante apoyo, sin él habría resultado imposible la realización de éste proyecto de titulación.

A CELEC TRANSELECTRIC por brindarnos todas las facilidades para realizar este proyecto en sus instalaciones.

A la Escuela Politécnica Nacional que nos proporcionó los conocimientos necesarios para enfrentar los retos de la vida laboral.

A todas las personas que de alguna u otra forma contribuyeron a la realización de la presente tesis.

Muchas gracias...

AGRADECIMIENTO DAVID MUYULEMA

A DIOS: Por darme la salud necesaria para culminar con mis estudios profesionales.

MIS PADRES: Raúl y Clementina por brindarme su cariño y amor incondicional, por sus consejos y bendiciones, ya que sin su apoyo no hubiese sido posible cumplir esta meta.

A MI ABUELITA: Virginia por sus bendiciones y sabios consejos.

A MIS HERMANOS Darío, Paúl y Ligia por ser un ejemplo de vida para mí, porque además de ser mis hermanos son mis mejores amigos y me han ayudado en los momentos más difíciles.

A MI DIRECTOR: MSc. Raúl Canelos por haber aceptado ser mi director de proyecto y transmitir sus conocimientos como profesional para la elaboración de este proyecto, mostrando su calidad como docente y persona.

A MI CODIRECTOR: Ing. Raúl Morales por brindarme su confianza para la elaboración de este Proyecto, por toda su ayuda incondicional mostrando su calidad como profesional y persona.

A LOS INGENIEROS: Christian Guerra, Cristóbal Serrano, José Arias, Germán Rivadeneira, María Fernanda Cifuentes, Freddy Coyago y demás ingenieros y trabajadores que conformar el departamento de Líneas de Transmisión, gracias por haberme brindarme su ayuda y experiencia como profesionales.

A CELEC EP: Por haberme permitido desarrollar mi proyecto en sus instalaciones y todos los miembros que conforman esta gran institución.

Al INAMHI: Por haberme facilitado la mayor parte de la información para poder desarrollar mi proyecto.

A MIS AMIGOS: A mi pana de tesis Javier Chamorro, a mi grupo de panas “Niño Esperanza” y demás amigos que he conocido en vida universitaria, Gracias por haberme soportado todos estos años de universidad.

DEDICATORIA JAVIER CHAMORRO

Quiero dedicar esta tesis a la memoria de mi abuelita Rosita Calapi, a mis padres y a mis hermanas como reconocimiento a lo mucho que por mí han hecho.

DEDICATORIA DAVID MUYULEMA

Este trabajo va dedicado de manera especial a Dios, a mis Padres, a mis Hermanos, a mis seres queridos que ya no se encuentran conmigo, a la Virgen de Agua Santa, a la Virgen del Quinche, a San Isidro Labrador Patrono de mi Parroquia (Picaihua-Ambato-Tungurahua), Gracias por todas sus bendiciones y su ayuda Espiritual.

ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN	<i>i</i>
CERTIFICACIÓN	<i>ii</i>
AGRADECIMIENTO JAVIER CHAMORRO	<i>iii</i>
AGRADECIMIENTO DAVID MUYULEMA	<i>iv</i>
DEDICATORIA JAVIER CHAMORRO	<i>v</i>
DEDICATORIA DAVID MUYULEMA	<i>vi</i>
ÍNDICE GENERAL	<i>vii</i>
GLOSARIO GENERAL	xv
CAPÍTULO 1	1
1. GENERALIDADES	1
1.1 OBJETIVOS	1
1.1.1 GENERAL	1
1.1.2 ESPECÍFICO	1
1.2 ALCANCE	2
1.3 INTRODUCCIÓN	3
1.4 DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO	4
1.5 CONDICIONES METEOROLÓGICAS	5
1.6 ESTUDIO DE CARGAS SOBRE LAS ESTRUCTURAS	5
1.6.1 GEOMETRÍA DE TORRES	5
1.6.2 CONDUCTORES	5
1.6.3 APOYOS	7
1.6.3.1 Apoyos de alineación o suspensión	7
1.6.3.2 Apoyos de anclaje	7
1.6.3.3 Apoyos de ángulo	7
1.6.3.4 Apoyos de fin de línea	7
1.6.3.5 Apoyos especiales	7
1.6.4 ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO	7

1.7 CAMBIOS ELÉCTRICOS SOBRE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	9
1.7.1 RESISTENCIA DEL CONDUCTOR	10
1.7.2 RADIACIÓN SOLAR	11
CAPÍTULO 2	12
2 DATOS DE VIENTO OBTENCIÓN Y CLASIFICACIÓN	12
2.1 INTRODUCCIÓN	12
2.2 RECOPIACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN QUE TIENEN LOS ORGANISMOS DEDICADOS A LAS MEDIDAS DE VELOCIDAD DE VIENTO EN EL ECUADOR	12
2.3 REALIZAR UN MAPA DE VIENTOS, EN LOS QUE INCLUYA INFORMACIÓN DE LAS DIFERENTES ZONAS Y REGIONES DEL ECUADOR	13
2.3.1 GENERACIÓN DEL MAPA DE VIENTOS DEL ECUADOR	13
2.4 TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	14
2.5 LA INTERPOLACIÓN DE DATOS	15
2.5.1 INTERPOLACIÓN	15
2.5.2 AJUSTE DE LA DIRECCIÓN DEL VIENTO PARA PODER INGRESAR AL SIG	16
2.5.3 INTERPOLACIÓN MEDIANTE LA MEDIA PONDERADA POR LA INVERSA DE LA DISTANCIA	18
2.5.4 PROCEDIMIENTO INTERPOLACIÓN DE DATOS	20
2.5.5 PASOS PARA CARGAR LA INFORMACIÓN AL PROGRAMA ARCGIS	21
2.5.6 VALIDACIÓN DEL MAPA DE VIENTOS DEL ECUADOR	28
2.6 ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN DE VIENTO QUE SE UTILIZÓ EN LA TOMA DE DATOS	30
2.6.1 ESTACIONES METEOROLÓGICAS	30
2.6.2 ANEMÓMETRO DE CAZOLETAS	31
2.6.3 TERMÓMETROS	32
2.6.3.1 Termómetro seco	32
2.6.3.2 Termómetro de mínima	32
2.6.3.3 Termómetro de máxima	33
2.6.3.4 Termógrafo	33
2.7 DISPOSICIÓN DE EQUIPOS EN EL CAMPO SEGÚN EL INAMHI	33
CAPÍTULO 3	35
3. INFLUENCIA DEL VIENTO EN LAS ESTRUCTURAS, ESTUDIO DE CARGAS L/T TOTORAS-QUEVEDO 230 kV (USO DE LA NORMA IEC 60826)	35
3.1 INTRODUCCIÓN	35
3.2 OBJETIVO	35

3. 3 DESCRIPCIÓN DE LA NORMA IEC 60826	36
3.3.1 SISTEMA DE DISEÑO	36
3.3.2 SISTEMA DE FIABILIDAD	37
3.3.2.1 Relación entre carga y fortalecimiento	39
3.3.2.2 Resistencia Mecánica Característica R_C	42
3.3.2.3 Propiedades de la distribución normal	43
3.3.2.4 Función Gumbel	45
3.4 CARGA LÍMITE	46
3.5 ESTUDIO DE CARGAS	46
3.6 CARGAS DEBIDO A EVENTOS CLIMÁTICOS	47
3.7 CARGAS CLIMÁTICAS, VIENTO Y TEMPERATURA	47
3.7.1 CARGAS DEBIDO AL VIENTO	47
3.8 CARGAS CLIMÁTICAS, HIELO SIN VIENTO	47
3.8.1 CARGA DE HIELO SIN VIENTO	47
3.9 CARGAS CLIMÁTICAS, VIENTO Y HIELO COMBINADO	48
3.10 CARGAS PARA LA CONSTRUCCIÓN Y EL MANTENIMIENTO (CARGAS DE SEGURIDAD)	48
3.11 REQUISITOS DE SEGURIDAD PARA LA CONTENCIÓN DE CARGAS CLIMÁTICAS	49
3.12 ECUACIÓN GENERAL DE RESISTENCIA MECÁNICA DE LOS COMPONENTES	49
3.13 DATOS RELACIONADOS CON EL CÁLCULO DE LOS COMPONENTES	49
3.13.1 ALCANCE DEL DISEÑO	49
3.14 METODOLOGÍA Y CRITERIOS GENERALES PARA EL DISEÑO DE COMPONENTES	50
3.14.1 RECOLECCIÓN PRELIMINAR DE DATOS CLIMÁTICOS DISPONIBLES PARA EL DISEÑO DE LA LÍNEA	51
3.14.2 SELECCIÓN DEL NIVEL DE FIABILIDAD EN TÉRMINOS DEL PERIODO DE RETORNO (cargas climáticas límites)	52
3.14.3 SELECCIÓN DE REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD (PARA EVITAR LA PROPAGACIÓN DE UNA FALLA DEL SISTEMA)	52
3.14.4 LISTA DE REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD PERSONAL IMPUESTOS POR NORMAS DE DISEÑO OBLIGATORIAS PARA CONSTRUCCIÓN Y CARGAS DE MANTENIMIENTO	53
3.14.5 CÁLCULO DE LAS VARIABLES CLIMÁTICAS EN RELACIÓN AL PERIODO DE RETORNO SELECCIONADO (cargas climáticas límites)	53
3.14.5.1 Rugosidad de Terreno	53
3.14.5.2 Referencia velocidad de viento V_R	54
3.14.5.3 Velocidad máxima de viento anual	55
DISTRIBUCIÓN DE GUMBEL	56
3.14.5.4 Combinación de velocidad de viento y temperatura del ambiente.	57

3.14.5.4.1 Velocidad de viento reducida _____	57
3.14.5.4.2 Temperatura asociada a la velocidad de viento reducido _____	57
3.14.5.5 Carga de hielo sin viento _____	57
3.14.5.6 Temperatura durante la caída de escarcha _____	60
3.14.5.7 Variable carga climática de hielo con viento _____	60
3.14.5.8 Determinación de la carga de hielo _____	60
3.14.5.9 Determinación de la temperatura coincidente _____	60
3.14.5.10 Determinación de velocidad de viento asociadas a condiciones de hielo o lluvia helada (precipitación de hielo) _____	61
3.14.6 CÁLCULO DE CARGAS CLIMÁTICAS LÍMITES SOBRE COMPONENTES _____	62
3.14.6.1 Fuerzas mecánicas sobre las estructuras _____	62
3.14.6.2 Fuerzas transversales _____	63
3.14.6.3 Fuerzas verticales _____	63
3.14.6.4 Fuerzas longitudinales _____	63
3.14.6.5 CARGA TRANSVERSAL _____	65
3.14.6.6 Presión del viento en cualquier componente de la línea o elemento _____	65
3.14.6.7 Cálculo de la referencia dinámica de presión del viento q_o _____	66
3.14.6.8 Evaluación de cargas de viento sobre los componentes y elementos _____	67
3.14.6.9 Carga de viento sobre la cadena de aisladores _____	72
3.14.6.10 Cálculo del viento sobre la estructura _____	74
3.14.6.11 CARGA LONGITUDINAL _____	75
3.14.6.12 Ecuación General de Cambio de Condiciones _____	76
3.14.6.12 Catenaria _____	77
3.14.6.13 Flecha _____	78
3.14.6.14 Procedimiento para realizar la Tabla de Tendido para el Conductor de fase (1200 Kcmil ACAR 18/19) _____	79
3.14.6.15 CARGA VERTICAL _____	82
3.14.6.16 Determinación de Cargas de Hielo Sobre Los Soportes _____	82
3.14.6.17 Descripción de los casos de carga de hielo _____	82
3.14.6.18 Formación uniforme de hielo – condición de peso máximo _____	82
3.14.6.19 Vano peso _____	83
3.14.6.20 COMBINACIÓN CARGA TRANSVERSAL Y VERTICAL _____	86
3.14.6.21 Cargas debido la combinación de viento y hielo _____	86
3.14.6.21.1 Presión del viento sobre conductores cubiertos de hielo _____	86
3.14.6.21.2 Carga en combinación de hielo y viento sobre soportes _____	87

3.14.7 CÁLCULO DE CARGAS CORRESPONDIENTES A REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD DE ESTRUCTURAS	87
3.14.7.1 Carga Torsional (desequilibrio longitudinal, o ruptura del conductor)	87
3.14.7.2 Cargas longitudinales	88
3.14.7.3 Cargas para limitación de fallas	88
3.14.8 CÁLCULO DE CARGAS RELACIONADAS CON LOS REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD DURANTE LA CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO	89
3.14.8.1 Cargas de mantenimiento y construcción	89
3.14.9 COORDINACIÓN ADECUADA DE RESISTENCIA MECÁNICA ENTRE COMPONENTES DE LA LÍNEA	89
3.14.9.1 Aspectos generales para la coordinación de resistencia mecánica	89
3.14.9.2 Método para el cálculo del factor de coordinación de la resistencia mecánica	91
3.14.9.3 Uso de diferentes límites de exclusión	91
3.14.9.4 Uso de diferentes límites de exclusión	92
3.14.10 SELECCIÓN DE FACTORES DE REFUERZO	95
3.14.10.1 Refuerzo de componentes y límites de estado	95
3.14.10.2 Ecuación general para el refuerzo de los componentes	96
3.14.10.3 Valores del factor de fortalecimiento ΦN	96
3.14.10.4 Cálculo de coeficiente ΦN para conductores	97
3.14.10.5 Factor de reforzamiento ΦS relacionado con la coordinación de resistencias mecánicas	98
3.14.11 CÁLCULO DE LA RESISTENCIA MECÁNICA CARACTERÍSTICA REQUERIDA PARA CADA COMPONENTE DE LA ESTRUCTURA	99
3.14.11.1 Diseño de la resistencia mecánica característica para soportes	99
3.14.11.2 Diseño de resistencia mecánica característica para fundaciones	100
3.14.11.3 Diseño de la resistencia mecánica característica del conductor de fase y cable de guarda	101
3.14.11.4 Diseño de la resistencia mecánica característica de la cadena de aisladores	101
3.14.12 DISEÑO DETALLADO DE COMPONENTES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PARA LOS REQUERIMIENTOS ANTERIORMENTE CITADOS	101
3.15 CÁLCULO DEL PESO DE LAS ESTRUCTURAS	105
3.15.1 Momento total de volteo	105
3.15.2 Momento debido al viento en los conductores y cables de guarda.	106
3.15.3 Momento debido al viento sobre la estructura.	106
3.15.4 Momento debido a la deflexión de la línea	107
3.15.5 Momento por rotura	108
CAPÍTULO 4	112

4. INFLUENCIA DEL VIENTO EN LA AMPACIDAD DE LOS CONDUCTORES DE LA L/T TOTORAS-QUEVEDO 230 kV. (USO DE LA NORMA IEEE 738 CON PROGRAMA DIGITAL)	112
4.1 INTRODUCCIÓN	112
4.2 DESCRIPCIÓN DE LA NORMA IEEE 738	112
4.3 CÁLCULO DE LA RELACIÓN DE CORRIENTE Y TEMPERATURA EN CONDUCTORES DESNUDOS	113
4.3.1 AMPACIDAD DEL CONDUCTOR	113
4.3.1.1 Pérdidas de calor por convección “ q_c ”	114
4.3.1.2 Pérdidas por convección forzada “ q_{C1} ”	114
4.3.1.3 Pérdidas de calor por radiación “ q_r ”	117
4.3.1.4 Ganancia de calor solar “ q_s ”	117
4.3.1.5 Resistencia eléctrica del conductor	121
4.3.1.6 Capacidad calorífica del conductor	121
4.3.2 TEMPERATURA DEL CONDUCTOR EN ESTADO ESTABLE	121
4.3.3 LÍMITE TÉRMICO	122
4.3.4 CONDUCTORES	123
4.4 APLICACIÓN DEL MÉTODO PARA EL CASO DE LA L/T TOTORAS-QUEVEDO	124
4.4.1 CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA TOTORAS – QUEVEDO	125
4.4.2 CONDICIONES METEOROLÓGICAS	125
4.4.3 EFECTO DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO EN LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR	127
4.4.4 PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE	131
4.4.5 CÁLCULO DEL CONDUCTOR ECONÓMICO	132
4.4.5.1 PÉRDIDAS POR ENERGÍA	132
4.4.5.2 Resistencia total de la línea	133
4.4.5.3 Cálculo de la corriente que pasa por la línea.	133
4.4.5.4 Determinación del VAN	135
4.4.5.5 PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA	135
4.4.5.6 Tensión crítica disruptiva	136
4.4.5.7 CÁLCULO DEL COSTO DE LOS CONDUCTORES	140
CAPÍTULO 5	143
5.1 CONCLUSIONES	143
5.2 RECOMENDACIONES	146
BIBLIOGRAFÍA	147
ANEXO 2.1	148

BASE DE DATOS RECOPIADO DE LOS (ANUARIOS 1995- 2006) INAMHI (TABLA A.1.1)	148
BASE DE DATOS HOJAS RESÚMENES INAMHI (1983-2008) (TABLA A.1.2)	151
BASE DE DATOS AEROPUERTOS DE LA DAC (Dirección de Aviación Civil) (TABLA A.1.3)	152
ANEXO 3.1	153
VARIABLE VELOCIDAD MÁXIMA DE VIENTO ANUAL	153
ANEXO 3.2	156
VARIABLE HIELO SIN VIENTO	156
ANEXO 3.3	157
CÁLCULO DE CARGA DE VIENTO SOBRE LOS CONDUCTORES (CARGA TRANSVERSAL)	157
ANEXO 3.4	162
CARGA DE VIENTO SOBRE LA CADENA DE AISLADORES	162
ANEXO 3.5	165
Cálculo del viento sobre torres	165
ANEXO 3.6	167
PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA TABLA DE TENDIDO	167
ANEXO 3.7	170
CÁLCULO DE CARGAS VERTICALES	170
ANEXO 3.8	171
DETERMINACIÓN DE LA COMBINACIÓN DE VIENTO Y HIELO SOBRE TORRES	171
ANEXO 3.9	173
CÁLCULO DEL FACTOR DE FORTALECIMIENTO	173
ANEXO 3.10	176
ÁRBOL DE CARGAS UTILIZANDO FACTORES DE LA NORMA IEC 60826	176
ANEXO 4.1	183
CÁLCULO AMPACIDAD CONDUCTOR ACAR 1200	183
ANEXO 4.2	190
Potencia que sale de la barra Totoras 230 kV	190
ANEXO 4.3	191
Potencia que llega a la barra Quevedo 230 kV	191

ANEXO 4.4	191
Pérdidas de Potencia de la Línea Totoras-Quevedo 230 kV	191
ANEXO 4.5	192
Potencia que sale de la barra Totoras 230 kV	192
ANEXO 4.6	193
Potencia que llega a la barra Quevedo 230 kV	193
ANEXO 4.7	194
Pérdidas de Potencia de la Línea Totoras-Quevedo 230 kV	194
ANEXO 4.8	194
Potencia que sale de la barra Totoras 230 kV	194
ANEXO 4.9	195
Potencia que llega a la barra Quevedo 230 kV	195
ANEXO 4.10	196
Pérdidas de Potencia de la Línea Totoras-Quevedo 230 kV	196
ANEXO 4.11	197
Pérdida por Energía	197
ANEXO 4.12	198
PÉRDIDAS POR POTENCIA	198
ANEXO 4.13	199
Programa para el cálculo de la ampacidad de líneas aéreas aplicando la norma IEEE 738	199

GLOSARIO GENERAL

CAPÍTULO 1

Ampacidad del conductor: La ampacidad de un conductor es la capacidad de transportar corriente eléctrica en función de la temperatura. Significa la corriente en amperios, que un conductor puede transportar continuamente, sin exceder su temperatura máxima de operación. Este valor depende del calibre del conductor, el tipo de material, el aislamiento y la instalación del conductor. (IEEE Std 738–1993)

Fiabilidad de líneas: La fiabilidad de líneas es lograda cuando la fuerza de los requerimientos de línea es mayor que los efectos cuantificables de cargas climáticas específicas. (Norma IEEC 60826 - 2003).

Gradiente barométrico En meteorología el gradiente barométrico hace referencia a la variación de la presión atmosférica. Este gradiente suele expresarse en función de las fuerzas báticas o de presión, derivadas de la variación en la presión, y que son perpendiculares a las isobaras, líneas de presión constante.

NTDOST: Son las normas técnicas de diseño y operación de sistemas de transporte.

CAPÍTULO 2

Modelo Raster La estructura raster tiene como característica principal llevar a cabo una representación discreta del mundo real, empleando una malla de rejillas regulares denominadas celdillas o píxeles, basado en celdas, está orientado para representar fenómenos tradicionalmente geográficos que varían continuamente en el espacio, como la elevación, inclinación o precipitación. Pero además pueden ser utilizadas para representar tipos de información menos tradicionales, tales como densidad de población, comportamiento del consumidor y otras características demográficas.

SIG: es un sistema de información utilizado para ingresar, almacenar, recuperar, manipular, analizar y obtener datos referenciados geográficamente, para brindar apoyo en la toma de decisiones. (Héctor Gómez A,)

CAPÍTULO 3

Definición de términos y simbología que utiliza la norma IEC 60826.

Cargas límites: Cargas climáticas correspondientes a un periodo de retorno, T , usado para el diseño sin adicionales factores de carga.

COV: Coeficiente de variación, relación de la desviación estándar y el valor medio de una función estadística.

Componentes: Partes que integran un sistema de una línea de transmisión y cumplen un propósito específico. Típicos componentes son torres, fundaciones (cimientos), conductores y cadena de aisladores.

Límite de daño (de un componente): último límite de estado, fuerza límite de un componente que conduce a la falla del sistema si este es excedido.

daN: deca Newtons

Estado límite de servicio: Fuerza límite de un componente correspondiente a un límite definido permanente(o inelástico) y deformación, si los límites de estos componentes son excedidos, estos conducen al daño del sistema.

Estado de daño del sistema: Estado donde el sistema necesita de reparación porque uno de sus componentes ha excedido su límite de daño.

Elementos: Diferentes partes que constituyen un componente.

Límite de exclusión $e\%$: Valor tomado a partir de una función de distribución correspondiente a la probabilidad de que una variable no exceda un cierto valor.

Estado de falla del sistema: Condición del sistema en cual un componente principal ha fallado por que uno de sus elementos ha alcanzado su límite de falla.

Estado intacto: Estado en el cual puede lograr su función requerida y puede mantener cargas límites.

Factor de carga γ : Factor a ser multiplicado por las cargas en función al diseño de los componentes de la línea.

Factor de fuerza Φ : Factor aplicado a la resistencia característica de un componente.

Resistencia mecánica característica R_c : Es la carga mínima que soporta un elemento antes de fallar.

Periodo de funcionamiento: Medida de la vida de útil (o económica) de la línea de transmisión

Velocidad de referencia del viento V_R : Velocidad del viento medido a 10 m de altura, correspondiente a un promedio de 10 minutos y teniendo un periodo de retorno T .

Fiabilidad (Estructural): Probabilidad que un sistema realice una tarea, bajo un conjunto de condiciones operativas, durante un tiempo específico.

Periodo de retorno (de un evento climático): Promedio de ocurrencia de un evento climático, a una intensidad definida.

Seguridad personal: Capacidad de un sistema para no causar lesiones humanas o pérdida de vidas.

Seguridad estructural: Capacidad de un sistema para ser protegido de un colapso (efecto cascada) si la falla es disparada en un determinado componente.

Sistema: Conjuntos de componentes de una línea de transmisión conectados para cumplir una función específica.

CAPÍTULO 4

Azimut del sol: Es la posición del sol medida en grados, a partir del Norte, en sentido horario.

Capacidad Térmica en Estado Estable: Es un valor constante de corriente que produce la máxima temperatura admisible del conductor para condiciones ambientales conocidas y asumiendo que el conductor está en equilibrio térmico.

Efecto Joule: Es el calor producido por el conductor debido al paso de la corriente eléctrica.

Ganancia De Calor Solar: Es el incremento de la temperatura del conductor debido al calor irradiado por el sol y reflejado el cielo.

Número de Reynolds: Un número adimensional que sirve para indicar si el flujo de un fluido a través de un tubo es o no laminar, igual a la velocidad de aire (V_w) por el diámetro del conductor ($D/12$) dividido por la viscosidad cinemática (μ/ρ_f).

Temperatura Máxima Admisible Del Conductor: Es el límite máximo de temperatura del conductor, el cual debe ser seleccionado para minimizar pérdidas por tensión mecánica, flecha y por efecto Joule.

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 GENERAL

- Determinar un conductor real para la Línea de Transmisión Totoras – Quevedo de 230 kV. Realizando una base de datos con información de velocidades de viento y temperatura a nivel de la región, para hacer un estudio mecánico y eléctrico de incidencia de viento en la temperatura del conductor aplicando los parámetros que exige las norma IEC 60826 y la IEEE 738, este estudio ayudará para el diseño de nuevas líneas de transmisión con métodos estadísticos y se aplicará esta información en el diseño de la línea Totoras – Quevedo de 230kV.

1.1.2 ESPECÍFICO

- Recolectar información de organismos dedicados a las medidas de velocidad de viento en el Ecuador para hacer una base de datos que ayuden al diseño de nuevas líneas de transmisión.
- Hacer mediciones de velocidad de viento en zonas previamente escogidas a lo largo de la ruta de la L/T TOTORAS-QUEVEDO a 230kV, para aplicar la norma IEC 60826 en el diseño electromecánico.
- Determinar los parámetros aplicables en el país que exige la norma IEC 60826, para el diseño de Líneas de Transmisión con métodos estadísticos.
- Determinar un conductor real para la transferencia de potencia haciendo un estudio de la incidencia del viento en la temperatura del conductor que cumpla los parámetros eléctricos que exige la norma IEEE estándar 738.

1.2 ALCANCE

- Este trabajo se presenta como una alternativa de optimización del diseño de Líneas de Transmisión, aplicando la Norma IEC 60826.
- La norma internacional IEC 60826 especifica los requisitos de cargas climáticas y resistencia mecánica de líneas aéreas de transmisión derivados de los principios de diseño basados en la fiabilidad. Estos requisitos se aplican a líneas de 45 kV en adelante, aunque también puede aplicarse a las líneas de menor tensión nominal.
- Se recopilará información de organismos dedicados a las medidas de velocidad de viento y temperatura en el Ecuador para hacer una base de datos ya que esta norma también establece un marco inicial para la preparación de las normas nacionales para diseño de líneas de transmisión, con la fiabilidad y el empleo de conceptos probabilísticos o semi - probabilísticos.
- Se establecerán los datos climáticos para el uso y la aplicación de esta norma, y además otros datos específicos del Ecuador.
- Los criterios de diseño de la norma se aplicarán tanto para nuevas líneas, como para mejorar la fiabilidad y reacondicionamiento a las líneas existentes.
- Cabe indicar que no se incluye en este estudio el diseño detallado de otros componentes de las líneas como: torres, fundaciones, conductores y cadenas de aisladores.
- Para este proyecto de titulación se prevé una parte de investigación de campo donde se harán medidas del viento y temperatura en las zonas previamente

escogidas a lo largo de la ruta de la L/T TOTORAS-QUEVEDO a 230kV, dichas mediciones de viento se realizarán aplicando la metodología del INAMHI.

- Para la determinación del conductor se hará un estudio económico en la línea de transmisión de potencia, límite térmico en función del parámetro del viento y oscilación de las estructuras debido al viento.

1.3 INTRODUCCIÓN

La línea de transmisión TOTORAS - QUEVEDO de 230 kV se construirá en cumplimiento del plan de expansión 2006 - 2017 de CELEC E.P. TRANSELECTRIC.

Con este estudio se intenta proporcionar información relevante para el diseño de estructuras y conductores de Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica.

La Línea de Transmisión Totoras - Quevedo unirá las regiones sierra y costa, por lo que soportará altos flujos de vientos y precipitaciones de lluvias que influyen directamente en las estructuras y a su vez en la capacidad térmica del conductor de la Línea de Transmisión.

En el desarrollo de este proyecto se considera los diversos cálculos que forman parte del diseño de una línea de transmisión y la interacción de cada uno de los parámetros eléctricos, mecánicos y económicos. Para esto, se evalúa el cumplimiento de las normas de construcción y diseño.

En este proyecto se determinará un nivel de fiabilidad con un periodo de retorno de cargas límites, también se establecerá requerimientos de seguridad para evitar caídas de estructuras y a su vez requerimientos de seguridad para cargas de construcción y mantenimiento impuestos por regulaciones obligatorias.

El método utilizado para el cálculo de la ampacidad se basa en la Norma IEEE Std 738–1993 Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductor, que define la ecuación fundamental del balance de calor y sólo se considerarán conductores desnudos de líneas aéreas.

La problemática del viento sobre la línea de transmisión incide en dos factores muy importantes:

a) Movimientos de los conductores inducidos por el viento, estos pueden clasificarse según el tipo de inestabilidad aerodinámica:

- Vibraciones eólicas.
- Oscilación de subvano.
- Galope del conductor (Galopping).

Todos estos movimientos deben ser adecuadamente controlados ya que pueden generar fallas en la línea de transmisión.

b) Es un refrigerante natural, ya que el conductor es una fuente de calor, y el viento actúa como ventilador reduciendo pérdidas por efecto joule, logrando así una mayor transferencia de potencia.

Además, hay que tomar en cuenta la temperatura ambiente que influye de manera directa en la temperatura del conductor.

1.4 DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO

En el estudio de este proyecto se analizarán las siguientes consideraciones:

- Condiciones meteorológicas.
- Estudio de cargas sobre las estructuras.
- Cambios eléctricos sobre la línea de transmisión.

1.5 CONDICIONES METEOROLÓGICAS

Para el caso del diseño de una línea de transmisión, se toma en cuenta el registro de mediciones para considerar las condiciones meteorológicas, como velocidad de viento y temperatura ambiente que prevalezcan en el área donde se localice la línea, con el propósito de establecer los esfuerzos máximos que deben considerarse en el cálculo mecánico de líneas aéreas de transmisión.

1.6 ESTUDIO DE CARGAS SOBRE LAS ESTRUCTURAS

1.6.1 GEOMETRÍA DE TORRES

La geometría de la torre juega un papel importante, ya que ésta soportará todas las cargas climáticas y a su vez las cargas de sus propios componentes.

Los principales componentes de una línea de transmisión son:

- Conductores.
- Aisladores y herrajes.
- Apoyos.
- Fundaciones.

1.6.2 CONDUCTORES

Los conductores de una línea de transmisión deben presentar características importantes tales como: una alta continuidad, un mínimo de pérdidas al paso de la corriente y también una alta resistencia mecánica para soportar todos los esfuerzos mecánicos.

El uso de conductores ACAR es una alternativa importante para el diseño líneas de transmisión debido a que está constituido por una aleación de aluminio que refuerza mecánicamente al conductor para evitar su ruptura y presenta una mayor conductibilidad en comparación con un conductor ACSR.

En la parte más alta de la torre, se ponen conductores desnudos, llamados de guardia, que sirven para apantallar la línea e interceptar los rayos antes que alcancen a los conductores activos situados debajo. Estos hilos de guardia no conducen corriente, por lo que normalmente se hacen de acero y se conectan sólidamente a tierra en cada una de las torres.

Muchas líneas construidas en los últimos años incluyen fibras ópticas en al menos uno de los hilos de Guardia.

Este conductor, denominado OPGW (Optical Groundwire), protege a la línea y agrega capacidad de comunicación y control, permitiendo la posibilidad de ingresos adicionales a las operadoras a través del cobro de cánones por el uso de la fibra.

Los cables OPGW fabricados por Prysmian se ajustan a las normativas de la IEC y/o de la IEEE y normalmente contienen de 6 a 144 fibras.

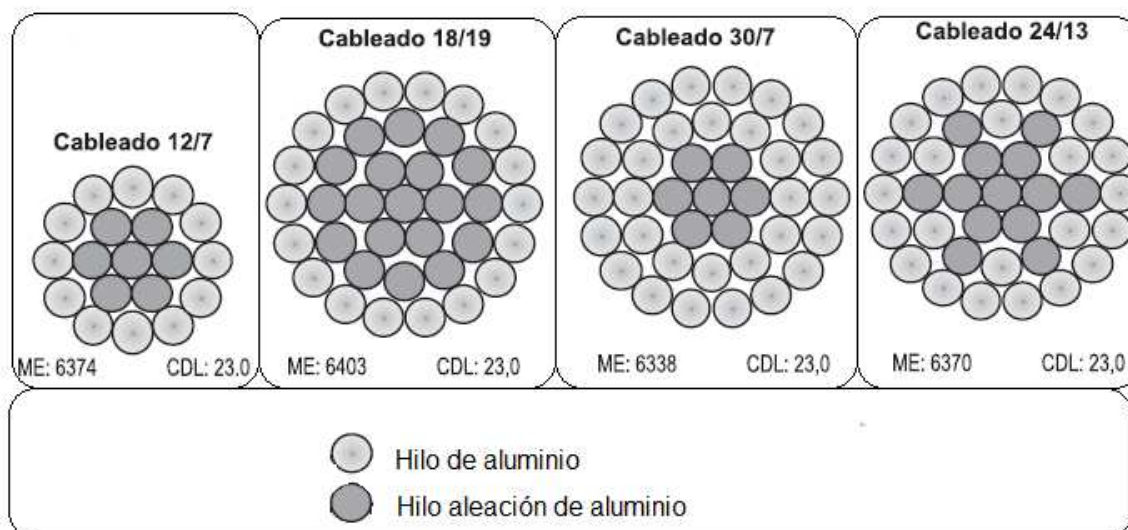


Figura 1.1 Conductores ACAR, Cableado Aluminio/Aleación.

1.6.3 APOYOS

Los apoyos que deben mantener los conductores a suficiente altura sobre tierra y adecuadamente distanciados entre si, según su función se clasifican en:

1.6.3.1 Apoyos de alineación o suspensión

Su función es solamente soportar los conductores y cables de tierra; son empleados en las alineaciones rectas.

1.6.3.2 Apoyos de anclaje

Su finalidad es proporcionar puntos firmes en la línea, que limiten e impidan la destrucción total de la misma cuando por cualquier causa se rompa un conductor o apoyo.

1.6.3.3 Apoyos de ángulo

Empleados para sustentar los conductores y cables de tierra en los vértices o ángulos que forma la línea en su trazado. Además de las fuerzas propias de flexión, en esta clase de apoyos aparece la composición de las tensiones de cada dirección.

1.6.3.4 Apoyos de fin de línea

Soportan las tensiones producidas por la línea; son su punto de anclaje de mayor resistencia.

1.6.3.5 Apoyos especiales

Su función es diferente a las enumeradas anteriormente; pueden ser, por ejemplo, cruce sobre ferrocarril, vías fluviales, líneas de telecomunicación o una bifurcación.

1.6.4 ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

La ecuación de cambio de estado permite principalmente determinar las variaciones en los esfuerzos mecánicos debido a cargas climáticas como viento, hielo, o la combinación de ambas y sus efectos (temperatura) que tiene lugar en los conductores de las líneas de transmisión y que deben ser tomadas en cuenta para

no sobrepasar los límites de resistencia permitidos en los materiales de los elementos bajo estas cargas.

La ecuación de cambio de estado toma en cuenta los parámetros que inciden sobre los esfuerzos mecánicos del conductor durante su funcionamiento como son: tensión, peso, temperatura, y las características inherentes al material del cual están constituidos los conductores (principalmente aluminio, cobre, y aleaciones); el módulo de elasticidad que es la máxima resistencia que tienen los materiales antes de romperse, el coeficiente de dilatación que determina una variación relativa del volumen con respecto a la temperatura.

Dependiendo del clima de la región por donde atraviese la línea de transmisión tendrá un mayor o menor grado de afectación sobre los conductores. Las principales consideraciones a ser tomadas en cuenta en la influencia del clima sobre los conductores son:

Aumento o disminución del tamaño de la flecha del conductor debido a la variación de temperatura de este, variando la tensión sobre las torres.

Esfuerzos adicionales que provoca el viento sobre los conductores.

Peso adicional que soportarán los conductores expuestos a la caída del hielo.

La ecuación de Cambio de Estado relaciona parámetros iniciales conocidos y los compara con variables que se podrían producir durante el funcionamiento de la línea y más exactamente a parámetros extremos o las peores condiciones de funcionamiento.

La ecuación de Cambio de Estado se define como:

$$T_i^3 + T_i^2 A = B \quad (\text{Ec 1.1})$$

Donde:

$$A = \alpha * E * S(t_i - t_0) - \delta_0 + \frac{w^2 * S * g_0^2 * a_r^2 * E}{24 * \delta_0^2} \quad (\text{Ec 1.2})$$

$$B = \frac{w^2 * S * g_1^2 * a_r^2 * E}{24} \quad (\text{Ec 1.3})$$

Donde:

w : Peso específico del cable (kg. fuerza/m)

S : Sección Efectiva del conductor (mm²)

α : Coeficiente de dilatación térmica del conductor (1/°C)

E : Módulo de Elasticidad del conductor. (kg. fuerza/mm²)

a_r : Vano de regulación (m)

t_0 : Temperatura del estado Inicial °C

g_0 : Carga específica del Estado Inicial (sin dimensión)

δ_0 : Tensión admisible del Estado Inicial (kg. Fuerza)

t_i : Temperatura del Estado considerado °C

g_i : Carga específica del estado considerado (sin dimensión)

El coeficiente carga específica es igual

$$g_{i,0} = \sqrt{\frac{w^2 + v^2}{w^2}} \quad (\text{Ec 1.4})$$

Siendo

w : Peso del conductor en (kg. Fuerza)

v : Peso específico del conductor por viento (kg. Fuerza).

1.7 CAMBIOS ELÉCTRICOS SOBRE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las cargas climáticas son factores que inciden sobre la temperatura de los conductores, adicionalmente de los efectos eléctricos propios de la transmisión de

potencia, provocando una variación en las características de conducción de las líneas.

Esta alteración de las características se ve reflejada en la variación de la resistencia del conductor, más conocida como efecto joule I^2R . La resistencia de los conductores es el factor más importante de pérdidas de potencia en las líneas de transmisión.

1.7.1 RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

La resistencia de los conductores son función de la temperatura a la que se encuentran trabajando, área de la sección transversal, resistividad del material del conductor, longitud, frecuencia de transmisión.

La expresión para el cálculo de la resistencia eléctrica es:

$$R = \rho \frac{l}{A} \Omega \quad (\text{Ec 1.5})$$

Donde:

R = resistencia eléctrica

ρ = resistividad del material

A = la sección del conductor

l=longitud de la línea

Para determinar la variación de la resistencia con el cambio de temperatura se tomará en cuenta la expresión:

$$R_2 = R_1 [1 + a (T_2 - T_1)] \quad (\text{Ec 1.6})$$

Donde:

R_1 y R_2 son las resistencias del conductor a las temperaturas T_1 y T_2 respectivamente.

α : Coeficiente de temperatura para la resistencia de un material determinado.

1.7.2 RADIACIÓN SOLAR

La luz del sol es una radiación electromagnética de alta frecuencia. La luz visible se encuentra en un determinado rango de frecuencia denominado espectro visible, y a partir de esta se ha dado el nombre de infrarrojo a radiaciones de menor frecuencia y ultravioleta a radiaciones de mayor frecuencia. La radiación de calor corresponde a la radiación infrarroja y es la que más afecta a los conductores de líneas de transmisión.

Para el estudio de la incidencia de la radiación solar sobre un conductor desnudo la Norma IEEE 738-1992 toma en cuenta los siguientes parámetros:

- Ubicación geográfica (latitud)
- Hora del día
- Día del año
- Sentido de la línea (N-S o E-O)
- Tipo de atmósfera (limpia o industrial)
- A.S.N.M (altura sobre el nivel del mar).

La irradiación solar sobre un conductor provoca una ganancia de calor en la línea de transmisión la cual dependerá del diámetro del conductor, coeficiente de absorción, altitud, la posición relativa del sol hacia el conductor en la tierra.

CAPÍTULO 2

2 DATOS DE VIENTO OBTENCIÓN Y CLASIFICACIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

El presente capítulo tiene por objetivo, generar un mapa de vientos del Ecuador mediante un proceso de interpolación computacional, el cual se utilizará para implementar la norma IEC 60826.

En la actualidad en el Ecuador se realiza el diseño de líneas de transmisión mediante un modelo determinista cuyos parámetros han sido tomados de normas americanas y europeas las cuales no se ajustan de una manera precisa a las necesidades de nuestro país.

La norma IEC 60826 establece un mínimo de 10 años de registro de mediciones de velocidades de viento.

Uno de estos parámetros de diseño indispensable para el inicio de la utilización de la norma es justamente el mapa de vientos.

2.2 RECOPIACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN QUE TIENEN LOS ORGANISMOS DEDICADOS A LAS MEDIDAS DE VELOCIDAD DE VIENTO EN EL ECUADOR

El mapa de vientos del Ecuador así como la base de datos se construyeron a partir de la información publicada en los anuarios de meteorología por el INAMHI (Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología), de los años 1995 al 2006 y de la información de 25 estaciones meteorológicas con un periodo de registro desde del año 1983 hasta 2008 proporcionada por la misma institución. También se logró obtener información de 4 estaciones meteorológicas ubicadas en aeropuertos de la región del oriente gracias a la DAC (Dirección de Aviación Civil)

Las Base de Datos se presentan en el Anexo 2.1.

2.3 REALIZAR UN MAPA DE VIENTOS, EN LOS QUE INCLUYA INFORMACIÓN DE LAS DIFERENTES ZONAS Y REGIONES DEL ECUADOR

2.3.1 GENERACIÓN DEL MAPA DE VIENTOS DEL ECUADOR

Actualmente no existe en el país un mapa de vientos, que sirva como punto de partida para el estudio y análisis de proyectos tecnológicos, por lo que se vuelve necesaria la generación de un mapa de vientos del Ecuador, el cual ayudará a la implementación de la norma IEC 60826.

Los datos disponibles de velocidad de viento en el país son muy deficientes lo que reduce considerablemente la precisión de los valores calculados pero que para proyectos en los que no se requiera demasiada exactitud pueden brindar mucha ayuda.

El mapa de vientos se lo realizó siguiendo el procedimiento utilizado por Diego González Ferreiro y Joaquín Bosque Sendra GENERACIÓN DE UN MAPA DE VIENTOS EN UN SIG con el cual realizaron un mapa de vientos para la ciudad de Madrid.

Un SIG (Sistema de Información Geográfica) es una herramienta computacional muy poderosa que permite el tratamiento de información espacial, es decir permiten interactuar bases de datos con mapas geográficos.

Para la realización del mapa de vientos es necesario conocer la formación y comportamiento del viento así como ciertos factores que influyen en su conducta.

El viento es el desplazamiento del aire predominantemente horizontal. En las áreas montañosas el relieve determina en gran parte la importancia de los componentes no horizontales.

La velocidad del viento es la resultante de tres fuerzas llamadas:

- Viento de gradiente (proporcional al gradiente barométrico)
- Fuerza Geostrófica (Debida a la rotación de la Tierra y al efecto Coriolis o fuerza de Coriolis que resulta de ella).
- Fuerza ciclostrófica (fuerza centrífuga que actúa, sobre todo, sobre los vientos ciclónicos de fuerte curvatura).

Existen vientos que se forman en las capas altas de la atmósfera, debido a la circulación general de la atmósfera, y los vientos de superficie que están relacionados con las condiciones locales del clima y con la topografía y lo accidentado del terreno.

La topografía es un factor importante que actúa de forma directa al flujo de aire más próximo a la superficie terrestre, las características topográficas afectan de dos maneras: térmicamente (a través de calor) y geoméricamente (o mecánicamente). La turbulencia térmica se produce por el calentamiento diferencial. Los objetos emiten calor en tasas distintas por ejemplo: en un lugar donde existe vegetación emite un calor diferente a un lugar donde existe asfalto. Lo mismo ocurre para la turbulencia mecánica esta es causada por el viento que fluye sobre objeto de tamaños y formas diferentes, por ejemplo el flujo de viento que rodea a un cultivo será diferente al flujo de viento que rodea a un edificio.

Para realizar el mapa de vientos no se tomó en cuenta el relieve de las diferentes regiones de nuestro país ya que no se cuenta con la información suficiente para hacer estas consideraciones.

2.4 TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

Toda la información de velocidad de viento obtenida de los anuarios y hojas resúmenes fue compilada en una base de datos mostrada en el Anexo 2.1, de esta información se estableció el valor máximo, medio y mínimo de la velocidad del viento.

Para determinar la dirección de la velocidad del viento se escogió la dirección más representativa de entre las 8 que se tomó en consideración (N, S, E, O, NO, NE, SO, SE) con la ayuda de un histograma frecuencia vs dirección.

2.5 LA INTERPOLACIÓN DE DATOS

2.5.1 INTERPOLACIÓN

La interpolación es un método usado para conocer, de un modo aproximado, los valores que toma cierta función de la cual sólo se conoce su imagen en un número finito de abscisas. Por lo general, ni siquiera se conocerá la expresión de la función y sólo se dispone de los valores que toma dichas abscisas.

La interpolación llevada a cabo por los sistemas de información geográfica están basados en variables en cuya resolución interviene variables escalares.

Para resolver esta dificultad vectorial se utiliza la rosa de vientos figura 2.1. En este caso se pueden dar valores de 0 a 359 grados. Cuando se tiene datos de dirección de viento de dos estaciones meteorológicas, los valores que pueden tomar entre estos dos puntos pueden ser diferentes según el camino que se tome dentro de la rosa de los vientos ya sea en sentido horario o anti horario.

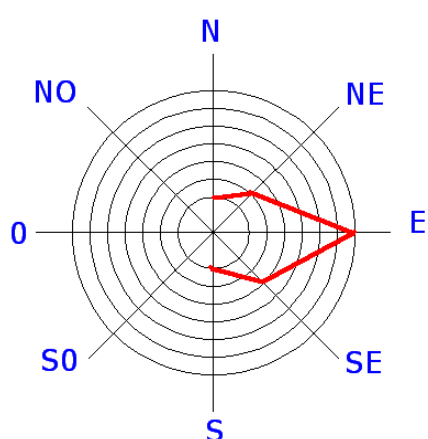


Figura 2.1: Rosa de vientos con el sentido predominante de la estación meteorológica Querochaca.

Con los datos que se tiene de cada una de las estaciones resulta la formación de un vector constituido por dos tipos de información, la primera es la velocidad del viento la cual puede ser expresada como el módulo del vector, la segunda es la dirección del viento expresada por un ángulo que puede tomar valores comprendidos entre 0 y los 360 grados.

Entonces para la interpolación de la velocidad de viento (H) no existiría ningún tipo de problema ya que se trata de una magnitud escalar.

La dificultad que se presenta es para la interpolación de la dirección de viento ya que se trata del ángulo del vector velocidad de viento, por lo que se tendrá que hacer un ajuste para ingresar la información al SIG.

$$x = H * \cos \theta \quad y = H * \sin \theta \quad (\text{Ec.2.1})$$

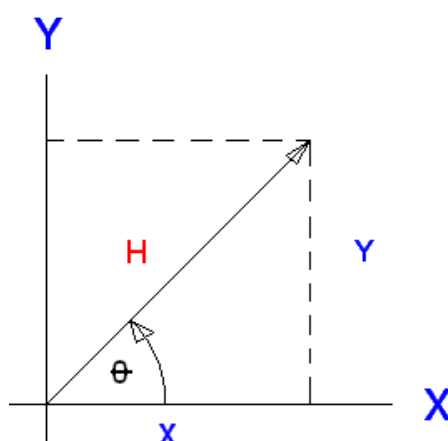


Figura 2.2 Representación del vector en forma geométrica.

2.5.2 AJUSTE DE LA DIRECCIÓN DEL VIENTO PARA PODER INGRESAR AL SIG

Se presenta dos problemas el primero, para el sistema de coordenadas convencionales, la parte derecha del eje de las abscisas representa el cero, mientras que para el SIG es la parte superior del eje de las ordenadas. El segundo problema que se tiene es la medición de ángulos, en matemáticas los ángulos son medidos en

sentido contrario a las agujas del reloj mientras que en el SIG se miden en el sentido de las agujas del reloj.

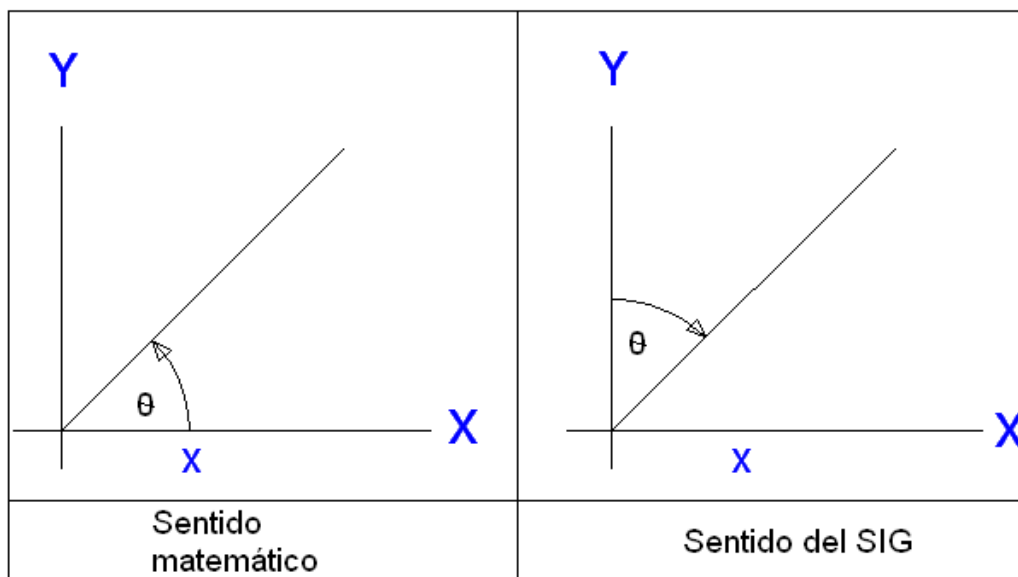


Figura 2.3 Diferentes convenciones de sentidos de rotación.

Entonces la solución es cambiar las ecuaciones anteriores:

$$x = H * \text{sen} \theta \quad y = H * \text{cos} \theta \quad (\text{Ec.2.2})$$

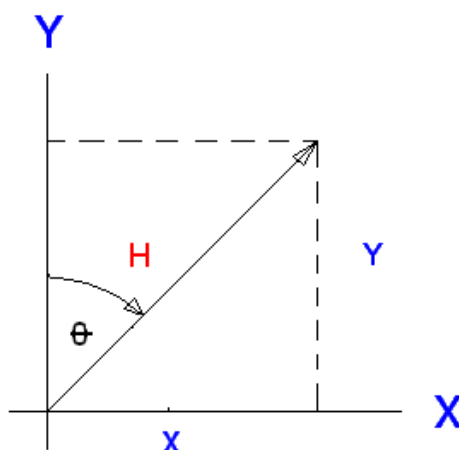


Figura 2.4: Descomposición de un vector.

Realizado este ajuste se puede cargar estos datos al SIG.

El programa que permite ingresar datos e interpolarlos es ArcGis 9.2, el cual puede realizar 4 tipos de interpolaciones: Media ponderada por la inversa de la distancia (IDW), Kriging, Natural Neighbor, Spline.

Finalmente el método recomendado por Diego González Ferreiro para llevar a cabo la interpolación es el de la media ponderada por la inversa de la distancia o IDW debido principalmente a la sencillez del algoritmo y la facilidad de implementación.

A continuación se explica de forma rápida los aspectos teóricos del método de interpolación utilizado (IDW) y la forma de implementación en ArcGIS 9. Este artículo fue investigado y estudiado en la tesis del Ing. José Moreno.

2.5.3 INTERPOLACIÓN MEDIANTE LA MEDIA PONDERADA POR LA INVERSA DE LA DISTANCIA

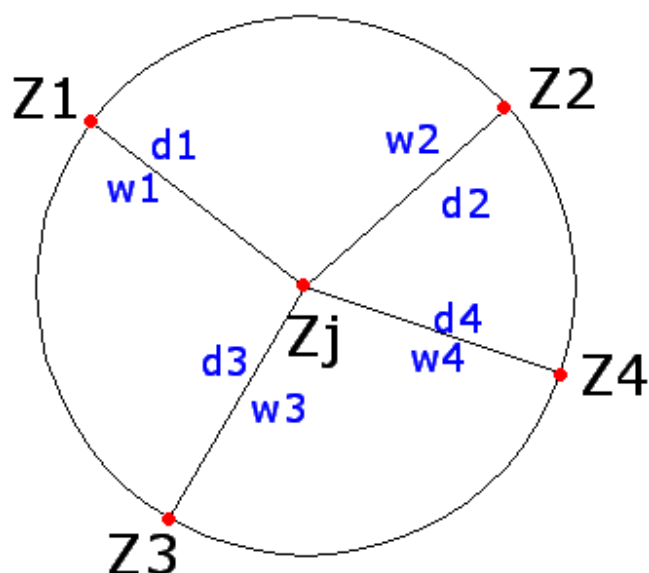


Figura 2.5: Representación gráfica del método IDW.

El método IDW combina el concepto de vecindad entre sitios con disponibilidad de datos con un cambio gradual de las superficies definidas con una tendencia.

Se supone que el valor del atributo Z (figura 2.5) en una posición donde el valor del atributo no es conocido es un promedio de los valores de sus vecinos pero donde los vecinos más cercanos tienen más peso o importancia que los más alejados.

La ecuación general del método es:

$$Z^*(x) = \sum_{i=1}^n (\lambda_i * Z(x)_i) \quad (\text{Ec.2.3})$$

Donde:

$Z^*(x)$: Valor estimado de variable.

$Z(x)_i$: Valor de la variable en el punto conocido i .

λ_i : Peso de la estación i .

n : Número de estaciones vecinas.

Los pesos se calculan en función de la distancia entre las estaciones y el punto a interpolar, de la siguiente forma:

$$\lambda_i = \frac{1}{d_{ij}^\beta} \bigg/ \sum_{i=1}^n \frac{1}{d_{ij}^\beta} \quad (\text{Ec.2.4})$$

Donde:

λ_i : Peso de la estación i .

d_{ij} : Distancia geométrica entre la estación y el punto a interpolar.

β : Coeficiente de ponderación.

Mientras más alto es el valor de β , el peso de las estaciones más cercanas será mayor. Para la optimización de este coeficiente se tiene que minimizar el error medio cuadrático (EMC) a través de una validación cruzada (Brovelli, s.f.), la cual será analizada posteriormente.

$$EMC = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^n (Z^*(x) - Z(x))^2}{n}} \quad (\text{Ec.2.5})$$

$Z^*(x)$: Valor estimado.

$Z(x)$: Valor real.

n : Muestra total.

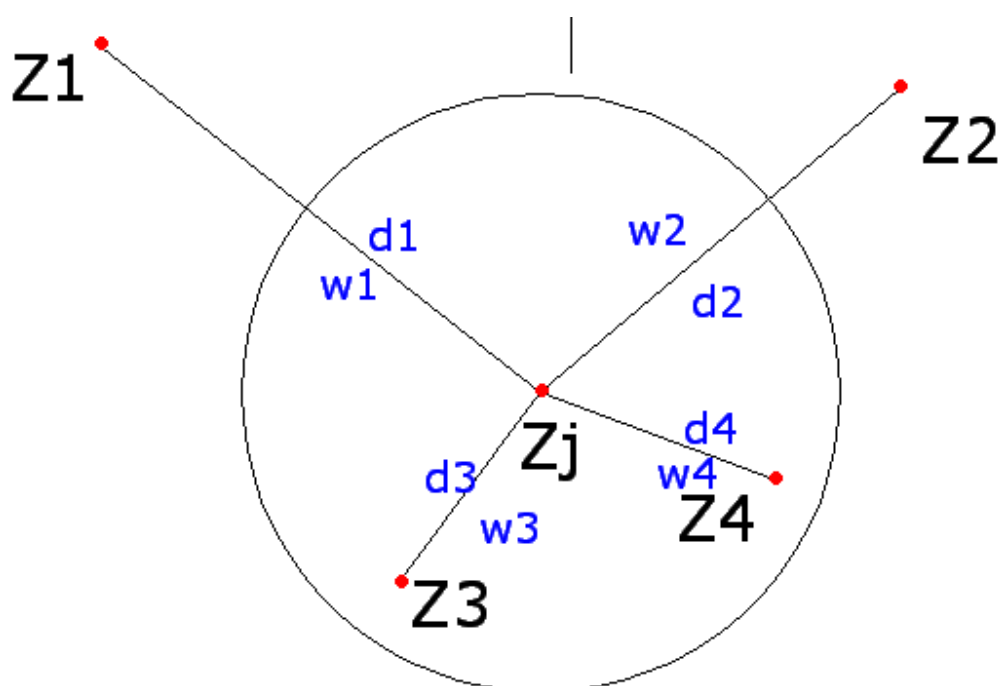


Figura 2.6 Ejemplo de interpolación IDW.

2.5.4 PROCEDIMIENTO INTERPOLACIÓN DE DATOS

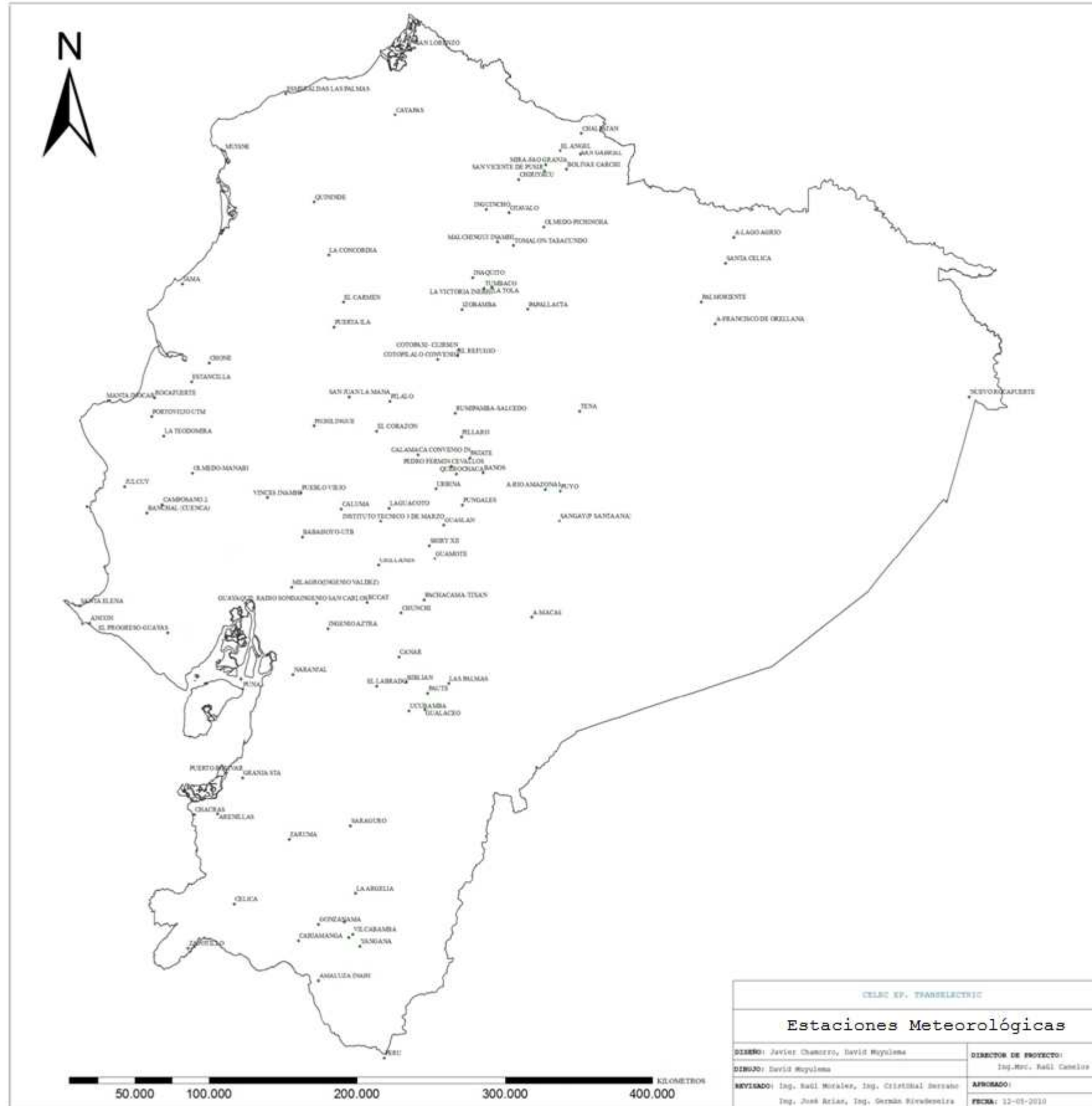
Con la definición de conceptos y con ajustes a la base de datos en especial en la dirección del viento se procede al procesamiento de la información con ayuda del programa Arcgis 9.2.

Ubicación de las estaciones meteorológicas en el mapa del Ecuador con ayuda del Arcgis 9.2.

El Arcgis 9.2 utiliza un sistema de coordenadas UTM (Universal Transverse Mercator) por lo que es necesario la conversión de coordenadas geográficas a coordenadas UTM para poder cargar en el programa ArcGis; Además se ubicó estaciones de referencias para lograr una cobertura total del territorio ecuatoriano: al norte una estación de Colombia, al sur una estación meteorológica de Perú, al este se encuentra la estación meteorológica de Nuevo Rocafuerte y al oeste la estación meteorológica de San Cristóbal.

2.5.5 PASOS PARA CARGAR LA INFORMACIÓN AL PROGRAMA ARCGIS

1. Conversión de los ángulos de dirección modal del viento a radianes con ayuda del EXCEL.
2. Ajuste de las fórmulas en función de la velocidad y dirección para poder cargar al ArcGis 9.2. en EXCEL.
3. Para cargar las coordenadas de las estaciones climatológicas y el vector dirección de viento es necesario hacer una conversión al archivo de la base de datos mediante EXCEL a formato DBF ya que el ArcGis solo reconoce este tipo de archivo.
4. En el ARCGIS, ir a tools Add x, y data. Introducir el nombre del fichero dbf e indicar la coordenada x e y de cada estación.



5. Luego se exporta la base de datos a una cobertura con formato shp para su posterior procesamiento.
6. Se realiza la interpolación de la dirección del viento que esta expresado como ángulo en la base de datos mediante el método IDW que se encuentra dentro de la extensión "3D Analyst".

Se definió 8 direcciones de viento. Las divisiones mostradas abajo han sido utilizadas para transformar la información espacial continua en formato raster a una información discreta de dirección de viento según la rosa de los vientos.

N "Ángulo_GRD" <22,6 OR "Ángulo_GRD" >=359,66

NE "Ángulo_GRD" >= 22,6 AND "Ángulo_GRD" < 67

E "Ángulo_GRD" >= 67 AND "Ángulo_GRD" < 112,9838

SE "Ángulo_GRD" >= 112,9838 AND "Ángulo_GRD" < 157,199

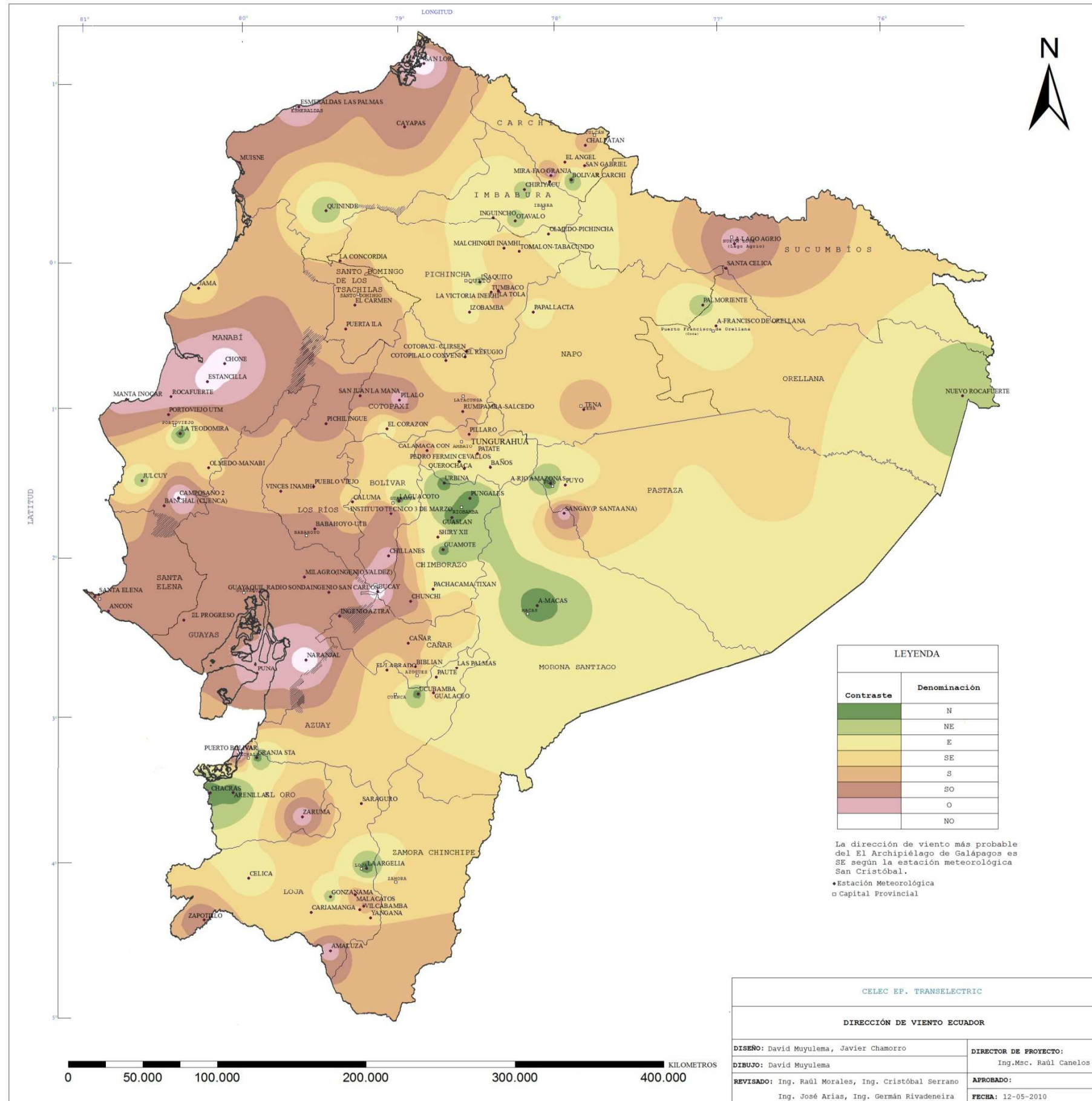
S "Ángulo_GRD" >= 157,1997 AND "Ángulo_GRD" < 202,72

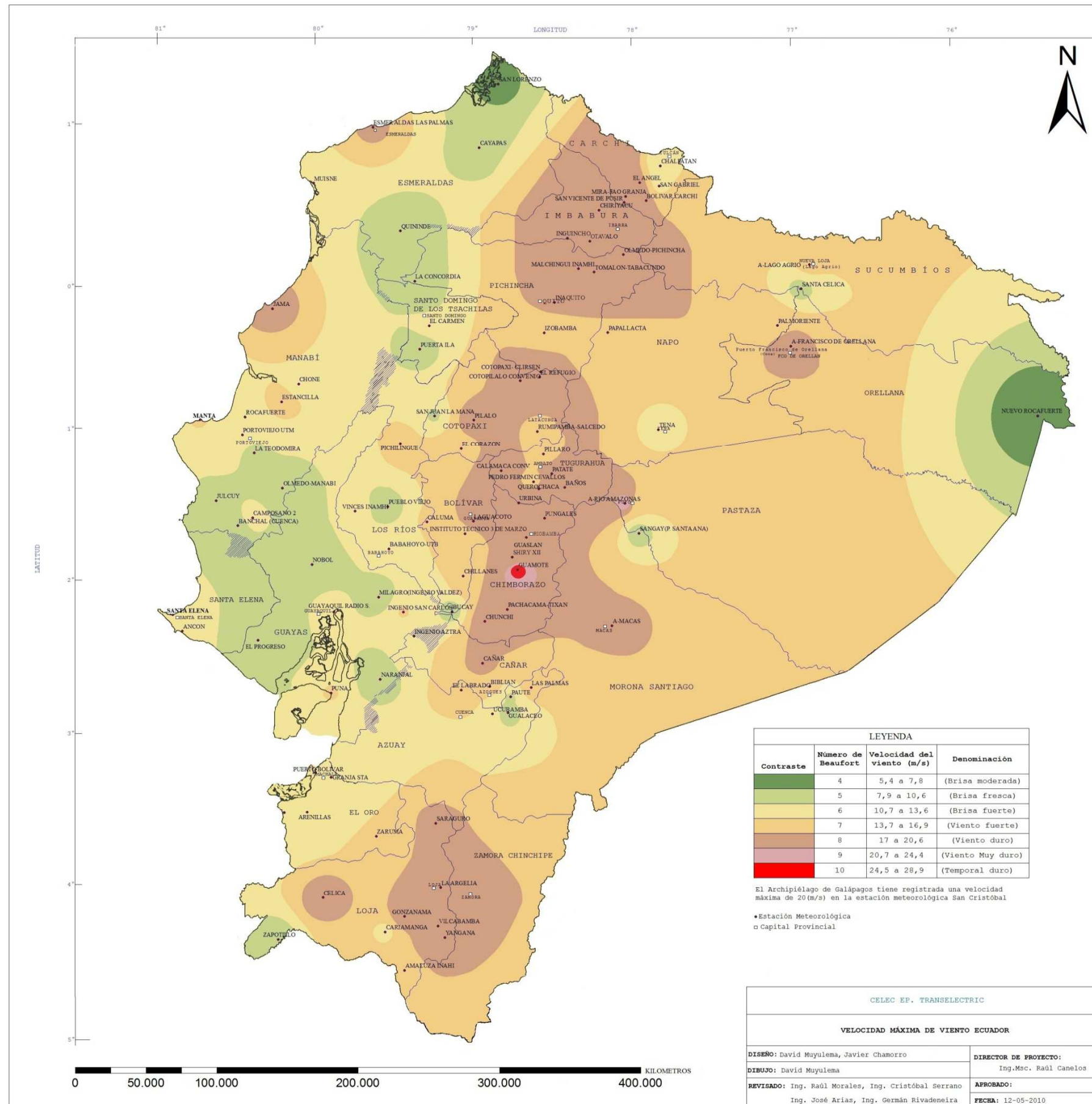
SO "Ángulo_GRD" >= 202,72 AND "Ángulo_GRD" < 247,127

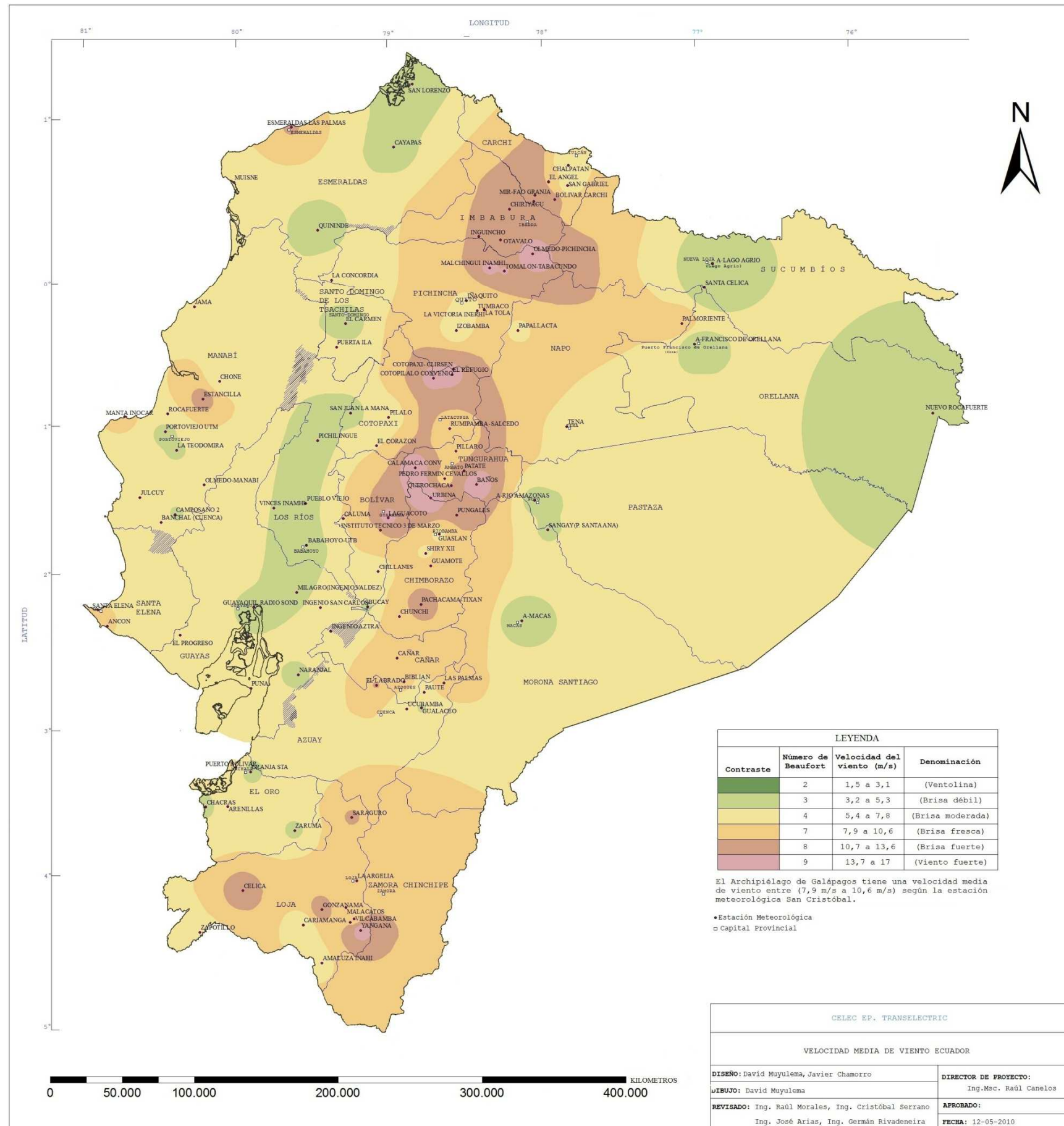
O "Ángulo_GRD" >= 247,127 AND "Ángulo_GRD" < 292,31

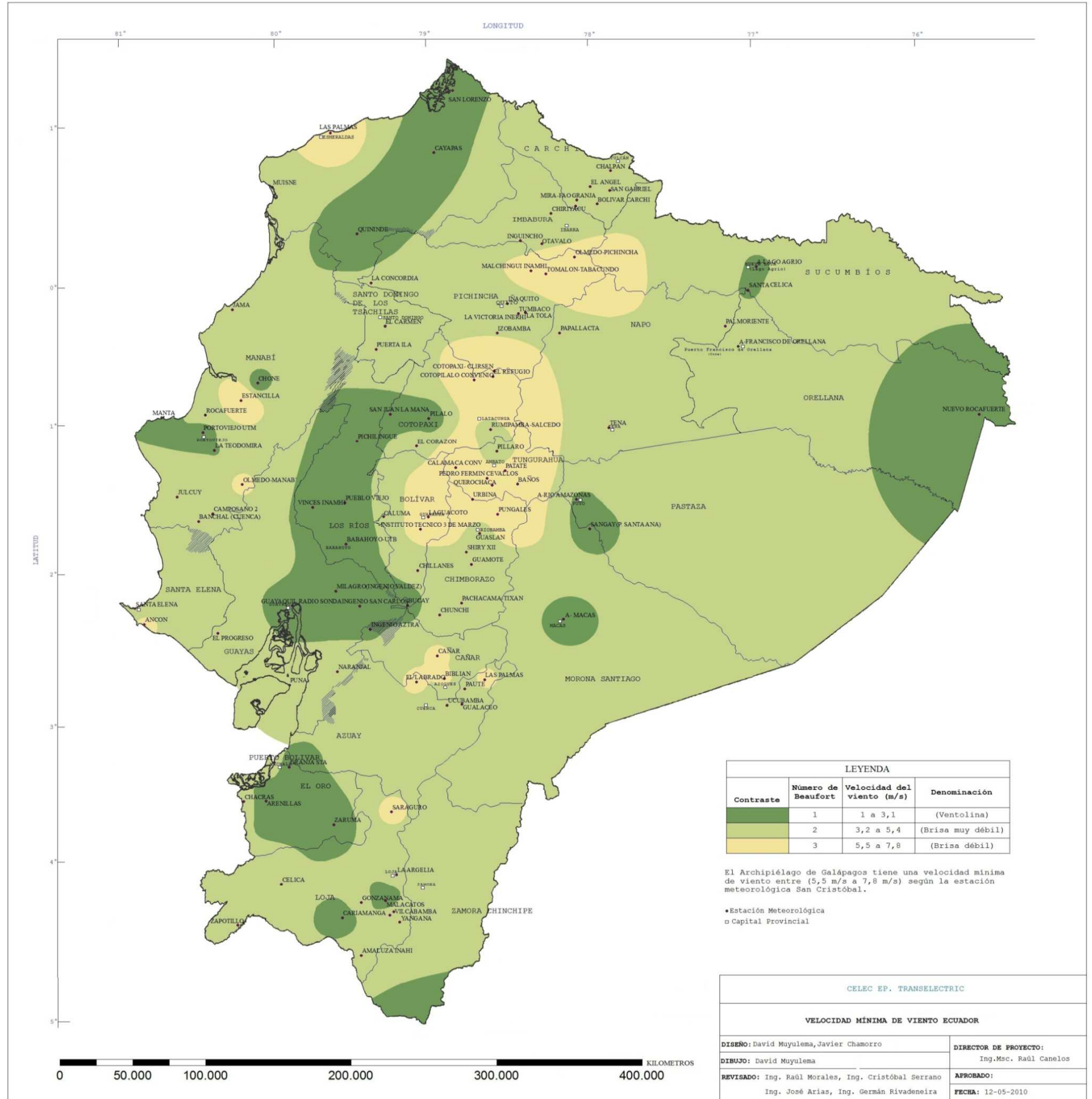
NO "Ángulo_GRD" >= 292,31 AND "Ángulo_GRD" < 337,399

7. Finalmente se selecciona la zona de interés del mapa, se suaviza las curvas tomando en consideración el relieve de la Cordillera de los Andes.
8. Para el mapa de velocidad máxima, media y mínima se hace la misma interpolación utilizando la misma base de datos mediante el método IDW que se encuentra dentro de la extensión "3D Analyst".









2.5.6 VALIDACIÓN DEL MAPA DE VIENTOS DEL ECUADOR

Para efectuar la validación de los datos obtenidos en la interpolación del mapa de vientos se utilizó el método de validación cruzada el cual consiste en separar en dos grupos al número total de las muestras, y realizar la interpolación de los datos con un grupo de muestras y comprobar el resultado con los datos reales del otro grupo.

Las estaciones consideradas para la validación se las tomó al azar, tratando de cubrir la mayor área posible y son las siguientes:

Tabla 2.1 Estaciones utilizadas para la validación

Región	Estación INAMHI
COSTA	Cayapas
	Chone
	MARESPI-EI Progreso
SIERRA	El Ángel
	Pedro Fermín Cevallos
	La Argelia

Galápagos tampoco fue considerada ya que solo tiene una estación.

El error medio cuadrático es el parámetro que se usa para evaluar la efectividad estadística de cualquier variable. (León et al, 2004)

La fórmula de error medio cuadrático es la siguiente:

$$EMC = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^n (Z^*(X) - Z(X))^2}{n}} \quad \text{Ec.2.6}$$

Donde:

$Z^*(X)$ = Valor estimado

$Z(X) = \text{Valor real}$

$n = \text{Tamaño de la muestra}$

Tabla 2.2 Muestra valores reales, de contraste y de los errores elevados al cuadrado.

Estación	Eje X			Eje Y		
	Real	Contraste	Error	Real	Contraste	Error
EL ÁNGEL	6,70	3,43	10,6929	-6,7	0,42	50,6944
P. F. CEVALLOS	7,90	7,90	0	0	0	0
CAYAPAS	-3,00	-0,17	7,986276	-2,6	0,42	9,1204
EL PROGRESO	-6,00	-6,00	0	0	0	0
LA ARGELIA	0,00	0,00	0	7,87	-3,89	138,2976
CHONE	-4,00	-4,00	0	4,02	9,04	25,2004

EMC-X= 1,76

EMC-Y= 6,10

Al final se determina el valor del error medio cuadrático para los ejes X y Y, de los cuales se establece que existe un alto valor de incertidumbre y se determina que los valores reales de las velocidades de los vientos podrían encontrarse en un rango de valores que van desde el valor medido en el mapa de vientos \pm el error medio cuadrático.

Como se puede apreciar existe una gran holgura del rango de posibles valores de velocidad de viento especialmente en el eje Y debido principalmente por la poca cantidad de datos disponibles usados en la interpolación por lo que se realizó una nueva validación de datos para la zona donde atraviesa la línea de transmisión Totoras-Quevedo donde encontramos una mayor cantidad de estaciones dando como resultado errores más bajos para esa región.

Tabla 2.3 Valores reales, de contraste y errores elevados al cuadrado. Para estaciones cercanas a la ruta de la Línea de transmisión Totoras-Quevedo

Estación	Eje X			Eje Y		
	Real	Contraste	Error	Real	Contraste	Error
P. F. Cevallos	7,9	8,15	0,25	0	0,9	0,81
Pilaló	-34,112	3,42	68,312	-45,665	-45,665	0
Babahoyo	11,423	114,236	0	-28,925	-28,925	0

EMC-X= 3,94

EMC-Y= 0,519

2.6 ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN DE VIENTO QUE SE UTILIZÓ EN LA TOMA DE DATOS

Para realizar el mapa de vientos del Ecuador se utilizó como punto de partida la información de velocidad y dirección del viento de las estaciones climatológicas disponibles de todo el país, por lo que es importante conocer el funcionamiento tanto de las estaciones como del equipo utilizado para realizar dichas mediciones.

2.6.1 ESTACIONES METEOROLÓGICAS

Una estación meteorológica es una instalación destinada a medir y registrar regularmente diversas variables meteorológicas. Estos datos se utilizan tanto para la elaboración de predicciones meteorológicas a partir de modelos numéricos como para estudios climáticos.

Las estaciones meteorológicas se clasifican en varios tipos según los objetivos y los parámetros que se desee medir, entre las principales podemos citar las siguientes:

- Climatológicas
- Agrometeorológicas
- Sinópticas (de superficie y en altitud)
- Aeronáuticas
- Especiales

En nuestro caso nos ocuparemos exclusivamente de las estaciones climatológicas las cuales nos proporcionan información de velocidad y dirección del viento.

Según normas internacionales establecidas por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) se mide la velocidad del viento a una altura de 10 (m) sobre el piso, ya que la velocidad a ras del suelo varía localmente de manera considerable.

La estación meteorológica debe estar localizada en un área abierta, sin obstrucciones y con suelo cubierto de grama para asegurar mediciones exactas de viento, lluvia, luz solar y evapotranspiración.

Las torres con los sensores de velocidad y dirección deben obedecer a normas dictadas por la OMM Organización Meteorológica Mundial, de modo que las mediciones puedan ser comparadas con las realizadas en otros lugares.

2.6.2 ANEMÓMETRO DE CAZOLETAS

El instrumento utilizado por las estaciones del INHAMI para medir la dirección y velocidad del viento y su persistencia es el anemómetro de cazoletas, o de molinete, debido a su simplicidad y suficiente exactitud en la medición de la velocidad del viento así como su facilidad de medición a distancia.

El anemómetro de cazoletas tiene un eje vertical y tres cazoletas que capturan el viento debido a que la resistencia aerodinámica de la cazoleta es diferente entre la parte cóncava y convexa, esta recibirá un empuje mayor en una dirección y la hélice rotará a mayor o menor velocidad, en proporción a la velocidad del viento.



Figura 2.13: Anemómetro de cazoletas

El número de vueltas puede ser leído directamente en un contador o registrador sobre una banda de papel (anemograma).

La velocidad de rotación del eje de la hélice es proporcional a la velocidad del viento, por lo que si medimos esta velocidad de rotación, podremos hacer una tabla de calibración directamente en unidades de velocidad del viento en metros por segundo (m/s) o kilómetros por hora (km/h) etc.

2.6.3 TERMÓMETROS

Los termómetros son instrumentos de medición de la temperatura. Los más utilizados en las estaciones meteorológicas y cuyas definiciones fueron tomadas del Anuario (2006) del INAMHI son:

2.6.3.1 Termómetro seco

Dispositivo que utiliza la diferencia de dilatación del líquido (mercurio en este caso), y el vidrio que lo contiene para poder medir la temperatura del aire.

Para evitar la influencia de la radiación directa reflejada y difusa en el termómetro, se lo coloca protegido en un abrigo meteorológico a dos metros de altura. (p. 3)

2.6.3.2 Termómetro de mínima

Dispositivo de líquido (alcohol) en vidrio destinado a medir las temperaturas más bajas ocurridas en el día. Por las mismas razones de protección manifestadas para el termómetro seco se encuentra localizado en el abrigo meteorológico a dos metros sobre el suelo.

Mide en grados centígrados y décimas de grado. (p. 3)

2.6.3.3 Termómetro de máxima

Dispositivo de líquido (mercurio) en vidrio destinado a medir la mayor temperatura ocurrida durante el día. Por razones de protección el abrigo meteorológico se encuentra a dos metros de altura. Mide en grados centígrados y décimas de grado. (p. 4)

2.6.3.4 Termógrafo

Aparato destinado a registrar de manera gráfica las variaciones cronológicas de la temperatura del aire durante un tiempo determinado, el INAMHI usa registro gráfico en fajas de duración semanal. (p. 4)

2.7 DISPOSICIÓN DE EQUIPOS EN EL CAMPO SEGÚN EL INAMHI

Figura 2.14 Estación Meteorológica Iñaquito.



Figura 2.15 Anemómetro de cazoletas utilizado en la medida de viento en las estaciones del INHAMI.



Figura 2.16 Termómetros de máxima y mínima utilizados en el INHAMI.



CAPÍTULO 3

3. INFLUENCIA DEL VIENTO EN LAS ESTRUCTURAS, ESTUDIO DE CARGAS L/T TOTORAS-QUEVEDO 230 kV (USO DE LA NORMA IEC 60826)

3.1 INTRODUCCIÓN

Las cargas debido a eventos climáticos son un factor muy importante que debe ser tomado en cuenta al momento de diseñar los componentes de una línea de transmisión, sobre todo, en nuestro país donde se presenta zonas con condiciones climáticas críticas en tramos relativamente pequeños pero que sus cargas actuarán de manera significativa sobre los componentes de la línea.

El método probabilístico propuesto por la norma IEC 60826 permite dimensionar las cargas climáticas sobre los componentes de la línea, de una forma más aproximada, dependiendo de las regiones por donde atraviese la línea de transmisión, optimizando los recursos y costos de la construcción de la línea consiguiendo líneas más eficientes.

La metodología usada por la norma consiste en realizar un diseño, considerando a la línea de transmisión como un sistema formado por varios componentes, y para una condición climática máxima dentro de un periodo de retorno que dependerá del grado de fiabilidad que se desee dar a la línea.

3.2 OBJETIVO

Proporcionar una guía para la elaboración de nuevas líneas de transmisión utilizando los conceptos de fiabilidad y el empleo de métodos probabilísticos o semi-probabilístico.

3.3 DESCRIPCIÓN DE LA NORMA IEC 60826

La norma IEC 60826 proporciona criterios de diseño para líneas de transmisión basados en conceptos de fiabilidad.

Se considera que una línea de transmisión estará expuesta a un esfuerzo mecánico máximo provocado por eventos climáticos cada cierto tiempo denominado periodo de retorno, que depende de las condiciones climáticas de la región por donde atraviesa la línea.

La fiabilidad de una línea de transmisión es la medida de la capacidad de resistir cargas climáticas extremas durante un periodo de tiempo establecido para proveer de servicio continuo de potencia bajo estas condiciones.

Para determinar la fiabilidad de una línea de transmisión se asume a la línea como un sistema de componentes en serie Figura 3.1; un sistema en serie, es aquel en el que el fallo de uno de sus componentes implica el fallo del sistema por lo que se trata de cuantificar, probabilísticamente, las cargas para garantizar que los elementos que constituyen la línea sean capaces de resistir tales esfuerzos.



Figura 3.1 Diagrama de componentes en serie.

Los componentes del sistema de una línea de transmisión son: torres, fundaciones, conductores y cadena de aislantes. Esta aproximación permite coordinar la resistencia mecánica de los componentes.

3.3.1 SISTEMA DE DISEÑO

Este sistema de diseño le permite al diseñador coordinar los esfuerzos de componentes dentro del sistema y reconocer el hecho que una línea de transmisión está constituido de varios componentes en serie y la falla de

cualquiera podría conducir a la pérdida de la capacidad de transmisión. Se espera que este acercamiento conduzca a un diseño sin incompatibilidad indeseable.

Al establecer este enfoque de diseño, se reconoce que la fiabilidad de la línea es controlada por el componente menos confiable.

Una línea de transmisión aérea está dividida en cuatro componentes principales como se muestra en la Tabla 3.1, cada componente está constituido por elementos.

Sistema	Componentes	Elementos
Línea de transmisión	Soportes	Secciones de acero, hierro, etc.
		Herrajes
		Cruceta y sus accesorios
	Bases	
	Conductores de fase y Cable de guarda	Herrajes
	Cadena de aisladores	Herrajes
		Aisladores
		Accesorios

Tabla 3.1 Componentes y elementos.

3.3.2 SISTEMA DE FIABILIDAD

La fiabilidad de una línea de transmisión es lograda cuando la resistencia mecánica característica (R_c) de la línea es mayor que las cargas climáticas (Q_T). Estas cargas climáticas son identificadas en esta norma como las principales para el cálculo de efectos en las líneas de transmisión. Sin embargo, se reconoce que otras condiciones no son tratadas en el proceso del diseño, como el impacto de un objeto o defectos en los materiales, etc. que puede conducir a la falla de la línea.

Se incluye algunas medidas adicionales referidas a los requerimientos de seguridad estructural, que incrementa una resistencia suficiente para reducir un daño y su propagación.

La fiabilidad del sistema de una línea de transmisión se considera como el producto de probabilidades anuales de resistir cargas climáticas, de cada uno de los componentes.

$$P_{ss} = P_{s1} P_{s2} \dots P_{sn} = \prod_{i=1}^n P_{si} \quad (\text{Ec 3.1})$$

Por lo tanto, la fiabilidad de una línea de transmisión queda determinada por la probabilidad de que las cargas debido a eventos climáticos no sobrepasen la resistencia mecánica de los componentes durante un periodo de retorno T.

Los valores típicos del nivel de fiabilidad dados por la norma IEC 60826 son determinados por el número de años de periodo de retorno de una carga climática, y su elección depende del nivel de voltaje de transmisión de la línea así como la garantía de continuidad de servicio que se requiere para las cargas que abastecen. En la Tabla 3.2 se muestra los niveles que plantea la norma IEC 60826, y se puede apreciar que el nivel de fiabilidad 3 es el más seguro.

Niveles de fiabilidad	1	2	3
Periodo de retorno de cargas climáticas límites (años)	50	150	500

Tabla 3.2 Nivel de fiabilidad en función del periodo de retorno.

Los eventos climáticos considerados en la norma IEC 60826 son: viento, hielo, y la combinación de ambos cuya ocurrencia se determina de forma probabilística con

ayuda de datos registrados por instituciones dedicadas al estudio del clima o mapas de viento.

Debido a que las cargas climáticas y la resistencia de los componentes (fortalecimiento) son variables aleatorias, para su análisis y determinación se establece que seguirán una función de distribución de probabilidades de ocurrencia dentro del tiempo establecido.

Cada evento climático tendrá su función de distribución de probabilidad característica, dependiendo del número de observaciones e intensidad del evento.

Si las funciones de probabilidad de cargas como de resistencia mecánica son conocidas se puede calcular o estimar la fiabilidad anual o la probabilidad de resistir tales cargas P_S .

$$P_S = P(R - Q > 0) = \int_0^{\infty} f_Q(x) F_R(x) dx \quad (\text{Ec.3.2})$$

Donde:

f_Q : es la función de distribución de probabilidad de cargas.

F_R : es la función acumulativa de probabilidad de fortalecimiento o resistencia a las cargas climáticas.

3.3.2.1 Relación entre carga y fortalecimiento

La posición relativa de de las dos curvas (Figura 3.2) puede ser encontrada por la relación de la carga con un periodo de retorno de ocurrencia $1/T$ es igual al fortalecimiento con un 10% de límite de exclusión o analíticamente:

$$Q_T = (10\%)R \quad (\text{Ec.3.3})$$

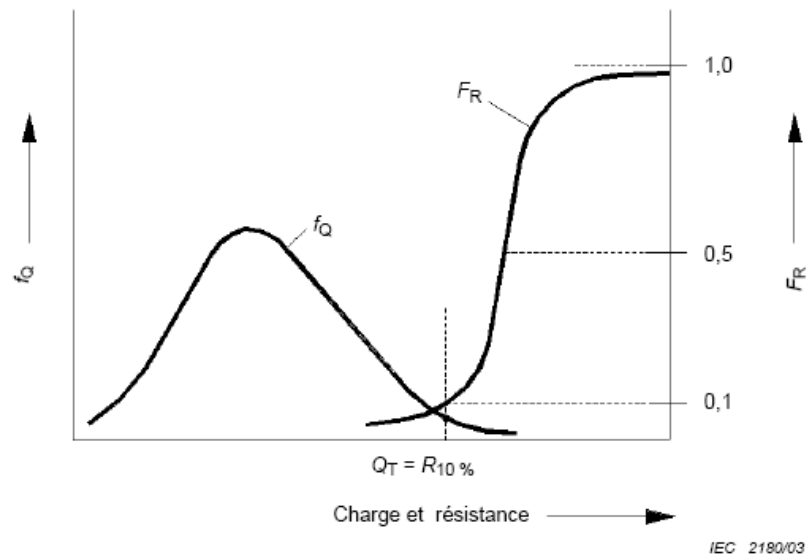


Figura 3.2 Relación de carga y fortalecimiento.

Se sugiere en caso de no existir datos suficientes para determinar las funciones de probabilidad asumir la función gumbel para la distribución de cargas y la función normal para fortalecimiento.

Existen cuatro combinaciones que pueden darse entre cargas climáticas y resistencias mecánicas tomando en cuenta diferentes hipótesis. Tabla 3.3

Caso 1: La carga climática (Q) y resistencia mecánica (R) son valores constantes.

Caso 2: La carga climática (Q) es constante y resistencia mecánica (R) es una variable de distribución estadística.

Caso 3: La carga climática (Q) es una variable de distribución estadística y resistencia mecánica (R) es constante.

Caso 4: La carga climática (Q) y resistencia mecánica (R) son variables de distribución estadística.

Caso	Carga Q			Fuerza R			Fiabilidad P_S
	Valor medio	COV	Carga de diseño	Valor medio	COV	Carga de diseño	
1	Q	0	Q	R	0	$R > Q$	1,0
2	Q	0	Q	\bar{R}	v_R	$\bar{R}(1 - u_e v_R)$	$1 - \int_{-\infty}^{R_C} f_R .dL =$ $1 - F_R(u_e) = 0,90$ (for $u_e = 1.28$)
3	\bar{Q}	v_Q	Q_T	R	0	R	$1 - \int_{-\infty}^{R_C} f_R .dL = 1 - 1/T$
4	\bar{Q}	v_Q	Q_T	\bar{R}	v_R	$\bar{R}(1 - u_e v_R)$	$1 - \int_{-\infty}^{R_C} f_R .dL = 1 - 1/2T$

Tabla 3.3 Casos de Carga y Fortalecimiento.

En la Figura 3.3 f_Q es la función de densidad de probabilidades de cargas máximas anuales, F_R es una función acumulativa de resistencia y Q_T es una carga para un determinado periodo de retorno, para nuestro caso 50 años.

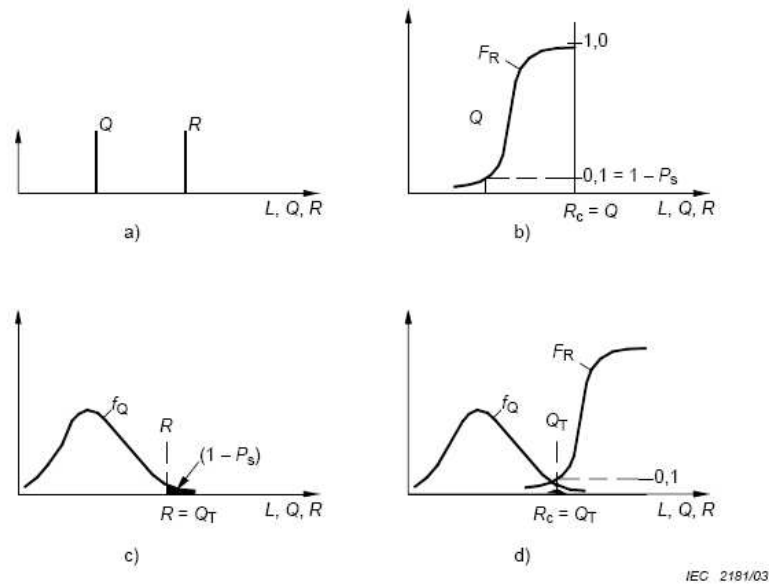


Figura 3.3 Representación de la posición relativa de carga y resistencia.

Las funciones F_R y f_Q son organizadas de tal forma que una carga Q_T para un periodo de retorno T es igual a la resistencia con un límite de exclusión de 10%, $F_R = 0.1$

3.3.2.2 Resistencia Mecánica Característica R_C

Es la carga mínima que soporta un elemento antes de fallar, la resistencia característica R_C es un valor que garantiza resistir una carga específica o simplemente un valor especificado en normas de diseño. Para establecer el valor de la resistencia característica se establecen las siguientes consideraciones.

Sin pruebas: muchos componentes son especificados por normas de diseño nacionales utilizando resistencias mecánicas nominales, mínimas o garantizadas.

Con pruebas: se realizan pruebas para determinar la fuerza de un componente y su distribución estadística, la resistencia característica se puede obtener de los resultados de la prueba después de haber calculado el valor medio de \bar{R} y el coeficiente de variación $V_R = \sigma_R / \bar{R}$, donde σ_R es la desviación estándar.

La resistencia R de acuerdo con un límite de exclusión se puede obtener de una distribución estadística. Para la distribución de Gauss la relación es:

$$R_e \% = \bar{R}(1 - u_e V_R) \quad (\text{Ec.3.4})$$

El factor u_e es la variable de la distribución de Gauss $F_R(u)$ que corresponde al límite de exclusión e es el número de la desviación estándar de la variable R dividido para el valor medio \bar{R} .

Por lo tanto, para un límite de exclusión del 10% el valor de u_e es 1,28.

$$F_R(U_e) = e(\%)/100 \quad (\text{Ec.3.5})$$

$$e=2\% \quad U_e=2,054$$

$$e=5\% \quad U_e = 1,645$$

$$e=10\% \quad U_e=1,282$$

Las funciones de distribución a las que se ajustan la ocurrencia de eventos climáticos son función Gumbel y Normal para cargas de viento, gamma y Gumbel para hielo, funciones Weibull, normal, Log normal para ajustes de resistencia mecánica.

3.3.2.3 Propiedades de la distribución normal

La distribución normal posee ciertas propiedades importantes que conviene destacar:

Tiene una única moda, que coincide con su media y su mediana.

La curva normal es asintótica al eje de abscisas. Por ello, cualquier valor entre "Y" es teóricamente posible. El área total bajo la curva es, por tanto, igual a 1.

Es simétrica con respecto a su media. Según esto, para este tipo de variables existe una probabilidad de un 50% de observar un dato mayor que la media, y un 50% de observar un dato menor.

La distancia entre la línea trazada en la media y el punto de inflexión de la curva es igual a una desviación típica. Cuanto mayor sea, más aplanada será la curva de la densidad.

El área bajo la curva comprendida entre los valores situados aproximadamente a dos desviaciones estándar de la media es igual a 0.95. En concreto, existe un 95% de posibilidades de observar un valor comprendido en el intervalo.

La forma de la campana de Gauss depende de los parámetros y la media indica la posición de la campana, de modo que para diferentes valores de la gráfica es desplazada a lo largo del eje horizontal. Por otra parte, la desviación estándar determina el grado de apuntamiento de la curva.

$$f_{(x)} = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x-m}{\sigma}\right)^2\right], \quad \sigma > 0 \quad (\text{Ec.3.6})$$

Donde:

$f_{(x)}$: Función de densidad de probabilidad.

m : Valor medio de observaciones.

σ : Desviación estándar de observaciones.

Función acumulativa de distribución:

$$F_{(x)} = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x-m}{\sigma}\right)^2\right] dx \quad (\text{Ec.3.7})$$

Forma estandarizada:

$$u = \frac{x-m}{\sigma} \quad (\text{Ec.3.8})$$

Función de densidad de probabilidad:

$$f_{(x)} = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{u^2}{2}\right] \quad (\text{Ec.3.9})$$

Función acumulativa de distribución:

$$F(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^u \exp\left[-\left(\frac{u}{2}\right)^2\right] du \quad (\text{Ec.3.10})$$

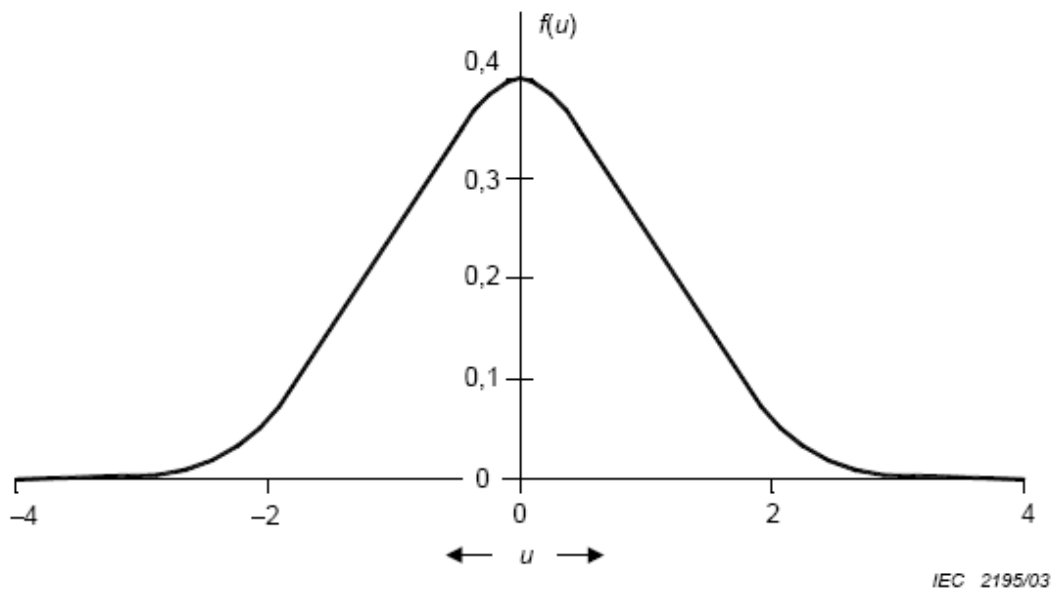


Figura 3.4 Función Acumulativa de Distribución.

3.3.2.4 Función Gumbel

Se ha tomado en cuenta el uso de una función Gumbel debido a que esta presenta una adecuada capacidad de ajuste para valores máximos de variables.

Forma general:

$$f(x) = \frac{1}{p_2} \exp\left[-\frac{x-p_1}{p_2} - \exp\left(-\frac{x-p_1}{p_2}\right)\right], \quad p_2 > 0 \quad (\text{Ec.3.11})$$

Función acumulativa de distribución

$$F(x) = \exp\left[-\exp\left(-\frac{x-p_1}{p_2}\right)\right] \quad (\text{Ec.3.12})$$

Donde:

p_1 : Es el umbral inferior de la distribución.

p_1 : Es la desviación estándar de la variable $\ln(x - p_1)$

Forma estandarizada:

$$u = \frac{x - p_1}{p_2} \quad (\text{Ec.3.13})$$

Función de densidad de probabilidad:

$$f_{(u)} = \exp[-u - \exp(-u)] \quad (\text{Ec.3.14})$$

Función acumulativa de distribución:

$$F_{(u)} = \exp[-\exp(-u)] \quad (\text{Ec.3.15})$$

Definición de parámetros:

$$p_1 = m - C_2 P_2 = m - \frac{C_2}{C_1} \sigma \quad (\text{Ec.3.16}) \quad p_2 = m - \frac{\sigma}{C_1} \quad (\text{Ec.3.17})$$

C1 y C2 son parámetros de la distribución de Gumbel.

3.4 CARGA LÍMITE

Carga límite es la carga máxima que afectará al sistema dentro de un periodo de retorno.

El valor de carga máxima que actuará sobre la línea dependerá de la velocidad de viento máximo que aparecerá dentro en un periodo de tiempo establecido.

3.5 ESTUDIO DE CARGAS

Las cargas que toma en cuenta la norma IEC 60826 para la determinación del diseño de una línea de transmisión son:

- Cargas debido a eventos climáticos.
- Cargas de seguridad para construcción y mantenimiento.
- Cargas de seguridad relacionadas para limitar fallas (efecto cascada).

3.6 CARGAS DEBIDO A EVENTOS CLIMÁTICOS

Para el análisis de cargas sobre los componentes de una línea de transmisión se considera el clima particular de la región por donde atraviesa la línea ya que esta determinará el valor de la carga, La norma IEC 60826 considera el efecto de las siguientes cargas por efectos climáticos:

- Cargas debido al viento.
- Cargas debido al hielo.
- Cargas debido a la combinación de viento y hielo.

3.7 CARGAS CLIMÁTICAS, VIENTO Y TEMPERATURA

3.7.1 CARGAS DEBIDO AL VIENTO

Las cargas debido al viento son las fuerzas ejercidas por una masa de aire en movimiento que provoca una presión sobre los componentes de la línea y que determina un esfuerzo adicional que deben soportar estos por lo que debe ser tomado en cuenta para su diseño.

La determinación del efecto del viento sobre los componentes de la línea de transmisión se detalla en el numeral 3.14.6.5.

3.8 CARGAS CLIMÁTICAS, HIELO SIN VIENTO

3.8.1 CARGA DE HIELO SIN VIENTO

Las cargas de hielo que analiza la norma IEC 60826 constan de todas las combinaciones de agua congelada que se adhiere a las líneas de transmisión

como la escarcha, nieve, etc. Esta norma cubre dos tipos principales de nevada: La precipitación de hielo y escarcha.

La línea de transmisión en estudio atraviesa una región montañosa donde han existido observaciones de precipitaciones de caída de hielo.

La determinación del efecto del hielo sobre los componentes de la línea de transmisión se detalla en el numeral 3.14.6.14

3.9 CARGAS CLIMÁTICAS, VIENTO Y HIELO COMBINADO

La combinación de cargas de viento y hielo tratadas en la norma IEC 60826 relaciona viento sobre conductores cubiertos de hielo. Viento sobre soportes y cadena de aisladores cubiertos de hielo, necesariamente pueden, ser tratados en una misma forma, con especial atención para un coeficiente adecuado de presión.

La determinación del efecto del viento y hielo sobre los componentes de la línea de transmisión se detalla en el numeral 3.14.6.19.

3.10 CARGAS PARA LA CONSTRUCCIÓN Y EL MANTENIMIENTO (CARGAS DE SEGURIDAD)

Los requerimientos de seguridad corresponden a cargas especiales para reducir el riesgo de una falla de la línea (caída en cascada) y no poner en riesgo a las personas que realizan la construcción y el mantenimiento de líneas de transmisión.

Los requerimientos de seguridad establecen un incremento de seguridad que puede ser justificado o requerido para casos especiales (por ejemplo en importantes líneas, cruces de ríos o líneas expuestas a máximas cargas de hielo).

Algunas medidas de seguridad se detallan en el numeral 3.14.3.

3.11 REQUISITOS DE SEGURIDAD PARA LA CONTENCIÓN DE CARGAS CLIMÁTICAS

Estas cargas se deben a las componentes de las tensiones mecánicas máximas de los conductores o cables, ocasionados por el desequilibrio al uno u otro lado del soporte, ya sea por cambio de tensión mecánica, remate o ruptura de conductores.

Algunas medidas de seguridad se detallan en el numeral 3.14.7.

3.12 ECUACIÓN GENERAL DE RESISTENCIA MECÁNICA DE LOS COMPONENTES

$$(efecto de Q_T) < \phi_N * \phi_S * \phi_Q * \phi_C * R_C \text{ (Ec.3.18)}$$

Durante el diseño, cada componente tiene que satisfacer los requerimientos de carga y resistencia para la fiabilidad establecida y condiciones de seguridad. En la práctica dos conjuntos de ecuaciones (fiabilidad y seguridad) determinan el daño y la resistencia característica para cada componente. Ver numeral 3.14.11.

3.13 DATOS RELACIONADOS CON EL CÁLCULO DE LOS COMPONENTES

Se define el alcance y algunos datos necesarios para el diseño.

3.13.1 ALCANCE DEL DISEÑO

Para aplicar la metodología que se describe a continuación se utilizará las estructuras normalizadas por CELEC EP para la zona 2, estas estructuras fueron diseñadas anteriormente de manera determinística con factores de sobrecarga.

Para un análisis breve se hace un enfoque en la estructura de suspensión liviana "SL2".

Al final de la metodología se hará una comparación del diseño anterior de cargas de la estructura "SL2" con el nuevo diseño aplicando la metodología de la IEC 60826.

3.14 METODOLOGÍA Y CRITERIOS GENERALES PARA EL DISEÑO DE COMPONENTES

La metodología recomendada para el diseño de los componentes de la línea de transmisión se describe a continuación:

1. Recolección preliminar de datos climáticos disponibles para el diseño de la línea.
2. Selección del nivel de fiabilidad en términos del período de retorno (cargas límites).
3. Selección de los requerimientos de seguridad (Para evitar la propagación de daño del sistema).
4. Lista de los requerimientos de seguridad personal impuestos por normas de diseño obligatorias para construcción y cargas de mantenimiento.
5. Cálculo de las variables climáticas en relación al período de retorno seleccionado (carga límite).
6. Cálculo de cargas climáticas límites sobre componentes.
7. Cálculo de cargas correspondientes a los requerimientos de seguridad estructural.
8. Cálculo de cargas relacionadas con los requerimientos de seguridad durante construcción y el mantenimiento.
9. Coordinación adecuada de resistencia mecánica entre componentes de la línea.
10. Selección de factores de resistencia mecánica.
11. Cálculo de la resistencia mecánica característica requerida para cada componente de la estructura.
12. Diseño detallado de componentes de la línea de transmisión para los requerimientos de resistencia mecánica anteriormente citados.

Esta norma describe de forma detallada los literales desde 2 al 11, los otros literales 1 y 12 no son parte del alcance de esta norma.

En la figura 3.5. Se muestra un resumen de la metodología que aplica la norma IEC 608026 para el diseño de componentes.

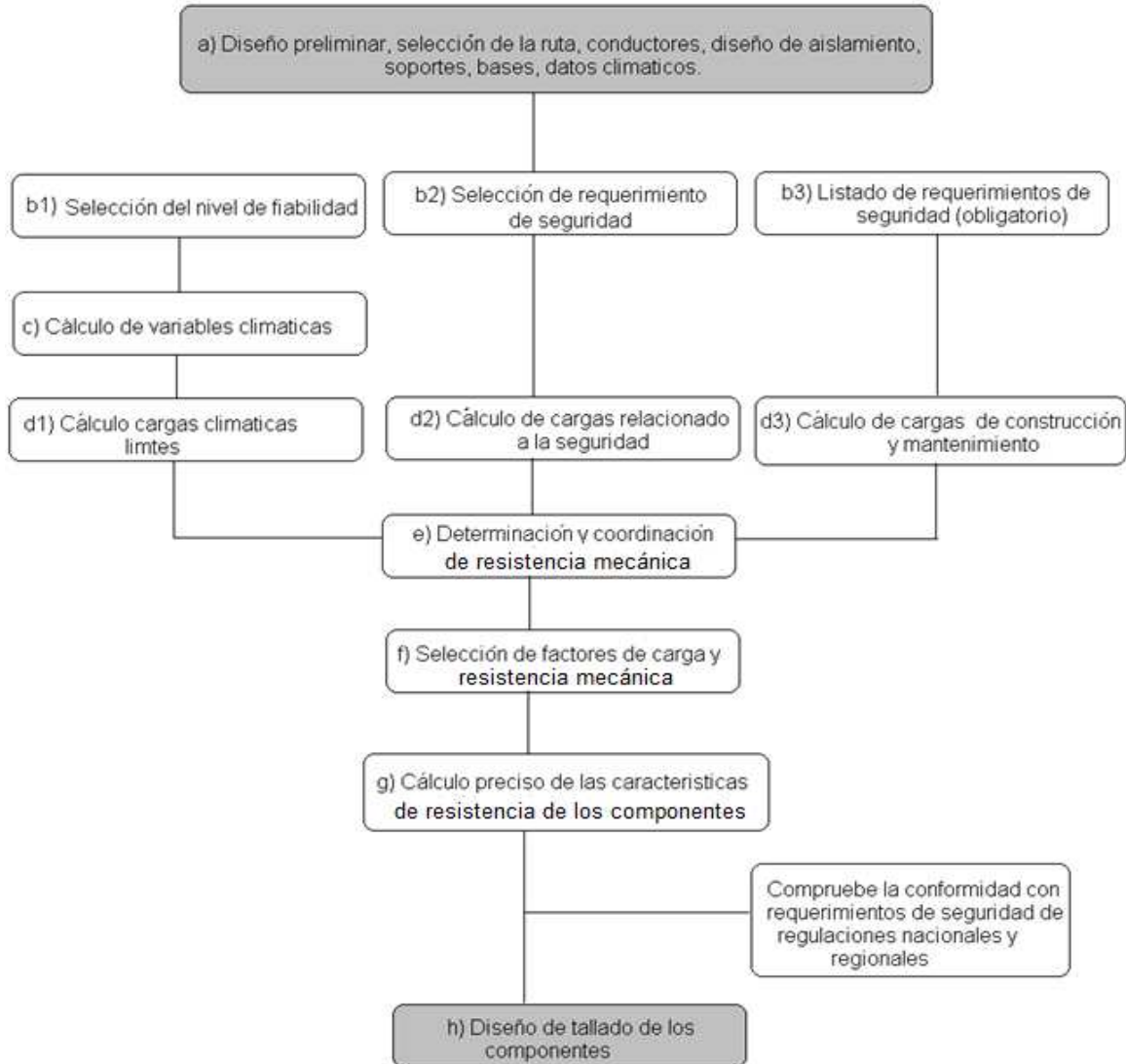


Figura 3.5. Metodología de diseño línea de transmisión.

3.14.1 RECOLECCIÓN PRELIMINAR DE DATOS CLIMÁTICOS DISPONIBLES PARA EL DISEÑO DE LA LÍNEA

La línea de transmisión Totoras-Quevedo atraviesa dos regiones, la primera es la región Sierra donde se tiene un registro de altas velocidades de viento y bajas temperaturas, ocurriendo lo contrario con la segunda zona que es la región Costa donde se presentan velocidades de viento medias y altas temperaturas (Véase

Figura 3.6.), por lo que es conveniente para el diseño según la norma IEC 60826 dividir en dos zonas a la ruta que atraviesa la línea de transmisión las cuales son designadas con las letras A y B para la región sierra y costa respectivamente y para diferenciar el anterior modelo el cual identifica como zonas 1 y 2 a la región costa y sierra.

Los datos de velocidad de viento se obtuvieron del mapa realizado en el capítulo 2 y los datos de temperatura de los registros del INAMHI.

3.14.2 SELECCIÓN DEL NIVEL DE FIABILIDAD EN TÉRMINOS DEL PERIODO DE RETORNO (cargas climáticas límites)

El nivel de fiabilidad de las líneas de transmisión está definido por el número de años de periodo que se espera que una carga climática máxima se presente en una región, además del nivel de seguridad de la línea.

La norma IEC 60826 recomienda que para líneas con voltajes mayores de 230 kV, o con un alto nivel de importa dentro de la red se estime un periodo de retorno de cargas de 150 años, el cual se considera un nivel adecuado de fiabilidad para estas líneas.

Debido a que el periodo de vida útil de una línea de transmisión según CELEC EP es de 30 a 40 años se estima que para la línea de transmisión Totoras-Quevedo el tiempo de periodo de retorno es 50 años. Véase Tabla 3.2

3.14.3 SELECCIÓN DE REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD (PARA EVITAR LA PROPAGACIÓN DE UNA FALLA DEL SISTEMA)

Para evitar la propagación de falla del sistema se considera las siguientes cargas:

- Carga Torsional.
- Cargas longitudinales (Debido a oscilaciones).
- Cargas para limitación de fallas.

El análisis de estas cargas se detalla en el numeral 3.14.7

3.14.4 LISTA DE REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD PERSONAL IMPUESTOS POR NORMAS DE DISEÑO OBLIGATORIAS PARA CONSTRUCCIÓN Y CARGAS DE MANTENIMIENTO

Los requisitos de seguridad personal consisten en cargas especiales según los cuales la línea tiene que ser diseñada para garantizar que durante la construcción y operaciones de mantenimiento no pongan en riesgo la seguridad de las personas.

3.14.5 CÁLCULO DE LAS VARIABLES CLIMÁTICAS EN RELACIÓN AL PERIODO DE RETORNO SELECCIONADO (cargas climáticas límites)

Las variables que influyen sobre la intensidad del viento son: la vegetación, topografía del terreno, presión atmosférica etc. Por lo que es necesario analizar su influencia:

3.14.5.1 Rugosidad de Terreno

La velocidad del viento depende de la rugosidad del terreno, a continuación en la Tabla 3.4 se presenta una clasificación de las categorías de terrenos, mediante los cuales se elije el factor de rugosidad K_r ,

Categoría de terreno	Características de Rugosidad	K_r
A	Áreas planas de la costa.	1.08
B	Campo abierto con muy pocos obstáculos, por ejemplo aeropuertos o campo de cultivos con pocos árboles o edificios.	1
C	Terrenos con obstáculos numerosos, pequeños de baja altura (Cercas de protección, árboles y edificios).	0.85
D	Áreas suburbanas o terrenos con muchos árboles altos.	0,67

Tabla 3.4 Categorías de terrenos.

La categoría de terreno predominante en la ruta de la línea transmisión es la de campo abierto con muy pocos obstáculos (Categoría de Terreno B), que corresponde a un factor de rugosidad $K_r=1$.

3.14.5.2 Referencia velocidad de viento V_R

V_R Se define como la referencia de velocidad de viento máxima (m/s) correspondiente a un periodo de retorno T .

Figura 3.6 Ruta de la Línea de Transmisión Totoras-Quevedo (Mapa de velocidad máxima de viento del Ecuador).



Con la ayuda del mapa de vientos se puede observar en la Figura 3.6 que Las estaciones más cercanas a la Línea de Transmisión son Pichilingue, El Corazón, Calamáca Convenio y Pedro Fermín Cevallos.

También indica que la estación meteorológica Pichilingue tiene una velocidad máxima de 16,9 (m/s), El Corazón 16,9 (m/s) y Calamáca Convenio 20,6(m/s).

La distribución densidad de probabilidad de velocidades de viento máximas anuales se suele describir por una distribución de Gumbel. Ejemplo figura 3.7.

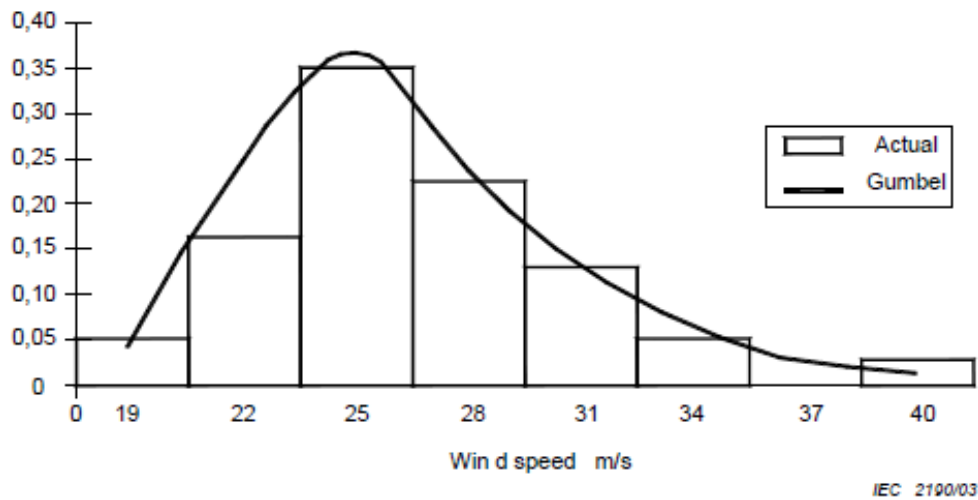


Figura 3.7 Distribución Gumbel, histograma con datos del viento.

3.14.5.3 Velocidad máxima de viento anual

Para calcular la velocidad máxima de viento, se calcula un promedio de velocidades máximas de viento de cada año con datos disponibles, para luego calcular la desviación estándar y el coeficiente de variación COV .

Nota: Esta información se encuentra en la base de datos Anexo 2.1.

Una vez encontrado el coeficiente de variación COV y con la ayuda de la tabla 3.5 definimos el factor de relación x/\bar{x} para una función de distribución de Gumbel.

DISTRIBUCIÓN DE GUMBEL

Tabla 3.5. Relación x/\bar{x} para una función de distribución de Gumbel.

COV T	Fiabilidad nivel1 50 años						Fiabilidad nivel 2 150 años						Fiabilidad nivel3 500 años							
	v_x	n	10	15	20	25	50	∞	10	15	20	25	50	∞	10	15	20	25	50	∞
0,05			1,18	1,17	1,16	1,15	1,14	1,13	1,24	1,22	1,21	1,21	1,19	1,17	1,30	1,28	1,27	1,26	1,24	1,22
0,075			1,27	1,25	1,24	1,23	1,22	1,19	1,36	1,33	1,32	1,31	1,29	1,26	1,45	1,42	1,40	1,39	1,37	1,33
0,10			1,36	1,33	1,32	1,31	1,29	1,26	1,48	1,44	1,42	1,41	1,38	1,36	1,60	1,56	1,54	1,52	1,49	1,44
0,12			1,43	1,40	1,38	1,37	1,35	1,31	1,57	1,53	1,51	1,49	1,46	1,41	1,72	1,67	1,64	1,62	1,59	1,53
0,15			1,54	1,50	1,48	1,46	1,43	1,39	1,71	1,66	1,63	1,62	1,58	1,52	1,90	1,84	1,80	1,78	1,73	1,66
0,16			1,57	1,53	1,51	1,49	1,46	1,41	1,76	1,70	1,68	1,66	1,61	1,55	1,96	1,89	1,86	1,83	1,78	1,70
0,20			1,72	1,66	1,64	1,62	1,58	1,52	1,95	1,88	1,84	1,82	1,77	1,69	2,20	2,12	2,07	2,04	1,98	1,88
0,25			1,90	1,83	1,79	1,77	1,72	1,65	2,19	2,10	2,05	2,03	1,96	1,86	2,51	2,40	2,34	2,30	2,22	2,10
0,30			2,08	2,00	1,95	1,93	1,87	1,78	2,43	2,32	2,27	2,23	2,15	2,04	2,81	2,68	2,61	2,56	2,46	2,32
0,35			2,26	2,16	2,11	2,06	2,01	1,91	2,66	2,54	2,48	2,44	2,34	2,21	3,11	2,96	2,87	2,82	2,71	2,54
0,40			2,43	2,33	2,27	2,24	2,16	2,04	2,90	2,76	2,69	2,64	2,54	2,36	3,41	3,23	3,14	3,08	2,95	2,76
0,45			2,61	2,49	2,43	2,39	2,30	2,17	3,14	2,98	2,90	2,85	2,73	2,55	3,71	3,51	3,41	3,34	3,20	2,98
0,50			2,79	2,66	2,59	2,54	2,44	2,30	3,38	3,20	3,11	3,05	2,92	2,73	4,01	3,79	3,68	3,60	3,44	3,20
0,55			2,97	2,83	2,75	2,70	2,59	2,43	3,61	3,42	3,32	3,26	3,11	2,90	4,31	4,07	3,94	3,86	3,68	3,42
0,60			3,15	2,99	2,91	2,85	2,73	2,56	3,85	3,64	3,53	3,46	3,30	3,07	4,61	4,35	4,21	4,12	3,93	3,64
0,65			3,33	3,16	3,07	3,01	2,88	2,68	4,09	3,86	3,74	3,67	3,50	3,25	4,91	4,63	4,48	4,38	4,17	3,86

T : Periodo de retorno en años,

n : Número de años con observaciones de velocidades de viento, y coeficiente de variación.

Los cálculos se detallan en el Anexo 3.1

Los cálculos se presentan en la siguiente tabla resumen de la velocidad máxima anual V_R a utilizar para el diseño de la línea Totoras-Quevedo.

	V_R (m/s)
Zona A	22,45
Zona B	16,82

Tabla 3.6 V_R Referencia de velocidad de viento

3.14.5.4 Combinación de velocidad de viento y temperatura del ambiente.

Para la combinación de estas dos variables se asume que la máxima velocidad de viento no ocurre con la temperatura mínima.

La norma IEC 60826 considera dos combinaciones para el diseño de líneas:

- Viento máximo para un promedio de temperaturas mínimas diarias.
- Viento reducido para una temperatura mínima extrema.

En la consideración de velocidad reducida de viento para temperatura mínima se establece a su vez dos alternativas:

3.14.5.4.1 Velocidad de viento reducida

La velocidad reducida de viento es igual a la referencia de velocidad de viento V_R multiplicado por un coeficiente escogido acorde a las condiciones meteorológicas del lugar que atraviesa la Línea de Transmisión. Donde no se tiene un conocimiento confiable de las condiciones del lugar el coeficiente recomendado es 0.6.

3.14.5.4.2 Temperatura asociada a la velocidad de viento reducido

La temperatura mínima será considerada igual al valor anual mínimo, teniendo un período de retorno T en años.

3.14.5.5 Carga de hielo sin viento

La carga de hielo es una variable aleatoria que es usualmente expresada ya sea como un peso por unidad de longitud del conductor, g en N/m, o como un espesor radial uniforme t (mm) alrededor del conductor y los cables de guarda. En condiciones reales, la acumulación de hielo es aleatoria en forma y densidad y depende del tipo de acumulación. Sin embargo, para facilidad de cálculos, éstos son convertidos en un equivalente de espesor radial de hielo alrededor de los conductores con una densidad relativa (δ), y su relación es:

$$g = 9.82 \cdot 10^{-3} \delta \pi t (d + t/1000) \text{ (Ec.3.19)}$$

Donde:

g : Peso del hielo por unidad de longitud (N/m).

δ : Densidad del hielo (Kg/m³).

t : Radio del hielo, asumido uniformemente alrededor del conductor (mm).

d : Diámetro del conductor (m).

Para una densidad de hielo $\delta = 900 \text{ kg/m}^3$, La (Ec.3.19) viene a ser:

$$g = 27,7 t (d + t/1000) \text{ (Ec.3.20)}$$

Donde ambos t y d son expresiones en mm y $\delta = 900 \text{ kg/m}^3$, Entonces:

$$g = 0,0277 t (d + t) \text{ (Ec.3.21)}$$

Con g en N/m

Debido a que no existen registros de caída de hielo verificados oficialmente en la zona sierra que atraviesa la línea Totoras-Quevedo, la norma IEC 60826 sugiere una aplicación experimentada de acumulación de hielo que se ha presentado en líneas de transmisión. Para este caso el período de retorno de caída de hielo y el nivel de fiabilidad no serán conocidos.

Para lo cual recurrimos al Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión. DECRETO 223/2008, de 15 de febrero, Artículo 17º.- Sobrecargas motivadas por el hielo. Lo estima que:

A estos efectos, el país se clasifica en tres zonas:

Zona 1: La situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar.

Zona 2: La situada a una altitud entre 500 y 1.000 metros sobre el nivel del mar.

Zona 3: La situada a una altitud superior a 1.000 metros sobre el nivel del mar.

Las sobrecargas serán las siguientes:

Zona 1: No se tendrá en cuenta sobrecarga alguna motivada por el hielo.

Zona 2: Se considerarán sometidos los conductores y cables de tierra a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor:

$$180 * \sqrt{d} \text{ gramos por metro lineal}$$

Zona 3: Se considerarán sometidos los conductores y cables de tierra a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor:

$$360 * \sqrt{d} \text{ gramos por metro lineal}$$

Siendo d el diámetro del conductor o cable de tierra en milímetros.

NOTA: Los cálculos se detallan en Anexo 3.2.

Peso del hielo	$g_R (N / m)$
Referencia de diseño del conductor de fase	0,632
Referencia de diseño del cable de guarda	0,347

Tabla 3.7 Referencia de peso del hielo

3.14.5.6 Temperatura durante la caída de escarcha

La temperatura a ser considerada con condiciones de hielo será -5°C sugeridos por la norma IEC 60826.

3.14.5.7 Variable carga climática de hielo con viento

La combinación de cargas de viento y hielo que considera la norma IEC 60826 relaciona viento sobre conductores, soportes y cadena de aisladores cubiertos de hielo. Necesariamente pueden ser tratados en una misma forma, con especial atención para un coeficiente adecuado de presión.

3.14.5.8 Determinación de la carga de hielo

Los dos principales tipos de nevada: escarcha y nieve requieren una adecuada separación de la máxima carga de hielo asociada con el viento.

Si no se tiene datos exactos sobre la combinación de viento y hielo, la norma considera que pueden ser asumidos $g_L = g_R$ y $g_H = 0,4g_R$ si la combinación de datos de vientos son disponibles, métodos estadísticos pueden ser usados para estimar valores para variables combinadas, correspondientes a un periodo de retorno T seleccionado.

g_L : Carga del hielo con una baja probabilidad ocurrencia.

g_H : Carga del hielo con una alta probabilidad ocurrencia.

g_R : Peso del hielo (referencia de diseño).

3.14.5.9 Determinación de la temperatura coincidente

La temperatura considerada para una combinación de viento y hielo será de -5°C para todos los tipos de helada.

3.14.5.10 Determinación de velocidad de viento asociadas a condiciones de hielo o lluvia helada (precipitación de hielo)

Las velocidades de viento asociadas con precipitación de hielo pueden ser calculadas si existen datos disponibles, o, cuando no existan datos las siguientes aproximaciones pueden ser adoptadas: La referencia de velocidad de viento es multiplicado por un valor de reducción B_i por lo que $V_{iL} = B_i * V_R$ (Ec.3.22); donde $B_i = (0,60 \text{ a } 0,85)$. Este rango de B_i es asumido que corresponder a la referencia velocidad de viento ($T = 50, 150$ o 500 años) durante precipitaciones de hielo sobre los conductores.

$V_{iH} = B_i * V_R$ (Ec.3.23) Donde $B_i = (0,4 \text{ a } 0,5)$. Este rango de B_i es asumido que corresponde al promedio de máxima anualidad de velocidad de viento durante una precipitación de hielo sobre conductores.

B_i : Rango de valores dado en las ecuaciones anteriormente citadas, representa valores típicos de velocidad del viento durante los periodos de caída de escarcha y toma en cuenta la coincidencia de velocidad del viento máxima durante tales períodos.

V_R : Referencia de velocidad de viento.

V_{iL} : Baja probabilidad de velocidad de viento de referencia asociado con el hielo.

V_{iH} : Alta probabilidad de velocidad de viento de referencia asociado con el hielo.

Para el cálculo de V_{iL} .

Se determina B_i , en este caso se toma un valor intermedio del rango establecido por la norma IEC 60826, y $V_R = 22,45$ m/s correspondiente a la zona A

$B_i = 0,73$.

Entonces, se tiene:

$$V_{iL} = B_i * V_R = 0,73(22,45)(m/s)$$

$$V_{iL} = 16,39 (m/s)$$

Cálculo del V_{iH}

Se establece B_i tomando un valor intermedio del rango de valores asociados a este factor según la norma IEC 60826, y $V_R = 22,45$ m/s correspondiente a la zona A.

$$B_i = 0,45$$

Entonces, se tiene:

$$V_{iH} = B_i * V_R = 0,45(22,45)(m/s)$$

$$V_{iH} = 10,1(m/s)$$

Velocidad de viento de referencia correspondiente a la zona A.	<i>m/s</i>
V_{iL} : Baja probabilidad de velocidad de viento de referencia asociado con el hielo.	16,39
V_{iH} : Alta probabilidad de velocidad de viento de referencia asociado con el hielo.	10,1

Tabla 3.8 Resumen de velocidad de viento de referencia asociado con el hielo

3.14.6 CÁLCULO DE CARGAS CLIMÁTICAS LÍMITES SOBRE COMPONENTES

3.14.6.1 Fuerzas mecánicas sobre las estructuras

Las estructuras que soportan las líneas aéreas de transmisión deberán tener suficiente resistencia mecánica para tolerar las fuerzas propias (peso de la estructura y herrajes) y las debidas a las condiciones meteorológicas a las que estén sometidas, según la región donde en que se construye.

Las fuerzas mecánicas que deben resistir las estructuras son las siguientes:

- Fuerzas transversales.
- Fuerzas verticales.
- Fuerzas longitudinales.

Para el análisis de las fuerzas sobre los apoyos de las estructuras, revisemos la figura 3.8.

3.14.6.2 Fuerzas transversales

La fuerza transversal que va soportar el apoyo de la torre es debido al viento que sopla horizontalmente y en ángulo recto a la dirección de la línea sobre la estructura, conductores y cables de guarda.

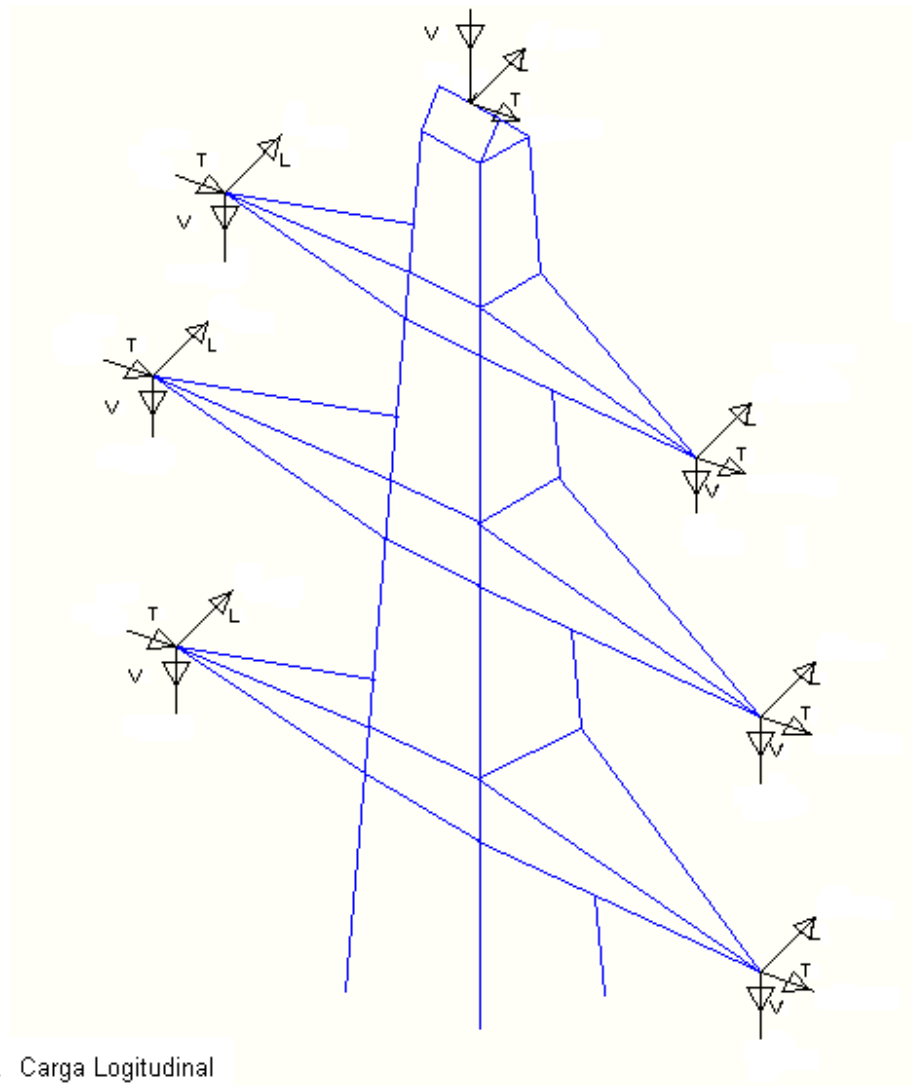
3.14.6.3 Fuerzas verticales

Ésta es debida al peso propio de los elementos de la torre, el apoyo de la estructura debe ser capaz de soportar el peso de los conductores de fase y guarda, cadena de aisladores y accesorios de sujeción.

3.14.6.4 Fuerzas longitudinales

Estas tensiones mecánicas se deben a las oscilaciones y vibraciones de los conductores o cables, ocasionados por el desequilibrio de uno u otro lado del soporte, ya sea por el cambio de tensión mecánica debido a la temperatura y oscilaciones debido al viento.

DIAGRÁMA BÁSICO DE CARGAS PARA SOPORTES
DOBLE TERNA



L Carga Logitudinal

T Carga Transversal

V Carga vertical

Figura 3.8. Diagrama Básico de Cargas.

3.14.6.5 CARGA TRANSVERSAL

3.14.6.6 Presión del viento en cualquier componente de la línea o elemento

La presión que ejerce el viento sobre cualquier componente de una línea es α dado en *Pascals* (N/m^2), y considera que el viento sopla perpendicularmente sobre los elementos (conductores, cadena de aisladores, en toda la superficie o parte de los soportes) y se expresa por la siguiente fórmula:

$$a = q_o C_x \cdot G \quad (\text{Ec.3.24})$$

Donde:

q_o Referencia dinámica de la presión del viento en *Pascals* (N/m^2).

C_x Coeficiente de presión que depende de la forma y propiedades de superficie del elemento a ser considerado.

G Factor combinado del viento, toma en cuenta la influencia de los elementos sobre el nivel y categoría del terreno, las ráfagas de aire y la respuesta dinámica.

Para el caso de cargas del conductor, G será dividido en dos factores G_L y G_C .

Referencia dinámica de presión del viento q_o

$$q_o = \frac{1}{2} \tau \mu (K_R V_{RB})^2 \quad (\text{Ec.3.25})$$

μ Es la masa de aire por unidad de volumen igual 1.225 kg/m^3 en la temperatura de $15 \text{ }^\circ\text{C}$ y una presión atmosférica de 1001.3 kPa a nivel del mar.

τ Es el factor de corrección de densidad del aire. Cuando el límite de velocidad de viento es conocido que está estrechamente relacionado con una altitud y/o una temperatura diferente de la supuesta de 15°C a nivel del mar, el factor de corrección τ se muestra en la tabla 3.9 y puede ser aplicada para la presión q_o , de otra manera τ es considerado igual a 1.

V_R Velocidad de viento de referencia.

K_R Factor de rugosidad del terreno en la localización de la línea.

Tabla 3.9 factor de corrección τ de referencia dinámica de presión del viento q_o debido a la altitud y temperaturas.

Temperatura °C	Altitud (m)			
	0	1000	2000	3000
30	0,95	0,84	0,75	0,66
15	1,00	0,89	0,79	0,69
0	1,04	0,94	0,83	0,73
-15	1,12	0,99	0,88	0,77
-30	1,19	1,05	0,93	0,82

Nota los valores de referencia corresponden a una altitud al nivel del mar con temperatura de 15 °C.

3.14.6.7 Cálculo de la referencia dinámica de presión del viento q_o

$$q_o = \frac{1}{2} \tau \mu (K_R V_{RB})^2 \quad (\text{Ec.3.25})$$

Para la zona A se tiene una altura que sobrepasa los 3000m sobre el nivel del mar por lo que:

$$\tau = 0,69 \text{ Para una temperatura de } 15^\circ\text{C}$$

$$\mu = 1,225(\text{kg/m}^3)$$

$$V_R = (K_R V_{RB}) = 1(22,45)(\text{m/s})$$

$$V_R = 22,45(\text{m/s})$$

$$q_o = \frac{1}{2} \tau \mu (K_R V_{RB})^2 = \frac{1}{2} (0,69)(1,225)(22,45)^2$$

$$q_o = 213(\text{N/m}^2)$$

Para la zona B se tiene una altura que está comprendida entre los 100 a 1500 metros sobre el nivel del mar por lo que se asume que:

$\tau = 1$ Para una temperatura de 15°C

$$\mu = 1,225(\text{kg/m}^3)$$

$$V_R = (K_R V_{RB}) = 1(16,82\text{m/s})$$

$$V_R = 16,82(\text{m/s})$$

$$q_o = \frac{1}{2} \tau \mu (K_R V_{RB})^2 = \frac{1}{2} (1)(1,225)(16,82)^2$$

Tabla 3.10 Presión de viento

Presión de viento	q_o (N/m^2)
Zona A	213
Zona B	173,28

3.14.6.8 Evaluación de cargas de viento sobre los componentes y elementos

a) Cargas de viento sobre Conductores

Se analiza los efectos del viento sobre los conductores, que consisten en esfuerzos que incrementan la tensión mecánica que afecta a los soportes de los conductores en las estructuras.

La carga (A_C) se debe a los efectos de presión de viento en un vano L aplicado en el soporte con un ángulo de incidencia Ω con los conductores, está dada por la siguiente expresión usando q_0 :

$$A_C = q_0 (C_{XC})(G_C)(G_L)dL\sin^2(\Omega) \quad (\text{Ec.3.26})$$

Donde:

C_{XC} El coeficiente de presión del conductor, toma un valor igual a 1.00 ya que generalmente se considera a los conductores estáticos durante un flujo de viento. Otros valores pueden ser usados si se derivan de mediciones directas o prueba en el túnel de viento.

Z Altura de conductor en el punto de apoyo del soporte medido desde suelo.

G_c Factor combinado de viento para el conductor, dado en la figura 3.9 y que depende de la altura Z y la categoría de terreno.

G_L Factor de vano en dado en la figura 3.10.

d Diámetro del conductor.

L Vano viento de las torres.

Ω Es el ángulo entre la dirección del viento y el eje del conductor (Figura 3.11).

Cuando se tiene varios conductores por fase el efecto total del viento se considera igual a la suma de las acciones sobre los sub-conductores sin tomar en cuenta un posible efecto de ocultación de uno de los sub-conductores con otro.

Figura 3.9 Es el factor combinado del viento para los conductores para varias categorías de terreno y altura sobre el suelo.

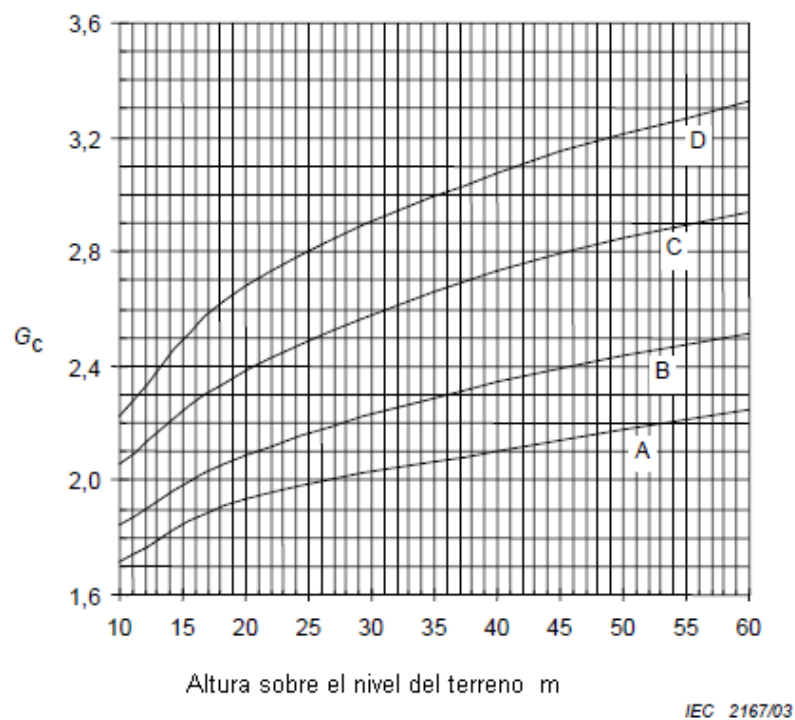


Figura 3.10 – Factor de intervalo G_L

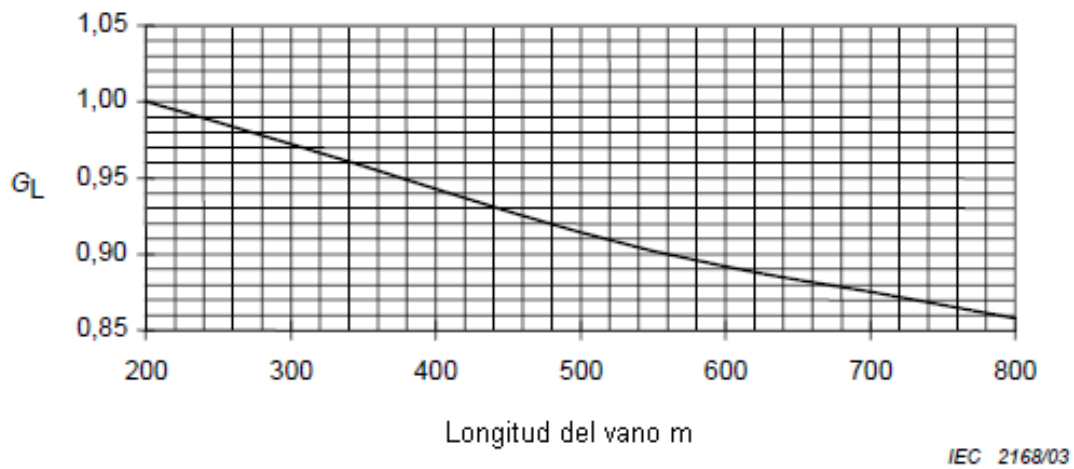
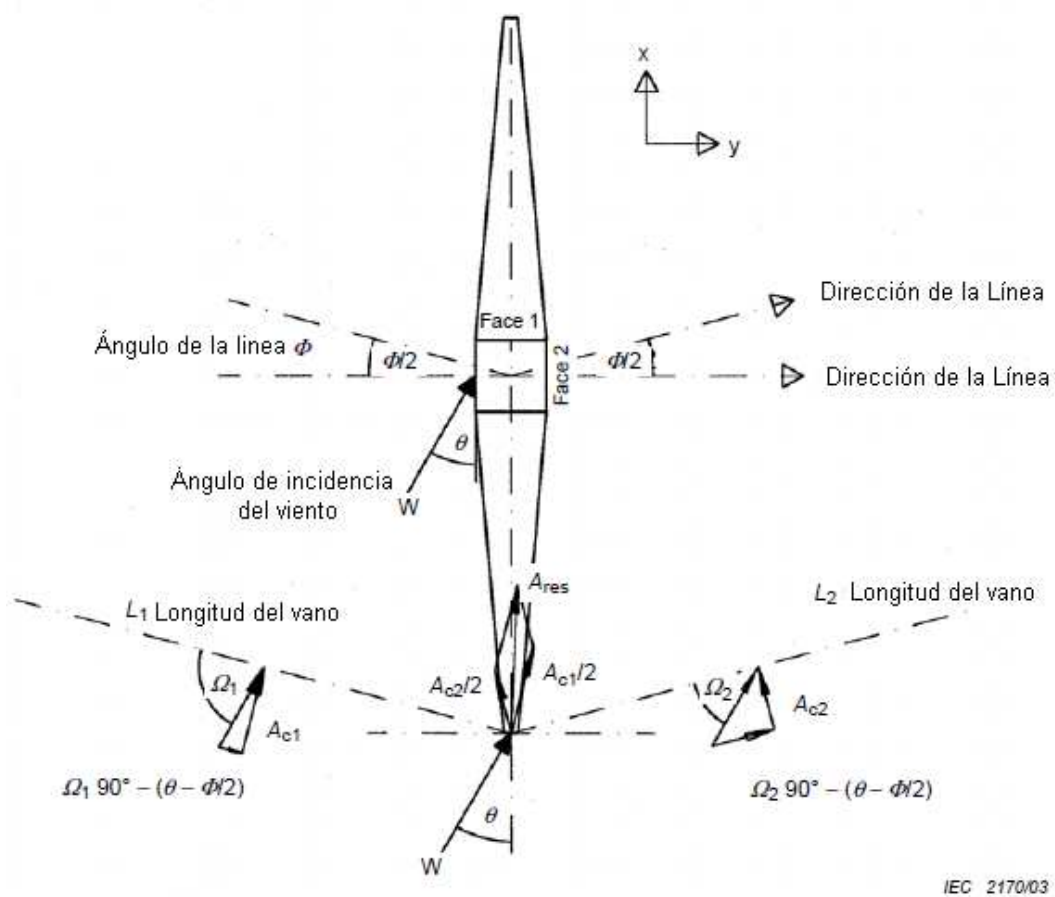


Figura 3.11 Definición de el ángulo de incidencia del viento.



Vano viento

El vano viento se define como la longitud del vano horizontal y es igual a la semisuma de los dos vanos contiguos a la estructura.

$$V_v = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{Ec.3.27})$$

V_v : Vano viento.

V_1 : Longitud del vano anterior a la estructura medido en la dirección longitudinal (m).

V_2 : Longitud del vano posterior a la estructura medido en la dirección longitudinal (m).

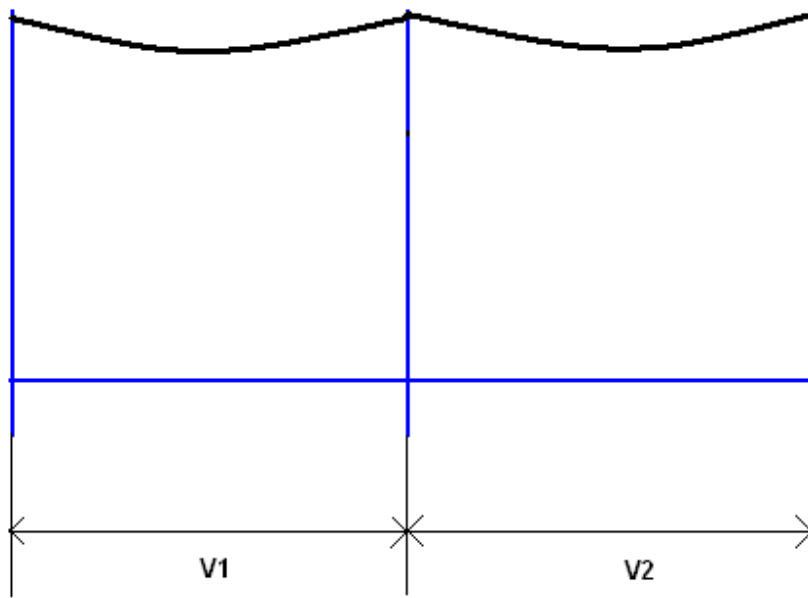


Figura 3.12 Definición Vano viento.

Estructuras que se van analizar:

Estructura	Tipo
Suspensión liviana	SL2
Suspensión pesada	SP2
Anclaje y Remate	AR2
Anclaje Liviano	AL2
Anclaje Pesado	AP2

Tabla 3.11 Estructuras

Los cálculos se detallan en el Anexo 3.4

Tabla 3.12 Resumen Carga de viento sobre el Conductor 1200kcmil ACAR 18/19.

Zona A (Región Sierra)										
Estructuras	q_o (N/m ²)	C_{XC}	Z (m)	(G_C)	Vano De diseño (m)	(G_L)	d (m)	L (m)	A_C (N)	A_C (kg.F)
Suspensión liviana SL2	213	1	34,4	2,2	400	0,91	0,03202	520	7093,97	723,38
Suspensión pesada SP2	213	1	34,45	2,25	400	0,875	0,03202	700	9390,98	957,61
Anclaje y Remate AR2										
Anclaje	213	1	27,5	2,2	400	0,86	0,03202	800	10314,1	1051,8
Terminal	213	1	27,5	2,2	400	0,93	0,03202	450	6273,94	639,76
Anclaje Liviano AL2	213	1	31	2,25	400	0,865	0,03202	700	9283,65	946,67
Anclaje Pesado AP2	213	1	39,5	2,35	400	0,8	0,03202	1400	17935,3	1828,9
Zona B (Región Costa)										
Suspensión liviana SL2	173,28	1	28,05	2,2	400	0,93	0,03202	520	5776,26	589,01
Suspensión pesada SP2	173,28	1	30	2,1	400	0,93	0,03202	700	7646,59	779,74
Anclaje y Remate AR2										
Anclaje	173,28	1	27,5	2,2	400	0,93	0,03202	800	8398,28	856,39
Terminal	173,28	1	27,5	2,2	400	0,93	0,03202	450	5108,55	520,93
Anclaje Liviano AL2	173,28	1	27	2,25	400	0,93	0,03202	700	7559,2	770,82
Anclaje Pesado AP2	173,28	1	35,5	2,3	400	0,93	0,03202	1400	14603,8	1489,2

Tabla 3.13 Resumen Carga de viento sobre el Conductor de guarda 3/8 H.S
STEEL.

Zona A (Región Sierra)										
Estructuras	q_o (N/m ²)	C_{xc}	Z (m)	(G_c)	Vano De diseño (m)	(G_L)	d (m)	L (m)	A_c (N)	A_c (kg.F)
Suspensión liviana SL2	213	1	34,4	2,2	400	0,91	0,00952	520	2109,14	215,07
Suspensión pesada SP2	213	1	34,45	2,25	400	0,88	0,00952	700	2792,07	284,71
Anclaje y Remate AR2										
Anclaje	213	1	27,5	2,2	400	0,86	0,00952	800	3066,54	312,7
Terminal	213	1	27,5	2,2	400	0,93	0,00952	450	1865,33	190,21
Anclaje Liviano AL2	213	1	31	2,25	400	0,87	0,00952	700	2760,16	281,46
Anclaje Pesado AP2	213	1	39,5	2,35	400	0,8	0,00952	1400	5332,41	543,75
Zona B (Región Costa)										
Suspensión liviana SL2	173,28	1	34,4	2,2	400	0,93	0,00952	460	1717,36	175,12
Suspensión pesada SP2	173,28	1	34,45	2,1	400	0,93	0,00952	460	2273,44	231,83
Anclaje y Remate AR2										
Anclaje	173,28	1	27,5	2,2	400	0,86	0,00952	800	2496,93	254,62
Terminal	173,28	1	27,5	2,2	400	0,93	0,00952	450	1518,84	154,88
Anclaje Liviano AL2	173,28	1	31	2,25	400	0,865	0,00952	700	2247,46	229,18
Anclaje Pesado AP2	150,4	1	39,5	2,35	400	0,8	0,00952	1400	4341,91	442,75

3.14.6.9 Carga de viento sobre la cadena de aisladores

La carga de viento que actúa sobre las cadenas de aislantes se origina de los esfuerzos A_c de los conductores así como de la presión del viento que actúa directamente sobre la cadena de aislantes.

La carga resultante es aplicada convencionalmente en el punto adjunto del soporte en la dirección del viento y este valor (en Newton) está dado por:

$$A_i = q_0 (C_{xi})(G_t)(S_i) \quad (\text{Ec.3.28})$$

q_0 Referencia dinámica de presión de viento en Pa (N/m^2);

C_{xi} Coeficiente de presión de aisladores, considerado 1.20;

G_t Combinación del factor de viento dado en la Figura 3.13, variable con la rugosidad del terreno y con la altura del centro de gravedad de la cadena de aislantes alrededor del suelo. El mismo promedio de altura del conductor puede ser usado.

S_i Área de la cadena de aislantes proyectada horizontalmente sobre un plano vertical paralelo al eje de la cadena (m^2). En el caso de múltiples cadenas, el área total puede ser conservativamente tomada como la suma de todas las cadenas.

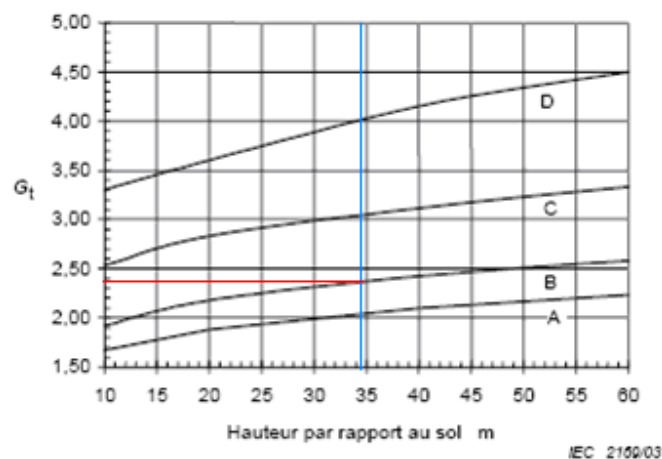


Figura 3.13 Combinación del factor de viento G_t aplicado a soportes y cadenas de aislantes.

$$A_i = q_0(C_{xi})(G_t)(S_i) \quad (\text{Ec.3.28})$$

$$A_i = 213(N/m^2) * 1,20 * 2,38 * 0,667512 [m^2]$$

La carga de viento sobre la cadena de aisladores es:

$$A_i = 406,05 [N]$$

Los cálculos se detallan en el Anexo 3.5

3.14.6.10 Cálculo del viento sobre la estructura

$$A_i = q_0(1 + 0,2 \sin^2 2\theta)(S_{i1}C_{xt1} \cos^2 \theta) + (S_{i2}C_{xt2} \sin^2 \theta)G_i \quad (\text{Ec.3.29})$$

Donde:

q_0 Referencia dinámica de presión de viento en Pa (N/m^2);

θ Es el ángulo de incidencia de dirección del viento con la perpendicular de la cara 1 del panel en el plano horizontal.

S_{i1} Es la superficie total proyectada normalmente sobre la cara 1 del panel m^2 .

S_{i2} Es la superficie total proyectada normalmente sobre la cara 2 de los miembros de los soportes de la cara 2 del mismo panel. La proyección de los elementos de refuerzos de las caras adjuntas pueden no ser considerados.

C_{xt1}, C_{xt2} Son los coeficientes de presión pelicular de las caras 1 y 2 para un viento perpendicular en de cada cara. C_{xt1}, C_{xt2} son dados en la figura 3.14 para paneles de estructuras donde todos o algunos de los elementos expuestos tienen superficies planas.

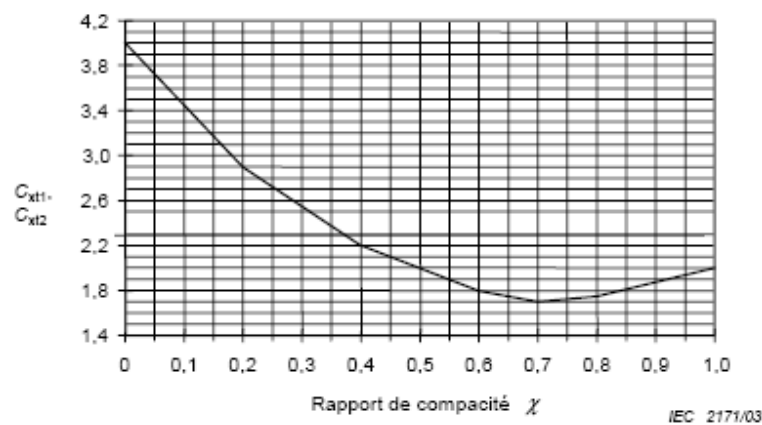


Figura 3.14 Curva para determinar los coeficientes de presión.

χ Es la relación de solidez de un panel igual al área proyectada de los elementos dividida por el área total del panel. La relación de solidez χ de una cara es la relación entre el área total de los elementos de los soportes S_{t1} S_{t2} y el área circunscrita de la cara del panel considerado.

G_t Es la combinación del factor de viento para los soportes y está dado en la figura 3.15. La altura sobre el suelo es medido al centro de gravedad del panel.

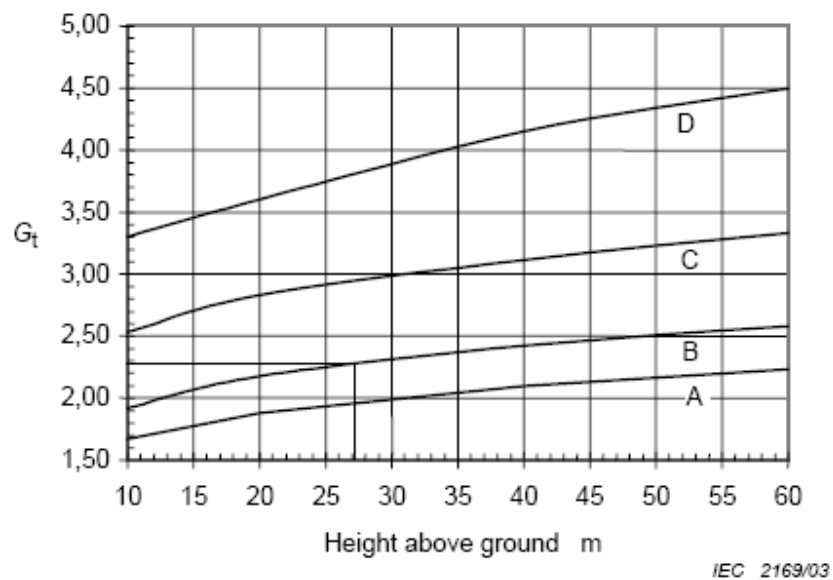


Figura 3.15 Factor de viento para los soportes.

La carga de viento ejercida sobre la torre es $A_i = 104373,025 N$

Los cálculos se detallan en el Anexo 3.5

3.14.6.11 CARGA LONGITUDINAL

El viento actuando sobre el conductor causaría un incremento en su tensión mecánica que puede ser calculada con la ecuación cambio de estado. Dos casos de carga consideran al viento y la combinación de viento y temperatura.

Para el cálculo de la tensión del conductor se hace la revisión de conceptos fundamentales:

3.14.6.12 Ecuación General de Cambio de Condiciones

La variación de las condiciones de cargas climáticas, producen la modificación de la tensión de trabajo de los conductores. La ecuación general de cambio de estado relaciona dos estados o situaciones de una línea de transmisión. Si se conocen todos los parámetros de un estado o condición inicial (1), se puede hallar por medio de la ecuación la condición final (2). La ecuación general de cambio de estado se aplica para determinar la tensión del conductor en los estados atmosféricos más desfavorables establecidos para cada zona.

La ecuación general cambio de estado se expresa:

$$T_i^3 + T_i^2 A = B \quad (\text{Ec.3.30})$$

Donde:

$$A = \alpha * E * S(t_i - t_0) - \delta_0 + \frac{w^2 * S * g_0^2 * a_r^2 * E}{24 * \delta_0^2} \quad (\text{Ec.3.31})$$

$$B = \frac{w^2 * S * g_1^2 * a_r^2 * E}{24} \quad (\text{Ec.3.32})$$

Donde:

w : Peso específico del conductor (kg. fuerza/m)

S : Sección efectiva del conductor (mm²)

α : Coeficiente de dilatación térmica del conductor (1/°C)

E : Módulo de elasticidad del conductor. (kg. fuerza/mm²)

a_r : Vano de regulación (m).

t_0 : Temperatura del estado Inicial °C.

g_0 : Carga específica del estado Inicial (sin dimensión).

δ_0 : Tensión admisible del estado Inicial (kg. Fuerza).

t_i : Temperatura del estado considerado °C.

g_i : Carga específica del estado considerado (sin dimensión).

El coeficiente carga específica es igual.

$$g_{i,0} = \sqrt{\frac{w^2 + v^2}{w^2}} \quad (\text{Ec 3.33})$$

Donde:

w : Peso del conductor en (kg. Fuerza).

v : Peso específico del conductor por viento (kg. Fuerza).

3.14.6.12 Catenaria

Se llama catenaria a la curva formada por un conductor de peso uniforme cuando éste se encuentra sujeto a dos apoyos a la misma altura A y B (Figura 3.16).

La ecuación de la curva que representa la catenaria es la siguiente:

$$y = C \cosh\left(\frac{x}{C}\right) \quad (\text{Ec.3.34})$$

Siendo C el parámetro de la catenaria cuya dimensión está en metros.

Donde:

$$C = \frac{T_0}{w_c} \quad (\text{Ec.3.35})$$

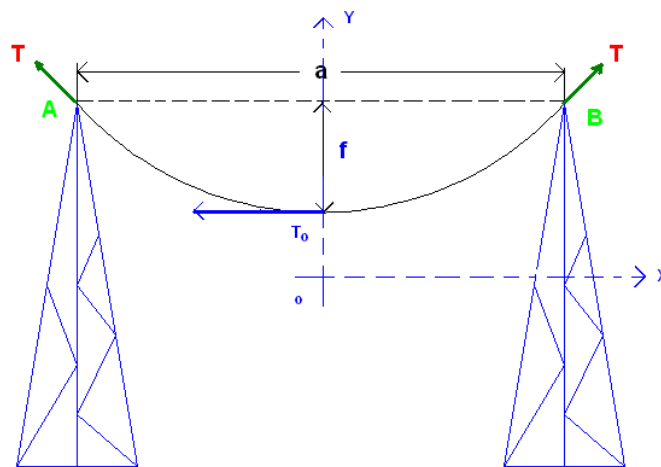


Figura 3.16 Catenaria

3.14.6.13 Flecha

La distancia “ f ” entre el punto más bajo situado en el centro de la curva y la recta AB que une los apoyos, recibe el nombre de flecha. Se llama vano a la distancia “ a ” entre los dos puntos de amarre A y B (Figura 3.17).

Para una mayor comprensión la parte izquierda de la Figura 3.17 es suprimida y sustituida por una tensión T_0 aplicada en el punto más bajo del vano, T_a es la tensión en el punto de amarre y P_L el peso del conductor correspondiente al vano medio. Las tres fuerzas que actúan sobre la mitad del conductor se indican en la figura 3.17 T_0 , T_a , P_L .

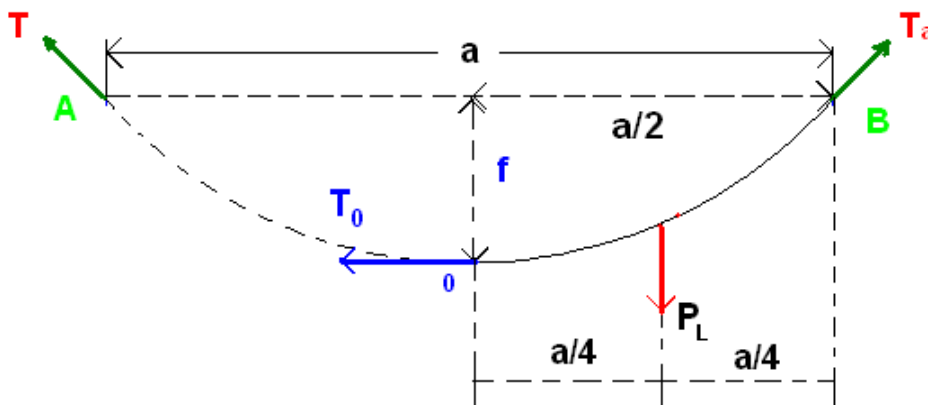


Figura 3.17 Flecha

Para que el sistema se encuentre en equilibrio $\sum M = 0$ y tomando momentos respecto al punto a , tendremos:

$$P_L * \frac{a}{4} = T_0 * f \Rightarrow f = \frac{aP_L}{4T_0} \quad (\text{Ec.3.36})$$

El peso unitario del conductor del vano $A-B$ es P con una longitud a

Y el peso del vano medio es $P_L = P(a/2)$ y sustituyendo en la expresión anterior tenemos:

$$f = \frac{a^2 P}{8T_0} \quad (\text{Ec.3.32})$$

Para trabajar con la tensión T_a en lugar de T_0 , hacemos el diagrama de fuerzas que se muestra en la figura 3.18:

$$T_A = \sqrt{T_0^2 + P_L^2} \quad (\text{Ec.3.33})$$

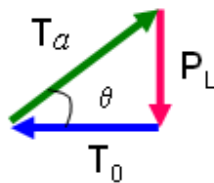


Figura 3.18 Diagrama de fuerzas

3.14.6.14 Procedimiento para realizar la Tabla de Tendido para el Conductor de fase (1200 Kcmil ACAR 18/19)

- a) Cálculo de vano regulación.
- b) A partir del estado inicial y aplicando la Ecuación General de Cambio de Estado se calcula las distintas tensiones para las temperaturas consideradas, luego T_0 y la flecha.

a) Cálculo de vano regulación

Vano de regulación

Como en un tramo de línea constituida por una serie de apoyos de suspensión limitado por dos de anclaje, las cadenas de aisladores de suspensión no pueden absorber las diferencias de tensión debidas a distintas longitudes de vanos, a los desniveles, a las variaciones de temperatura y las condiciones meteorológicas en general, se admite que los tensados de los cables, iguales en todos los vanos, varían como lo haría el de un vano imaginario al que se le llama vano ideal de regulación. Y se lo calcula con la siguiente fórmula:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n a_i^3}{\sum_{i=1}^n a_i}} \quad (\text{Ec.3.34})$$

a_r : Vano regulador.

n : Cantidad de vanos.

Tabla 3.14 Datos del conductor (1200 Kcmil ACAR 18/19).

Vano regulación (m)	Sección efectiva (mm ²)	Diámetro del conductor (mm)	Peso del conductor (kg/m)	Modulo de Elasticidad (kg/mm ²)	Coefficiente de dilatación(1/°C)	Tensión ruptura (kg)
400	608	32,02	1,6729	13908,6	0,000021	13714

- b) Aplicando la Ecuación general de cambio estado para el vano regulador, se calcula la tensión del conductor en los distintos estados atmosféricos, teniendo en consideración que la tensión mecánica calculada nunca sobrepase el valor admisible del mismo.

Tabla 3.15 Hipótesis de cálculo conductor de fase (1200 Kcmil ACAR 18/19).

HIPÓTESIS		Temperatura (°C)	Viento (km/h)
Estado inicial	Flecha Final	12	0
1	Tensión Máxima a Mínima Temperatura	-5	0
2	Máxima Tensión a Viento Máximo	5	80,82
3	Ubicación Potencia Nominal	45	0
4	Emergencia	75	0

La tensión admisible del conductor para el Estado inicial es 22% de la tensión de ruptura del conductor de fase.

El valor de la tensión máxima es tomado a (- 5°C) de la tabla de tendido y el valor de tensión de cada día es tomado a (12°C).

Tabla 3.16 Resumen de tendido para conductor de fase con un vano regulador de 400m.

ZONA SIERRA						
ESTADO	EX INECEL			IEC 60826		
	C. ESPECIFICA	TENSIÓN (kg.fuerza)	FLECHA (m)	C. ESPECIFICA	TENSIÓN (kg.fuerza)	FLECHA (m)
CONDICIÓN INICIAL	1	3017,08	11,09	1	3017,08	11,09
1	1	3325,68	10,06	1	3325,68	10,06
2	1,25	3759,25	11,11	1,168	3560,16	10,97
3	1	2583,11	12,95	1	2583,11	12,95
4	1	2307,08	14,5	1	2307,08	14,5
ZONA COSTA						
CONDICIÓN INICIAL	1	3017,08	11,09	1	3017,08	11,09
1	1	3325,68	10,06	1	3325,68	10,06
2	1,05	3273,41	10,77	1,06	3278,39	10,77
3	1	2583,11	12,95	1	2583,11	12,95
4	1	2307,08	14,5	1	2307,08	14,5

Tabla 3.17 Resumen de tendido para cable de guarda con un vano regulador de 400m.

ZONA SIERRA						
ESTADO	EX INECEL			IEC 60826		
	C. ESPECÍFICA	TENSIÓN (kg.fuerza)	FLECHA (m)	C. ESPECÍFICA	TENSIÓN (kg.fuerza)	FLECHA (m)
CONDICIÓN INICIAL	1	882,00	11,27	1	882,00	11,27
1	1	918,19	10,83	1	918,19	10,83
2	1,25	1070,14	11,6	1,17	1014,81	11,44
ZONA COSTA						
CONDICIÓN INICIAL	1	882,00	11,27	1	882,00	11,27
1	1	918,19	10,83	1	918,19	10,83
2	1,25	1070,14	11,6	1,06	936,37	11,21

El procedimiento de la tabla de tendido se encuentra detallado en el Anexo 3.6.

3.14.6.15 CARGA VERTICAL

3.14.6.16 Determinación de Cargas de Hielo Sobre Los Soportes

Tres diferentes condiciones de caída de nieve son consideradas cuando se determinan la carga sobre las estructuras. Estas consideraciones son las más significativas y abarcan la mayoría de las condiciones probables a ocurrir.

- Formación de hielo uniforme: condición del peso;
- Formación poco uniforme de hielo: condición longitudinal y transversal de curvatura.
- La formación poco uniforme de hielo: condición de torsión.

3.14.6.17 Descripción de los casos de carga de hielo

Para la descripción de las diferentes condiciones de carga de hielo, este valor es determinado a partir de las funciones de probabilidad de referencia de carga de hielo g_R . Es importante tener en cuenta el factor g_R el cual debe variar de un vano a otro en una sección de la línea debido a los efectos locales del terreno, por lo que se tendrá situaciones poco uniformes de hielo. La meta es proponer condiciones convencionales de carga para obtener cálculos típicos de fuerza vertical.

La condición que se analiza en el presente estudio es aquella en la que se considera un equivalente cilíndrico del conductor y el hielo.

3.14.6.18 Formación uniforme de hielo – condición de peso máximo

La máxima capa de hielo uniforme formada sobre los conductores, se asume ocurre, cuando la carga de hielo del conductor equivale al límite de referencia (g_R)

La carga por unidad de longitud debido al hielo es g_R en (N/m) y la carga total por unidad de longitud considerando al conductor es :

$$Carga\ del\ conductor\ por\ unidad\ longitud = w + g_R \text{ (Ec.3.35)}$$

Donde:

w : Unidad de peso del conductor en (N/m).

El cálculo de las fuerzas verticales que conductores e hilos de guarda transmiten a las estructuras se realiza mediante el concepto del vano peso.

3.14.6.19 Vano peso

Se define el vano peso, como la distancia horizontal entre los puntos más bajos de las catenarias adyacentes a la estructura considerada (Figura 3.19).

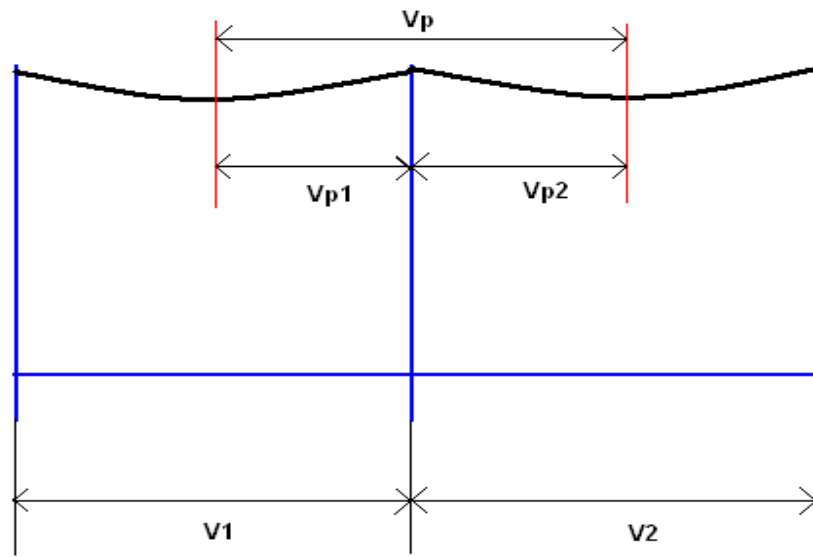


Figura 3.19 Definición vano peso

$$V_p = V_{p1} + V_{p2} \text{ (Ec.3.36)}$$

V_p : Longitud de vano peso de la estructura.

V_{p1} : Longitud del vértice de la catenaria anterior a la estructura.

V_{p2} : Longitud del vértice de la catenaria posterior a la estructura.

V_1 y V_2 vanos adyacentes.

De este modo, la carga vertical por conductor o cable de guarda, es igual a la carga del conductor por unidad de longitud, multiplicado por el vano peso.

$$\text{Carga vertical} = (V_p) * \text{Carga del conductor por unidad longitud} \text{ (Ec.3.37)}$$

Tabla 3.18: Resumen de cargas verticales en las diferentes estructuras debido al conductor de fase.

Zona A (Región Sierra)					
Estructura	Vano peso Vp (m)	Peso del conductor (N/m)	Peso de hielo $g_R (N / m)$	Carga Vertical (N)	Carga Vertical (kg fuerza)
Suspensión liviana SL2	720	16,4055482	0,632	12267,03	1250,88
Suspensión pesada SP2	1100	16,4055482	0,632	18741,3	1911,07
Anclaje y Remate AR2					
Anclaje	1400	16,4055482	0,632	23852,57	2432,27
Terminal	750	16,4055482	0,632	12778,16	1303
Anclaje Liviano AL2	1200	16,4055482	0,632	20445,06	2084,8
Anclaje Pesado AP2	1800	16,4055482	0,632	30667,59	3127,2
Zona B (Región Costa)					
Suspensión liviana SL2	600	16,4055482		11811,9947	1204,48091
Suspensión pesada SP2	1080	16,4055482		18046,103	1840,17917
Anclaje y Remate AR2					
Anclaje	1080	16,4055482		22967,7675	2342,04622
Terminal	750	16,4055482		12304,1612	1254,66762
Anclaje Liviano AL2	1200	16,4055482		19686,6579	2007,46819
Anclaje Pesado AP2	1800	16,4055482		29529,9868	3011,20228

Tabla 3.19: Resumen de cargas verticales en las diferentes estructuras debido al cable de guarda.

Zona A (Región Sierra)					
Estructura	Vano Peso Vp (m)	Peso conductor (N/m)	Peso de hielo $g_R (N/m)$	Carga Vertical (N)	Carga Vertical (kg fuerza)
Suspensión liviana SL2	720	4,87390607	0,347	3759,05	383,314
Suspensión pesada SP2	1100	4,87390607	0,347	5743	585,619
Anclaje y Remate AR2					
anclaje	1400	4,87390607	0,347	7309,27	745,333
terminal	750	4,87390607	0,347	3915,68	399,286
Anclaje Liviano AL2	1200	4,87390607	0,347	6265,09	638,857
Anclaje Pesado AP2	1800	4,87390607	0,347	9397,63	958,286
Zona B (Región Costa)					
Suspensión liviana SL2	600	4,87390607		3509,21	357,84
Suspensión pesada SP2	1080	4,87390607		5361,3	546,7
Anclaje y Remate AR2					
Anclaje	1080	4,87390607		6823,47	695,8
Terminal	750	4,87390607		3655,43	372,75
Anclaje Liviano AL2	750	4,87390607		5848,69	596,4
Anclaje Pesado AP2	1200	4,87390607		8773,03	894,59

El detalle de cálculo de las cargas verticales se encuentra en el Anexo 3.7.

3.14.6.20 COMBINACIÓN CARGA TRANSVERSAL Y VERTICAL

3.14.6.21 Cargas debido la combinación de viento y hielo

3.14.6.21.1 Presión del viento sobre conductores cubiertos de hielo

$$a = q_0 (C_i)(G_c)(G_L) \quad (\text{Ec.3.38})$$

$$q_{oL} = \frac{1}{2} \tau \mu (K_R V_{iL})^2 \quad (\text{Ec.3.39}) \qquad q_{oH} = \frac{1}{2} \tau \mu (K_R V_{iH})^2 \quad (\text{Ec.3.40})$$

Depende de la condición de carga y del apropiado $C_i = C_{iL}$ o C_{iH} .

G_c : Combinación del factor del viento de los conductores definido anteriormente.

G_L : Factor de vano.

τ : Factor de corrección de densidad.

V_{iH} : Alta probabilidad de referencia de viento asociada con hielo.

V_{iL} : Baja probabilidad de referencia de viento asociada con hielo.

Velocidad de referencia del viento durante la caída de nieve.

$$V_{iL} = B_i * V_R \quad (\text{Ec.3.41})$$

Donde B_i toma valores según la mayor o menor probabilidad de velocidad de viento asociada a la nevada.

Si B_i está en el rango de 0,6 a 0,85 se asume que corresponde a una referencia de velocidad de viento (T=50, 150, 500 años) durante la caída persistente de hielo sobre conductores.

$$V_{iH} = B_i * V_R \quad (\text{Ec.3.42})$$

Si B_i está en el rango de 0,4 a 0,5 se asume que corresponde a un promedio de velocidades de viento máximas anuales durante caída de hielo sobre los conductores.

3.14.6.21.2 Carga en combinación de hielo y viento sobre soportes

Dos combinaciones de cargas de viento y hielo deben ser consideradas con su coincidente carga vertical.

$$A_c = q_0 C_i G_c G_L D L \sin^2 \Omega \quad (\text{Ec.3.43})$$

- **Condición 1** altos valores de carga de hielo combinados con promedios de vientos máximos anuales durante una caída de hielo.

$$A_{c1} = q_{0H} C_{iH} G_c G_L D_L L \sin^2 \Omega \quad (\text{Ec.3.44})$$

$$D_L = \left(d^2 + \frac{4g_L}{9,82\pi\delta} \right)^{0,5} \quad (\text{Ec.3.45})$$

- **Condición 2** Altos valores de velocidad de viento durante la caída de hielo combinada con el promedio de carga máxima de hielo.

$$A_{c2} = q_{0L} C_{iH} G_c G_L D_H L \sin^2 \Omega \quad (\text{Ec.3.46})$$

$$D_H = \left(d^2 + \frac{4g_H}{9,82\pi\delta} \right)^{0,5} \quad (\text{Ec.3.47})$$

Para la Línea Totoras Quevedo 230kV se establece la condición 1 para el proceso de cálculo dado en la teoría.

Carga transversal adicional es igual a:

$$A_{c1} = 2322 \text{ [N]} = 236.78 \text{ kg.fuerza}$$

Los cálculos se encuentran detallados en el Anexo 3.8.

3.14.7 CÁLCULO DE CARGAS CORRESPONDIENTES A REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD DE ESTRUCTURAS

3.14.7.1 Carga Torsional (desequilibrio longitudinal, o ruptura del conductor)

Esta carga se genera cuando uno o más conductores de fase o cable de guarda se sueltan súbitamente de su apoyo, generando una carga residual que puede ser perjudicial para el sistema, un ejemplo se muestra en el anexo 3.10.

3.14.7.2 Cargas longitudinales

Estas cargas se deben a las componentes de las tensiones mecánicas máximas de los conductores o cables, ocasionados por el desequilibrio a uno u otro lado del soporte, ya sea por cambio de tensión mecánica, remate o ruptura de conductores.

Se presenta 3 movimientos de los conductores inducidos por el viento, estos pueden clasificarse según el tipo de inestabilidad aerodinámica:

- Vibraciones eólicas.
- Oscilación de subvano.
- Galope del conductor (Galopping).

Todos estos movimientos son resultados de la acción del viento que produce presiones alternas y desbalances que mueven el conductor hacia arriba y abajo. Para reducir este fenómeno al máximo se utilizan amortiguadores de Vibración Tipo Stockbrigde, dispositivos mecánicos integrados por una grapa de sujeción, cable mensajero y dos contrapesos, cuyo objetivo es el de atenuar la amplitud de las vibraciones eólicas en los conductores.

3.14.7.3 Cargas para limitación de fallas

El objetivo de las medidas de seguridad es minimizar la probabilidad de propagación de fallas no controladas (efecto cascada), las cuales, de otra forma,

se extenderían más allá de la sección de falla cualquiera sea la extensión inicial de de ésta.

La medida adicional de seguridad para la L/T Totoras-Quevedo de 230kV se describe en la siguiente Tabla 3.20.

Tabla 3.20 Medida adicional de seguridad para el sistema.

Descripción de la medida de seguridad adicional	Comentario
La inserción de torres anti-cascada en intervalos.	Se colocará una torre anti cascada dependiendo la trayectoria de la línea, esta inserción se hace necesaria cuando existen varias torres de suspensión alineadas.

3.14.8 CÁLCULO DE CARGAS RELACIONADAS CON LOS REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD DURANTE LA CONSTRUCCIÓN Y MANTENIMIENTO

3.14.8.1 Cargas de mantenimiento y construcción

Todos los miembros estructurales que pueden ser necesarios para apoyar a un liniero soportarán una carga de 1500 (N), aplicados verticalmente en su punto medio, combinado convencionalmente con las presiones presentes durante el mantenimiento. Estos son usualmente basados sobre condiciones sin viento a la mínima temperatura asumida para operaciones de mantenimiento.

3.14.9 COORDINACIÓN ADECUADA DE RESISTENCIA MECÁNICA ENTRE COMPONENTES DE LA LÍNEA

3.14.9.1 Aspectos generales para la coordinación de resistencia mecánica

Los componentes de la línea de transmisión tienen diversas variaciones y respuestas debido a las cargas analizadas anteriormente. Cuando la línea está sujeta a estas cargas, la falla de componentes en serie podría ocurrir siempre que la carga exceda la resistencia mecánica característica (R_c) en cualquier componente. Para decidir sobre una coordinación apropiada de la resistencia mecánica, los criterios siguientes constituyen una recomendación dentro de la industria:

- a) El primer componente a fallar debe ser elegido aquel que produzca menos efectos secundarios de carga (dinámica o estática) sobre otros componentes, para reducir al mínimo la probabilidad de propagación de la falla (efecto de cascada).
- b) El tiempo y los costos de reparación que siguen una falla deben ser mínimos.
- c) El primer componente a fallar debería tener una proporción del límite de daño a límite de falla cerca a 1,0.
- d) Un componente de bajo precio en serie con uno de alto costo debería ser diseñado menos confiable, con menos resistencia mecánica.

Si los componentes de línea como apoyos de suspensión, apoyos de retención, apoyos terminales, fundaciones y cadenas de aisladores son analizados usando los anteriores criterios, la norma IEC 60826 concluye que:

Los conductores no deben ser el componente más débil a causa del literal a, b y c.

Los accesorios debido al literal d.

Los soportes de tensión debido a los literales a y b.

Las fundaciones debido a los literales b y c.

La consecuencia lógica de los literales anteriormente analizados considera que los apoyos de suspensión deberían constituir el componente menos confiable.

Si una línea de transmisión es diseñada según esta norma, se establece que cuando las cargas climáticas exceden la resistencia mecánica característica (R_c) del diseño, entonces los apoyos de la estructura de suspensión fallarían primero.

La Tabla 3.21 Resistencia mecánicas típicas de coordinación.

	Componentes principales	Coordinación dentro de componentes principales
Resistencia mecánica más baja	Estructura de suspensión	<u>Soporte</u> , fundación, accesorios.
Secuencia de resistencia mecánica más baja en orden ascendente con confianza del 90 %	Estructura de anclaje o Estructura Terminal o Conductores	<u>Soporte</u> , fundación, accesorios. <u>Soporte</u> , fundación, accesorios. <u>Conductores</u> , cadena de aisladores, accesorios
Dentro de cada componente principal el componente subrayado es el más débil con confianza del 90 %.		

Para casos especiales como zonas de aludes, donde la construcción de apoyos es muy difícil, el conductor también puede ser elegido como el componente más débil.

3.14.9.2 Método para el cálculo del factor de coordinación de la resistencia mecánica

Con el fin de desarrollar factores de coordinación de resistencia mecánica adecuada se considera el siguiente método:

3.14.9.3 Uso de diferentes límites de exclusión

En éste método, el componente más débil limita el uso de cargas en relación con el 10% del límite de exclusión (como se sugiere en este enfoque). Los siguientes

componentes más débiles serán diseñados con un límite inferior de exclusión (por ejemplo, 1% a 2%), correspondientes a las mismas cargas límite.

Los factores de coordinación de resistencia mecánica han de ser establecidos de tal manera, que la coordinación resultante entre dos componentes, alcance un alto nivel de confianza (casi el 80% a 90%). Como se menciona en la tabla 3.21

3.14.9.4 Uso de diferentes límites de exclusión

La confiabilidad es obtenida mediante la investigación de secuencias de falla, ésta variable depende del coeficiente de variación de cada componente.

Se recomienda que el componente de menor resistencia mecánica sea la torre de suspensión dentro de todo el sistema de la línea de transmisión, los siguientes componentes de menor resistencia mecánica y con confiabilidad del 90 % son: la torre de anclaje, torre terminal, conductores.

El coeficiente de variación de resistencia mecánica recomendado para estructuras según la norma IEC 60826 es ($v_R = 0,10$) ver Tabla 3.22.

Tabla 3.22 Valores por defecto de coeficientes de variación de resistencia mecánica (COV) para algunos componentes de líneas de transmisión.

Componente	COV
Conductores de fase y cables de guarda	0,03
Herrajes	0,05
Cada de aisladores	0,05
Poste de acero	0,05
Poste de concreto	0,15
Poste de madera	0,20
Estructuras de enrejado	0,10
Anclas de piedra cementado	0,10
Fundación	0,25

Para el presente estudio se elige $v_{R1} = 0,10$ para estructuras de enrejado.

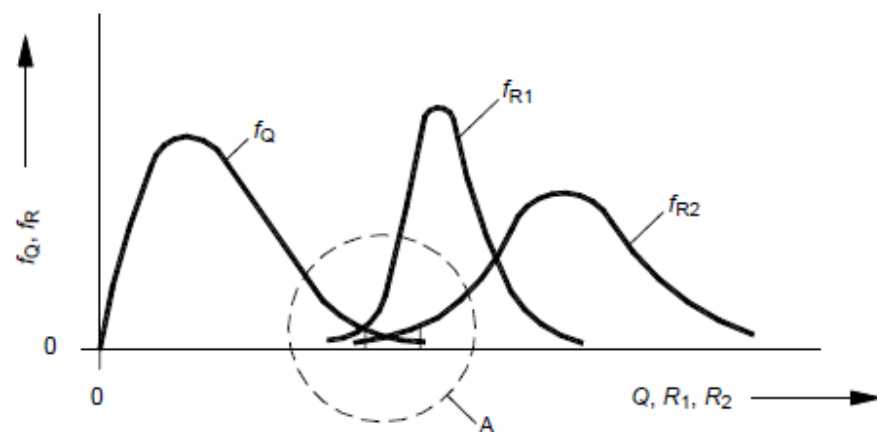
R1 y R2 representan las funciones de distribución de probabilidad de resistencia mecánica del componente más debil y el siguiente de menor fuerza

respectivamente, para el presente análisis R_1 representa la función de distribución de resistencia mecánica del apoyo de la estructura de suspensión y R_2 representa la resistencia mecánica de la fundación de dicha estructura.

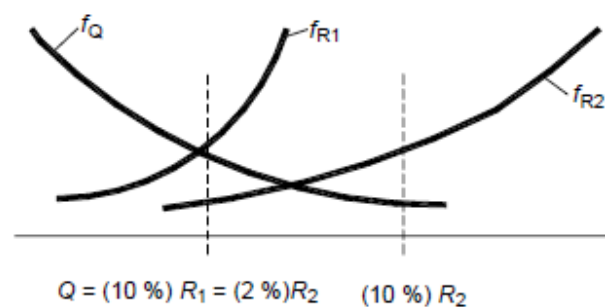
La resistencia mecánica correspondiente al componente R_1 debe ser $(10\%) R_1$.

El componente R_2 será diseñado para la misma carga pero con una resistencia mecánica superior o un límite inferior de exclusión que para este caso será del 2%.

Figura 3.20 Cordinación de resistencia mecánica utilizando diferentes límites de exclusión



Détail A



IEC 2185/03

La relación que utiliza la norma IEC 60826 para encontrar el factor de coordinación de fuerza Φ_s es:

$$\Phi_s = \frac{(10\%)R_1}{(10\%)R_2} \quad (\text{Ec.3.49})$$

Recordando que u_e es el factor variable de la distribución de Gauss $F_R(u)$ que corresponde a un límite de exclusión e .

$$F_R(U_e) = e(\%)/100 \quad (\text{Ec.3.50})$$

$$e=2\% \quad U_e=2,054$$

$$e=5\% \quad U_e = 1,645$$

$$e=10\% \quad U_e=1,282$$

Por lo tanto, para un límite de exclusión del 10% por debajo de la media 1.28 se tiene:

$$R_c = (10\%)R \quad (\text{Ec.3.51})$$

Para un límite de exclusión de 2%, 5%, 10% respectivamente se tiene:

$$R_c = R(1 - 2,054_{v_R}) \quad (\text{Ec.3.52})$$

$$R_c = R(1 - 1,645_{v_R}) \quad (\text{Ec.3.53})$$

$$R_c = R(1 - 1,28_{v_R}) \quad (\text{Ec.3.54})$$

$$\Phi_s = \frac{(2\%)R_2}{(10\%)R_2} = \frac{(1 - 2,054_{v_R})}{(1 - 1,28_{v_R})} = 0,912 \quad (\text{Ec.3.55})$$

Si se utiliza el límite de exclusión del 10% para el diseño del componente más débil correspondiente al apoyo de la estructura de suspensión, la resistencia mecánica del siguiente componente debe ser superior en un factor $1 / 0,912 =$

1,10. Los resultados dependen esencialmente de la desviación estándar del siguiente componente.

Entonces, si se tiene $v_R = 0,25$, como es el caso de las fundaciones:

$$\Phi_S = \frac{(2\%)R_2}{(10\%)R_2} = \frac{(1 - 2,054v_R)}{(1 - 1,28v_R)} = 0,72 \text{ (Ec.3.56)}$$

Luego para los accesorios si se tiene $v_R = 0,05$, recomendado por norma,

$$\Phi_S = \frac{(10\%)R_1}{(10\%)R_2} = \frac{(2\%)R_2}{(10\%)R_2} = \frac{(1 - 2,054v_R)}{(1 - 1,28v_R)} = 0,96 \text{ (Ec.3.57)}$$

Tabla 3.23 Resumen factores de coordinación de fuerza.

Componentes	Φ_S Factor de coordinación de resistencia mecánica
Soportes de estructura	0,912
Fundaciones	0,72
Accesorios	0,96

3.14.10 SELECCIÓN DE FACTORES DE REFUERZO

3.14.10.1 Refuerzo de componentes y límites de estado

Cuando se somete a incremento de carga, los componentes de la línea pueden mostrar algún nivel de deformación, particularmente si el modo de falla es dúctil. Este nivel es llamado el límite de estado de daño o de servicio. Si la carga es incrementada la falla de los componentes ocurre al nivel llamado límite de estado de falla.

3.14.10.2 Ecuación general para el refuerzo de los componentes

$$(efecto de Q_T) < \phi_N * \phi_S * \phi_Q * \phi_C * R_C \text{ (Ec.3.58)}$$

ϕ_N : Factor de refuerzo relacionado al número de elementos sujetas a la intensidad de cargas críticas.

ϕ_S : Factor de coordinación de resistencia mecánica.

ϕ_Q : Factor de calidad de estructuras de acero.

ϕ_C : Factor de resistencia mecánica característica igual a 1 para un límite de exclusión de 10%.

R_C : Resistencia mecánica característica.

Durante el diseño, cada componente cumplirá los requerimientos de carga y resistencia para condiciones de fiabilidad y seguridad. En la práctica dos conjuntos de ecuaciones (fiabilidad y seguridad) determinan el daño y el refuerzo característico para cada componente.

En estas ecuaciones, las condiciones de fiabilidad normalmente serán regidas por la condición de los componentes principales.

3.14.10.3 Valores del factor de fortalecimiento Φ_N

Siempre que se espere que un número de N componentes sean afectados por la misma carga crítica Q_T durante la ocurrencia de un evento climático, las características de reforzamiento de los componentes individuales serán determinados por el factor de fortalecimiento Φ_N . Este factor depende de N y de las características de la función de distribución de refuerzo (Tipo y coeficiente de variación v_R).

El número N de soportes sujetos a la máxima intensidad de carga durante un evento climático puede ser derivado de la tabla 3.24.

Tabla 3.24 Número de soportes sometidos a la máxima intensidad de carga durante cualquier evento climático

Carga	Superficie del terreno	Montañas
Ráfaga de viento máximo	1(1 a 5)	1(1 a 2)
Hielo máximo	20(10 a 50)	2(1 a 10)
Hielo y viento máximo	1(1 a 5)	1(1 a 5)
Nota: Los valores entre paréntesis indican el rango típico de los soportes sobre la base de un vano de 400 m.		

El número de otros componentes pueden ser directamente derivados desde el número de soportes seleccionados.

Los valores de Φ_N son dados en la Tabla 3.24 y son basados sobre una función de distribución normal. En la misma tabla los valores dentro de paréntesis son establecidos sobre una función de distribución log-normal.

Valores derivados de otras funciones de distribución pueden ser usadas si se ajustan más representativamente a los componentes a ser diseñados.

En la tabla 3.25 los valores fuera del área sombreada son conservativamente tomados desde la curva de distribución normal. La curva de distribución de refuerzo debería ser conocida.

Tabla 3.25 Factor de refuerzo ϕ_N relacionado con el número N de componentes o elementos sujetas a la intensidad de cargas críticas.

N	Coeficiente de variación de fuerza ν_r						
	0,05	0,075	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30
1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
2	0,98	0,98	0,97	0,94	0,91	0,87	0,84
5	0,96	0,94	0,92	0,85	0,80	0,72(0,83)	0,64(0,80)
10	0,94	0,92	0,89	0,81	0,72(0,82)	0,62(0,77)	0,51(0,73)
20	0,93	0,90	0,85	0,77(0,83)	0,66(0,77)	0,53(0,73)	0,38(0,68)
40	0,92	0,87	0,83	0,72(0,80)	0,59(0,74)	0,44(0,69)	0,26(0,64)
80	0,91	0,86	0,79(0,84)	0,68(0,77)	0,53(0,71)	0,36(0,65)	0,16(0,60)
160	0,90	0,85	0,79(0,83)	0,67(0,76)	0,52(0,69)	0,34(0,62)	0,13(0,57)

3.14.10.4 Cálculo de coeficiente Φ_N para conductores

La zona considerada por donde atraviesa la línea de transmisión Totoras Quevedo es un área abierta por lo que se considera que el número de componentes expuestos a una misma carga crítica de viento es cinco.

La característica de la función de refuerzo para el conductor expresado en su coeficiente de variación es 0,03 que puede ser considerado de 0,05 para cálculo relacionados con la tabla 3.26.

El factor Φ_N para conductores es 0,96

Tabla 3.26 Resumen factores de fortalecimiento.

	Φ_N
Conductor	0,9762
Aislantes	0,9594
Soportes	0,9128
Fundaciones	1
Herrajes	0,9594

El cálculo de los factores de fortalecimiento se encuentra detallado en el Anexo 3.9.

3.14.10.5 Factor de reforzamiento Φ_s relacionado con la coordinación de resistencias mecánicas

Es frecuente considerar el costo-beneficio al diseñar algunos componentes a ser más fiables que otros, en orden de minimizar las consecuencias (tiempo de reparación, falla secundaria, etc.) de una posible falla debido a un evento climático.

En orden de lograr tal coordinación de fortalecimiento, un factor reducción Φ_{S2} es aplicado al reforzamiento del componente R_2 escogido para ser más fiable, mientras un factor $\Phi_{S1} = 1$ es aplicado al primer componente a fallar. El factor Φ_{S2} depende sobre el coeficiente de variación de ambos componentes y está dado en la Tabla 3.27. Éste es basado sobre una confianza del 90% que el segundo

componente R_2 no fallará antes que el primero R_1 . Así, el 90% es el nivel de confianza sobre el objetivo de secuencia de falla.

Tabla 3.27. Valores ϕ_{S2}

		COV. de R_1			
		0,05	0,075	0,10	0,20
COV R_2	0,05 - 0,10	0,92	0,87	0,82	0,63
	0,10 - 0,40	0,94	0,89	0,86	0,66

Tabla 3.28 Factor de calidad para Torres de acero enrejado.

Control de calidad	ϕ_Q
Muy buen control de calidad	1,00
Un buen control de calidad	0,95
Regular control de calidad	0,90

Tabla 3.29 Resumen Selección de factores de carga apropiada.

	Φ_N	Φ_S	Φ_Q	Φ_C
Conductor	0,9762	0,98	1	1
Aislantes	0,9594	0,96	1	1
Soportes	0,9128	0,92	1	1
Fundaciones	0,7205	1,00	1	1
Herrajes	0,9594	0,96	1	1

3.14.11 CÁLCULO DE LA RESISTENCIA MECÁNICA CARACTERÍSTICA REQUERIDA PARA CADA COMPONENTE DE LA ESTRUCTURA

3.14.11.1 Diseño de la resistencia mecánica característica para soportes

Los apoyos serán diseñados para una resistencia característica R_c igual a

$$R_c \geq \frac{\text{Carga de diseño de soporte}}{\phi_N \phi_S \phi_Q \phi_C} \quad (\text{Ec.3.59})$$

Donde:

ϕ_N : Factor de refuerzo mecánico, Tabla 3.26

ϕ_S : Factor de coordinación de resistencias mecánicas Tabla 3.26.

ϕ_Q : Factor de calidad para Torres de acero enrejado, Tabla. 3.25.

ϕ_C : Puede tomarse igual a 1,0, especialmente cuando la resistencia característica corresponde a un límite del 10% de exclusión.

3.14.11.2 Diseño de resistencia mecánica característica para fundaciones

Los esfuerzos máximos sobre las fundaciones se obtienen del diseño de estructuras sometidas a las cargas límites, si se necesitan pruebas de la fundación éstas se realizarán de conformidad con la última versión de la norma IEC 61773

$$R_C \geq \frac{\text{Diseño de Fundaciones}}{\phi_N \phi_S \phi_Q \phi_C} \quad (\text{Ec.3.60})$$

Donde:

ϕ_N : Depende del número de fundaciones sujetas a la intensidad de carga máxima.

Por ejemplo, si $N = 2$, y $COV = 0,20$, $\phi_N = 0,91$ se puede obtener de la Tabla 3.26.

ϕ_S : Factor de coordinación de fuerzas numeral 3.15.9

ϕ_Q : Si la resistencia característica R_C se deriva de las pruebas típicas de la construcción de la línea real $\phi_Q = 1$. Sin embargo, si las pruebas de la fundación se llevaron a cabo en un ambiente controlado típico de construcción de la línea, entonces se sugiere considerar $\phi_Q = 0,90$

ϕ_C : Puede tomarse igual a 1,0, especialmente cuando la resistencia característica corresponde a un límite del 10% de exclusión.

3.14.11.3 Diseño de la resistencia mecánica característica del conductor de fase y cable de guarda

Conductores de fase y cables de tierra deben ser diseñados para la carga resultante más crítica por unidad de longitud.

En este caso, $\phi_N = \phi_S = \phi_Q = 1$ y la tensión máxima de los conductores no será superior a R_C .

Cuando sea necesario, las pruebas del conductor deberán cumplir con la última versión de la norma IEC 61089.

3.14.11.4 Diseño de la resistencia mecánica característica de la cadena de aisladores

El cálculo de las cadenas de aisladores se basa en su relación con los conductores a los que están adjuntos.

ϕ_N : Factor de reforzamiento Tabla 3.26

ϕ_S : Factor de coordinación de resistencia mecánica ver numeral 3.15.9

$\phi_Q = \phi_C = 1$ (a menos que el material sea de baja calidad).

3.14.12 DISEÑO DETALLADO DE COMPONENTES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PARA LOS REQUERIMIENTOS ANTERIORMENTE CITADOS

En esta parte de la metodología se hace un diseño detallado de los soportes (árbol de cargas) de la estructura de suspensión "SL2", utilizando los nuevos factores encontrados con la ayuda de la norma IEC 60826. Véase Anexo 3.10

Figura 3.21 Árbol de cargas estructura "SL2" región Sierra Línea Totoras-Quevedo 230 kV

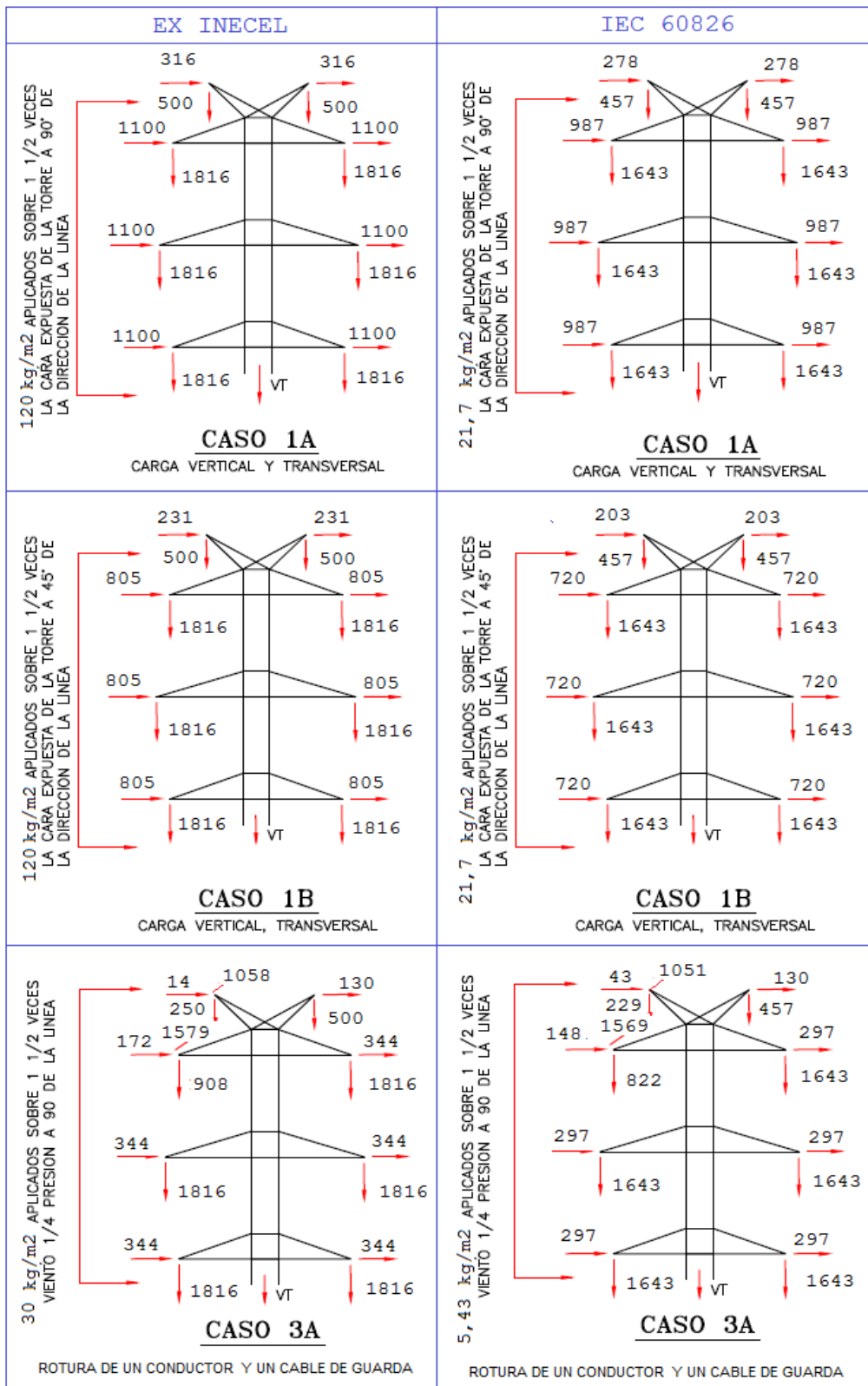
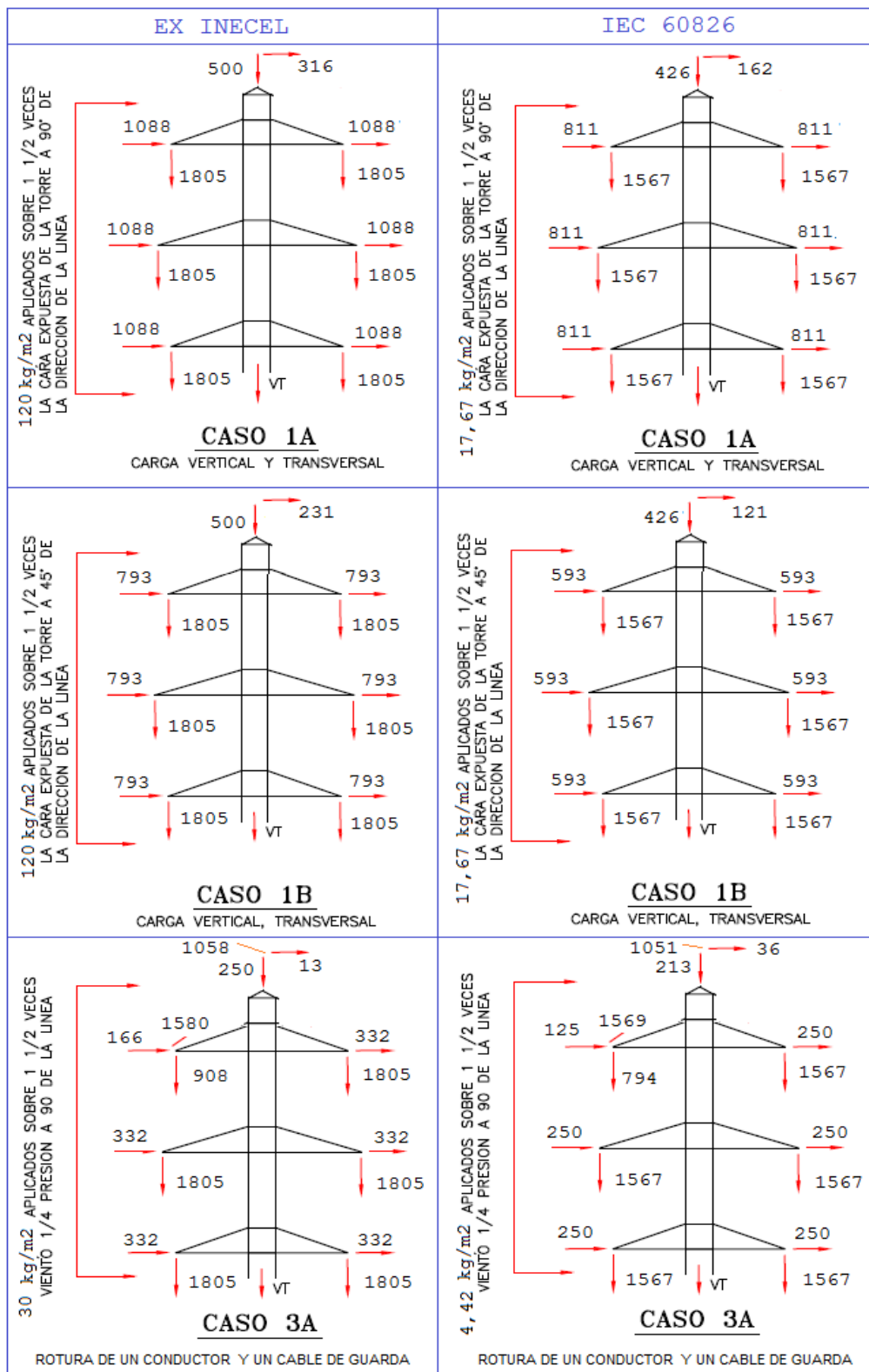
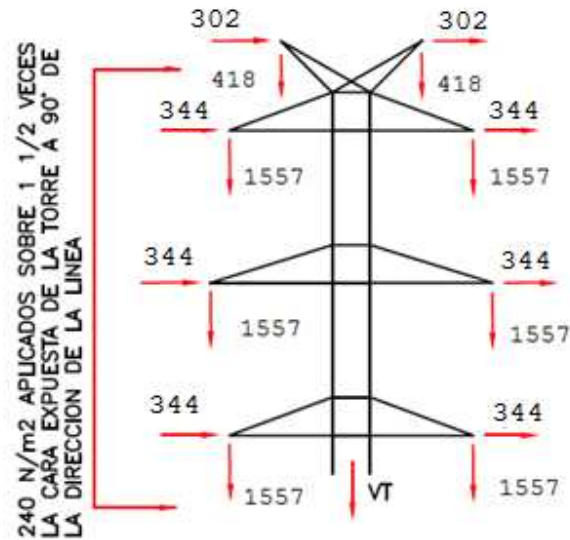


Figura 3.22: Árbol de cargas estructura "SL1" región Costa Línea Totoras-Quevedo 230 kV



Nota: Todos los esfuerzos de las anteriores figuras se expresan en kg.

Figura 3.23 Árbol de carga calculado según norma IEC 60826 zona 1 (La Concordia-Quininde 230kV).



CASO 1A
CARGA VERTICAL Y TRANSVERSAL

Todas los esfuerzos del árbol de cargas están expresadas en daN.

3.15 CÁLCULO DEL PESO DE LAS ESTRUCTURAS

Para la determinación del peso de las estructuras se aplica el método dado por Ryle "Steel Tower Economics" (IEE Transactions), que se basa en la altura y el momento de volteo de la estructura. Y se define con la siguiente ecuación:

$$W_E = k.h.\sqrt{M}. \text{ (Ec.3.59)}$$

W_E : Peso de la estructura (T_n)

k : Factor de corrección para estructuras de transporte de energía eléctrica (0,0015).

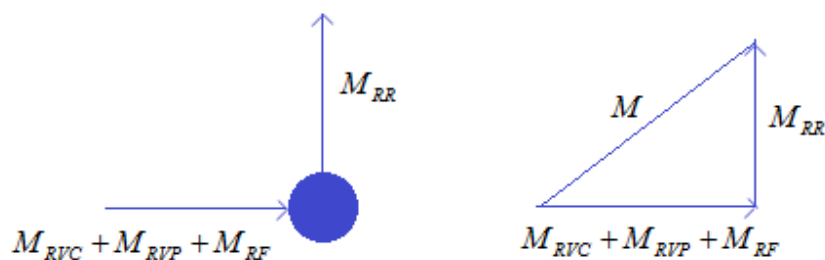
h : Altura de la estructura (*pies*).

M : Momento total de volteo de la estructura (*lb/1000*).

3.15.1 Momento total de volteo

Es la suma resultante de la suma vectorial, de los momentos producidos por las fuerzas transversales más los momentos producidos por las fuerzas longitudinales. Figura 3.24

Figura 3.24. Diagrama vectorial momento total de volteo.



$$M = \sqrt{(M_{RVC} + M_{RVP} + M_{RF})^2 + M_{RR}^2} \text{ (Ec.3.60)}$$

Donde:

M : Momento total de volteo (*kg.m*).

M_{RVC} : Momento resultante debido a la acción del viento en los conductores y cables de guarda (*kg.m*).

M_{RVP} : Momento resultante debido a la acción del viento sobre la estructura ($kg.m$).

M_{RF} : Momento resultante debido a la deflexión de la línea ($kg.m$).

M_{RR} : Momento resultante por rotura de conductor o cable de guarda ($kg.m$).

3.15.2 Momento debido al viento en los conductores y cables de guarda.

El momento resultante que actúa sobre la estructura debido a la acción del viento en los conductores y cable de guarda, es la sumatoria de los momentos que cada conductor y cable de guarda ejerce sobre la estructura.

El momento actuante por cada conductor y cable de guarda sobre la estructura debido al viento, es igual al producto de la fuerza transversal ocasionado por este sobre los conductores y cable de guarda por su altura respectiva, medido desde el nivel del terreno y con un factor de seguridad.

$$M_{VC} = F_{TC} * H_C * F_S \text{ (Ec.3.62)}$$

$$M_{RVC} = \sum M_{VC} \text{ (EC.3.63)}$$

Donde:

M_{RVC} : Momento resultante debido a la acción del viento en el los conductores y cables de guarda ($kg.m$).

M_{VC} : Momento por conductor o hilo de guarda que actúa sobre la estructura, debido a la acción del viento ($kg.m$).

F_{TC} : Fuerza transversal debida al viento sobre los conductores o cable de guarda (kg).

H_C : Altura del conductor o cable de guarda (m).

F_S : Factor de seguridad 2,2

3.15.3 Momento debido al viento sobre la estructura.

El momento resultante, que actúa sobre la estructura debido a la acción del viento, es el producto de la fuerza transversal producida por el viento aplicado en el centroide de la estructura, al considerar éste como una superficie trapezoidal, y por un factor de seguridad.

$$M_{RVP} = F_{TE} * \left(\frac{H_U (2\phi_{PP} + \phi_{TN})}{3(\phi_{PP} + \phi_{TN})} \right) * F_S \quad (\text{Ec.3.64})$$

Donde:

M_{RVP} : Momento resultante debido a la acción del viento sobre la estructura ($kg.m$).

F_{TE} : Fuerza transversal debida al viento sobre la estructura (kg).

H_U : Altura útil del estructura (m).

ϕ_{PP} : Distancia entre crucetas del conductor de fase superior (m).

ϕ_{TN} : Distancia entre patas de la estructura a nivel del terreno (m).

F_S : Factor de seguridad 2,2

3.15.4 Momento debido a la deflexión de la línea

Momento resultante que actúa sobre la estructura originado por el cambio de dirección de la línea, es la sumatoria de los momentos que cada conductor y cable de guarda ejercen sobre la estructura debido a la deflexión de la línea.

El momento actuante por cada conductor y cable de guarda sobre la estructura, es el producto de la fuerza transversal debido a la deflexión de la línea por la altura del conductor o cable de guarda, medido desde el nivel del terreno por un factor de seguridad.

$$M_{RF} = \sum M_{CF} \quad (\text{Ec.3.65})$$

$$M_{CF} = F_{TF} * H_C * F_S \quad (\text{Ec.3.66})$$

Donde:

M_{RF} : Momento resultante debido a la deflexión ($kg.m$).

M_{CF} : Momento por cada conductor y cable de guarda debido a la deflexión de la línea ($kg.m$).

F_{TF} : Fuerza transversal debido a la deflexión de la línea ($kg.$).

H_C : Altura del conductor o cable de guarda (m).

F_S : Factor de seguridad 1,3.

3.15.5 Momento por rotura

Para el cálculo del momento resultante en la estructura, debido a una posible rotura de conductor o cable de guarda, sólo se tomarán, para este caso, la suma de los momentos producidos por el conductor superior y el cable de guarda, que se calcula por la siguiente ecuación.

$$M_{RR} = \sum M_{RC} \quad (\text{Ec.3.67})$$

$$M_{RC} = T_D * H_C * F_S \quad (\text{Ec.3.68})$$

M_{RR} : Momento resultante por rotura de conductor o cable de guarda (kg.m) .

M_{RC} : Momento por cada conductor y cable de guarda debido a rotura (kg.m) .

T_D : Tensión de diseño (kg.) .

H_C : Altura del conductor o cable de guarda desde el nivel del terreno (m) .

F_S : Factor de seguridad 1.0 para estructuras de remate y 0 para estructuras de suspensión.

A continuación se muestra un resumen de los momentos tanto para la zona de la Sierra como la zona de la Costa.

Tabla 3.30 Resumen de momentos utilizando la metodología de la norma IEC 60826.

ZONA SIERRA					
ESTRUCTURA	MOMENTO CARGA TRANSVERSAL (kg.m)	MOMENTO DEBIDO AL VIENTO SOBRE LA ESTRUCTURA (kg.m)	MOMENTO DEBIDO A LA DEFLEXIÓN DE LA LÍNEA (kg.m)	MOMENTO POR ROTURA (kg.m)	MOMENTO TOTAL DE VOLTEO (kg.m)
SL2	201018,967	241519,2674	0	0	442538,2344
SP2	266848,5093	242111,2264	0	0	508959,7357
AR2					
ANCLAJE	236645,1983	233562,05	1333400,562	190872,3206	1813679,513
REMAJE	143834,3467	233562,05	290398,0881	190872,3206	694537,0521
AL2	249854,3464	253998,7294	514007,5695	209037,7034	1039103,967
AP2	583673,3446	303046,7599	264181,5623	252634,6221	1178303,398
ZONA COSTA					
SL2	154283,7611	241519,2674	0	0	395803,0285
SP2	217276,2871	242111,2264	0	0	459387,5136
AR2					
ANCLAJE	180545,6539	233562,05	1096599,609	187541,4841	1522303,647

REMATE	109777,0455	233562,05	237544,8199	187541,4841	610408,0041
AL2	188075,227	253998,7294	423346,449	205415,4187	889464,9921
AP2	447937,5761	303046,7599	221059,2371	248312,8617	1003258,683

Tabla 3.31 Resumen de momentos utilizando la metodología de la norma EX INECEL.

ZONA SIERRA					
ESTRUCTURA	MOMENTO CARGA TRANSVERSAL (kg.m)	MOMENTO DEBIDO AL VIENTO SOBRE LA ESTRUCTURA (kg.m)	MOMENTO DEBIDO A LA DEFLEXIÓN DE LA LÍNEA (kg.m)	MOMENTO POR ROTURA (kg.m)	MOMENTO TOTAL DE VOLTEO (kg.m)
SL2	144010,876	363864,944	0	0	507875,8202
SP2	194175,017	364756,77	0	0	558931,7876
AR2					
ANCLAJE	414921,936	774129,1	844477,22	47618,305	2034085,706
REMATE	233393,589	774129,1	201060,71	47618,305	1209521,123
AL2	411290,88	841865,396	356323,47	51388,985	1610299,934
AP2	133755,336	917342,983	210831,52	60438,617	1263376,325
ZONA COSTA					
SL2	136162,759	363864,944	0	0	136162,759
SP2	183584,255	364756,77	0	0	183584,255
AR2					
ANCLAJE	388783,824	774129,1	751717,914	47618,305	388783,824
REMATE	218690,901	774129,1	178800,504	47618,305	218690,901
AL2	386418,833	841865,396	316441,467	51388,985	386418,833
AP2	126069,84	917342,983	186550,59	60438,617	126069,84

Tabla 3.32 Peso de las estructuras

ZONA SIERRA						
ESTRUCTURA	EX INECEL			IEC 60826		
	Momento total de volteo (lb/1000)	Altura de (pies)	PESO (Tn)	Total Momentos (lb/1000)	Altura (pies)	PESO (Tn)
SL2	1117,327	133,86	6,71	973,5841	133,86	6,27
SP2	1229,65	134,19	7,06	1119,711	134,19	6,74
AR2						
ANCLAJE	4474,989	131,24	13,2	3990,095	131,24	12,44
REMATE	2660,946	131,24	10,2	1527,982	131,24	9
AL2	3542,66	142,72	12,7	2286,029	142,72	10,24
AP2	2779,428	170,28	13,5	2592,267	170,28	13
ZONA COSTA						
SL2	1100,061	133,86	6,7	870,7667	133,86	5,9
SP2	1206,35	134,19	7	1010,653	134,19	6,4
AR2						
ANCLAJE	4213,49	131,24	13	3349,068	131,24	11,4
REMATE	2579,693	131,24	10	1342,898	131,24	8,7
AL2	3400,277	142,72	12	1956,823	142,72	9,47
AP2	2709,184	170,28	13	2207,169	170,28	12

Tabla 3.33 Volúmenes de fundación

ESTRUCTURA	ZONA SIERRA		ZONA COSTA	
	EX INECEL	IEC 60826	EX INECEL	IEC 60826
	Volumen de hormigón (m ³)	Volumen de hormigón (m ³)	Volumen de hormigón (m ³)	Volumen de hormigón (m ³)
SL2	11,5	10,77	11,4	10,18
SP2	12,1	11,58	12	11
AR2				
ANCLAJE	30,9	26,81	29,9	24,57
REMATE	23,8	19,4	23,4	15,56
AL2	29,9	22,07	29,3	20,36
AP2	31,6	27,66	31,2	25,88

Tabla 3.34 Costo de Estructura y Fundación

ZONA SIERRA						
ESTRUCTURA	EX INECEL			IEC 60826		
	Costo por estructura (USD)	Costo de fundación (USD)	Costo Total (USD)	Costo por estructura (USD)	Costo de fundación (USD)	Costo Total (USD)
SL2	26847,7	3576,2	30423,94	25061,3	3338,2	28399,6
SP2	28233,9	3760,8	31994,79	26942,2	3588,8	30531,04
AR2						
ANCLAJE	52676,1	9568,1	62244,19	49740,4	8312,1	58052,46
REMATE	40619,6	7378,2	47997,76	35981,4	6012,8	41994,27
AL2	50969,6	9258,2	60227,78	40943,7	6842,1	47785,83
AP2	53864,5	9784	63648,47	52019,3	8692,9	60712,25
ZONA COSTA						
SL2	26639,5	3548,5	30187,96	23701,1021	3157,1	26858,2
SP2	27965,17	3725	31690,22	25596,567	3409,5	29006,1
AR2						
ANCLAJE	51113,84	9284,3	60398,19	45570,0449	7615,2	53185,2
REMATE	39994,61	7264,6	47259,26	34627,4227	5786,6	40414
AL2	49934,86	9070,2	59005,06	37777,7711	6313	44090,8
AP2	53179,48	9659,6	62839,04	48000,1553	8021,3	56021,4

Tabla 3.35 Diferencia económica entre la metodología IEC 60826 con respecto a la del EX INECEL

ESTRUCTURA	ZONA SIERRA	ZONA COSTA
	AHORRO POR ESTRUCTURA (USD)	AHORRO POR ESTRUCTURA (USD)
SL2	2024,35	3329,8
SP2	1463,75	2684,11
AR2		
ANCLAJE	4191,73	7212,96
REMATE	6003,49	6845,27
AL2	12442	14914,3
AP2	2936,22	6817,61

CAPÍTULO 4

4. INFLUENCIA DEL VIENTO EN LA AMPACIDAD DE LOS CONDUCTORES DE LA L/T TOTORAS-QUEVEDO 230 kV. (USO DE LA NORMA IEEE 738 CON PROGRAMA DIGITAL)

4.1 INTRODUCCIÓN

Debido al gran aumento de la demanda de energía eléctrica que tiene el país es necesario optimizar al máximo la cargabilidad de potencia que se transmite por las diversas líneas de transmisión, por lo que es importante el estudio del comportamiento de las líneas frente a fenómenos climáticos.

El viento actúa como un refrigerante natural sobre las líneas aéreas de transmisión mientras que la radiación solar aporta al calentamiento de los conductores por lo que es importante cuantificar su influencia en la transmisión de corriente para diseñar las líneas con una cargabilidad adecuada en las diferentes regiones del país.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LA NORMA IEEE 738

El propósito de esta norma es presentar un método de cálculo que relacione la temperatura y corriente del conductor considerando factores ambientales y meteorológicos.

La temperatura del conductor depende de los siguientes parámetros:

- Propiedades del material que constituye el conductor.
- Diámetro del conductor.
- Condiciones de la superficie.
- Condiciones ambientales meteorológicas.
- Corriente eléctrica.

Las propiedades del material y el diámetro son características del conductor tanto químicas como físicas. Las condiciones de la superficie del conductor puede variar con el tiempo, y aquella variación depende de las condiciones ambientales que obedecen a varios factores como: latitud, altura sobre el nivel del mar, hora, lugar, etc. La corriente eléctrica del conductor puede ser constante o puede variar con la carga de sistema de energía, el despacho de generación, sobrecargas o corto circuitos. Las ecuaciones que relacionan la corriente eléctrica con la temperatura del conductor consideran que cuando se conoce la temperatura máxima admisible se puede calcular la corriente que produce dicha temperatura.

La norma IEEE 738 asume una corriente eléctrica y condiciones atmosféricas ambientales constantes todo el tiempo.

4.3 CÁLCULO DE LA RELACIÓN DE CORRIENTE Y TEMPERATURA EN CONDUCTORES DESNUDOS

A continuación se presenta un método simplificado para calcular la relación corriente - temperatura para líneas aéreas de transmisión, considerando las peores condiciones atmosféricas y climáticas.

4.3.1 AMPACIDAD DEL CONDUCTOR

La ampacidad de un conductor es la capacidad que tiene para transmitir corriente eléctrica en función de la temperatura, sin exceder su temperatura máxima de operación.

Para el cálculo de la ampacidad la norma IEEE Std 738, emplea una metodología basada en la ecuación fundamental de balance de calor, que se define a continuación:

$$q_c + q_r = q_s + I^2 R \quad (\text{Ec.4.1})$$

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}} \quad (\text{Ec.4.2})$$

Donde:

$I =$ Corriente del conductor (A)

$R =$ Resistencia eléctrica (Ω/m)

$q_c =$ Transferencia de calor por convección (W/m)

$q_r =$ Radiación de Calor (W/m)

$q_s =$ Ganancia de calor del solar (W/m)

4.3.1.1 Pérdidas de calor por convección “ q_c ”

La transferencia de calor al conductor por convección depende del diámetro del conductor, coeficiente de emisividad, velocidad del viento, temperatura de la superficie del conductor, temperatura ambiente a la cual se encuentra sometido el conductor, viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire. La ecuación que define la pérdida por convección natural (considerando la velocidad del viento igual a cero):

$$q_c = 0,283\rho_f^{0,5}d^{0,75}(T_c - T_a)^{1,25} \quad (\text{Ec.4.3})$$

Donde:

$T_c =$ Temperatura máxima admisible del conductor, en $^{\circ}\text{C}$

$T_a =$ Temperatura máxima de ambiente, en $^{\circ}\text{C}$

$T_f = (T_c + T_a)/2 =$ Temperatura pelicular del aire, en $^{\circ}\text{C}$

$d =$ Diámetro del conductor, en (m)

$\rho_f =$ Densidad del aire (N/m^3) a la temperatura T_f ver Tabla 4.1

4.3.1.2 Pérdidas por convección forzada “ q_{c1} ”

Cuando se tiene una velocidad mayor que cero, las pérdidas de calor por convección forzada pueden ser calculadas por las siguientes ecuaciones:

$$q_{C1} = \left[1,01 + 0,371 \left(\frac{D\rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] * k_f * (T_c - T_a) \quad (\text{Ec.4.4})$$

$$q_{C2} = 0,1695 \left(\frac{D\rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,6} * k_f * (T_c - T_a) \quad (\text{Ec.4.5})$$

Donde:

V_w = Velocidad del viento (m/s).

μ_f = Viscosidad absoluta del aire (N / s.m) a la temperatura T_f

k_f = Conductividad térmica de aire, a la temperatura T_f en $W/(m^\circ C)$

ρ_f = Densidad del aire (N/m^3) a la temperatura T_f

La ecuación (4.4) se aplica donde se tiene velocidades bajas de viento, en tanto que la ecuación (4,5) se aplica para altas velocidades de viento. Se utiliza el valor más alto entre q_{C1} y q_{C2} .

Los coeficientes μ_f , ρ_f y k_f son tomados de la Tabla 4.1 que a su vez son calculados por interpolación con las ecuaciones siguientes:

Viscosidad absoluta del aire:

$$\mu_f = 0.0415 + (1.2034 * 10^{-4})T - (1.1442 * 10^{-7})T^2 + (1.9416 * 10^{-10})T^3 \quad (\text{Ec.4.6})$$

Donde:

$$T = (T_c + T_a) / 2 \quad (\text{Ec.4.7})$$

Conductividad térmica de aire

$$k_f = 0.007388 + (2.27889 * 10^{-5})T - (1.34328 * 10^{-9})T^2 \quad (\text{Ec.4.8})$$

Densidad del aire

$$\rho_f = \frac{0.080695 - (0.2901 * 10^{-5})H_c + (0.37 * 10^{-10})H_c^2}{1 + 0.00367 * T} \quad (\text{Ec.4.9})$$

Donde:

H_c : Altitud del sol

Tabla 4.1 Viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire

Temperatura °C	Viscosidad Absoluta (lb / pie.h) μ_r	Densidad del aire ρ_r (lb / pie ³)				Conductividad térmica del aire (W / pie.°C) k_f
		Nivel del mar	5000 pies	10000 pies	15000 pies	
10	0,0427	0,0778	0,0647	0,0534	0,0439	0,00762
15	0,0433	0,0765	0,0636	0,0525	0,0431	0,00773
20	0,0439	0,0752	0,0625	0,0516	0,0424	0,00784
25	0,0444	0,0739	0,0615	0,0507	0,0417	0,00796
30	0,045	0,0727	0,0605	0,0499	0,041	0,00807
35	0,0456	0,0715	0,0595	0,0491	0,0403	0,00818
40	0,0461	0,0704	0,0585	0,0483	0,0397	0,0083
45	0,0467	0,0693	0,0576	0,0475	0,0391	0,00841
50	0,0473	0,0682	0,0567	0,0468	0,0384	0,00852
55	0,0478	0,0671	0,0558	0,0461	0,0379	0,00864
60	0,0484	0,0661	0,055	0,0454	0,0373	0,00875
65	0,0489	0,0652	0,0542	0,0447	0,0367	0,00886
70	0,0494	0,0642	0,0534	0,0441	0,0362	0,00898
75	0,05	0,0633	0,0526	0,0434	0,0357	0,00909
80	0,0505	0,0624	0,0519	0,0428	0,0352	0,0092
85	0,051	0,0615	0,0512	0,0422	0,0347	0,00932
90	0,0515	0,0607	0,0505	0,0416	0,0342	0,00943
95	0,0521	0,0598	0,0498	0,0411	0,0337	0,00954
100	0,0526	0,0591	0,0491	0,0405	0,0333	0,00965

Fuente IEEE Std 738-1993

La temperatura ambiente y el viento tienen influencia directa en la capacidad térmica de las líneas áreas de transmisión. El viento es un refrigerante natural lo

que influye en las pérdidas de calor por convección q_c . Además el término enfriamiento por convección es multiplicado por un factor de dirección de viento (K_{ANGULO}), donde ϕ es el ángulo entre la dirección del viento y el eje conductor:

$$K_{angulo} = 1,194 - \cos(\phi) + 0,194\cos(2\phi) + 0,368\sin(2\phi) \quad (\text{Ec.4.10})$$

Para la mayoría de casos se considera que la dirección del viento y el eje del conductor están en un plano perpendicular.

4.3.1.3 Pérdidas de calor por radiación “ q_r ”

La radiación de calor hacia el conductor depende esencialmente del diámetro, el coeficiente de emisividad, la temperatura ambiente y la temperatura del conductor y está definida según la ecuación:

$$q_r = 0,138 * d * \varepsilon * \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (\text{Ec.4.11})$$

Donde:

q_r = Pérdidas de calor por radiación, (W/pies)

d = Diámetro del conductor, en pulgadas

T_c = Temperatura máxima admisible del conductor, en °C

T_a = Temperatura máxima del ambiente, en °C

ε = Coeficiente de emisividad

4.3.1.4 Ganancia de calor solar “ q_s ”

Es el aumento de temperatura del conductor debido al calor irradiado por el sol, este incremento depende de características del conductor como: el diámetro, el coeficiente de absorción, la altitud y el azimut del sol, el calor irradiado por la atmósfera y el azimut de la línea de transmisión. La ecuación para el cálculo de la ganancia se define:

$$q_s = \alpha Q_s (\sin(\phi)) A \quad (\text{Ec.4.12})$$

$$\phi = \cos^{-1}(\cos H_c * \cos(Z_c - Z_i)) \quad (\text{Ec.4.13})$$

Donde:

q_s = Absorción de calor solar (W/m)

α = Coeficiente de absorción

Q_s = Radiación total de calor de la atmósfera en (W/m)

A = Área proyectada del conductor

d = Diámetro del conductor, en (m)

H_c = Altitud del sol, en grados

Z_c = Azimut del sol, en grados

Z_i = Azimut de la línea, en grados

La altitud H_c y el azimut Z_c del sol están en función de la localización del proyecto y la hora del día.

El azimut y altitud del sol fue obtenida de la información del instituto "Astronomical Applications Depto. U.S. Naval Observatory Washington, DC 20392-5420", y con la ayuda de esta tabla se trata de obtener resultados que se aproximen a la realidad.

Tabla 4.2 Altitud H_C y Azimut, Z_C en grados para varias latitudes del sol y declinación de 23.0°C (Hemisferio norte y sur, 10 de Junio 2009)

Grados	Hora del sol local					
	10:00am		12:00pm		2:00pm	
	H_C	Z_C	H_C	Z_C	H_C	Z_C
5° Latitud N	52,3	58,0	71,5	12,6	59,4	308,6
4° Latitud N	51,8	56,9	70,5	12,0	58,7	309,9
3° Latitud N	51,2	55,9	69,5	11,4	58,1	311,1
2° Latitud N	50,6	54,9	68,5	10,9	57,4	312,3
1° Latitud N	50,1	53,9	67,6	10,5	56,7	313,4
Latitud 0°	49,5	53,0	66,6	10,0	56,0	314,5
1° Latitud S	48,9	52,0	65,6	9,7	55,3	315,5
2° Latitud S	48,2	51,2	64,6	9,3	54,6	316,5
3° Latitud S	47,6	50,3	63,6	9	53,9	317,5
4° Latitud S	47,0	49,5	62,6	8,7	53,1	318,4
5° Latitud S	46,3	48,7	61,6	8,4	52,4	319,2

Los datos del calor total recibido por una superficie están dados en la tabla 4.3 y se calculan a partir de las ecuaciones 4.14 y 4.15 para condiciones de contaminación ambiental dadas por:

Atmósfera clara

$$Q_s = -3.92 + 5.92H_c - (0.17)H_c^2 + (0.0032)H_c^3 - (3.35 * 10^{-5})H_c^4 + (1.80 * 10^{-7})H_c^5 - (3.78 * 10^{-10})H_c^6$$

(Ec.4.14)

Atmósfera industrial

$$Q_s = 4.94 + 1.32H_c + (0.061)H_c^2 - (0.002)H_c^3 + (5.07 * 10^{-5})H_c^4 - (4.03 * 10^{-7})H_c^5 + (1.22 * 10^{-9})H_c^6$$

(Ec.4.15)

Donde H_C : Altitud

Tabla 4.3 Calor total recibido por una superficie a nivel del mar, debido a los rayos del sol

Altitud solar Hc, en grados H_C	$Q_s, (W / pie^2)$	
	Atmósfera clara	Atmósfera industrial
5	21,63	12,74
10	40,4	21,82
15	54,13	30,92
20	64,17	39,31
25	71,59	46,59
30	77,16	52,65
35	81,43	57,57
40	84,81	61,52
45	87,53	64,71
50	89,75	67,35
55	91,56	69,62
56	91,87	70,04
57	92,18	70,45
59,5	106,61	71,53
60	93	71,63
70	94,9	75,04
80	95,79	77,46
90	96,39	78,88

Fuente IEEE std 738-1993

Tabla 4.4 Factores para altitudes de calor sobre el nivel del mar

Altitud sobre el nivel del mar	Factores para valores de la tabla 4,3
0	1,00
5000	1,15
10000	1,25
15000	1,30

Fuente IEEE std 738-1993

4.3.1.5 Resistencia eléctrica del conductor

La resistencia eléctrica es la oposición que presenta el conductor al paso de la corriente eléctrica, esta oposición genera una nueva energía manifestada en forma de calor conocida como efecto Joule (I^2R).

La resistencia del conductor depende del material construido, el diámetro, la frecuencia y temperatura ambiente a la cual se encuentra sometido.

El valor de resistencia eléctrica es calculado en función de la temperatura del conductor. La siguiente ecuación se aplica para calcular la resistencia del conductor

$$R(T_C) = \left[\frac{R(T_{High}) - R(T_{low})}{T_{High} - T_{low}} \right] \cdot (T_C - T_{low}) + R(T_{low}) \quad (\text{Ec.4.16})$$

$R(T_C)$ = Resistencia del conductor a temperatura intermedia (Ω/ft)

$R(T_{low})$ = Resistencia del conductor a bajas temperaturas T_{low}

$R(T_{High})$ = Resistencia del conductor a altas temperaturas T_{High}

4.3.1.6 Capacidad calorífica del conductor

La capacidad calorífica de un conductor se define como el producto del calor específico y la masa por unidad de longitud. Si el conductor está formado por más de un material (por ejemplo el ACAR), la capacidad térmica del conductor se puede tomar como la suma de las capacidades de los componentes de calor, y está definida por la siguiente ecuación:

$$mCp = \sum m_i * C_{Pi} \quad (\text{Ec.4.17})$$

4.3.2 TEMPERATURA DEL CONDUCTOR EN ESTADO ESTABLE

Para este caso se asume que el conductor se encuentra en equilibrio térmico. Es decir, que para un instante de referencia ($t=0$) la temperatura del conductor, la velocidad del viento y la temperatura ambiente y demás variables atmosféricas

climáticas se mantienen constantes. Por lo que la ecuación de balance se resuelve en términos de la temperatura del conductor, corriente y variables meteorológicas por un proceso de iteración, Para obtener la corriente del conductor, se parte de de las siguientes consideraciones:

- a) Se asume una temperatura del conductor.
- b) Las correspondientes pérdidas son calculadas.
- c) La corriente del conductor da lugar a calcular la temperatura.
- d) La corriente calculada se compara con la corriente del conductor dada.
- e) La temperatura del conductor, aumenta o disminuye hasta que la corriente calculada es igual a la corriente dada.

4.3.3 LÍMITE TÉRMICO

La temperatura máxima admisible de un conductor determina su límite térmico, este es definido por las características mecánicas y eléctricas de los conductores Características para determinar el límite térmico

1. El calentamiento por efecto Joule no destruya el material aislante del conductor.
2. En caso de cortocircuito, no se destruya el conductor.
3. La caída de tensión (ΔV) esté dentro de los límites admisibles.

Los fabricantes de conductores en dependencia de la naturaleza y calidad de los materiales que utilizan para desarrollar sus productos, determinan un máximo valor de corriente que deberá fluir a través de su conductor, esto debido a que la circulación de corriente excesiva provoca mayores pérdidas en el conductor, estas pérdidas de energía se reflejan en calor que provoca un incremento en el gradiente de temperatura en la superficie del conductor y a su vez incrementa la resistencia, lo que puede generar altas temperaturas en los conductores y provocar deformaciones en los materiales o pérdidas de las características de conductividad de los conductores.

Para nuestro caso se escogió una temperatura máxima admisible del conductor de 75°C, este valor de temperatura en el conductor puede ser alzando cuando la línea de transmisión se encuentre en emergencia.

Tabla4.5 Propiedades térmicas del aluminio

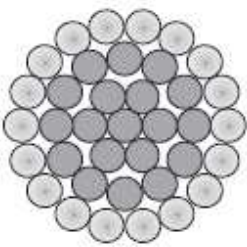
Conductividad térmica "k" (W/m ² K) a la temperatura					
Elemento	200K	273K	400K	600K	800K
Aluminio	237	236	240	232	220

Cuando el aluminio llega a una temperatura de 400K (127°C) presenta una conductividad térmica máxima, si se pasa este valor comienza a perder sus propiedades térmicas, por lo que se considera este valor antes de determinar el límite térmico

4.3.4 CONDUCTORES

Los conductores comúnmente usados para la construcción de líneas de transmisión en el país son: ACAR 1200, ACAR 750, ASCR 1113, se establecerá la mejor opción de estas alternativas para el diseño de la línea Totoras Quevedo.

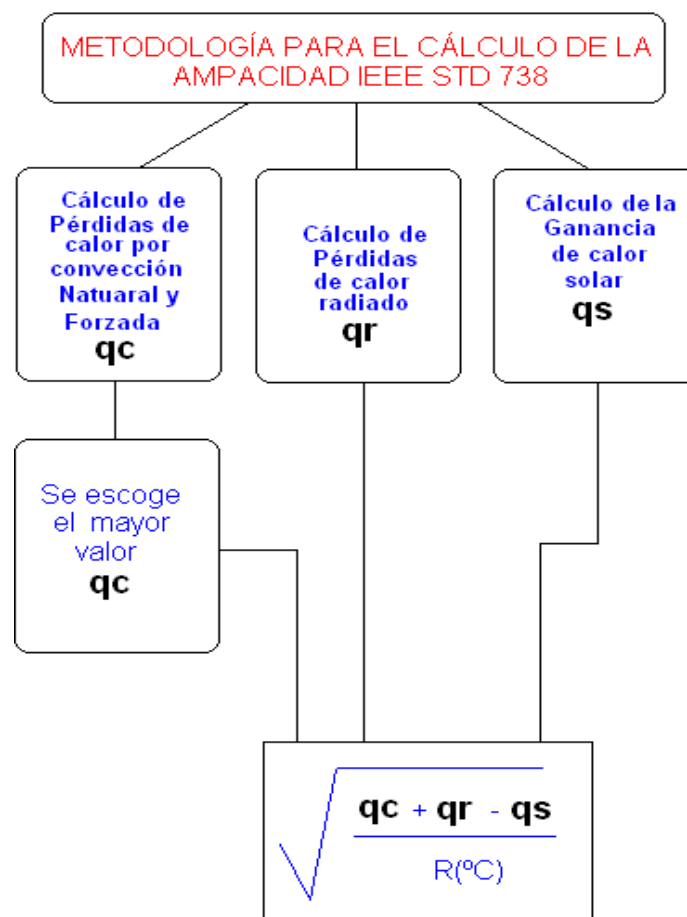
Tabla 4.6 Características de los conductores

ACAR							
Cableado Aluminio/Aleación	Calibre (Kcmil)	Diámetro (mm)	RMG	Peso (kg/km)	Carga de rotura(kg)	Resistencia (Ω/km)	
						DC a 20°C	AC a 75°C
Cableado 18/19 	750	25,31	11,52	1046	8633	0,0816	0,0985
	1000	20,23	13,30	1394	11428	0,0612	0,0738
	1050	29,95	13,63	1464	11999	0,0583	0,0703
	1100	30,66	13,95	1533	12571	0,0556	0,0671
	1200	32,02	14,57	1673	13714	0,0510	0,0615
ACSR							
BLUEJAY	1113	31,97	15,72	1868	13517	0,0507	0,0637

4.4 APLICACIÓN DEL MÉTODO PARA EL CASO DE LA L/T TOTORAS-QUEVEDO

La norma estipula que para encontrar la capacidad térmica (ampacidad) se considera las peores condiciones climáticas que afectan de manera directa en la temperatura del conductor, es decir a temperatura ambiente máxima y a velocidad de viento mínimo del lugar donde se instalará el conductor.

Figura 4.1 Metodología para el cálculo de la ampacidad



4.4.1 CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA TOTORAS – QUEVEDO

Tabla 4.7 LÍNEA TOTORAS - QUEVEDO

Voltaje nominal	230 kV
Circuitos	2
Longitud	117 km
Cables de guarda	Zona A: 2 y Zona B:1

4.4.2 CONDICIONES METEOROLÓGICAS

La línea de transmisión Totoras-Quevedo atraviesa las regiones costa y sierra quedando expuesta a diversas condiciones climáticas, en la región Sierra se tiene un registro de altas velocidades de viento y bajas temperaturas, mientras que en la región costa se tiene velocidades de viento medias, y altas temperaturas, para el presente estudio se considera las peores condiciones según los registros de la siguiente tabla.

Tabla 4.8 Condiciones meteorológicas de la línea Totoras-Quevedo

Región	Velocidad de Viento (m/s)		Temperatura °C		Dirección predominante
Sierra	Máximo	20	Máxima	23	SO
	Medio	16,4	Media	15	
	Mínimo	6	Mínima	5	
Costa	Máximo	14,8	Máxima	32	E
	Medio	7,4	Media	25	
	Mínimo	1	Mínima	20	

Los datos de las condiciones climáticas de la zona que atraviesa la línea se obtuvieron del mapa de vientos realizado en el capítulo 2 y los datos de temperatura de los registros del INAMHI.

Para encontrar la ampacidad en estado estable de los conductores propuestos se considera las siguientes condiciones iniciales, un ejemplo se pone a consideración en el Anexo 4.1

Tabla 4.9 Condiciones iniciales

Velocidad del viento	Coefficiente de emisividad	Coefficiente de absorción	Temperatura máxima de ambiente	Temperatura máxima admisible del conductor	Altitud de la línea:	Latitud	Atmósfera	Altitud y azimut del sol
1(m/s)	0,5	0,5	32 °C	75 °C	1000 [m]	1° S	Clara	12 pm

La ampacidad de los conductores propuestos varía significativamente con el aumento del límite térmico bajo las mismas condiciones climáticas y con un ángulo entre el eje del conductor y la dirección del viento de 90°.

Tabla 4.10 Ampacidad conductor ACAR (A diferentes temperaturas máximas admisibles con temperatura ambiente de 40 °C)

Temperatura del conductor [°C]	75°	80°	90°	100°
Conductor	Ampacidad [A]			
ACAR 750	749,596	809,299	913,741	1003,7
BLUEJAY	990,08	1070,14	1209,34	1328,47
ACAR 1200	1008,01	1092,64	1241,53	1370,85
ACAR 1100	954,91	1033,95	1172,69	1292,79
ACAR 1050	927,62	1003,32	1135,72	1249,83
ACAR 1000	900,01	973,27	1101,46	1211,99
ACAR 950	871,67	944,11	1071,83	1183,03
ACAR 900	842,94	912,04	1033,52	1138,84

Tabla 4.11 Ampacidad conductor ACAR (Temperatura ambiente a 32°C y Temperatura máxima admisible de 75°C)

AMPACIDAD CONDUCTOR ACAR	
ACAR 750	847.53
ACAR 900	953.96
ACAR 950	986.76
ACAR 1000	1019.12
ACAR 1050	1050.66
ACAR 1100	1081.84
ACAR 1200	1142.55

4.4.3 EFECTO DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO EN LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR

A continuación se hará un análisis de la velocidad y dirección del viento sobre el conductor.

La metodología que se utilizó para calcular de la ampacidad del conductor se resume en la Figura 4.1

La velocidad (V_w) y dirección (K_{ANGULO}) del viento afectan directamente a la ampacidad del conductor. En la figura 4.3 Se puede observar como varia este valor conforme la dirección del viento se sitúa en forma perpendicular con el eje del conductor. Donde ϕ : es el ángulo entre la dirección del viento y el eje conductor:

La siguiente tabla se obtuvo con la (Ec: 4.10)

Tabla 4.12 Ángulo de incidencia del viento y factor pérdidas por convección

ϕ	90	75	60	45	30	0
K_{ANGULO}	1	0,951	0,916	0,855	0,744	0,388

El factor K_{ANGULO} Se multiplica por el mayor valor de Convección q_c , para luego calcular la ampacidad

Tabla 4.13 Ángulo de incidencia del viento y corriente. (Temperatura máxima admisible del conductor a 75 °C, Temperatura ambiente 40°C)

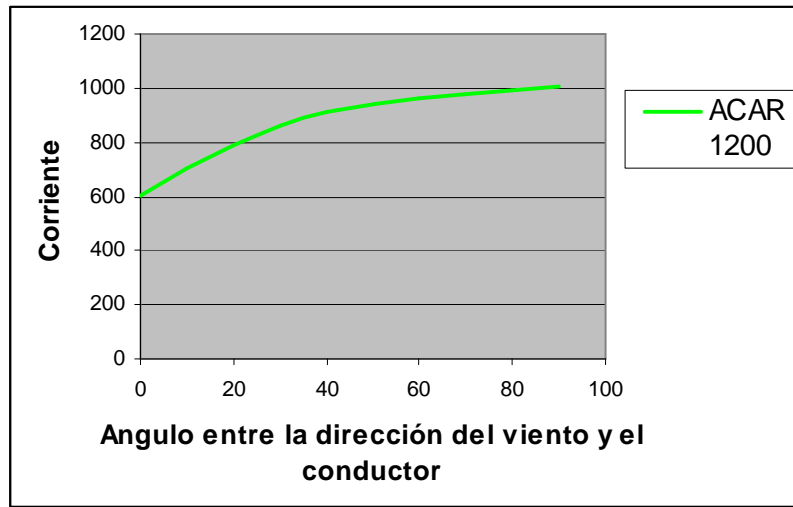
Conductor ACAR 1200	
Ángulo	Corriente [A]
0	600,881
10	706,76
20	793,855
30	861,243
40	909,82
50	942,116
60	962,217
70	975,592
80	988,67
90	1008,01

Tabla 4.14 Ampacidad vs velocidad de viento y dirección (Conductor ACAR 1200 kcmil 18/19 con temperatura máxima admisible del conductor a 75 °C, Temperatura ambiente 32°C.)

Velocidad de viento (m/s)	CORRIENTE EN AMPERIOS					
	Ángulo de incidencia de viento con respecto al conductor					
	90°	75°	60 °	45°	30°	0°
1	1134,5938	1106,431527	1085,51	1048,69	977,746	704,461
2	1397,0401	1362,411992	1336,69	1291,41	1204,2	868,366
3	1578,2005	1539,105003	1510,07	1458,95	1360,49	981,422
4	1720,744	1678,13174	1646,48	1590,77	1483,46	1070,35
5	1840,0831	1794,525816	1760,69	1701,13	1586,4	1144,78
6	1943,6884	1895,57388	1859,84	1796,93	1675,77	1209,39
7	2035,8103	1985,421599	1948	1882,12	1755,23	1266,83
8	2119,1224	2066,676792	2027,72	1959,16	1827,09	1318,78
9	2195,4275	2141,097803	2100,74	2029,71	1892,9	1366,35
10	2266,0047	2209,932284	2168,29	2094,98	1953,78	1410,35
11	2331,7981	2274,100893	2231,25	2155,81	2010,52	1451,36
12	2393,5261	2334,304435	2290,32	2212,89	2063,77	1489,84
13	2451,7496	2391,090006	2346,04	2266,73	2113,98	1526,14
14	2506,9158	2444,893746	2398,83	2317,74	2161,56	1560,52
15	2559,3876	2496,069537	2449,04	2366,26	2206,82	1593,23
16	2609,4639	2544,908884	2496,96	2412,56	2250,01	1624,44
17	2657,3939	2591,655064	2542,83	2456,88	2291,35	1654,31
18	2703,3884	2636,513433	2586,84	2499,41	2331,02	1682,98
19	2747,6269	2679,659084	2629,18	2540,32	2369,17	1710,55
20	2790,2636	2721,242648	2669,98	2579,74	2405,94	1737,12

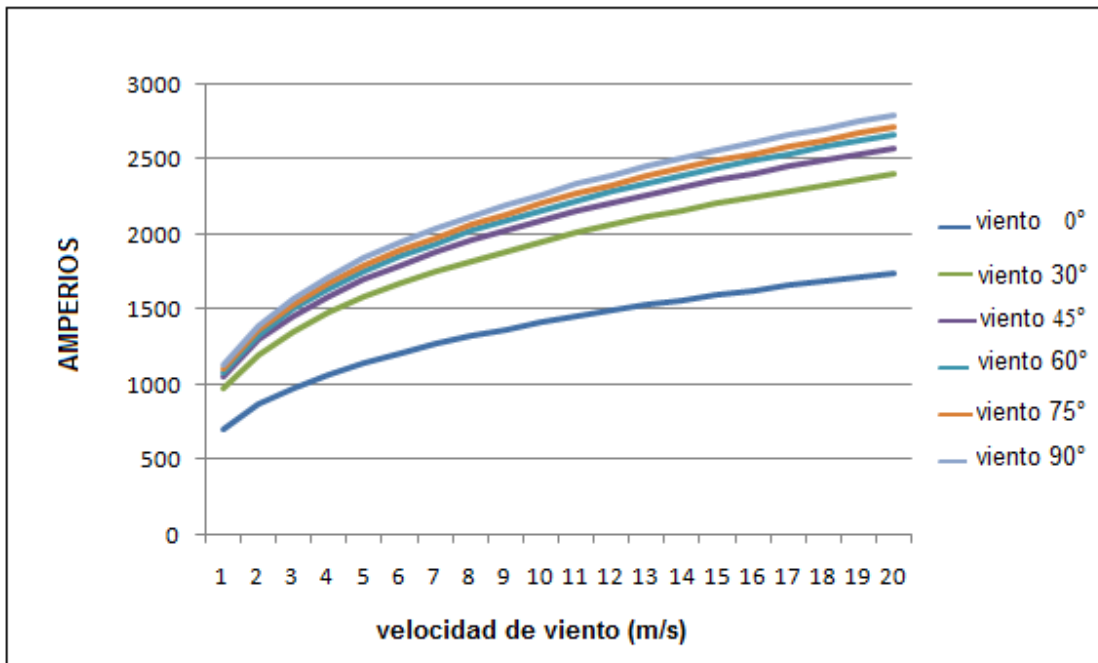
Los detalles de la obtención de la tabla 4.14 se detallan en el Anexo 4.1

Figura 4.2 Ángulo de incidencia del viento vs ampacidad



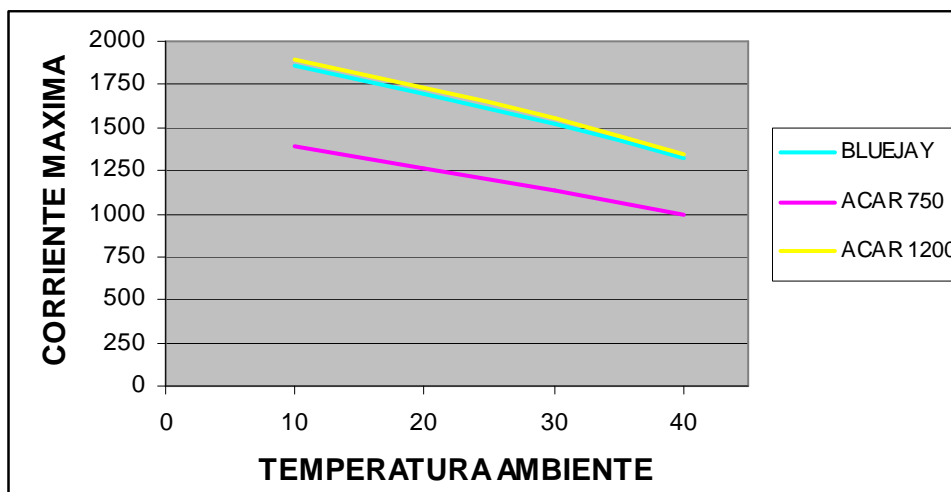
Datos Tabla 4.10

Figura 4.3 Ampacidad vs velocidad de viento y dirección (conductor ACAR 1200 kcmil 18/19)



Datos de la Tabla 4.11

Figura 4.4 Temperatura del ambiente vs Ampacidad para una velocidad de viento de 1 m/s para conductores ACAR 1200, BLUEJAY, ACAR 750



En la figura 4.1 se puede observar que a medida que aumenta la velocidad de viento aumenta la capacidad térmica del conductor (Ampacidad). El mayor enfriamiento se consigue cuando el viento forma 90° con el eje del conductor.

Para analizar la influencia que tiene el viento y la temperatura ambiente en la ampacidad de los conductores propuestos se calcula la corriente máxima bajo las mismas condiciones iniciales mientras se varía la temperatura ambiente y la velocidad del viento.

Las condiciones iniciales para este estudio son: temperatura máxima admisible 75° , altitud a nivel del mar, atmósfera clara, ángulo de incidencia del viento 90° , latitud de la línea 1° Sur, a las 12 pm, los resultado se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 4.15 Cálculo de la ampacidad del conductor ACAR 750

ACAR 750	Velocidad del Viento [m/s]				
Temperatura ambiente [°C]	0	2,5	5	7,5	10
10	717,239	1386,93	1698,47	1913,88	2083,69
20	635,588	1268,87	1555,91	1754,2	1910,45
30	544,351	1138,45	1399,1	1578,88	1720,45
40	437,936	990,664	1222,43	1381,85	1507,23

Tabla 4.16 Cálculo de la ampacidad del conductor BLUEJAY

BLUEJAY	Velocidad del Viento [m/s]				
Temperatura ambiente [°C]	0	2,5	5	7,5	10
10	980,298	1859,04	2275,49	2563,52	2790,63
20	868,119	1700,17	2083,97	2349,17	2558,19
30	742,441	1524,45	1873,14	2113,68	2303,12
40	595,248	1325	1635,35	1848,81	2016,66

Tabla 4.17 Cálculo de la ampacidad del conductor ACAR 1200

BLUEJAY	Velocidad del Viento [m/s]				
Temperatura ambiente [°C]	0	2,5	5	7,5	10
10	998,285	1892,9	2316,93	2610,2	2841,44
20	884,043	1731,14	2121,92	2391,95	2604,77
30	756,053	1552,21	1907,25	2152,17	2345,05
40	606,146	1349,12	1665,12	1882,46	2053,37

4.4.4 PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE

El movimiento de los electrones a través de un conductor genera una energía manifestada en forma de calor conocida como efecto joule, es uno de los mayores

parámetros que se deben considerar durante el diseño y operación de líneas de transmisión.

Las pérdidas por efecto Joule $P = I^2 R$ (Ec.4.18)

Las pérdidas totales $P_{TOTALES} = 3 * I^2 R_{AC}$ (Ec.4.19)

I = Corriente de carga nominal, en amperios A

R_{AC} = Resistencia AC a la temperatura de operación del conductor, en $\left(\frac{\Omega}{m}\right)$ y

frecuencia nominal

4.4.5 CÁLCULO DEL CONDUCTOR ECONÓMICO

Para el cálculo del conductor económico se estudia la mejor opción entre tres conductores que son los más usados para la construcción de líneas eléctricas de 230 kV del SNT.

Se analiza el costo de los conductores y su relación con el ahorro que puede obtenerse por costo de pérdidas por lo que se estudia las diferentes pérdidas que se presentan en una línea de transmisión, estas son:

- Pérdidas por Potencia
- Pérdidas por energía
- Pérdidas por efecto corona

Se analiza los costos que se presentarán para los siguientes 8 años a partir del 2009 considerando las demandas máximas, medias y mínimas para periodos de estiaje y lluvioso del Sistema Nacional Interconectado así como proyectando la demanda que tendrá el sistema en esos años.

Se tomó los valores del costo de energía y potencia dados por el CONELEC para esos años

4.4.5.1 PÉRDIDAS POR ENERGÍA

Para determinar los costos por energía se calcula las pérdidas que tiene la línea en las demandas máximas, medias, y mínimas.

$$P_E = \frac{3 \times I^2 \times R}{1000} \quad [kW] \quad (\text{Ec.4.20})$$

Donde

P_E : Pérdidas de energía.

I : Corriente que pasa por la línea.

R : resistencia de la línea.

Cálculo de la resistencia por kilómetro de la línea de transmisión

$$R_k = \frac{R_{DC}}{\text{No de circuitos} \times \text{No de conductores por fase}} \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (\text{Ec.4.21})$$

Donde

R_k : Resistencia del conductor por kilómetro.

R_{DC} : Resistencia DC del conductor dado por el fabricante

4.4.5.2 Resistencia total de la línea

$$R = R_k \times L \quad [\Omega] \quad (\text{Ec.4.22})$$

Donde

L : es la longitud total de la línea.

4.4.5.3 Cálculo de la corriente que pasa por la línea.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times fp} \quad (\text{Ec.4.21})$$

P : Potencia de la barra en kW

V : Voltaje en la barra en KV

fp: factor de potencia de la barra

Se considera el número de horas en el día en que se produce demanda máxima, media y mínima así como el número de días al año en que existe estiaje y tiempo lluvioso según las siguientes tablas:

Tabla 4.18. Horas por día en que se presenta demandas máxima, media, mínima

DEMANDA	HORAS
Máxima	5
Media	10
Mínima	9

Tabla 4.19 Semanas y días al año de periodo lluvioso y de estiaje

PERIODO	SEMANAS	DÍAS
Estiaje	26	7
Lluvioso	26	7

Para el periodo de estiaje

$$kWh / año_{p.estiaje} = \frac{(P_{E.Dmax} \times h_{Dmax} + P_{E.Dmed} \times h_{Dmed} + P_{E.Dmin} \times h_{Dmin})}{1 \text{ día}} \times \frac{26 \text{ semanas}}{1 \text{ año}} \times \frac{7 \text{ días}}{1 \text{ semana}}$$

(Ec.4.22)

$$kWh / año_{p.lluvioso} = \frac{(P_{E.Dmax} \times h_{Dmax} + P_{E.Dmed} \times h_{Dmed} + P_{E.Dmin} \times h_{Dmin})}{1 \text{ día}} \times \frac{26 \text{ semanas}}{1 \text{ año}} \times \frac{7 \text{ días}}{1 \text{ semana}}$$

(Ec.4.21)

Donde:

$P_{E.Dmax}$ Pérdidas de energía en demanda máxima.

$P_{E.Dmed}$ Pérdidas de energía en demanda media.

$P_{E.Dmin}$ Pérdidas de energía en demanda mínima.

h_{Dmax} Número de horas de demanda máxima al día.

h_{Dmed} Número de horas de demanda media al día.

h_{Dmin} Número de horas de demanda mínima al día.

kWh/año totales

$$kWh/año_{Totales} = kWh/año_{PLluvioso} + kWh/año_{PEstiaje} \quad (Ec.4.22)$$

USD/año

$$USD/año = PRG \times kWh/año_{Totales} \quad (Ec.4.23)$$

Donde:

PRG: Precio Referencial de Generación

4.4.5.4 Determinación del VAN

Para determinar el VAN del costo de pérdidas por energía utilizamos la siguiente fórmula:

$$VAN_{P.Energía} = \sum_{i=1}^n \frac{(USD/año)_i}{(1 + \text{tasa de interés})_i} \quad (Ec.4.24)$$

Donde la tasa de interés propuesto es 7.5 %

4.4.5.5 PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA

Este fenómeno se produce cuando el aire que rodea al conductor de alta tensión se ioniza, esto es ocasionado cuando el gradiente eléctrico supera la rigidez

dieléctrica del aire y se manifiesta en forma de pequeñas chispas o descargas a escasos centímetros de los cables.

Las líneas de transmisión se deben diseñar para minimizar el efecto corona, ya que también producen pérdidas en su capacidad de transporte de energía. Su aparición e intensidad influyen las siguientes consideraciones:

- Tensión de la línea: cuanto mayor sea la tensión de funcionamiento de la línea, mayor será el gradiente eléctrico en la superficie de los cables y, por tanto, mayor el efecto corona. En realidad sólo se produce en líneas de tensión superior a 80 kV.
- La humedad relativa del aire: una mayor humedad, especialmente en caso de lluvia o niebla, incrementa de forma importante el efecto corona.
- El estado de la superficie del conductor: las rugosidades, irregularidades, defectos, impurezas adheridas, etc., incrementan el efecto corona.
- Número de subconductores: el efecto corona será menor cuanto más subconductores tenga cada fase de la línea.

4.4.5.6 Tensión crítica disruptiva

Es la tensión a la que el campo en la superficie del conductor excede la rigidez dieléctrica del aire y comienza el efecto corona

Existe también una tensión crítica visual, superior a la tensión crítica disruptiva, a partir de la cual el efecto corona se hace visible

Para calcular la tensión crítica E_c , nos basaremos en la fórmula de Peek:

$$E_c = 36.5 * m_c * m_t * \alpha * \frac{D}{2} \ln\left(\frac{2d}{D}\right) \quad (\text{Ec.4.25})$$

Donde:

E_c = Tensión crítica compuesta en (kV)

D = Diámetro del conductor expresado en centímetros

d = Separación entre conductores en centímetros

m_c = Factor de corrección, debido a la rugosidad del conductor

m_t = El coeficiente meteorológico

α = Factor de corrección, debido a la densidad del aire

m_c : Factor de corrección, debido a la rugosidad del conductor

$m_c=1$ para hilos de superficie lisa.

m_c = de 0,93 a 0,98 para hilos oxidados y rugosos.

m_c = de 0,83 a 0,87 para cables.

m_t : El coeficiente meteorológico, coeficiente para tener en cuenta el efecto que produce la lluvia haciendo descender el valor de E_c :

$m_t=1$ con tiempo seco.

$m_t = 0,8$ con tiempo lluvioso.

α : Factor de corrección debido a la densidad del aire, función directa de la presión barométrica e inversa de la temperatura absoluta del medio ambiente:

$$\alpha = \frac{3,921 * h}{(273^\circ + \theta)} \quad (\text{Ec.4.26})$$

h = es la presión barométrica en cm de mercurio

θ = es la temperatura media del aire en grados centígrados, de la zona °C

La presión barométrica h puede calcularse como

$$h = 76 * 10^{-\frac{y}{18,4}} \quad (\text{Ec.4.27})$$

y = Es la altura sobre el nivel del mar en kilómetros

Para la línea Totoras-Quevedo los datos son los siguientes:

Conductor: ACAR 1200 kcmil 18/19

Tensión de línea: 230 kV

Diámetro del cable: 3,202 cm

$d = 640$ cm

$m_c = 1$

$\theta = 15^\circ\text{C}$

$y = 3,437$ km sobre el nivel del mar

La línea tiene un conductor por fase.

Se determina primero el $\alpha = 0,673$

Para tiempo seco:

$$\Rightarrow E_c = 36.5 * (1) * (1) * (0,673) * \frac{3,202}{2} \ln\left(\frac{2 * (640)}{3,202}\right) = 235,6\text{kV}$$

Para tiempo húmedo:

$$\Rightarrow E_c = 36.5 * (1) * (1) * (0,8) * \frac{3,202}{2} \ln\left(\frac{2 * (640)}{3,202}\right) = 188,5\text{kV}$$

Cálculo de pérdidas por efecto corona en corriente alterna

Las pérdidas en una línea de transmisión se origina, si la tensión de servicio es superior a la tensión crítica, esto produce un incremento inmediato en la diferencia de potencial entre ambas tensiones.

Las pérdidas, expresadas en $\left(\frac{\text{kW}}{\text{km}}\right)$ por fase, pueden calcularse mediante al

formula de Peek:

$$P_c = \frac{241}{\alpha} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{d}} \left(\frac{E}{\sqrt{3}} - \frac{E_c}{\sqrt{3}} \right)^2 * 10^{-5} \quad (\text{Ec.4.28})$$

P_c = Pérdidas por efecto corona en corriente alterna $\left(\frac{\text{kW}}{\text{km}}\right)$

α = Factor de corrección debido a la densidad del aire

f = Frecuencia expresada en ciclos por segundo

r = Radio del conductor en centímetros

d = Separación entre conductores en centímetros

E = Tensión compuesta más elevada en kilovoltios

E_c = Tensión crítica compuesta en kilovoltios

Teniendo una frecuencia de $60H_z$ y usando el diámetro del conductor D en lugar de su radio y simplificado queda:

$$P_c = \frac{0,068}{\alpha} \sqrt{\frac{D}{2d}} (E - E_c)^2 \quad (\text{Ec.4.29})$$

Nota: Esta fórmula sólo es aplicable para una tensión de servicio superior a la tensión crítica ($(E - E_c) > 0$), ya que en caso contrario no habría pérdidas y la formula nos dará valores erróneos.

Teniendo una tensión de servicio $E = 230kV$ y asumiendo que debido a la regulación de voltaje tendrá un incremento del 5%, entonces se tendrá una tensión de servicio $E = 241,5kV$

Para tiempo seco:

$$P_c = 0,059 \left(\frac{kW}{km} \right)$$

Para tiempo húmedo:

$$P_c = 4,7344 \left(\frac{kW}{km} \right)$$

Tabla 4.20 Pérdidas por efecto corona.

Pérdidas por efecto corona						
Conductor	Pérdidas E. seca	Pérdidas E. Lluviosa	Pérdidas [kW/Km]	Long de la línea [km]	Pérdidas [US\$]	USD/año
ACAR 1200	1.14	18.96	20.10	2351.29	7406.57	88878.88
BLUEJAY	4.30	25.91	30.21	3534.24	11132.85	133594.21
ACAR 750	14.23	39.92	54.15	6335.85	19957.92	239495.09
ACAR 1100	2.68	22.77	25.46	2978.25	9381.50	112577.97
ACAR 1050	3.71	24.83	28.54	3338.70	10516.92	126203.03
ACAR 1000	4.93	27.01	31.94	3736.51	11769.99	141239.90

4.4.5.7 CÁLCULO DEL COSTO DE LOS CONDUCTORES

$$CTc = CC \times L \text{ (Ec.4.30)}$$

Donde:

CTc : Costo Total del conductor.

CC : Costo unitario del conductor en USD/km.

L : Longitud total de la línea.

Tabla 4.21 Costo de conductores

Conductor	No de circuitos	No de fases	No de conductores por fase	longitud de la línea (km)	Costo por km	Costo total
ACAR 1200	2	3	1	117	10247,00	7193394
Bluejay	2	3	1	117	13632,97	9570344,94
ACAR 750	2	3	2	117	6700,00	9406800
ACAR 1100	2	3	1	117	9472,00	6649344
ACAR 1050	2	3	1	117	9041,00	6346782
ACAR 1000	2	3	1	117	8611,00	6044922

Análisis de Resultados

Tabla 4.22 Costo por pérdidas de energía

Conductor	Potencia	Energía	Efecto Corona	Total
ACAR 1200	941661.26	1837001.64	88878.88	2867541.78
Bluejay	1042204.81	1874739.29	133594.21	3050538.30
ACAR 750	923686.16	1921167.49	239495.09	3084348.74
ACAR 1100	1001796.49	1999924.77	112577.97	3114299.23
ACAR 1050	978167.77	2092203.55	126203.03	3196574.35
ACAR 1000	1028338.83	2201522.77	141239.90	3371101.50

Tabla 4.23 Costo de los conductores en el tiempo

Costo de los conductores en el tiempo VAN Total USD						
Año	ACAR 1200	Bluejay	ACAR 750	ACAR 1100	ACAR 1050	ACAR 1000
2010	478597.60	488099.71	516593.56	546633.27	506111.99	528079.04
2011	354311.86	361437.96	375615.10	375510.05	393303.09	410602.28
2012	350319.12	358761.77	389789.89	342754.33	364402.77	380059.86
2013	316002.91	323488.10	350947.26	343910.33	360325.02	376529.65
2014	257903.65	264311.99	286203.18	269825.20	295091.64	306553.42

2015	355675.47	365208.80	394932.39	390853.90	410216.97	427066.73
2016	328722.81	337565.26	365364.65	361403.72	378964.29	395433.03
2017	337129.48	345980.07	374688.53	370830.46	389102.20	405537.59

Se puede apreciar que la mejor opción de las tres alternativas de conductores es el conductor ACAR 1200

Figura 4.5 Costo del conductor en el tiempo

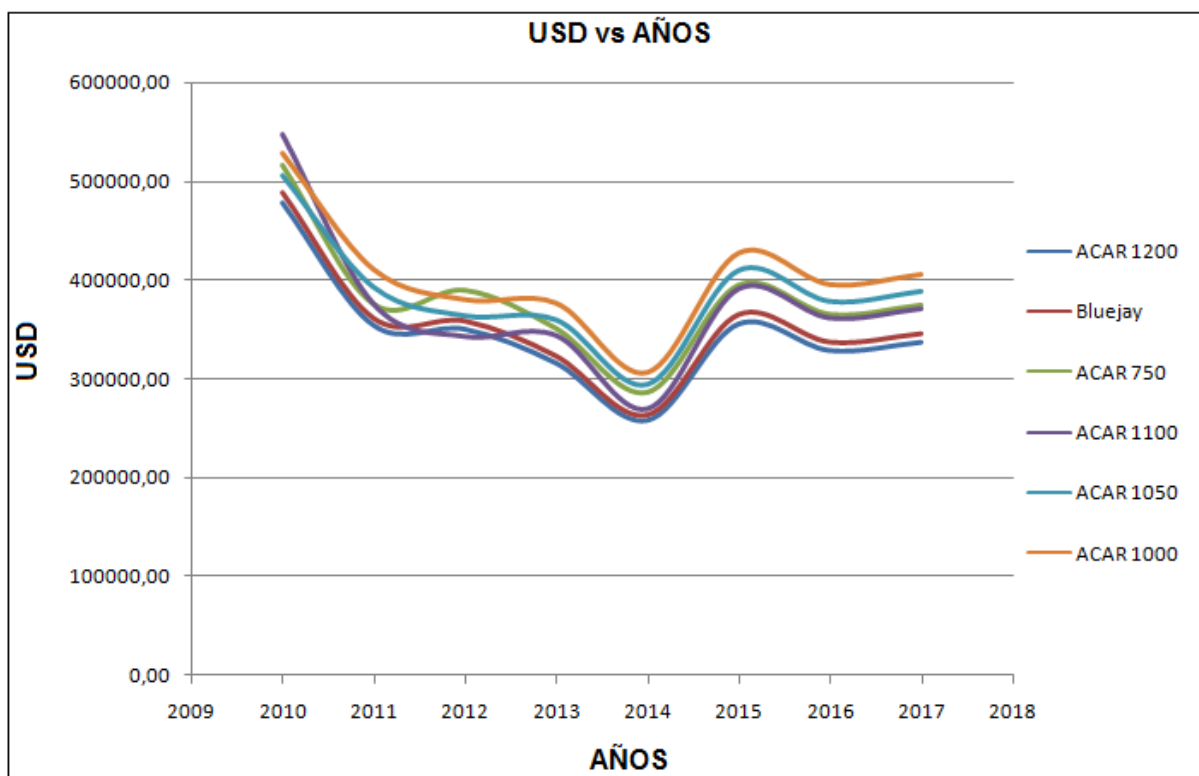
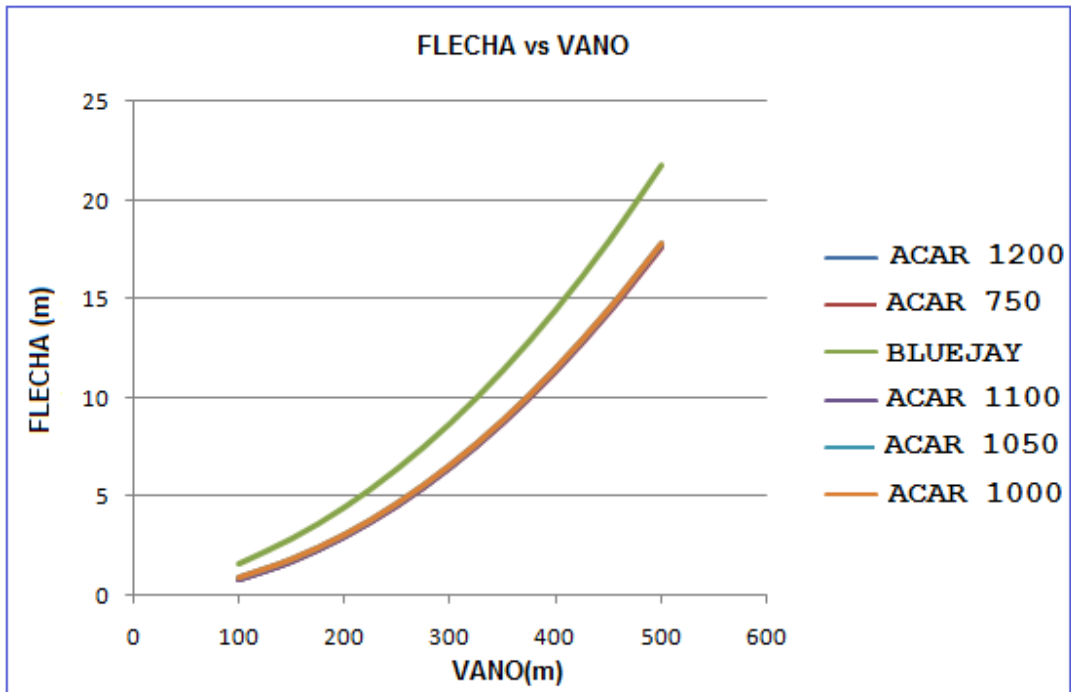


Tabla 4.24 Vano y Flecha a 75°C

Vano(m)	FLECHA(m)					
	ACAR 1200	ACAR 750	BLUEJAY	ACAR 1100	ACAR 1050	ACAR 1000
100	0,85	0,8	1,65	0,85	0,86	0,87
150	1,77	1,75	2,92	1,78	1,79	1,8
200	3,03	3	4,5	3,03	3,03	3,04
250	4,62	4,57	6,44	4,61	4,62	4,63
300	6,54	6,5	8,73	6,54	6,55	6,56
350	8,82	8,75	11,4	8,81	8,82	8,83
400	11,44	11,36	14,45	11,44	11,45	11,46
450	14,42	14,32	17,89	14,42	14,43	14,44
500	17,76	17,63	21,73	17,75	17,77	17,78

Figura 4.6 Flecha vs Vano a 75°C



CAPÍTULO 5

5.1 CONCLUSIONES

Una vez elaborados los mapas de viento se concluye que en la región Sierra existe un promedio de velocidad de viento denominado brisa fresca según la escala de Beaufort, lo que contribuye a la refrigeración del conductor de las líneas ubicadas en estas zonas y posibilita una mayor transferencia de potencia en porcentajes que se deben estimar en estudios específicos para cada línea, con la metodología presentada en este documento.

Para el diseño mecánico de los componentes de la línea siguiendo la norma IEC 60826 debe considerarse las peores condiciones de viento, hielo y combinación de ambas, para reflejar las cargas mecánicas críticas a las que estará sometida la línea. Para el caso de la línea Totoras-Quevedo de 230 kV que atraviesa tanto la región sierra como la región costa se consideraron velocidades máximas de viento y además una caída importante de escarcha (Hielo).

En el capítulo 3 se concluye que si se requiere una mayor fiabilidad para una línea de transmisión ésta se relaciona con el incremento del número de años de periodo de retorno de cargas climáticas que se presenten a lo largo del trazado de la línea, y cuya precisión queda determinada con el número de años de registros que se encuentren disponibles. La ruta de la línea de transmisión estará establecida previamente y se permiten variantes cortas puesto que grandes variantes a la traza podrían dar como consecuencia nuevos diseños mecánicos de los componentes de la línea.

De acuerdo al diseño convencional realizado por área de Líneas de transmisión de Transelectric se realizaron los siguientes cambios:

- Se estableció una velocidad de viento determinada de forma probabilística propia de la zona que atraviesa la línea de transmisión Totoras-Quevedo, así como un tiempo de periodo de retorno de cargas climáticas que

determinaran la fiabilidad de la línea ($t=50$ años, $v=80.82(\text{km/h})$), con ésta velocidad de viento se calcula una tabla de tendido considerando la nueva velocidad y presión que esta ejerce sobre la línea de transmisión.

- Se calcula nuevos factores de seguridad aplicados en el cálculo de cargas mecánicas sobre estructuras (árbol de cargas) en función de: número de elementos bajo la carga climática, característica de los materiales, coordinación de resistencia mecánica entre componentes que afectan de manera directa a todas las cargas mecánicas sobre las estructuras.
- Para el cálculo de la carga sobre los conductores y aislantes se consideran nuevos factores que afectan al vano viento, y altura de la estructura dados en función de la longitud del vano y del tipo de terreno respectivamente.

Las estructuras de transmisión utilizadas en la zona 2 presentan una disminución del peso utilizando para el cálculo las cargas determinadas con el método probabilístico de la norma IEC 60826, lo que representa un ahorro en su costo que va del orden de 2000 y 1400 dólares para estructura de suspensión liviana y pesada respectivamente y para estructuras de anclaje liviano y pesado de 4000 a 3000 dólares respectivamente y para estructuras de remate un ahorro que representa 6000 dólares. Para la zona 1 se presenta la siguiente ahorro que va del orden de 3000 y 2500 dólares para estructura de suspensión liviana y pesada respectivamente y para estructuras de anclaje liviano y pesado de 7000 a 6000 dólares respectivamente y para estructuras de remate un ahorro que representa 6500 dólares.

La velocidad de viento para el diseño determinístico en la zona 1 es 60 [km/h] y para la zona 2 es 90 [km/h] mientras que en el modelo de la norma IEC 60826 es dada por el registro probabilístico de velocidad de viento de cada región.

Los esfuerzos mecánicos calculados con la norma IEC 60826 para el diseño de estructuras de la línea Totoras-Quevedo de 230 kV en la zona A (sierra) dan como resultado valores de carga dentro de rangos similares a los obtenidos con el método determinístico usado hoy en día. Esto se explica debido a que la ruta mencionada de la línea atraviesa por zonas de vientos fuertes (llegando a los

22m/s), demostrándose la validez de los diseños determinísticos en zonas ventosas, pero en el caso de diseños de líneas en otras zonas (La Concordia – Quinindé, por ejemplo), se pronostica que los esfuerzos calculados con el método IEC para las estructuras, serán inferiores a los dados en un cálculo determinístico formal.

Para el cálculo del límite térmico o ampacidad del conductor se utilizó la norma IEEE 738 la cual considera las peores condiciones climáticas que afectan de manera directa en la parte eléctrica de la línea, entre las principales tenemos máxima temperatura ambiente y velocidad mínima de viento. Para el caso de la línea de transmisión Totoras-Quevedo de 230 kV hacemos énfasis en el análisis de la región Costa que es la que presenta las peores condiciones climáticas limitando la capacidad de transferencia de energía.

Los conductores considerados para el cálculo del conductor real presentan un alto valor de Ampacidad. Esta ventaja de transmisión de corriente es limitado por pérdidas de potencia, energía y efecto corona que se produce en la línea, siendo el aspecto económico el factor predominante en la elección del conductor.

El conductor ACAR 1200 es más adecuado para la construcción de la línea Totoras-Quevedo de 230 kV debido a que presenta una mayor ampacidad y un menor costo por pérdidas de potencia, energía y efecto corona y además que su costo por kilómetro de conductor es más bajo comparado con los conductores: ASCR 1113 MCM(Bluejay) y el ACAR 750.

La norma IEEE 738 permite determinar la ampacidad específica que se presenta en cada región del país, pudiendo establecer una cargabilidad por corriente en las líneas acorde a casos particulares (mejora operación del sistema).

La ampacidad de los conductores varía dependiendo del ángulo de incidencia del viento, siendo la máxima, cuando la dirección del viento forma un ángulo de 90 grados con el eje del conductor.

Para las mismas condiciones meteorológicas iniciales según la norma IEEE 738, la ampacidad del conductor aumenta conforme se incrementa su área transversal en un promedio del 3% por cada 50 MCM.

5.2 RECOMENDACIONES

Como requisito para utilizar la norma IEC 60826 se exige un mínimo de 10 años de registro estadístico de velocidades de viento, por lo que en capítulo 2 se compiló una base de datos históricos de viento de múltiples estaciones meteorológicas la cual contiene datos históricos de viento de cada estación meteorológica ubicados en diferentes sitios de nuestro país, georeferenciadas con información de velocidad de viento máximo, medio, mínimo, dirección de viento, altitud, temperatura máxima y mínima.

Debido al cambio climático que se ha acelerado en los últimos años en el planeta, se debería mantener una base de datos de viento siempre actualizada, solicitado de manera periódica, una vez por año, toda la información posible tanto del INAMHI como de la DAC.

Se debe establecer un límite térmico estándar por zona para los diferentes conductores utilizados en la construcción de líneas de transmisión en el país con base en la norma IEEE 738.

En el mapa de velocidad media se puede apreciar que existen zonas con un gran potencial eólico que puede ser aprovechado para sistemas de generación eléctrica no convencional, por lo que se recomienda un estudio más detallado y la difusión del mapa.

La norma IEC 60826 recomienda para líneas líneas de 230 kV de importancia alta se utilice un periodo de retorno de 150 años.

BIBLIOGRAFÍA

IEEE. (1993) Standard for calculation of bare overhead conductor temperature and ampacity under steady state conditions. Estados Unidos. IEEE 738, INC. 1993.

IEC. (2003) Design criteria of overhead transmission lines. IEC 60826. Third edition 2003-10

González Ferreiro, D. y Bosque Sendra, J. (2008). Generación de un mapa de vientos en un SIG. Boletín de la A.G.E. No 47,1(1), 51-77.

Guerra, C. y Pazmiño, C. (2008). Repotenciación de una línea de transmisión de 230 kV con conductores de última generación tipo T. Quito: EPN.

Moreano, R. (2008) Sistema de información para la interpolación espacial y temporal de datos sobre el tiempo atmosférico y el clima del Ecuador. Quito: EPN.

CENTELSA. "Cables ACAR".

INAMHI (2000) Anuario Meteorológico 2000. Nr.40, Quito Ecuador.

Boj, E (2004) EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KV UTILIZANDO ESTRUCTURAS COMPACTAS. Guatemala. UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA.

Morales, J (1999) EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COMPACTA 230 KV. Guatemala. UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA.

Ledesma Pablo. Efecto Corona Madrid Universidad Carlos III.

Gonzalez, F (2007) Características Eléctricas de Conductores ACAR.

Canelos, R "Apuntes de Diseño Líneas de Transmisión". EPN.

ANEXO 2.1

BASE DE DATOS RECOPIADO DE LOS (ANUARIOS 1995- 2006) INAMHI (TABLA A.1.1)

NOMBRE (Estación Meteorológica)	LATITUD	LONGITUD	X UTM (WGS84)	Y UTM (WGS84)	Velocidad máxima de viento (m/s)	Velocidad media de viento (m/s)	Velocidad mínima de viento (m/s)	DIRECCIÓN	ALTITUD (M.S.N.M.)	TEMPERATURA (MÁXIMA) (°C)	TEMPERATURA (MÍNIMA) (°C)
AMALUZA INAMHI	04°35' 05" S	79°25' 50" W	674108,1815	9496512,479	16	7,41	4	W	1672	24	15
ANCÓN	01°31' 05" S	79°32' 30" W	516862,9289	9743076,73	14	8,29	6	SW	4	32	27
ARENILLAS	03°33' 37" S	80°03' 22" W	605083,7001	9611251,249	10	6	2	N	60	32	23
BABAHOYO-UTB	01°47' 49" S	79°32' 00" W	663140,0892	9802678,613	12	3,11	1	SW	7	32	25
BAÑOS	01°23' 29" S	78°25' 05" W	787317,0848	9847106,26	20	17,7	10	E	1846	24	11
BIBLIAN	02°42' 32" S	78°53' 30" W	734396,5436	9702430,865	16	8,83	6	S	2640	24	11
BOLÍVAR CARCHI	00°30' 19" N	77°54' 13" W	844773,9675	10055920,66	18	12,3	8	N	2800	20	9
BUCAY	02°11' 44" S	79°08' 00" W	707598,667	9757194,362	8	5,17	2	NW	480	28	23
CAMPOSANO 2	01°35' 34" S	80°24' 04" W	566616,3324	9825146,649	12	5,09	3	NW	220	34	27
CAÑAR	02°33' 05" S	78°56' 15" W	729327,3119	9719740,815	20	9,16	6	S	3083	20	11
CARIAMANGA	04°20' 00" S	79°33' 16" W	660415,5414	9524149,091	12	5,12	2	SE	1950	26	17
CAYAPAS	00°51' 18" N	78°57' 54" W	726774,1898	10094220,71	9	3,7	1	SW	75	28	23
CÉLICA	04°06' 17" S	79°57' 05" W	616393,9413	9549323,672	20	13,1	4	E	1984	32	19
CHACRAS	03°32' 37" S	80°11' 53" W	589069,8294	9610961,36	8	5,1	4	N	60	32	25
CHALPATAN	00°44' 17" N	77°48' 50" W	854786,5457	10081117,22	10	6,43	4	S	3360	18	9
CHIRIYACU	00°26' 35" N	78°12' 02" W	811623,659	10049029,86	20	12	8	NE	2262	28	11
CHONE	00°42' 18" S	80°06' 31" W	599184,6727	9922601,008	12	5,68	2	NW	20	32	25
COTOPILALÓ CONVENIO	00°41' 00" S	78°42' 00" W	755980,9375	9924927,607	20	15	8	SE	3250	24	11
EL ÁNGEL	00°37' 35" N	77°56' 38" W	840296,124	10068852,26	18	9,49	6	SE	3055	24	15
EL CARMEN	00°19' 04" S	79°16' 47" W	691449,8803	9964860,06	12	4,21	3	S	250	36	25
EL LABRADO	02°43' 58" S	79°00' 29" W	714218,1837	9699840,501	16	11,1	6	SE	3260	22	11
EL PROGRESO- GUAYAS	02°24' 00" S	80°22' 00" W	570413,7263	9736527,243	8	5,57	4	W	80	34	27
ESMERALDAS LAS PALMAS	00°59' 07" N	79°38' 07" W	651851,5596	10108934,01	18	11,2	8	W	6	34	27
ESTANCILLA	00°49' 00" S	80°13' 00" W	587159,3252	9909725,242	16	12,8	10	NW		32	23
GONZANAMA	04°13' 49" S	79°25' 52" W	674128,4716	9535440,041	20	13,1	4	NE	2042	32	19

GRANJA STA.	03°17' 16" S	79°54' 05" W	622055,5235	9636530,653	8	4,82	2	N	5	32	25
GUALACEO	02°52' 55" S	78°46' 35" W	747183,0166	9683395,894	8	5,06	3	SE	2360	22	11
GUAYAQUIL RADIO SONDA	02°12' 00" S	79°53' 00" W	624173,9576	9756786,245	12	4,63	2	SW	6	34	27
IÑAQUITO	00°10' 00" S	78°29' 00" W	780128,6413	9981686,723	20	6,72	4	NE	2812	26	9
INGENIO AZTRA	02°22' 27" S	79°22' 27" W	680783,5911	9739273,146	12	6,04	3	SW	50	28	21
INGENIO SAN CARLOS	02°12' 00" S	79°26' 35" W	673143,4808	9756742,377	14	6,6	2	SW	35	34	25
INGUINCHO	00°15' 30" N	78°44' 03" W	789316,2586	10028387,43	18	10,4	4	E	3185	24	9
INSTITUTO TÉCNICO 3 DE MARZO	01°41' 50" S	79°03' 00" W	716931,938	9813581,669	14	9,53	6	NW	2	28	19
JAMA	00°12' 25" S	80°16' 26" W	580798,649	9977281,396	20	7,94	4	SE	5	36	27
JULCUY	01°28' 48" S	80°37' 56" W	540910,7632	9837532,983	10	6,42	4	NE	240	34	27
LA ARGELIA	04°02' 11" S	79°12' 04" W	699711,8889	9556681,048	20	7,87	4	N	2160	26	17
LA CONCORDIA	00°01' 36" N	79°22' 17" W	681246,0975	9997071,542	8	6,53	4	S	360	32	23
LA TEODOMIRA	01°09' 51" S	80°23' 24" W	567864,3553	9872199,138	10	5,18	3	N	60	34	27
LA TOLA	00°13' 46" S	78°22' 00" W	793122,766	9975091,63	20	11,9	4	SE	2480	24	9
LA VICTORIA INERHI	00°03' 36" S	78°12' 02" W	793122,7101	9974786,381	12	7,85	6	W	2200	28	13
LAS PALMAS	02°42' 58" S	78°37' 47" W	763532,8314	9701583,495	16	10,2	6	E	1640	24	17
MALACATOS	04°12' 58" S	79°16' 16" W	691895,2301	9536958,309	12	8,09	0	S	1453	24	17
MALCHINGUI INAMHI	00°03' 20" N	78°19' 56" W	796964,7795	10006147,27	20	15,1	8	SE	2880	24	9
MANTA INOCAR	00°56' 03" S	80°44' 02" W	529607,7018	9896745,303	14	9,02	2	W	3	32	25
MILAGRO(INGENIO VALDEZ)	02°06' 56" S	79°35' 57" W	655786,6071	9767698,309	8	4,43	2	SW	13	36	25
MIRA-FAO GRANJA	00°32' 00" N	78°02' 00" W	830250,085	10059029,01	20	11,2	2	NW	2270	20	9
MUISNE	00°37' 13" N	80°00' 50" W	609728,5429	10068569,58	12	6,84	4	SW	6	36	25
NARANJAL	02°39' 44" S	79°39' 23" W	656775,5368	9707668,054	8	5	4	NW	30	34	27
NOBOL	00°54' 00" S	80°01' 20" W	608747,1538	9900508,295	8	7	4	SW	9	28	11
NUEVO ROCAFUERTE	00°55' 00" S	75°25' 00" W	1121641,45	9899372,589	6	3,95	2	NE	205	32	25
OLMEDO-MANABÍ	01°23' 44" S	80°12' 39" W	587790,5082	9846791,422	8	6,79	6	SE	50	36	27
OLMEDO-PICHINCHA	00°08' 53" N	78°02' 52" W	828653,7652	10016386,48	20	17	11	E	3120	26	11
OTAVALO	00°14' 16" N	78°15' 35" W	805035,8043	10026131,69	12	6,56	3	NE	2556	24	11
PALMORIENTE	00°19' 00" S	77°04' 06" W	937799,4393	9964975,844	16	10,5	4	NE	30	32	23
PAPALLACTA	00°21' 54" S	78°08' 41" W	817843,9694	9959882,643	16	7,31	5	E	3150	28	15
PAUTE	02°46' 39" S	78°45' 32" W	749151,5334	9694866,597	10	5,59	4	E	2289	22	11

PORTOVIEJO UTM	01°02' 26" S	80°27' 54" W	559522,5521	9885770,599	12	3,84	1,5	SW	60	32	25
PUEBLO VIEJO	01°31' 05" S	79°32' 30" W	662235,5052	9833304,167	8	3,87	2	S	32	32	25
PUERTO ILA	00°28' 34" S	79°20' 20" W	684857,7192	9947713,927	8	6,01	4	S	260	32	23
PUERTO BOLÍVAR	03°15' 24" S	80°00' 00" W	611102,1036	9639981,512	11	5,54	4	NW	24	32	25
PUNA	02°44' 03" S	79°54' 05" W	622117,1738	9697734,278	14	5,87	4	W	45	34	27
PUNGALES	01°35' 00" S	78°32' 45" W	773067,6828	9824831,982	16	11,2	8	N	2550	26	13
PUYO	01°30' 27" S	77°56' 38" W	840388,8698	9834296,03	13	4,56	3	E	960	32	21
ROCAFUERTE	00°55' 21" S	80°26' 55" W	561348,1252	9898730,192	10	8,17	4	NW	20	28	23
SAN CRISTÓBAL	00°54' 00" S	89°36' 00" W	210623,2835	9901101,648	20	8,84	4	SE	6	32	25
SAN GABRIEL	00°36' 15" N	77°49' 10" W	854159,1635	10066402,24	12	6,08	3	SE	2860	24	15
SAN LORENZO	01°16' 06" N	78°50' 30" W	740167,1476	10140289,33	6	4,24	4	NW	20	28	17
SAN VICENTE DE PUSIR	00°29' 39" N	78°02' 29" W	829354,5434	10054693,67	20	10,8	4	NE	1870	20	9
SANGAY (P. SANTA ANA)	01°41' 35" S	77°57' 00" W	839737,5399	9813898,584	8	5,2	2	W	880	28	21
SANTA ELENA	02°19' 28" S	80°50' 54" W	510192,4384	9754839,199	9	7,15	3	SW	9	32	27
SARAGURO	03°37' 14" S	79°13' 56" W	696105,8904	9603307,801	18	11,5	6	SE	2525	22	11
TENA	00°59' 57" S	77°49' 30" W	853567,5009	9889426,696	12	6,91	4	S	665	32	23
TOMALON-TABACUNDO	00°02' 00" N	78°14' 00" W	807981,1948	10003688,66	20	13,9	6	SE	2790	28	11
TUMBACO	00°14' 00" S	78°24' 50" W	787865,4636	9974183,184	12	7,39	3	SE	2348	24	9
UCUBAMBA	02°52' 13" S	78°52' 29" W	736249,7776	9682525,918	12	6,48	3	N	2510	26	11
URBINA	01°28' 59" S	78°42' 37" W	754772,1671	9835945,626	20	18	16	N	3619	24	11
VILCABAMBA	04°15' 46" S	79°13' 04" W	697803,513	9528597,53	16	7,88	4	SW	1563	24	17
YANGANA	04°22' 05" S	79°10' 29" W	702557,4878	9520244,239	20	17,4	6	SE	1835	24	15
ZAPOTILLO	04°22' 57" S	80°14' 11" W	584727,1462	9518861,107	8	6,47	4	SW	223	26	21
ZARUMA	03°41' 49" S	79°36' 58" W	654213,3475	9593832,749	14	4,86	2	W	1100	32	21

BASE DE DATOS HOJAS RESÚMENES INAMHI (1983-2008) (TABLA A.1.2)

NOMBRE (Estación Meteorológica)	LATITUD	LONGITUD	X UTM (WGS84)	Y UTM (WGS84)	Velocidad máxima de viento (m/s)	Velocidad media de viento (m/s)	Velocidad mínima de viento (m/s)	DIRECCIÓN	ALTITUD (M.S.N.M.)	TEMPERATURA (MÁXIMA) (°C)	TEMPERATURA (MÍNIMA) (°C)
CALAMACA CONVENIO IN	01°16' 50" S	78°49' 15" W	742483,1231	9859327,002	20	16,5	10	S	3437	24	11
CALUMA	01°37' 12" S	79°17' 35" W	689891,3421	9822088,051	14	7,6	3	SE	350	28	17
CHILLANES	01°58' 32" S	79°03' 48" W	715414,9413	9783011,589	16	6,2	3	W	2330	28	17
CHUNCHI	02°16' 31" S	78°55' 25" W	730918,5894	9750068,865	20	10,3	4	SW	2245	24	9
COTOPAXI- CLIRSEN	00°37' 09" S	78°34' 19" W	770247,548	9931501,546	20	14	6	S	3560	24	7
EL CORAZÓN	01°08' 02" S	79°04' 32" W	714139,2256	9875458,978	15	6,5	4	E	1560	28	21
EL REFUGIO	00°39' 33" S	78°34' 12" W	769593,115	9927576,154	16	14,6	12	E	4800	24	7
GUAMOTE	01°56' 00" S	78°43' 00" W	753999,98	9787601,251	29	10,2	3	N	3020	24	15
GUASLÁN	01°43' 15" S	78°39' 40" W	760213,8643	9810939,586	16	6,8	2	N	2750	24	15
IZOBAMBA	00°22' 00" S	78°33' 00" W	772698,9891	9959712,844	14	4,85	2,5	E	3058	24	9
LAGUACOTO	01°36' 52" S	78°59' 54" W	722691,2266	9822668,263	20	14,9	8	N	2622	28	17
PACHACAMA- TIXAN	02°11' 42" S	78°46' 54" W	746725,5053	9758864,575	20	12,8	4	E	3690	24	15
PATATE	01°18' 01" S	78°30' 00" W	778202,6681	9857127,322	20	12,8	6	SE	2360	24	15
PEDRO FERMIN CEVALLOS	01°21' 09" S	78°36' 54" W	765392,1437	9851402,073	14	7,9	6	E	2910	24	11
PICHILINGUE	01°06' 00" S	79°27' 42" W	671165,5557	9879206,131	15	4	1	SW	120	32	25
PILALÓ	00°56' 37" S	78°59' 42" W	723119,8033	9896353,207	20	5,7	1	W	2520	28	21
PÍLLARO	01°01' 10" S	78°33' 10" W	772339,0833	9871508,362	14	7	2	S	2805	24	15
QUEROCHACA	01°24' 00" S	78°35' 00" W	768912,6818	9846179,642	20	13,1	6	E	2940	24	11
QUINARA INAMHI	04°18' 50" S	79°14' 36" W	694954,8453	9526211,864	20	11,3	5	SE	1560	26	17
QUININDÉ	00°18' 19" N	79°27' 45" W	671101,5361	10033523,26	8	3,67	1	NE	120	32	27
RUMIPAMBA- SALCEDO	01°01' 05" S	78°35' 32" W	767960,2196	9888145,456	16	8,3	5	S	2628	28	17
SAN JUAN LA MANA	00°54' 59" S	79°14' 44" W	695229,5797	9899357,962	10	3,5	2	SW	223	32	23
SANTA CÉLICA	00°04' 34" S	76°55' 33" W	954281,064 7	9991582,677	9	3,7	3	SW	298	32	21
SHIRY XII	01°51' 00" S	78°45' 00" W	750301,882	9796761,231	8	7	6	SE	3028	24	15
VINCES INAMHI	01°32' 57" S	79°45' 00" W	639052,97 66	9829902,676	12	6,1	3	S	41	34	25

BASE DE DATOS AEROPUERTOS DE LA DAC (Dirección de Aviación Civil) (TABLA A.1.3)

NOMBRE (Estación Meteorológica)	LATITUD	LONGITUD	X UTM (WGS84)	Y UTM (WGS84)	Velocidad máxima de viento (m/s)	Velocidad media de viento (m/s)	Velocidad mínima de viento (m/s)	DIRECCIÓN	ALTITUD (M.S.N.M.)	TEMPERATURA (MÁXIMA) (°C)	TEMPERATURA (MÍNIMA) (°C)
A-LAGO AGRIO	00°05' 01" N	76°52' 01" W	960219,026 6	10009246,48	15	3	3	W	299	32	23
A-FRANCISCO DE ORELLANA	00°27' 08" S	76°59' 01" W	947205,252	9949985,667	19	3	3	E	299,9	34	25
A-MACAS	00°27' 08" S	76°59' 01" W	820663,2477	9747023,44	18	4	3	N	1000	28	21
A-RIO AMAZONAS	01°29' 08" S	78°02' 07" W	829937,2 742	9835579,658	23	4	3	N	1043	28	21

ANEXO 3.1

VARIABLE VELOCIDAD MÁXIMA DE VIENTO ANUAL

Referencia de cálculos:

$\frac{x}{\bar{x}}$: Relación para una distribución de Gumbel para el periodo seleccionado

N : Número de observaciones

σ_v : Desviación estándar de la velocidad

COV : Coeficiente de variación

\bar{v}_{\max} : Promedio de velocidades máximas

$v_{\max} = V_R$: Velocidad para un periodo de retorno T

ESTACIÓN METEOROLÓGICA EL CORAZÓN

Velocidad máxima Observada (m/s)	15	10	5	5	8	4,5	5	4,8	5	7	10	6	4,5	4,5	6
Velocidad máxima Observada (m/s)	10	7	4	4	5	6	6	4	5	6					

Número de observaciones = 25 = N

Cálculo del promedio de Velocidad Máxima \bar{v}_{\max}

$$\bar{v}_{\max} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i = 6,3(\text{m/s})$$

Cálculo de la desviación estándar σ_v

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{1}{(N-1)} \sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v})^2} = \sqrt{\frac{1}{(25-1)} (\sum_{i=1}^{25} (15 - 6,292)^2 + (10 - 6,292)^2 \dots + (6 - 6,292)^2)}$$

$$\sigma_v = 2,57$$

Cálculo del COV

$$v_v = COV = \frac{\sigma_v}{\bar{v}_{\max}}$$

$$v_v = \frac{2,57}{6,3}$$

$$v_v = COV = 0,4$$

Este valor del COV corresponde a un factor $x/\bar{x} = 2,64$ para una fiabilidad de 50 años con 25 años de observación según la Tabla 3,5

$$\frac{x}{\bar{x}} = \frac{v_{\max}}{\bar{v}_{\max}} = 2,64$$

$$\Rightarrow v_{\max} = 2,24(7,5)(m/s)$$

$$v_{\max} = 16,82(m/s)$$

Por lo tanto la velocidad máxima anual para una fiabilidad de 50 años es de 16,82(m/s)

ESTACIÓN METEOROLÓGICA CALAMACA

Velocidad máxima Observada (m/s)	20	20	20	20	20	17	20	20	20	20	20	16	20	20	20
----------------------------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Numero de observaciones=15= N

Primero cálculo del promedio de Velocidad Máxima \bar{v}_{\max}

$$\bar{v}_{\max} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i = 19,534(m/s)$$

Segundo cálculo de la desviación estándar σ_v

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{1}{(N-1)} \sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v})^2} = \sqrt{\frac{1}{(27-1)} (\sum_{i=1}^{27} (20-19,534)^2 + (20-19,534)^2 \dots + (20-19,534)^2)}$$

$$\sigma_v = 1,246$$

Cálculo de la COV

$$v_V = COV = \frac{\sigma_V}{\bar{v \max}}$$

$$v_V = \frac{1,246}{19,534}$$

$$v_V = COV = 0,0637$$

Este valor de COV corresponde a un factor $x/\bar{x} = 1,22$ para una fiabilidad de 150 años con 15 años de observación según la Tabla 3,5

$$\frac{x}{\bar{x}} = \frac{v \max}{\bar{v \max}} = 1,15$$

$$\Rightarrow v \max = 1,15(19,534)(m/s)$$

$$v \max = 22,45(m/s)$$

Por lo tanto la velocidad máxima anual para una fiabilidad de 150 años es de 22,45(m/s)

Entonces la velocidad máxima anual V_R a utilizar para el diseño serán los siguientes:

Tabla A.3.3.1 V_R Referencia de velocidad de viento

	V_R (m/s)
Zona A	23,83
Zona B	16,61

ANEXO 3.2

VARIABLE HIELO SIN VIENTO

Con las consideraciones mencionadas anteriormente se calcula la variable de carga de hielo. Considerando un conductor ACAR 1200 con diámetro $d = 32,02$ mm y con una densidad de hielo igual a $\delta = 900\text{kg/m}^3$ y un $masa_hielo_m = 360\sqrt{d}$

$$\Rightarrow \begin{aligned} masa_hielo_m &= 360\sqrt{0,03202} \\ masa_hielo_m &= 64,42(\text{g} * \text{m}) \end{aligned}$$

$$masa_hielo_m = 0,06442(\text{kg} * \text{m})$$

Para calcular el radio del espesor del hielo, lo hacemos para un metro de conductor

La norma IEC hace un equivalente cilíndrico como se muestra en la figura A.3.2.1

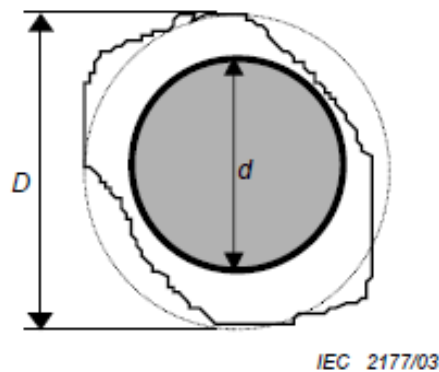


Figura A.3.2.1 Equivalente de forma cilíndrica del depósito del hielo

ANEXO 3.3

CÁLCULO DE CARGA DE VIENTO SOBRE LOS CONDUCTORES (CARGA TRANSVERSAL)

Características de las estructuras:

Tabla A.3.3.1 Estructura "SL2"

Torre Tangente y Ángulo del Tipo "SL2"	
Conductor	1200 kcmil ACAR 18/19
Ángulo de línea	0° a 1°
Máxima tensión de trabajo	3760 kg inicial
Vano de diseño	400m
Tensión de cada día	3013 kg Final
Vano Peso	720m
Vano Viento	520m a 1°
Vano máximo	640m
Hilo de guarda	3/8 H.S STEEL
Tensión de cada día	882 kg
Tensión máxima	1127 kg

Tabla A.3.3.2 Estructura "SP2"

Torre de Suspensión Pesada Tipo "SP2"	
Conductor	1200 kcmil ACAR 18/19
Ángulo de línea	0° a 7°
Máxima tensión de trabajo	3760 kg inicial
Vano de diseño	400m
Tensión de cada día	3013 kg Final
Vano Peso	1100m
Vano Viento	700m a 7°
Vano máximo	900m
Hilo de guarda	3/8 H.S STEEL
Tensión de cada día	882 kg
Tensión máxima	1127 kg

Tabla A.3.3.3 Estructura "AP2"

Torre de Anclaje Liviano Tipo "AP2"	
Conductor	1200 kcmil ACAR 18/19
Ángulo de línea	0° a 12°
Máxima tensión de trabajo	3760 kg inicial
Vano de diseño	400m
Tensión de cada día	3013 kg Final
Vano Peso	1800m
Vano Viento	1400m a 12°
Vano máximo	1500m
Hilo de guarda	3/8 H.S STEEL
Tensión de cada día	882 kg
Tensión máxima	1127 kg

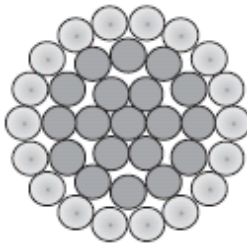
Tabla A.3.3.4 Estructura "AP2"

Torre de Anclaje y Remate "AR2"	
Conductor	1200 kcmil ACAR 18/19
Ángulo de línea	0° a 70° Caso angular
Ángulo de línea	0° a 15° Caso remate
Máxima tensión de trabajo	3760 kg inicial
Vano de diseño	400m
Tensión de cada día	3013 kg Final
Vano Peso	1400m
Vano Viento	800m a 70°
Vano máximo	1200m
Para estructura Terminal:	
Vano peso	750m
Vano viento	450m a 15°
Vano máximo	900m
Hilo de guarda	3/8 H.S STEEL
Tensión de cada día	882 kg
Tensión máxima	1127 kg

Tabla A.3.3.5 Estructura "AL2"

Torre de Anclaje Liviano Tipo "AL2"	
Conductor	1200 kcmil ACAR 18/19
Ángulo de línea	0° a 25°
Máxima tensión de trabajo	3760 kg inicial
Vano de diseño	400m
Tensión de cada día	3013 kg Final
Vano Peso	1200m
Vano Viento	700m a 25°
Vano máximo	1200m
Hilo de guarda	3/8 H.S STEEL
Tensión de cada día	882 kg
Tensión máxima	1127 kg

Tabla A.3.3.6 Características mecánicas conductor ACAR 18/19

Cableado Aluminio/Aleación	calibres kcmil	Diámetros(mm)			Peso (kg/km)			Carga de ruptura
		Hilos de aleación y de aluminio	Total	RMG	Al	Acero	Total	Kg
	500	2.95	20,67	9.40	340,1	357	697,1	6000
	550	3.10	21,68	9.86	374,1	392,7	766,8	6555
	600	3.23	22,64	10.30	408,1	428,4	836,5	7151
	650	3.37	23,57	10.72	442,1	464,1	906,2	7536
	700	3.49	24,46	11.13	476,1	499,8	975,9	8116
	750	3.62	25,31	11.52	510,1	535,5	1045,6	8633
	800	3.73	26,14	11.90	544,1	571,2	1115,3	9209
	850	3.85	26,95	12.26	578,1	606,8	1184,9	9714
	900	3.96	27,73	12.62	612,1	642,5	1254,6	10285
	950	4.07	28,49	12.96	646,1	678,2	1324,3	10857
	1000	4.18	29,23	13.30	680,1	713,9	1394	11428
	1050	4.28	29,95	13.63	714,1	749,6	1463,7	11999
	1100	4.38	30,66	13.95	748,1	785,3	1533,4	12571
1200	4.57	32,02	14.57	816,2	856,7	1672,9	13714	

Carga de viento sobre el Conductor 1200kcmil ACAR 18/19 con una estructura Suspensión liviana Tipo SL2.

$$A_c = q_0 (C_{xc})(G_c)(G_L)dL \sin^2(\Omega)$$

Teniendo

$$q_0 = 213 (N/m^2)$$

$$C_{xc} = 1$$

Para determinar el valor G_c , la norma IEC considera una altura Z igual a la altura del punto de unión del conductor en el apoyo (para la configuración plana) o del conductor medio (para la configuración doble circuito).

Entonces según la figura $Z = 30,9m$

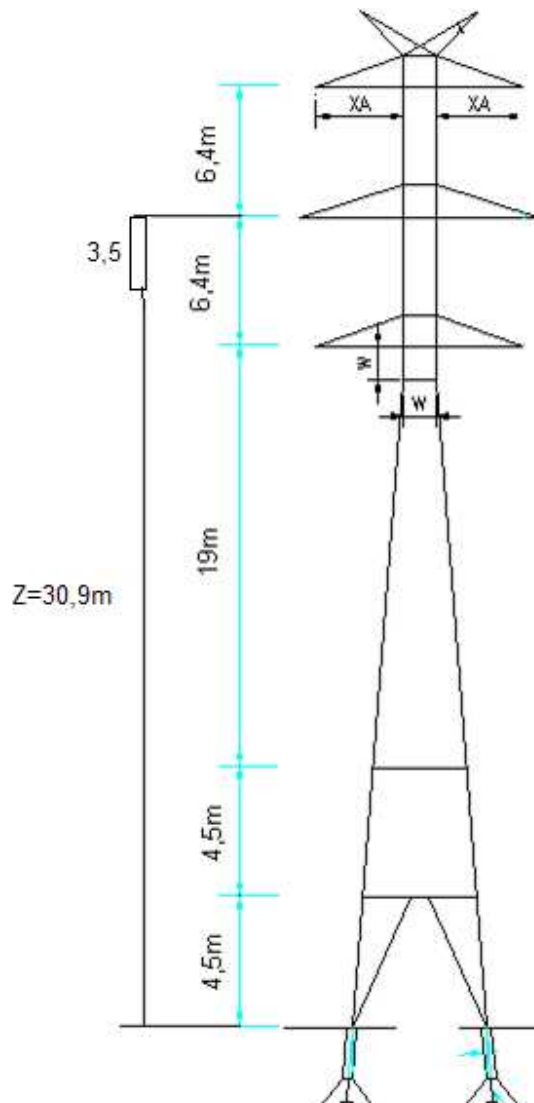


Figura A.3.3.1 Estructura de Suspensión Liviana Tipo "SL2"

Por lo tanto $G_c = 2,2$ teniendo una igual $Z = 30,9$ según figura A.3.3.1

Luego se tiene un $G_L = 0,91$ de figura A.3.1, para un vano viento de $520m = L$ correspondiente a la Estructura de Suspensión Liviana Tipo "SL2".

Por último se define el ángulo Ω :

$\Omega = 90^\circ$ Para el caso que el viento perpendicular a la dirección de la línea
Ahora se reemplaza en la ecuación los valores encontrados

$$A_c = q_0(C_{xc})(G_c)(G_L)dL\sin^2(\Omega) = (213)(1)(2,2)(0,91)(0,03202)(520)\sin^2(90^\circ)$$

$$A_c = 7100 N$$

Transformamos a kilogramos fuerza

$$A_c = 7100 N * \frac{0.1019716 \text{ kg Fuerza}}{1 N}$$

$$A_c = 724 \text{ kg Fuerza}$$

Se hace lo mismo para el cable de guarda

Tabla A.3.3.7 Características Cable de guarda (3/8) H.S STEEL

Tipo	Unidad	Valor
Calibre	kcmil	3/8"
Sección Transversal	mm ²	51,14
Número de alambres de acero galvanizado de alta resistencia.	c/u	7
Diámetro nominal	mm	9,52
Peso unitario del conductor	kg/m	0,497
Resistencia mínima a la rotura	kgf	4900
Resistencia eléctrica máxima cc 20°C	Ohm/km	0,05
Coefficiente de dilatación	1/°C	12 x10 ⁻⁶

Ahora calculamos A_c para el cable de guarda para la misma estructura por lo que se tiene los mismos factores.

$$A_c = q_0 (C_{XC})(G_C)(G_L)dL \sin^2(\Omega) = (213)(1)(2,2)(0,94)(0,00952)(520) \sin^2(90^\circ)$$

$$A_c = 2180,57 \text{ N}$$

$$A_c = 222,35 \text{ kg Fuerza}$$

Lo mismo se aplica para las demás estructuras

ANEXO 3.4

CARGA DE VIENTO SOBRE LA CADENA DE AISLADORES

Para el caso particular de la construcción de la Línea de Transmisión Totoras-Quevedo se utilizará los aislantes tipos ANSI 52 .

Determinación del número de aislantes necesarios para el aislamiento en la zona de Calamaca 3400 m sobre el nivel del mar.

Para la determinación del número de aislantes por cadena nos basamos en la norma IEC 71-1, 71-2 que considera la tensión de operación, las sobretensiones temporales y el grado de contaminación de la zona para el cálculo del número de aisladores

$$D = \frac{V_{\max}}{\sqrt{3}} * \frac{1}{K_a} * K_f$$

Donde:

D: Distancia de fuga, mm.

V_{\max} : Tensión máxima de servicio del sistema.

K_a : Factor de corrección por altura.

K_f : Coeficiente de fuga, mm/kV.

El factor K_a es igual a la densidad relativa del aire para la altura sobre el nivel del mar a la que se va a instalar la cadena de aisladores. La densidad relativa se puede calcular con la siguiente expresión:

$$\delta = 1,013 - 0,000107283 * h$$

Donde:

δ Densidad relativa del aire

h altura sobre el nivel del mar.

También se puede calcular con la expresión

$$\delta_r = \frac{3,92109 * P_b}{273 + T}$$

Donde:

P_b : Presión barométrica en mm de Hg.

T : Temperatura en $^{\circ}\text{C}$

$$\text{Número de aisladores} = \frac{\text{Distancia de fuga requerida}}{\text{Distancia de fuga de cada aislador}}$$

Cálculo para aisladores de porcelana ANSI 52-1 para la línea de 230 kV a una altura de 3400 m.s.n.m.

$V_{\text{max}} = 245$ (kV)

Distancia de fuga = 292 (mm).

Altura sobre el nivel del mar = 3400 (m)

$$\delta = 1,013 - 0,000107283 * 3400$$

$$\delta = 0,635237$$

Tabla A.3.4.1. Grados de contaminación de acuerdo a Norma IEC 71-2 Insulation Coordination Application Guide.

Grado de Contaminación	Tipos de ambiente	Mínima distancia de fuga (kf) mm/kV
I-Insignificante	Áreas no industriales y de baja densidad de casas equipadas con equipos de calefacción. Áreas con baja densidad de industrias o casas pero sometidas a frecuentes vientos y/o lluvia. Áreas agrícolas. Áreas montañosas. Todas las áreas anteriores deben estar situadas al menos entre 10 y 20 km del mar y no estar sometidas a vientos provenientes del mismo.	16
II-Medio	Áreas con industrias poco contaminantes y/o con casas equipadas con plantas de calefacción. Áreas con alta densidad de casas y/o industrias pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias. Áreas expuestas a vientos del mar pero no próximas a la costa.	20
III-Fuerte	Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción produciendo polución. Áreas próximas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.	25
IV-Muy Fuerte	Áreas sometidas a humos contaminantes que producen depósitos conductores espesos. Áreas muy próximas al mar sujetas a vientos muy fuertes. Áreas desiertas expuestas a vientos fuertes que contienen arena y sal.	31

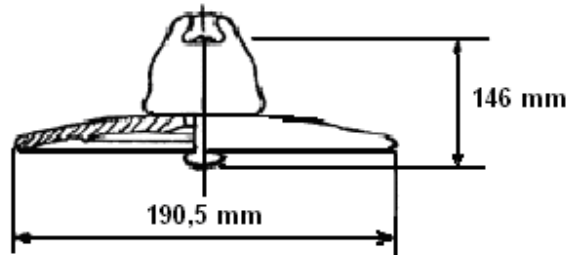
$$D = \frac{245 \text{ [kV]}}{\sqrt{3}} * \frac{1}{0.635237} * 31 \left[\frac{\text{mm}}{\text{kV}} \right]$$

$$D = 6903,09 \text{ [mm]}$$

$$\text{Número de aisladores} = \frac{6903,09 \text{ [mm]}}{292 \text{ [mm]}}$$

$$\text{Número de aisladores} = 23,64 \approx 24 \text{ aisladores}$$

Figura A.3.4.1. Aislador de suspensión tipo plato.



Área transversal de la cadena aproximada:

$$S_i = 24 * (0,1905 \text{ [m]} * 0,146 \text{ [m]})$$

$$S_i = 0,667512 \text{ [m}^2\text{]}$$

$$G_i = 2,38$$

Altura de la cadena de aislantes = altura del conductor = 34.40 (m)

$$q_o = 213 \text{ (N/m}^2\text{)}$$

$$A_i = q_o (C_{xi})(G_i)(S_i)$$

$$A_i = 213 \text{ (N/m}^2\text{)} * 1,20 * 2,38 * 0,667512 \text{ [m}^2\text{]}$$

$$A_i = 406,06 \text{ [N]}$$

Peso de la cadena de aislantes = peso unitario * número de aislantes

Peso de la cadena de aislantes = 4,5 kg * 24

Peso de la cadena de aislantes = 108 kg = 1059.12 (N)

ANEXO 3.5

Cálculo del viento sobre torres

$$A_i = q_0(1+0,2\sin^2 2\theta)(S_{t1}C_{xt1} \cos^2 \theta) + (S_{t2}C_{xt2} \sin^2 \theta)G_t \quad (\text{Ec.3.29})$$

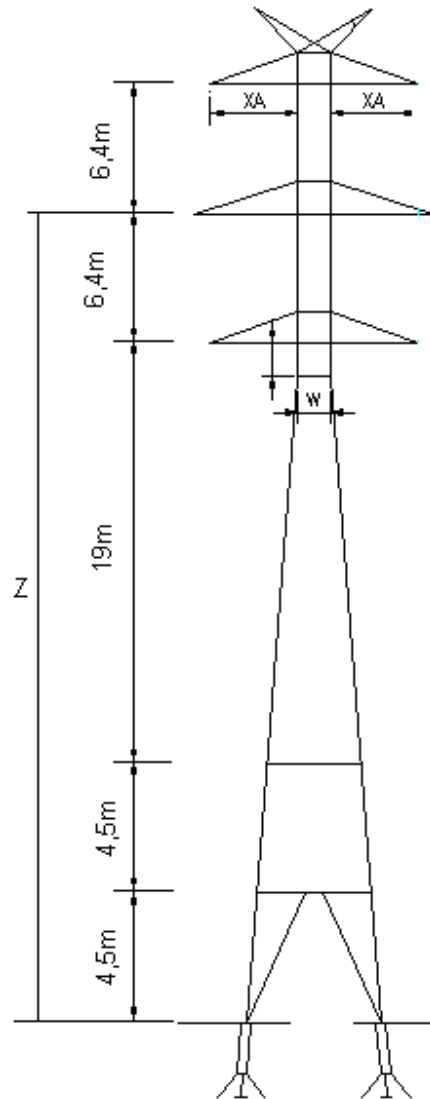


Figura A.3.5.1 Estructura de Suspensión Liviana Tipo "SL2"

$$S_{t1} = \sum \text{Areas de elementos de la torre cara 1}$$

$$S_{t1} = 96,69 [m^2]$$

$$S_{t2} = \sum \text{Areas de elementos de la torre cara 2}$$

$$S_{i2} = 82,3092 [m^2]$$

$$\chi = \frac{\text{Area considerada}}{\text{Area total de la torre}}$$

$$\chi = \frac{96,69 [m^2]}{357,9984 [m^2]}$$

$$\chi = 0,27$$

$$C_{x1} = C_{x2} = 2,6$$

$$G_i = 2,29$$

Determinación del centro de gravedad

Para la determinación del centro de gravedad de la estructura se considera que todos los elementos están distribuidos uniformemente en un solo eje.

Por simetría, el centro de gravedad de la torre está sobre su línea central (ya que el centro de gravedad de una masa homogénea está en su centroide de volumen).

La posición del centro de gravedad a lo largo del eje, se puede determinar sumando los momentos presentes alrededor del eje de referencia de los componentes de la torre, como se muestra

$$M_T = \sum W_i * D_i$$

M = Momento

W = Peso

D = centro de gravedad

Cálculo del centro de gravedad

$$D = 27,28 [m]$$

Cálculo de la carga de viento sobre torres SL2

$$A_i = q_0 (1 + 0,2 \sin^2 2\theta) (S_{i1} C_{x1} \cos^2 \theta) + (S_{i2} C_{x2} \sin^2 \theta) G_i \quad A_i = 213(82,30 * 2,6) 2,29$$

$$A_i = 104373,02 (N)$$

ANEXO 3.6

PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA TABLA DE TENDIDO

Para la realización de la tabla de tendido utilizamos el vano de diseño de las estructuras de suspensión liviana “SL2”, suspensión pesada “SP2”, anclaje liviano “AP2” y la terminal “AR2”.

Tabla A.3.6.1 Estructuras

Estructura	Vano de Diseño(m)
Anclaje liviano “AP2”	400
Suspensión liviana “SL2”	400
Suspensión pesada “SP2”	400
Terminal “AR2”.	400

Procedimiento para realizar la Tabla de Tendido para el Conductor de fase (1200 Kcmil ACAR 18/19)

- c) Cálculo de vano regulación.
- d) A partir del estado inicial y aplicando la Ecuación General de Cambio de Estado se calcula las distintas tensiones para las temperaturas consideradas, luego el T_o y la flecha.

c) Cálculo de vano regulación.

Vano de regulación

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n a_i^3}{\sum_{i=1}^n a_i}}$$

a_r : Vano regulador

n : es la cantidad de vanos

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n a_i^3}{\sum_{i=1}^n a_i}} = \sqrt{\frac{400^3 + 400^3 + 400^3 + 400^3}{400 + 400 + 400 + 400}} = 400m$$

Tabla A 3.6.2 Datos del conductor (1200 Kcmil ACAR 18/19)

Vano regulación (m)	Sección efectiva (mm ²)	Diámetro del conductor (mm)	Peso del conductor (kg/m)	Modulo de Elasticidad (kg/mm ²)	Coefficiente de dilatación(1/C)	Tensión ruptura (kg)
608	32,02	1,6729	13908,6	0,000021	13714	608

- d) Aplicando la Ecuación General de Cambio Estado para el vano regulador, se calcula la tensión del conductor en los distintos estados atmosféricos, teniendo en consideración que la tensión mecánica del cable calculada nunca sobrepase el valor admisible del mismo.

Tabla A 3.6.3 Hipótesis de cálculo conductor de fase (1200 Kcmil ACAR 18/19)

HIPÓTESIS		Temperatura (°C)	Viento (km/h)
Estado inicial	Flecha Final	12	0
1	Tensión Máxima a Mínima Temperatura	-5	0
2	Máxima Tensión a Viento Máximo	5	80,82
3	Ubicación Potencia Nominal	45	0
4	Emergencia	75	0

La tensión admisible del conductor para el Estado inicial es 22% de la tensión de ruptura del conductor de fase.

El valor de la tensión máxima es tomado a (- 5°C) de la tabla de tendido y el valor de de tensión de cada día es tomado a (12°C).

Tabla de Tendido para el cable de guarda 3/8 H.S STEEL.

Para la tabla de tendido del cable de guarda se procede de forma similar a lo que se hizo con el conductor de fase, hay que tomar en cuenta que se parte de una hipótesis para la tensión admisible del estado inicial

Tabla A.3.6.5 Datos del conductor 3/8 H.S. STEEL

Vano regulación (m)	Sección efectiva (mm ²)	Diámetro del conductor (mm)	Peso del conductor (kg/m)	Modulo de Elasticidad (kg/mm ²)	Coefficiente de dilatación(1/C)	Tensión ruptura (kg)
400	51,15	9,52	0,497	17499,92	0,000012	4900

La tensión admisible del cable de guarda para el estado inicial es 18% de la tensión de ruptura.

ANEXO 3.7

CÁLCULO DE CARGAS VERTICALES

Ejemplo para la Torre Tangente y Ángulo del Tipo "SL2"

Conductor 1200 kcmil ACAR (18/19)
Vano Peso = 720m

Tabla A.3.7.1 Carga de hielo

Peso de hielo	$g_R (N/m)$
Referencia de diseño conductor de fase	0,632
Referencia de diseño cable de guarda	0,347

Peso del conductor de fase 1200 kcmil ACAR (18/19) = 1672,9 kg fuerza/km

Peso del cable de guarda (3/8) H.S STEEL = 0,497 kg fuerza/m

Cálculo carga vertical debida al conductor de fase

$Carga\ vertical = (V_p) Carga\ del\ conductor\ por\ unidad\ longitud$

$$= (V_p)(w + g_R)$$

$$= 720m \left(1672,9 \frac{kg\ fuerza}{km} * \frac{1N}{0,1019716\ kg\ fuerza} * \frac{1km}{1000m} + 0,632 (N/m) \right)$$

$$Cara\ vertical = 12267,1 (N)$$

En kg fuerza

$$Carga\ vertical = 12267,1(N) * \frac{0.1019716\ kg\ Fuerza}{1N}$$

$$Cara\ vertical = 1250,88 (kg\ fuerza)$$

Cálculo carga vertical debida al cable de guarda

$Carga\ vertical = (V_p) Carga\ del\ conductor\ por\ unidad\ longitud$

$$= (V_p)(w + g_R)$$

$$= 720m \left(0,497kg\ fuerza * \frac{1N}{0,1019716\ kg\ fuerza} + 0,347(N/m) \right)$$

$$Cara\ vertical = 3759.07 (N)$$

en kg fuerza

$$Carga\ vertical = 3759,07(N) * \frac{0.1019716\ kg\ Fuerza}{1N}$$

$$Cara\ vertical = 383,31 (kg\ fuerza)$$

ANEXO 3.8

DETERMINACIÓN DE LA COMBINACIÓN DE VIENTO Y HIELO SOBRE TORRES

Unidad de acción del viento sobre conductores cubiertos de hielo. Para algunas zonas que atraviesa la línea Totoras Quevedo que están sobre los 3000 m se establece que habrá caída de hielo por lo que se realiza un análisis aproximado por no disponer de datos en esas regiones.

$$a = q_0(C_i)(G_c)(G_L)$$

$$q_{oH} = \frac{1}{2} \tau \mu (K_R V_{iH})^2$$

$$V_{iH} = B_i * V_R$$

$B_i = 0,5$ considerando velocidad máxima

$$V_R = 22,82 \text{ m/s}$$

$$V_{iH} = 0,5 * 22,82$$

$$V_{iH} = 11,41 \text{ m/s}$$

$$q_{oH} = \frac{1}{2} \tau \mu (K_R V_{iH})^2 = \frac{1}{2} (0,69)(1,225)(11,41)^2$$

$$q_{oH} = 55,02 \left[\frac{N}{m^2} \right]$$

$$G_c = 2,3$$

$$G_L = 0,885$$

$$C_{iH} = 1,1$$

$$a = q_0(C_i)(G_c)(G_L) \Rightarrow 55,02 \left[\frac{N}{m^2} \right] * 1,1 * 2,3 * 0,885$$

$$a = 123,19 [N]$$

Carga sobre Torres

$$A_c = q_0 C_i G_c G_L D L \sin^2 \Omega$$

Para la Línea Totoras Quevedo se establece la condición 1 para el proceso de cálculo dado en la teoría

Condición 1 altos valores de carga de hielo a ser combinados con promedios máximos de vientos anuales durante la caída de hielo.

$$A_{c1} = q_{0H} C_{iH} G_c G_L D_L L \sin^2 \Omega$$

$$D_L = \left(d^2 + \frac{4g_L}{9,82\pi\delta} \right)^{0,5}$$

$$\Rightarrow g_H = 0,4g_R = 0,4(0,632(\text{N/m}))$$

$$\Rightarrow g_H = 0,2528 (\text{N/m})$$

$$D_H = \left(0,03202^2 + \frac{4 * 0,2528}{9,82 * 3,1416 * 900} \right)^{0,5}$$

$$D_H = 0,03202$$

$$A_{c1} = q_{0H} C_{iH} G_c G_L D_L L \sin^2 \Omega$$

$$A_{c1} = 55,02 * 1,1 * 2,39 * 0,885 * 0,03202 * 520 \sin^2 \Omega$$

Para el conductor de fase

$$A_{c1} = 2131,46 [N] = 217,34 \text{ kg.fuerza}$$

ANEXO 3.9

CÁLCULO DEL FACTOR DE FORTALECIMIENTO

Método 2 de la norma IEC 60826 para encontrar el factor de fortalecimiento

El límite de exclusión de probabilidad puede ser calculado a partir de los límites de exclusión de los componentes individuales

Límite de exclusión de N componentes

$$e_N = 1 - [1 - e_1]^N$$

Si consideramos que el número de componentes expuestos a un evento de carga climática es 5 se tiene:

Cálculo de coeficiente Φ_N para conductores

$$e_1 = 1 - [1 - e_N]^{1/N}$$

$$e_1 = 1 - [1 - 0,1]^{1/5} \quad e_1 = 0,0208$$

$$R(e) = \bar{R}(1 - U_e * V_R)$$

$$F_R(U_e) = e \quad F_R(U_e) = 0,0208$$

$$U_{e1} = 2,04$$

$$\phi_N = \frac{1 - U_{e1} * V_R}{1 - U_{eN} * V_R} = \frac{1 - 2,04 * 0,03}{1 - 1,28 * 0,03}$$

$$\phi_N = 0,9762$$

Cálculo de coeficiente Φ_N para torres

$$N = 5$$

$$v_r = 0,1$$

$$\phi_N = 0,92$$

Método 2 de la norma IEC 60826

$$e_1 = 1 - [1 - 0,1]^{1/5}$$

$$e_1 = 0,0208$$

$$R(e) = \bar{R}(1 - U_e * V_R)$$

$$F_R(U_e) = e$$

$$F_R(U_e) = 0,0208$$

$$U_{e1} = 2,04$$

$$\phi_N = \frac{1 - U_{e1} * V_R}{1 - U_{eN} * V_R}$$

$$\phi_N = \frac{1 - 2,04 * 0,1}{1 - 1,28 * 0,1}$$

$$\phi_N = 0,9128$$

Cálculo de coeficiente Φ_N para cadena de aislantes

$$e_1 = 1 - [1 - 0,1]^{1/5}$$

$$e_1 = 0,0208$$

$$R(e) = \bar{R}(1 - U_e * V_R)$$

$$F_R(U_e) = e$$

$$F_R(U_e) = 0,0208$$

$$U_{e1} = 2,04$$

$$\phi_N = \frac{1 - U_{e1} * V_R}{1 - U_{eN} * V_R}$$

$$\phi_N = \frac{1 - 2,04 * 0,05}{1 - 1,28 * 0,05}$$

$$\phi_N = 0,9594$$

Cálculo de coeficiente Φ_N para fundaciones

$$e_1 = 1 - [1 - 0,1]^{1/5}$$

$$e_1 = 0,0208$$

$$R(e) = \bar{R}(1 - U_e * V_R)$$

$$F_R(U_e) = e$$

$$F_R(U_e) = 0,0208$$

$$U_{e1} = 2,04$$

$$\phi_N = \frac{1 - U_{e1} * V_R}{1 - U_{eN} * V_R} = \frac{1 - 2,04 * 0,25}{1 - 1,28 * 0,25}$$

$$\phi_N = 0,7205$$

Cálculo de coeficiente Φ_N para Ajustes

$$e_1 = 1 - [1 - 0,1]^{1/5}$$

$$e_1 = 0,0208$$

$$R(e) = \bar{R}(1 - U_e * V_R)$$

$$F_R(U_e) = e$$

$$F_R(U_e) = 0,0208$$

$$U_{e1} = 2,04$$

$$\phi_N = \frac{1 - U_{e1} * V_R}{1 - U_{eN} * V_R} = \frac{1 - 2,04 * 0,05}{1 - 1,28 * 0,05}$$

$$\phi_N = 0,7205$$

Tabla A.3.9.1 Resumen factores de fortalecimiento

	Φ_N
Conductor	0,9762
Aislantes	0,9594
Soportes	0,9128
Fundaciones	0,7205
Herrajes	0,9594

ANEXO 3.10

ÁRBOL DE CARGAS UTILIZANDO FACTORES DE LA NORMA IEC 60826

Tabla A.3.10.1 Combinación de solicitaciones

Caso	Solicitud
1A	Viento a 90° con respecto a la línea
1B	Viento a 45° con respecto a la línea
1C	Viento a 0° con respecto a la línea

Definición de términos

V_C : Carga Vertical soporte conductor de Fase, Carga vertical del conductor de fase.

V_{cg} : Carga Vertical soporte cable de guarda, Carga vertical del cable de guarda

T_C : Carga transversal del Conductor

T_{cg} : Carga transversal del Cable de guarda

Peso cadena de aisladores

$\Phi_S = 0,912$ Coordinación de fuerza

$\Phi_N = 0.92$ Factor de fortalecimiento relacionado con el número de elementos

$\Phi_Q = 1$: factor de calidad de la torre

$\Phi_C = 1$: valor de ajuste

A_C : Carga de viento sobre los conductores, cable de guarda

A_i : Carga de viento sobre la cadena de aisladores

Φ_i : Carga de viento sobre la cadena de aisladores

$P_{OC} = 1,6729$ peso del conductor (kg/m)

Estructura suspensión Liviana "SL2"

TENSIÓN MÁXIMA EN EL SOPORTE

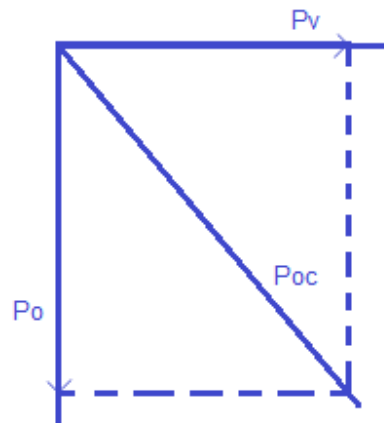
Mínima temperatura sin viento

$$T_{MAX} = TH_{MAXIMA} + P_{OC} * f_C = 3325,69 \text{kg.fuerza} + 1,6729(\text{kg.fuerza} / \text{m}) * 10,112 \text{m}$$

$$T_{MAX} = 3342,60 \text{kg.fuerza} = 3277,98 \text{daN}$$

Máxima carga por viento

$$T_{MAX} = TH_{MAXIMA} + P_{OC} * f_C$$



$$P_0 = \text{Peso_del_conductor}$$

$$P_{OC} = \sqrt{P_0^2 + P_V^2}$$

$$P_V = \text{presion_del_viento}$$

$$P_V = 213 \frac{\text{N}}{\text{m}} * \frac{0,1019716 \text{kg.fuerza}}{1 \text{N}} * 32,02 \text{m} / (1000) = 0,6954 \text{kg.fuerza}$$

$$P_{OC} = \sqrt{(1,6729 \text{kg.fuerza} / \text{m})^2 + (0,6954 \text{kg.fuerza})^2} = 1,8116 \frac{\text{kg.fuerza}}{\text{m}}$$

$$\Rightarrow T_{MAX} = TH_{MAXIMA} + P_{OC} * f_C$$

$$T_{MAX} = TH_{MAXIMA} + P_{OC} * f_C$$

$$T_{MAX} = 3560.15 \text{ kg.fuerza} + 1,8116 \frac{\text{kg.fuerza}}{\text{m}} * 10,97\text{m}$$

$$T_{MAX} = 3581.59 \text{ kg.fuerza}$$

TENSIÓN MÁXIMA EN EL SOPORTE

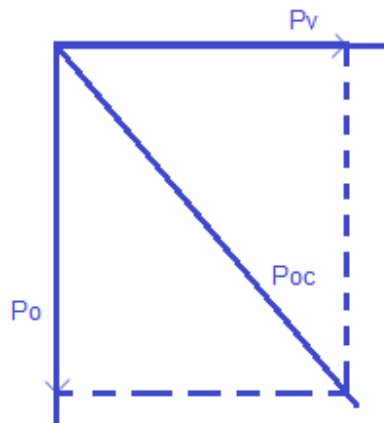
Mínima temperatura sin viento cable de guarda

$$T_{MAX} = TH_{MAXIMA} + P_{OC} * f_c = 918.19 \text{ kg.fuerza} + 0,497 * (\text{kg.fuerza} / \text{m}) * 10,89\text{m}$$

$$T_{MAX} = 923,6 \text{ kg.fuerza} = 905,745 \text{ daN}$$

Máxima carga por viento

$$T_{MAX} = TH_{MAXIMA} + P_{OC} * f_c$$



$$P_o = \text{Peso_del_cable_guarda}$$

$$P_{oc} = \sqrt{P_o^2 + P_v^2}$$

$$P_v = \text{presion_del_viento} * \text{diametro_del_cable_de_guarda}$$

$$P_v = 213 \frac{\text{N}}{\text{m}} * \frac{0,1019716 \text{ kg.fuerza}}{1\text{N}} * 9,52\text{m} / (1000) = 0,2067 \text{ kg.fuerza}$$

$$P_{OC} = \sqrt{(0,497 \text{kg.fuerza / m})^2 + (0,2067 \text{kg.fuerza})^2} = 0,54 \frac{\text{kg.fuerza}}{\text{m}}$$

$$\Rightarrow T_{MAX} = TH_{MAXIMA} + P_{OC} * f_C$$

$$T_{MAX} = TH_{MAXIMA} + P_{OC} * f_C$$

$$T_{MAX} = 1014,81 \text{ kg.fuerza} + 0,54 \frac{\text{kg.fuerza}}{\text{m}} * 11,43 \text{m}$$

$$T_{MAX} = 1021,44 \text{ kg.fuerza}$$

Caso 1A

$$V_C = \frac{(\text{carga vertical del conductor} + \text{peso de ailadores} + \text{peso de accesorios})}{\Phi_S \Phi_N \Phi_Q \Phi_C}$$

$$V_C = \frac{1204,48257 \text{ kg.fuerza} + 108 \text{ kg.fuerza} + 20 \text{ kg.fuerza}}{0,912 * 0,92 * 1 * 1} = 1588,1 \text{ kg.fuerza} = 1557,4 (\text{daN})$$

$$V_{cg} = \frac{(\text{carga vertical del cable} + \text{peso de accesorios})}{\Phi_S \Phi_N \Phi_Q \Phi_C}$$

$$V_{cg} = \frac{357,890124 \text{ kg.fuerza} + 0}{0,912 * 0,92 * 1 * 1} = 426,55 \text{ kg.fuerza} = 418,3 (\text{daN})$$

$$T_C = \frac{Ac + 2(T_{max} \cdot \text{sen} \frac{\alpha}{2}) + A_i}{\Phi_S \Phi_N \Phi_Q \Phi_C} = \frac{724,03 \text{ kg.fuerza} + 2(3581,59 \text{ kg.fuerza} * \text{sen} \frac{1^\circ}{2}) + 41,41 \text{ kg.fuerza}}{0,912 * 0,92 * 1 * 1}$$

$$T_C = 986,77 \text{ kg.fuerza}$$

$$T_C = 967,69 \text{ daN}$$

$$T_{Cg} = \frac{Ac + 2(T_{max} \cdot \text{sen} \frac{\alpha}{2})}{\Phi_S \Phi_N \Phi_Q \Phi_C} = \frac{215,26 \text{ kg.fuerza} + 2(1021,44 \text{ kg.fuerza} * \text{sen} \frac{1^\circ}{2})}{0,912 * 0,92 * 1 * 1}$$

$$T_{Cg} = 277,8 \text{ kg.fuerza}$$

$$T_{Cg} = 272,43 \text{ daN}$$

CASO 1B

$$V_C = 1588,1 \text{kg.fuerza} = 1557,4(\text{daN})$$

$$V_{cg} = 426,55 \text{kg.fuerza} = 418,3(\text{daN})$$

$$T_C = \frac{(A_c + A_t) * \text{Cos}45^\circ + 2(T \text{ max } .\text{sen} \frac{\alpha}{2})}{\Phi_s \Phi_N \Phi_Q \Phi_C}$$

$$T_C = \frac{(724,03 \text{kg.fuerza} + 41,41 \text{kg.fuerza}) * \text{Cos}(45^\circ) + 2(3581,59 \text{kg.fuerza} * \text{sen} \frac{1^\circ}{2})}{0,912 * 0,92 * 1 * 1} =$$

$$T_C = 719,57 \text{kg.fuerza}$$

$$T_C = 705,66 \text{daN}$$

$$T_{Cg} = \frac{A_c * \text{Cos}45^\circ + 2(T \text{ max } .\text{sen} \frac{\alpha}{2})}{\Phi_s \Phi_N \Phi_Q \Phi_C} = \frac{215,26 \text{kg.fuerza} * \text{Cos}45^\circ + 2(1021,4 \text{kg.fuerza} * \text{sen} \frac{1^\circ}{2})}{0,912 * 0,92 * 1 * 1}$$

$$T_{Cg} = 202,66 \text{kg.fuerza}$$

$$T_{Cg} = 198,7 \text{daN}$$

Caso 1C

$$V_C = 1588,1 \text{kg.fuerza} = 1557,4(\text{daN})$$

$$V_{cg} = 426,55 \text{kg.fuerza} = 418,3(\text{daN})$$

$$T_C = \frac{(2 * T_{\text{max}} * \text{sen}(\frac{\alpha}{2}))}{\Phi_s \Phi_N \Phi_Q \Phi_C} = \frac{2 * 3581,59 \text{kg.fuerza} . \text{sen}(\frac{1^\circ}{2})}{0,912 * 0,92} = 74,5 \text{kg.fuerza} = 73,06 \text{daN}$$

$$T_{Cg} = \frac{(2 * T_{\text{max}} * \text{sen}(\frac{\alpha}{2}))}{\Phi_s \Phi_N \Phi_Q \Phi_C} = \frac{2 * 1021,44 \text{kg.fuerza} . \text{sen}(\frac{1^\circ}{2})}{0,912 * 0,92} = 21,24 \text{kg.fuerza} = 20,83 \text{daN}$$

$$L_c = \frac{(P_v * d_c * flecha(a 12^\circ) + A_i)}{\Phi_s \Phi_N \Phi_Q \Phi_C} = \frac{213N/m^2 * 0,03202m * 11,158m + 406,07N}{0,912 * 0,92}$$

$$L_c = 58,54kg.fuerza = 57,41daN$$

$$L_{cg} = \frac{(P_v * d_{cg} * flecha(12^\circ))}{\Phi_s \Phi_N \Phi_Q \Phi_C} = \frac{213N/m^2 * 0,00952m * 11,342m}{0,912 * 0,92}$$

$$L_{cg} = 2,77kg.fuerza = 2,72daN$$

Caso 2A

$$V_c = 1588,1kg.fuerza = 1557,4(daN)$$

$$V_{cg} = 426,55kg.fuerza = 418,3(daN)$$

$$V_c' = (P_{oc} * V_p) = \frac{(1,6729 \frac{kg}{m}) * 720m}{\Phi_s \Phi_N \Phi_Q \Phi_C} = 1435,6kg.fuerza = 1407,8daN$$

$$V_{cg}' = (P_{ocg} * V_p) = \frac{(0,497 \frac{kg}{m}) * 720m}{\Phi_s \Phi_N \Phi_Q \Phi_C} = 426,5kg.fuerza = 418,2daN$$

$$T_c = \frac{(A_c + A_i) / 4 + 2(T_{max} \cdot \text{sen} \frac{\alpha}{2})}{\Phi_s \Phi_N \Phi_Q \Phi_C} =$$

$$T_c = \frac{(724,03kg.fuerza + 41,41kg.fuerza) / 4 + 2(3581,59kg.fuerza * \text{sen} \frac{1^\circ}{2})}{0,912 * 0,92 * 1 * 1}$$

$$T_c = 302,57kg.fuerza = 296,72daN$$

$$T_{cg} = \frac{A_c / 4 + 2(T_{max} \cdot \text{sen} \frac{\alpha}{2})}{\Phi_s \Phi_N \Phi_Q \Phi_C} = \frac{215,26kg.fuerza / 4 + 2(1021,44kg.fuerza * \text{sen} \frac{1^\circ}{2})}{0,912 * 0,92 * 1 * 1}$$

$$T_{cg} = 85,39kg.fuerza = 83,73daN$$

$$L_c = 0$$

$$L_{cg} = 0$$

Mínima tensión para el desequilibrio longitudinal

Longitud de la cadena de aisladores = 3,50m

$$L = 2 * a * \sinh\left(\frac{x}{2a}\right) \quad ; \quad a = \frac{T_H}{P_0} \quad ; \quad T_H = 3017,08 \text{kg.fuerza}$$

$$L1 = 2 * \frac{3017,08}{1,6729} * \sinh\left(\frac{400 * 1,6729}{2 * 3017,08}\right)$$

$$L1 = 400,82m$$

$$\Rightarrow L2 = L1 + \text{Longitud_c adena_ aisladores} = 400,82m + 3,5 = 404,32m$$

$$404,32m = 2 * \frac{T_{H2}}{1,6729} \sinh\left(\frac{400 * 1,6729}{2 * T_{H2}}\right)$$

$$\Rightarrow T_{H2} = 1316,48$$

Caso 3A

Un cable de guarda roto y un conductor roto

$$V_C = 1588,1 \text{kg.fuerza} = 1557,4 \text{(daN)}$$

$$V_{cg} = 426,55 \text{kg.fuerza} = 418,3 \text{(daN)}$$

$$T_C = 297,08 \text{kg.fuerza} = 291,33 \text{daN}$$

$$T_{cg} = 85,38 \text{kg.fuerza} = 83,72 \text{daN}$$

$$V_{CROTO} = 1557,4 \text{kg.fuerza} / 2 = 794,05 \text{kg.fuerza} = 778,7 \text{daN}$$

$$V_{cgROTO} = 426,55 \text{kg.fuerza} / 2 = 213,28 \text{kg.fuerza} = 209,16 \text{daN}$$

$$T_{CROTO} = 297,08 \text{kg.fuerza} / 2 = 148,54 \text{kg.fuerza} = 145,66 \text{daN}$$

$$T_{cgROTO} = 85,38 \text{kg.fuerza} / 2 = 42,69 \text{kg.fuerza} = 41,86 \text{daN}$$

$$L_C (\text{roto}) = \frac{(T_{H2})}{\Phi_S \Phi_N \Phi_Q \Phi_C} = \frac{1316,48 \text{kg.fuerza}}{0,912 * 0,92} = 1569,03 \text{kg.fuerza} = 1538,7 \text{daN}$$

$$L_{Cg} (\text{roto}) = \frac{(\text{tension_a_} 12^\circ)}{\Phi_S \Phi_N \Phi_Q \Phi_C} = \frac{882 \text{kg.fuerza}}{0,912 * 0,92} = 1051,2 \text{kg.fuerza} = 1030,88 \text{daN}$$

ANEXO 4.1

CÁLCULO AMPACIDAD CONDUCTOR ACAR 1200

Tabla A.4.1 Condiciones iniciales

Velocidad del viento	Coefficiente de emisividad	Coefficiente de absorción	Temperatura máxima de ambiente	Temperatura máxima admisible del conductor	Altitud de la línea:	Latitud	Atmósfera	Altitud y azimut del sol
1(m/s)	0,5	0,5	32 °C	75 °C	1000 [m]	1° S	Clara	12 pm

Tabla A.4.2 Resistencia conductor ACAR 1200 18/19

	$\left(\frac{\Omega}{\text{millas}}\right)$	$\left(\frac{\Omega}{\text{pies}}\right)$	$\left(\frac{\Omega}{\text{m}}\right)$
Resistencia (25°C)	0,0853	$1,61553 \cdot 10^{-5}$	$5,3003 \cdot 10^{-5}$
Resistencia (75°C)=	0,10080	$1,90909 \cdot 10^{-5}$	$6,26342 \cdot 10^{-5}$

Pérdidas de calor por convección

Pérdidas de calor por convección natural

$$q_c = 0,283 \rho_f^{0,5} d^{0,75} (T_c - T_a)^{1,25}$$

Donde

$$d = 1,26063''$$

$$T_c = 75^\circ\text{C}$$

$$T_a = 32^\circ\text{C}$$

$$T_f = (T_c + T_a) / 2 = (75^\circ\text{C} + 32^\circ\text{C}) / 2 = 51^\circ\text{C}$$

$$\rho_f = 0,0682(\text{lb}/\text{pie}^3) \text{ a } 51^\circ\text{C} \text{ Tabla A.4.3}$$

$$\Rightarrow q_c = 0,283(0,0682)^{0,5} (1,26063)^{0,75} (75 - 32)^{1,25}$$

$$q_c = 9,68177(\text{W} / \text{pies})$$

Tabla A.4.3 Viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire

Temperatura °C	Viscosidad Absoluta (<i>lb / pie.h</i>) μ_r	Densidad del aire $\rho_r(\text{lb} / \text{pie}^3)$				Conductividad térmica del aire (<i>W / pie.°C</i>) k_f
		Nivel del mar	5000 pies	10000 pies	15000 pies	
10	0,0427	0,0778	0,0647	0,0534	0,0439	0,00762
15	0,0433	0,0765	0,0636	0,0525	0,0431	0,00773
20	0,0439	0,0752	0,0625	0,0516	0,0424	0,00784
25	0,0444	0,0739	0,0615	0,0507	0,0417	0,00796
30	0,045	0,0727	0,0605	0,0499	0,041	0,00807
35	0,0456	0,0715	0,0595	0,0491	0,0403	0,00818
40	0,0461	0,0704	0,0585	0,0483	0,0397	0,0083
45	0,0467	0,0693	0,0576	0,0475	0,0391	0,00841
50	0,0473	0,0682	0,0567	0,0468	0,0384	0,00852
55	0,0478	0,0671	0,0558	0,0461	0,0379	0,00864
60	0,0484	0,0661	0,055	0,0454	0,0373	0,00875
65	0,0489	0,0652	0,0542	0,0447	0,0367	0,00886
70	0,0494	0,0642	0,0534	0,0441	0,0362	0,00898
75	0,05	0,0633	0,0526	0,0434	0,0357	0,00909
80	0,0505	0,0624	0,0519	0,0428	0,0352	0,0092
85	0,051	0,0615	0,0512	0,0422	0,0347	0,00932
90	0,0515	0,0607	0,0505	0,0416	0,0342	0,00943
95	0,0521	0,0598	0,0498	0,0411	0,0337	0,00954
100	0,0526	0,0591	0,0491	0,0405	0,0333	0,00965

Fuente IEEE Std 738-1993

Perdidas por convección forzada “ q_c ”

Cuando la velocidad del viento es > 0 entonces la pérdida de calor por convección forzada pueden ser calculadas con las ecuaciones (Ec.a) y (Ec.b), y se considera el mayor valor.

$$q_{c1} = \left[1,01 + 0,371 \left(\frac{d * \rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] * k_f * (T_c - T_a) \quad (\text{Ec.a})$$

$$q_{c2} = 0,1695 \left(\frac{d * \rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,6} * k_f * (T_c - T_a) \quad (\text{Ec.b})$$

Donde:

$$d = 1,26063''$$

$$V_w = 3,2808(\text{pies/s}) * 3600(\text{s/h}) = 11811(\text{pies/h})$$

$$T_c = 75^\circ\text{C}$$

$$T_a = 32^\circ\text{C}$$

$$T_f = (T_c + T_a) / 2 = (75^\circ\text{C} + 32^\circ\text{C}) / 2 = 51^\circ\text{C}$$

$$\mu_f = 0,0474(\text{lb} / \text{pie.h}) \text{ a } 51^\circ\text{C} \text{ Tabla A.4.3}$$

$$\rho_f = 0,0680(\text{lb}/\text{pie}^3) \text{ a } 51^\circ\text{C} \text{ Tabla A.4.3}$$

$$k_f = 0,00854(\text{W}/\text{pies.}^\circ\text{C}) \text{ a } 51^\circ\text{C} \text{ Tabla A.4.3}$$

$$q_{c1} = \left[1,01 + 0,371 \left(\frac{1,26063 * 0,0680 * 11811}{0,0474} \right)^{0,52} \right] * 0,00854 * (75 - 32) = 24,67(\text{W} / \text{pies})$$

$$q_{c2} = 0,1695 \left(\frac{1,26063 * 0,0680 * 11811}{0,0474} \right)^{0,6} * 0,00854 * (75 - 32) = 24,64 (\text{W} / \text{pies})$$

Entonces

$$q_c = 24,67(W / pies)$$

Pérdidas de calor radiado “ q_r ”

$$q_r = 0,138 * d * \varepsilon * \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right]$$

Donde:

$$d = 1,26063'' \quad ; \quad T_c = 75^\circ\text{C} \quad ; \quad T_a = 32^\circ\text{C} \quad ; \quad \varepsilon = 0,5$$

$$\Rightarrow q_r = 0,138 * 1,26063 * 0,5 * \left[\left(\frac{75 + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{32 + 273}{100} \right)^4 \right] = 5,23(W / pies)$$

$$q_r = 5,23(W / pies)$$

Ganancia de calor solar “ q_s ”

$$q_s = \alpha Q_s (\text{sen}(\phi)) A'$$

$$\phi = \cos^{-1}(\cos H_c) * \cos(Z_c - Z_t)$$

Donde:

$$\alpha = 0,5$$

$$A' = \frac{D}{12} = \frac{1,26063}{12} = 0,1051$$

La siguiente Tabla A.4.4 fue obtenida gracias al instituto “Astronomical Applications Depto. U.S. Naval Observatory Washington, DC 20392-5420” con la ayuda de esta tabla se trata de obtener resultados que se aproximen más a la realidad.

Tabla A.4.4 Altitud H_C y Azimut, Z_C en grados para varias latitudes del sol y declinación De 23.0°C (Hemisferio norte y sur, 10 de Junio 2009)

Grados	Hora del sol local					
	10:00am		12:00pm		2:00pm	
	H_C	Z_C	H_C	Z_C	H_C	Z_C
5°Latitud N	52,3	58,0	71,5	12,6	59,4	308,6
4°Latitud N	51,8	56,9	70,5	12,0	58,7	309,9
3°Latitud N	51,2	55,9	69,5	11,4	58,1	311,1
2°Latitud N	50,6	54,9	68,5	10,9	57,4	312,3
1°Latitud N	50,1	53,9	67,6	10,5	56,7	313,4
Latitud 0°	49,5	53,0	66,6	10,0	56,0	314,5
1°Latitud S	48,9	52,0	65,6	9,7	55,3	315,5
2°Latitud S	48,2	51,2	64,6	9,3	54,6	316,5
3°Latitud S	47,6	50,3	63,6	9	53,9	317,5
4°Latitud S	47,0	49,5	62,6	8,7	53,1	318,4
5°Latitud S	46,3	48,7	61,6	8,4	52,4	319,2

La ruta de la línea de la línea de transmisión se encuentra a 1° Latitud S, por lo que según la tabla 4.5 se obtuvieron los siguientes dados de Altitud H_C y Azimut, Z_C

$\Rightarrow H_C$ a 11:00 am = 59,5° Por interpolación

$\Rightarrow Z_C$ a 11:00 am = 36,8° Por interpolación

Tabla A.4.5. Calor total recibido por una superficie sobre el nivel del mar, debido a los rayos del sol

Altitud solar Hc, en grados H_C	$Q_s, (W / pie^2)$	
	Atmósfera clara	Atmósfera industrial
5	21,63	12,74
10	40,4	21,82
15	54,13	30,92
20	64,17	39,31
25	71,59	46,59
30	77,16	52,65
35	81,43	57,57
40	84,81	61,52
45	87,53	64,71
50	89,75	67,35
55	91,56	69,62
56	91,87	70,04
57	92,18	70,45
59,5	106,61	71,53
60	93	71,63
70	94,9	75,04
80	95,79	77,46
90	96,39	78,88

Fuente IEEE std 738-1993

Tabla A.4.6 Factores para altitudes de calor sobre el nivel del mar

Elevación sobre el nivel del mar	Múltiplos para valores de la tabla 4,3
0	1,00
5000	1,15
10000	1,25
15000	1,30

Fuente IEEE std 738-1993

$Q_s = 106.61(W / pie^2)$ Para un $H_C = 59,5^\circ$ según Tabla A.4.6 (este valor se encontró por interpolación)

$Z_i =$ Azimut de la línea, en grados = 90° o 270°

$$\Rightarrow \theta = \cos^{-1}(\cos(59.5^\circ) * \cos(36.8^\circ - 90^\circ)) = 72,3^\circ$$

$$\Rightarrow q_s = \alpha Q_s (\sin(\phi)) A = 0,5 * 106.61 * \text{seno}(72.3) * 0,1051 = 5,33(\text{W} / \text{pies})$$

$$q_s = 5.33(\text{W} / \text{pies})$$

Resistencia a 75°C

$$R(75^\circ C) = \left[\frac{R(75^\circ C) - R(25^\circ C)}{75^\circ C - 25^\circ C} \right] \cdot (75^\circ C - 25^\circ C) + R(25^\circ C)$$

$$R(75^\circ C) = \left[\frac{1,90909 * 10^{-5} - 1,61553 * 10^{-5}}{75^\circ C - 25^\circ C} \right] \cdot (75^\circ C - 25^\circ C) + 1,61553 * 10^{-5}$$

$$R(75^\circ C) = 1,90909 * 10^{-5} (\Omega / \text{pies})$$

TEMPERATURA DEL CONDUCTOR EN ESTADO ESTABLE

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}}$$

Donde:

$$q_c = 24,67(\text{W} / \text{pies})$$

$$q_r = 5,23(\text{W} / \text{pies})$$

$$q_s = 5,33(\text{W} / \text{pies})$$

$$R(75^\circ C) = 1,90909 * 10^{-5} (\Omega / \text{pies})$$

$$I = \sqrt{\frac{24,64 + 5,23 - 5,33}{1,90909 * 10^{-5}}}$$

$$I = 1134,6 \text{ (A)}$$

ANEXO 4.2

		Potencia que sale de la barra Totoras 230 kV					
		Primer circuito ACSR BLUEJAY 1113 kcmil			Segundo circuito ACSR BLUEJAY 1113 kcmil		
		DEMANDA MW			DEMANDA MW		
AÑO	ESTACIÓN	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MAXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2009	Estiaje	96.3814	79.0761	64.2588	96.3814	79.0761	64.2588
2009	Lluvioso	97.933	99.8806	91.4384	97.933	99.8806	91.4384
2010	Estiaje	99.7528	80.6942	67.0687	99.7528	80.6942	67.0687
2010	Lluvioso	106.0784	108.2036	96.9315	106.0784	108.2036	96.9315
2011	Estiaje	83.5259	62.2292	53.0239	83.5259	62.2292	53.0239
2011	Lluvioso	86.106	102.3113	92.5196	86.106	102.3113	92.5196
2012	Estiaje	90.3665	76.4248	54.1072	90.3665	76.4248	54.1072
2012	Lluvioso	96.0994	103.0872	84.9991	96.0994	103.0872	84.9991
2013	Estiaje	87.2837	71.531	53.2531	87.2837	71.531	53.2531
2013	Lluvioso	90.9085	101.5406	92.9749	90.9085	101.5406	92.9749
2014	Estiaje	83.2453	71.2346	52.3661	83.2453	71.2346	52.3661
2014	Lluvioso	80.8773	92.3346	87.6398	80.8773	92.3346	87.6398
2015	Estiaje	101.1406	86.9198	63.4145	101.1406	86.9198	63.4145
2015	Lluvioso	104.1543	114.0718	101.4947	104.1543	114.0718	101.4947
2016	Estiaje	99.238	82.8934	63.0057	99.238	82.8934	63.0057
2016	Lluvioso	106.2373	115.2526	101.4735	106.2373	115.2526	101.4735
2017	Estiaje	101.1329	85.3301	62.8008	101.1329	85.3301	62.8008
2017	Lluvioso	110.3413	124.5331	108.05	110.3413	124.5331	108.05

ANEXO 4.3

		Potencia que llega a la barra Quevedo 230 kV					
		Primer circuito ACSR BLUEJAY 1113 kcmil			Segundo circuito ACSR BLUEJAY 1113 kcmil		
		DEMANDA MW			DEMANDA MW		
AÑO	ESTACIÓN	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2009	Estiaje	95.2148	78.2759	63.7354	95.2148	78.2759	63.7354
2009	Lluvioso	96.7265	98.6002	90.3765	96.7265	98.6002	90.3765
2010	Estiaje	98.5069	80	66.4942	98.5069	80	66.4942
2010	Lluvioso	104.6614	106.6912	95.725	104.6614	106.6912	95.725
2011	Estiaje	82.6471	61.7381	52.6598	82.6471	61.7381	52.6598
2011	Lluvioso	85.1686	100.9735	91.3889	85.1686	100.9735	91.3889
2012	Estiaje	89.3373	75.67	53.7308	89.3373	75.67	53.7308
2012	Lluvioso	94.9239	101.6957	84.0723	94.9239	101.6957	84.0723
2013	Estiaje	86.3229	70.8762	52.889	86.3229	70.8762	52.889
2013	Lluvioso	89.8559	100.2112	91.8554	89.8559	100.2112	91.8554
2014	Estiaje	82.3499	70.5806	52.0102	82.3499	70.5806	52.0102
2014	Lluvioso	80.0215	91.2404	86.6492	80.0215	91.2404	86.6492
2015	Estiaje	99.8406	85.9542	62.8944	99.8406	85.9542	62.8944
2015	Lluvioso	102.7746	112.4115	100.2042	102.7746	112.4115	100.2042
2016	Estiaje	97.9797	82.0082	62.4934	97.9797	82.0082	62.4934
2016	Lluvioso	104.792	113.5463	100.1782	104.792	113.5463	100.1782
2017	Estiaje	99.8261	84.3987	62.2873	99.8261	84.3987	62.2873
2017	Lluvioso	108.7678	122.5742	106.5697	108.7678	122.5742	106.5697

ANEXO 4.4

		Pérdidas de Potencia de la Línea Totoras-Quevedo 230 kV					
		Primer circuito ACSR BLUEJAY 1113 kcmil			Segundo circuito ACSR BLUEJAY 1113 kcmil		
		DEMANDA MW			DEMANDA MW		
AÑO	ESTACIÓN	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2009	Estiaje	1.1666	0.8002	0.5234	1.1666	0.8002	0.5234
2009	Lluvioso	1.2065	1.2804	1.0619	1.2065	1.2804	1.0619
2010	Estiaje	1.2459	0.8187	0.5745	1.2459	0.8187	0.5745
2010	Lluvioso	1.417	1.5124	1.2065	1.417	1.5124	1.2065

2011	Estiaje	0.8788	0.4911	0.3641	0.8788	0.4911	0.3641
2011	Lluvioso	0.9374	1.3378	1.1307	0.9374	1.3378	1.1307
2012	Estiaje	1.0292	0.7548	0.3764	1.0292	0.7548	0.3764
2012	Lluvioso	1.1755	1.3915	0.9268	1.1755	1.3915	0.9268
2013	Estiaje	0.9608	0.6548	0.3641	0.9608	0.6548	0.3641
2013	Lluvioso	1.0526	1.3294	1.1195	1.0526	1.3294	1.1195
2014	Estiaje	0.8954	0.654	0.3559	0.8954	0.654	0.3559
2014	Lluvioso	0.8558	1.0942	0.9906	0.8558	1.0942	0.9906
2015	Estiaje	1.3	0.9656	0.5201	1.3	0.9656	0.5201
2015	Lluvioso	1.3797	1.6603	1.2905	1.3797	1.6603	1.2905
2016	Estiaje	1.2583	0.8852	0.5123	1.2583	0.8852	0.5123
2016	Lluvioso	1.4453	1.7063	1.2953	1.4453	1.7063	1.2953
2017	Estiaje	1.3068	0.9314	0.5135	1.3068	0.9314	0.5135
2017	Lluvioso	1.5735	1.9589	1.4803	1.5735	1.9589	1.4803

ANEXO 4.5

		Potencia que sale de la barra Totoras 230 kV					
		Primer circuito ACAR 1200 kcmil			Segundo circuito ACAR 1200 kcmil		
		DEMANDA MW			DEMANDA MW		
ANO	ESTACION	MÁXIMA	MEDIA	MINIMA	MÁXIMA	MEDIA	MINIMA
2009	Estiaje	95.15	78.04	63.44	95.15	78.04	63.44
2009	Lluvioso	96.69	98.61	90.31	96.69	98.61	90.31
2010	Estiaje	98.48	79.64	66.21	98.48	79.64	66.21
2010	Lluvioso	104.74	106.83	95.73	104.74	106.83	95.73
2011	Estiaje	82.45	68.51	52.34	82.45	68.51	52.34
2011	Lluvioso	85.04	101.04	91.39	85.04	101.04	91.39
2012	Estiaje	89.19	75.40	53.41	89.19	75.40	53.41
2012	Lluvioso	94.85	101.73	83.94	94.85	101.73	83.94
2013	Estiaje	86.14	70.59	52.57	86.14	70.59	52.57
2013	Lluvioso	89.73	100.22	91.82	89.73	100.22	91.82
2014	Estiaje	82.16	70.31	51.68	82.16	70.31	51.68
2014	Lluvioso	79.83	91.16	86.55	79.83	91.16	86.55
2015	Estiaje	99.82	85.77	62.59	99.82	85.77	62.59
2015	Lluvioso	102.81	112.60	100.21	102.81	112.60	100.21
2016	Estiaje	97.92	81.77	62.17	97.92	81.77	62.17
2016	Lluvioso	104.83	113.73	100.15	104.83	113.73	100.15

2017	Estiaje	99.77	84.19	61.96	99.77	84.19	61.96
2017	Lluvioso	108.86	122.89	106.62	108.86	122.89	106.62

ANEXO 4.6

		Potencia que llega a la barra Quevedo 230 kV					
		Primer circuito ACAR 1200 kcmil			Segundo circuito ACAR 1200 kcmil		
		DEMANDA MW			DEMANDA MW		
ANO	ESTACION	MÁXIMA	MEDIA	MINIMA	MÁXIMA	MEDIA	MINIMA
2009	Estiaje	94.09	77.32	62.97	94.09	77.32	62.97
2009	Lluvioso	95.60	97.46	89.35	95.60	97.46	89.35
2010	Estiaje	97.36	78.90	65.69	97.36	78.90	65.69
2010	Lluvioso	103.45	105.46	94.64	103.45	105.46	94.64
2011	Estiaje	81.66	67.97	52.01	81.66	67.97	52.01
2011	Lluvioso	84.19	99.83	90.37	84.19	99.83	90.37
2012	Estiaje	88.26	74.72	53.07	88.26	74.72	53.07
2012	Lluvioso	93.79	100.47	83.11	93.79	100.47	83.11
2013	Estiaje	85.27	70.00	52.24	85.27	70.00	52.24
2013	Lluvioso	88.78	99.02	90.81	88.78	99.02	90.81
2014	Estiaje	81.35	69.71	51.36	81.35	69.71	51.36
2014	Lluvioso	79.06	90.17	85.65	79.06	90.17	85.65
2015	Estiaje	98.65	84.90	62.12	98.65	84.90	62.12
2015	Lluvioso	101.56	111.10	99.04	101.56	111.10	99.04
2016	Estiaje	96.78	80.97	61.71	96.78	80.97	61.71
2016	Lluvioso	103.52	112.19	98.97	103.52	112.19	98.97
2017	Estiaje	98.59	83.35	61.49	98.59	83.35	61.49
2017	Lluvioso	107.44	121.12	105.29	107.44	121.12	105.29

ANEXO 4.7

		Pérdidas de Potencia de la Línea Totoras-Quevedo 230 kV					
		Primer circuito ACAR 1200 kcmil			Segundo circuito ACAR 1200 kcmil		
		DEMANDA MW			DEMANDA MW		
ANO	ESTACION	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2009	Estiaje	1.0545	0.7232	0.4731	1.0545	0.7232	0.4731
2009	Lluvioso	1.0911	1.1573	0.9596	1.0911	1.1573	0.9596
2010	Estiaje	1.126	0.7402	0.5193	1.126	0.7402	0.5193
2010	Lluvioso	1.2806	1.3666	1.0901	1.2806	1.3666	1.0901
2011	Estiaje	0.7942	0.549	0.3292	0.7942	0.549	0.3292
2011	Lluvioso	0.8467	1.2089	1.0216	0.8467	1.2089	1.0216
2012	Estiaje	0.9297	0.6818	0.34	0.9297	0.6818	0.34
2012	Lluvioso	1.0619	1.2592	0.8375	1.0619	1.2592	0.8375
2013	Estiaje	0.8685	0.5916	0.329	0.8685	0.5916	0.329
2013	Lluvioso	0.9512	1.2012	1.0111	0.9512	1.2012	1.0111
2014	Estiaje	0.809	0.5909	0.3215	0.809	0.5909	0.3215
2014	Lluvioso	0.7733	0.9885	0.8949	0.7733	0.9885	0.8949
2015	Estiaje	1.1743	0.8717	0.4696	1.1743	0.8717	0.4696
2015	Lluvioso	1.2458	1.4992	1.1652	1.2458	1.4992	1.1652
2016	Estiaje	1.1363	0.7994	0.4625	1.1363	0.7994	0.4625
2016	Lluvioso	1.3053	1.5409	1.1757	1.3053	1.5409	1.1757
2017	Estiaje	1.1802	0.8412	0.4637	1.1802	0.8412	0.4637
2017	Lluvioso	1.4222	1.7693	1.3374	1.4222	1.7693	1.3374

ANEXO 4.8

		Potencia que sale de la barra Totoras 230 kV					
		Primer circuito 2 x ACAR 750 kcmil			Segundo circuito 2 x ACAR 750 kcmil		
		DEMANDA MW			DEMANDA MW		
ANO	ESTACION	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2009	Estiaje	108.57	89.06	72.39	108.57	89.06	72.39
2009	Lluvioso	110.32	112.55	103.04	110.32	112.55	103.04
2010	Estiaje	112.34	90.97	75.56	112.34	90.97	75.56

2010	Lluvioso	119.47	121.88	109.20	119.47	121.88	109.20
2011	Estiaje	94.12	78.23	59.79	94.12	78.23	59.79
2011	Lluvioso	97.02	115.27	104.30	97.02	115.27	104.30
2012	Estiaje	102.01	86.33	61.10	102.01	86.33	61.10
2012	Lluvioso	108.43	116.67	96.06	108.43	116.67	96.06
2013	Estiaje	98.49	80.71	60.13	98.49	80.71	60.13
2013	Lluvioso	102.56	114.59	104.96	102.56	114.59	104.96
2014	Estiaje	93.90	80.48	59.14	93.90	80.48	59.14
2014	Lluvioso	91.20	104.19	99.06	91.20	104.19	99.06
2015	Estiaje	114.24	98.22	71.67	114.24	98.22	71.67
2015	Lluvioso	117.62	128.88	114.69	117.62	128.88	114.69
2016	Estiaje	112.06	93.64	71.18	112.06	93.64	71.18
2016	Lluvioso	119.92	130.20	114.63	119.92	130.20	114.63
2017	Estiaje	114.20	96.34	70.94	114.20	96.34	70.94
2017	Lluvioso	124.52	140.56	122.15	124.52	140.56	122.15

ANEXO 4.9

		Potencia que llega a la barra Quevedo 230 kV					
		Primer circuito 2 x ACAR 750 kcmil			Segundo circuito 2 x ACAR 750 kcmil		
		DEMANDA MW			DEMANDA MW		
AÑO	ESTACIÓN	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2009	Estiaje	107.5707	88.3581	71.9279	107.5707	88.3581	71.9279
2009	Lluvioso	109.2574	111.4202	102.1057	109.2574	111.4202	102.1057
2010	Estiaje	111.2397	90	75.0572	111.2397	90	75.0572
2010	Lluvioso	118.2223	120.5506	108.1334	118.2223	120.5506	108.1334
2011	Estiaje	93.3451	77.6898	59.4646	93.3451	77.6898	59.4646
2011	Lluvioso	96.189	114.0913	103.2971	96.189	114.0913	103.2971
2012	Estiaje	101.0914	85.6576	60.7631	101.0914	85.6576	60.7631
2012	Lluvioso	107.386	115.4482	95.2437	107.386	115.4482	95.2437
2013	Estiaje	97.6416	80.1235	59.8038	97.6416	80.1235	59.8038
2013	Lluvioso	101.6332	113.409	103.9631	101.6332	113.409	103.9631
2014	Estiaje	93.1021	79.8998	58.8231	93.1021	79.8998	58.8231
2014	Lluvioso	90.4385	103.2186	98.1861	90.4385	103.2186	98.1861
2015	Estiaje	113.0848	97.3581	71.2042	113.0848	97.3581	71.2042
2015	Lluvioso	116.3906	127.4004	113.5385	116.3906	127.4004	113.5385

2016	Estiaje	110.9414	92.8503	70.7263	110.9414	92.8503	70.7263
2016	Lluvioso	118.6321	128.6837	113.4719	118.6321	128.6837	113.4719
2017	Estiaje	113.0366	95.5108	70.4872	113.0366	95.5108	70.4872
2017	Lluvioso	123.1205	138.8245	120.84	123.1205	138.8245	120.84

ANEXO 4.10

		Pérdidas de Potencia de la Línea Totoras-Quevedo 230 kV					
		Primer circuito 2 x ACAR 750 kcmil			Segundo circuito 2 x ACAR 750 kcmil		
		DEMANDA MW			DEMANDA MW		
ANO	ESTACION	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
2009	Estiaje	1.0012	0.7054	0.4619	1.0012	0.7054	0.4619
2009	Lluvioso	1.0633	1.1276	0.9369	1.0633	1.1276	0.9369
2010	Estiaje	1.1014	0.7215	0.5064	1.1014	0.7215	0.5064
2010	Lluvioso	1.2519	1.3331	1.0653	1.2519	1.3331	1.0653
2011	Estiaje	0.7795	0.5391	0.3217	0.7795	0.5391	0.3217
2011	Lluvioso	0.8271	1.1783	0.9999	0.8271	1.1783	0.9999
2012	Estiaje	0.9151	0.6703	0.3349	0.9151	0.6703	0.3349
2012	Lluvioso	1.0432	1.2254	0.8201	1.0432	1.2254	0.8201
2013	Estiaje	0.8528	0.5816	0.3239	0.8528	0.5816	0.3239
2013	Lluvioso	0.9317	1.1773	0.9929	0.9317	1.1773	0.9929
2014	Estiaje	0.7951	0.5794	0.3158	0.7951	0.5794	0.3158
2014	Lluvioso	0.7589	0.9705	0.8759	0.7589	0.9705	0.8759
2015	Estiaje	1.1572	0.8574	0.4634	1.1572	0.8574	0.4634
2015	Lluvioso	1.2275	1.4757	1.1486	1.2275	1.4757	1.1486
2016	Estiaje	1.1207	0.7884	0.4563	1.1207	0.7884	0.4563
2016	Lluvioso	1.2863	1.5176	1.1531	1.2863	1.5176	1.1531
2017	Estiaje	1.165	0.8289	0.4566	1.165	0.8289	0.4566
2017	Lluvioso	1.3972	1.738	1.3149	1.3972	1.738	1.3149

ANEXO 4.11

Pérdida por Energía

ACAR 1200

AÑO	kW/h año Totales	USD/año	VAN
2009,00	3786882,24	226364,67	210571,79
2010,00	4198054,19	250942,89	217149,06
2011,00	3347076,22	200074,83	161052,35
2012,00	3504818,24	209504,01	156876,72
2013,00	3459585,07	206800,16	144048,43
2014,00	3048513,70	182227,95	118076,70
2015,00	4452064,09	266126,58	160409,10
2016,00	4462700,88	266762,41	149574,28
2017,00	4919646,29	294076,78	153385,59
VAN ENERGÍA			1471144,02

ACAR 750

AÑO	kW/h año Totales	USD/año	VAN
2009,00	3972211,23	237442,90	220877,11
2010,00	4413384,85	263814,49	228287,28
2011,00	3525993,11	210769,76	169661,35
2012,00	3724349,39	222626,71	166703,00
2013,00	3662570,52	218933,82	152500,24
2014,00	3236384,28	193458,11	125353,41
2015,00	4698509,72	280858,12	169288,61
2016,00	4731782,52	282847,03	158592,96
2017,00	5210190,40	311444,34	162444,22
VAN ENERGÍA			1553708,18

BLUEJAY

AÑO	kW/h año Totales	USD/año	VAN
2009,00	3860970,18	230793,35	214691,49
2010,00	4295548,82	256770,73	222192,08
2011,00	3321381,88	198538,92	159816,00
2012,00	3588637,14	214514,37	160628,48
2013,00	3541029,67	211668,59	147439,58
2014,00	3119795,24	186488,88	120837,62
2015,00	4557919,88	272454,22	164223,12
2016,00	4569759,36	273161,94	153162,51
2017,00	5038235,76	301165,58	157082,99
VAN ENERGÍA			1500073,87

ANEXO 4.12

PÉRDIDAS POR POTENCIA

ACAR 1200

AÑO	kW/año totales	USD/año	VAN
2009,00	19324,03	152,98	142,31
2010,00	21775,35	172,39	149,17
2011,00	17499,08	138,53	111,51
2012,00	19122,23	151,38	113,36
2013,00	18080,90	143,14	99,71
2014,00	15702,96	124,32	80,55
2015,00	23355,70	184,90	111,45
2016,00	23388,02	185,16	103,82
2017,00	25766,83	203,99	106,40
VAN POTENCIA			1018,27

ACAR 750

AÑO	kW/año totales	USD/año	VAN
2009,00	18597,20	147,23	136,96
2010,00	21267,79	168,37	145,70
2011,00	17103,34	135,40	108,99
2012,00	18699,41	148,04	110,85
2013,00	17734,95	140,40	97,80
2014,00	15424,28	122,11	79,12
2015,00	23001,01	182,09	109,76
2016,00	23048,19	182,46	102,31
2017,00	25360,61	200,77	104,72
VAN POR POTENCIA			996,20

BLUEJAY

AÑO	kW/año totales	USD/año	VAN
2009,00	21376,992	169,23452	169,23452
2010,00	24096,5088	190,764028	190,764028
2011,00	19364,2176	153,300056	142,604703
2012,00	21147,2352	167,415612	144,870189
2013,00	20007,1872	158,390232	127,497891
2014,00	17381,1456	137,600736	103,035504
2015,00	25861,1808	204,734348	142,609477
2016,00	25898,7456	205,031736	132,852675
2017,00	28529,1552	225,855812	136,135698
VAN POTENCIA			1289,60469

ANEXO 4.13

Programa para el cálculo de la ampacidad de líneas aéreas aplicando la norma IEEE 738

conductor1

Calibre del conductor ACAR

Conductor

ACAR 750
ACSR 1113 BLUEJAY
ACAR 1200

Conductor ACAR 1200
diametro exterior 32.02
mm

Ingrese la temperatura maxima del conductor

75

Siguiete

hora

localizacion de la linea

Latitud

Norte

Sur

Ingrese la latitud a que se encuentra la linea

1

Hora del dia

12

Atras

Siguiente

localizacion

Datos de la region que atravieza la linea

Velocidad del viento en [m/s]

0.6

Ingrese el angulo entre la direccion del viento y el eje del conductor

90

Temperatura del ambiente en [°C]

25

Altura de la linea sobre el nivel del mar [m]

1500

Tipo de Atmosfera

Atmosfera clara

Atmosfera contaminada

atras

Siguiente

valores

VALORES INICIALES PARA EL CALCULO

Valores Iniciales

Altitud del sol	65.5999
Azimut del sol	9.7
Coefficiente de Viscosidad del aire	0.0472597
Coefficiente de conductividad termica del aire	0.00852409
Coefficiente de densidad del aire a la temperatura final	0.0680227

Atras Siguiente

Perdidas1

CALCULO DE PERDIDAS DE CALOR

PERDIDAS

Perdida de calor por conveccion	22.096
perdida de calor por Radiacion	5.93169

ABSORSIVIDAD DE CALOR

ABSORSIVIDAD

Absorsividad de calor solar	5.6676
-----------------------------	--------

Atras Siguiente

Ampacidad1 [Minimizar] [Maximizar] [Cerrar]

Valores de temperatura y corriente maximos

Temperatura

Temperatura maxima admisible	75
------------------------------	----

Ampacidad del conductor

Ampacidad

Ampacidad	1092.17
-----------	---------

Atras FIN