

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA

ESTUDIO PARA REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA DE
TRANSMISIÓN PUCARÁ – MULALÓ A 138 KV UTILIZANDO EL
CONDUCTOR MÁS ECONÓMICO

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO

JOAQUÍN ALFREDO CHASIPANTA GONZÁLEZ

joaqui_chops@hotmail.com

DIRECTOR: Ing. MSc. RAÚL CANELOS

rcanelos@transelectric.com.ec

Quito, Junio 2011

DECLARACIÓN

Yo, Joaquín Alfredo Chasipanta González, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis 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.

Joaquín A. Chasipanta G.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Joaquín Alfredo Chasipanta González, bajo mi supervisión.

Ing. MSc. Raúl Canelos
DIRECTOR DEL PROYECTO

DEDICATORIA

A mí querido Padre Celestial "DIOS" que me supo brindar de sabiduría, ciencia, fortaleza, bondad y amor infinito e incondicional. A ti mi Señor que eres mi luz mi salvación el baluarte de mi vida, el que nunca me abandona y me lleva por el camino de la rectitud.

Con todo el cariño, a mi querida Madrecita Rosita González, por haber luchado junto a mí todos los días de mi vida, por haberme enseñando los valores de la humildad, honradez, respeto, bondad, por haberme inculcado desde muy niño a ser una persona de bien. Madrecita querida, con todo mi amor, para ti atribuyo el trabajo de titulación.

A mí querida hermana Marianita de Jesús, por estar siempre a mi lado, por brindarme su orientación, su motivación, por haberme enseñado a perseverar en la vida y haber creído siempre en mí.

AGRADECIMIENTO

Mis más sinceros agradecimientos a mi Director de tesis MSc. Raúl Canelos, por haber compartido su conocimiento en las aulas de la Escuela Politécnica Nacional como profesor y por haberme dado la oportunidad de realizar el proyecto de titulación.

A Freddy Coyago. Ingeniero de la división de líneas de transmisión de CELEC EP – TRANSELECTRIC, por haberme motivado y haberme brindado su infinita colaboración para la culminación del presente estudio.

A mi querida luchadora, aguerrida y valiente madrecita, quien con su humilde pero digno trabajo supo sacarme adelante.

A la Escuela Politécnica Nacional, en especial a la carrera de Ingeniería Eléctrica, por haberme acogido en sus maravillosas aulas y haberme brindado una excelente formación académica.

A mis apreciados compañeros de clases. En especial quiero agradecer a mi querido amigo y compañero David Braulio M. quien me supo brindar su más sincera amistad, supo luchar junta a mí en las aulas, estuvo siempre al tanto de mí y me supo dar su apoyo incondicional sin esperar nada a cambio.

A todas las personas que de alguna forma pusieron su granito de arena para culminar con éxito mi carrera en la gloriosa Escuela Politécnica Nacional. Dios les bendiga a todos.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
RESUMEN.....	XIV
PRESENTACIÓN.....	XV
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVOS.....	1
1.1.1 OBJETIVOS GENERALES.....	1
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	1
1.2 ALCANCE.....	2
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	2
1.4 DESCRIPCIÓN ACTUAL DEL SIN.....	3
1.4.1 GENERACIÓN.....	4
1.4.1.1 GENERACIÓN FUTURA A INCORPORASE AL SIN.....	5
1.4.2 TRANSMISIÓN.....	6
1.4.2.1 TRANSMISIÓN FUTURA A INCORPORASE AL SIN.....	7
1.4.3 DISTRIBUCIÓN.....	8
CAPÍTULO 2 ANÁLISIS DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTES ACTUALES.....	10
2.1 INTRODUCCIÓN.....	10
2.2 INTRODUCCION A LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE.....	11
2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE.....	12
2.3.1 POR SU FUNCIÓN.....	12
2.3.1.1 ESTRUCTURAS DE SUSPENSIÓN O DE ALINEACIÓN.....	12
2.3.1.2 ESTRUCTURAS DE RETENCIÓN.....	12
2.3.1.2 .1 TERMINAL.....	12
2.3.1.2 .2 ANGULAR.....	13
2.3.1.2 .3 ROMPETRAMOS.....	14
2.3.2 POR LA MANERA DE RESISTIR LOS ESFUERZOS.....	14
2.3.2.1 ESTRUCTURAS AUTOSOPORTANTES.....	14
2.3.2.1.1 AUTOSOPORTANTES RÍGIDAS.....	14
2.3.2.1.2 AUTOSOPORTANTES FLEXIBLES.....	15
2.3.2.2 ESTRUCTURAS ARRIENDADAS.....	15
2.3.3 POR EL TIPO DE MATERIAL UTILIZADAS PARA SU FABRICACIÓN.....	15
2.3.3.1 ACERO.....	15
2.3.3.2 HORMIGÓN ARMADO.....	16
2.4 CARGAS MECÁNICAS SOBRE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE.....	17
2.4.1 CARGAS TRANSVERSALES.....	18
2.4.2 CARGAS VERTICALES.....	20
2.4.3 SOBRE CARGA VERTICAL.....	21
2.4.4 CARGA LONGITUDINAL.....	22

2.4.5 SOBRECARGA LONGITUDINAL.....	22
2.4.6 DESEQUILIBRIO LONGITUDINAL.....	22
2.4.7 REMATE.....	23
2.4.8 FACTORES DE SEGURIDAD.....	23
2.5 HIPÓTESIS DE CARGA PARA LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE.....	24
2.6 ESTUDIO DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ – MULALÓ.....	24
2.6.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	24
2.6.2 DESCRIPCIÓN DE LA RUTA.....	25
2.6.3 CONDICIONES UTILIZADAS PARA EL DISEÑO DE LA TORRES.....	26
2.6.3.1 TENSIÓN UTILIZADA PARA EL DISEÑO DE LAS TORRES.....	27
2.6.3.2 DISTANCIA AL SUELO CONSIDERADO EN EL DISEÑO DE LAS TORRES.....	27
2.6.4 MATERIALES.....	29
2.6.5 TIPOS DE TORRES Y SUS ESFUERZOS.....	29
2.6.6 ÁRBOL DE CARGAS DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ - MULALÓ.....	32

CAPÍTULO 3 INTRODUCCIÓN A LAS LÍNEAS DE TRASMISIÓN.....35

3.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA.....	35
3.2 TIPOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	35
3.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	37
3.3.1 CONDUCTORES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	37
3.3.1.1 CONDUCTORES CONVENCIONALES.....	38
3.3.1.1.1 AAC (ALL ALUMINUM CONDUCTOR).....	39
3.3.1.1.2 AAAC (ALL ALUMINUM ALLOY CONDUCTOR).....	39
3.3.1.1.3 ACSR (ALUMINUM CONDUCTOR STEEL REINFORCED).....	39
3.3.1.1.4 ACAR (ALUMINUM CONDUCTOR ALLOY REINFORCED).....	40
3.3.1.2 CONDUCTORES CON ALTA CAPACIDAD DE TEMPERATURA.....	40
3.3.1.2.1 TACSR, UTACSR, ZTACSR, XTACSR (CONDUCTORES TERMORESISTENTES).....	41
3.3.1.2.2 TACIR, UTACIR, ZTACIR, XTACIR (CONDUCTORES TERMORESISTENTES).....	42
3.3.1.2.3 GTACSR.....	42
3.3.1.2.4 ACSS (ALUMINUM CONDUCTOR STEEL SUPPORTED).....	42
3.3.1.2.5 ACCR (ALUMINUM CONDUCTOR COMPOSITE REINFORCED).....	43
3.3.1.2.6 ACCC (ALUMINUM CONDUCTOR COMPOSITE CORE).....	44
3.3.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	46
3.3.2.1. CONFIGURACIÓN GEOMÉTRICA.....	46
3.3.2.1.1 DISPOSICIÓN COPLANAR HORIZONTAL.....	46
3.3.2.1.2 DISPOSICIÓN COPLANAR VERTICAL.....	46
3.3.2.1.3 DISPOSICIÓN TRIANGULAR.....	46
3.3.2.2 NÚMERO DE TERNAS.....	46
3.3.2.3 CONFIGURACIÓN DE LAS FASES.....	47
3.3.2.3.1 FASE SIMPLEX.....	
3.3.2.3.2 FASE EN HAZ DE CONDUCTOR.....	47
3.3.3 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS O PARÁMETROS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	48
3.3.3.1 RESISTENCIA SERIE.....	49
3.3.3.1.1 EFECTO ESPIRAL.....	49
3.3.3.1.2 EFECTO DE LA TEMPERATURA.....	50
3.3.3.1.3 EFECTO “SKIN” O PELICULAR.....	51
3.3.3.2 INDUCTANCIA SERIE.....	52

3.3.3.3 CAPACITANCIA.....	54
3.3.3.4 CONDUCTANCIA.....	55
3.4 PROPIEDADES GENERALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	55
3.5. ESTUDIO ELECTRICO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARA MULALO.....	56
3.5.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	56
3.5.2 SATURACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ.....	59
3.5.2.1 CONDICIONES PARA LA SATURACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ – MULALÓ.....	59
3.5.2.2 DEMOSTRACIÓN DE LA SATURACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ-MULALÓ.....	60
3.5.3 CONDUCTORES ADOPTADOS PARA CUBRIR LA DEMANDA EN LA LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ.....	62
3.5.3.1 SELECCIÓN DE LOS TIPOS DE CONDUCTORES.....	62
3.5.3.2 SELECCIÓN DE LAS SECCIONES.....	63

CAPÍTULO 4 CÁLCULO ELÉCTRICO DE LÍNEAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....65

4.1 MODELO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	65
4.1.2 MODELO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN LARGA Y CORTA.....	66
4.1.2.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CORTAS.....	67
4.1.2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN MEDIAS.....	68
4.1.3. MODELO DE UNA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LARGA.....	70
4.3.1.1 CIRCUITO EQUIVALENTE π PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LARGAS.....	73
4.1.4. REGULACIÓN Y EFICIENCIA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	76
4.1.4.1 REGULACIÓN EFICIENCIA.....	76
4.1.4.2 EFICIENCIA.....	76
4.2 ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA.....	76
4.3 CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN O CAPACIDAD MÁXIMA DE TRANSMISIÓN DE POTENCIA.....	77
4.3.1 LIMITE TÉRMICO.....	77
4.3.2 LIMITE POR CAÍDA VOLTAJE.....	78
4.3.3 MARGEN DE ESTABILIDAD.....	79
4.4 AMPACIDAD DEL CONDUCTOR.....	81
4.4.1 RESISTENCIA ELÉCTRICA DEL CONDUCTOR.....	82
4.4.2 GANANCIA DE CALOR SOLAR " q_s ".....	83
4.4.3 TRANSFERENCIA DE CALOR POR CONVECCIÓN " q_c ".....	85
4.4.4 RADIACIÓN DE CALOR " q_r ".....	88
4.4.5 CÁLCULO DE CAPACIDAD DE LÍNEAS EN FUNCIÓN DE TEMPERATURA.....	88
4.4.5.1 TEMPERATURA DEL CONDUCTOR EN ESTADO ESTABLE.....	88
4.4.5.2 TEMPERATURA DEL CONDUCTOR EN ESTADO TRANSITORIO.....	89
4.4.6 CAPACIDAD DE CALOR DEL CONDUCTOR.....	91
4.4.7 ECUACIÓN DE APLICACIÓN PARA EL CÁLCULO DE AMPACIDAD.....	92
4.5 PÉRDIDAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	93
4.5.1 EFECTO JOULE.....	93
4.5.1.1 PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE.....	94
4.5.1.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE.....	95
4.6.2 EFECTO CORONA.....	96
4.6.2.1 TENSIÓN CRÍTICA DISRUPTIVA.....	97
4.6.2.2 PÉRDIDAS DE POTENCIA POR EFECTO CORONA.....	99
4.6.2.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA.....	100

CAPÍTULO 5 CÁLCULO DEL CONDUCTOR MÁS ECONÓMICO Y PRESUPUESTO DEL PROYECTO.....103

5.1 INTRODUCCIÓN.....	103
5.2 SELECCIÓN DE SECCION ECONOMICA DEL CONDUCTOR.....	103
5.2.1 CÁLCULO DEL COSTO DEL CONDUCTOR.....	104
5.2.2 CÁLCULO DEL COSTO DE PÉRDIDAS.....	105
5.2.2.1 CÁLCULO DEL COSTO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE.....	105
5.2.2.2 CÁLCULO DEL COSTO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE.....	106
5.2.2.3 CÁLCULO DEL COSTO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA.....	107
5.2.2.4 CÁLCULO DEL COSTO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA.....	107
5.2.2.5 COSTO TOTAL DE PÉRDIDAS.....	108
5.2.2.5.1 COSTO TOTAL DE PÉRDIDAS A VALOR PRESENTE.....	109
5.3 COSTO TOTAL.....	109
5.4 EVALUACION TECNICA – ECONOMICA.....	110
5.4.1 SECCIÓN ECONÓMICA ENTRE VARIOS TIPOS DE CONDUCTORES.....	112

CAPÍTULO 6 CÁLCULO MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....115

6.1. INTRODUCCIÓN.....	115
6.2 ECUACIÓN DE LA FLECHA.....	115
6.3 LONGITUD DEL CONDUCTOR.....	118
6.4. ACCIONES SOBRE LOS CONDUCTORES.....	118
6.4.1 ACCIÓN DEL PESO PROPIO.....	118
6.4.2 ACCIÓN DEL VIENTO.....	119
6.4.3 ACCIÓN DEL HIELO.....	120
6.4.4 ACCIÓN DE LA TEMPERATURA.....	121
6.4.5 ACCIÓN DE LA ELASTICIDAD.....	121
6.5 ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO.....	122
6.5.1 DATOS NECESARIOS PARA LA APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO.....	123
6.5.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR.....	123
6.5.1.2 TENSIÓN DE CADA DÍA O TENSIÓN EDS (EVERY DAY STREES).....	124
6.5.1.3 HIPÓTESIS PARA EL CÁLCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES.....	125
6.6 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR CON LAS CARACTERÍSTICAS ADECUADAS PARA LA REPOTENCIACIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARA- MULALO.....	127
6.7 COMPARACIÓN DE ALGUNAS CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS ENTRE EL CONDUCTOR ACTUAL Y EL NUEVO CONDUCTOR ADECUADO PARA LA REPOTENCIACIÓN.....	128
6.7.1 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	129
6.8 ANÁLISIS ESTRUCTURA DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE MEDIANTE EL PROGRAMA SAP 2000.....	131
6.8.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA LA SIMULACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE.....	131
6.8.1.1 NORMA PARA LA SIMULACIÓN DE LA ESTRUCTURAS DE SOPORTE.....	131
6.8.1.2 TIPO DE MATERIALES.....	131
6.8.1.3 COMBOS DE CARGA.....	132
6.8.2 PROCESO DE CÁLCULO MEDIANTE EL PROGRAMA SAP 2000.....	134
6.9 TENDIDO DEL CONDUCTOR.....	141
6.9.1 VANO IDEAL DE REGULACIÓN.....	141
6.9.2 TABLA DE TENDIDO Y FLECHAS.....	141

CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	144
7.1 CONCLUSIONES.....	144
7.2 RECOMENDACIONES.....	146
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	147
ANEXOS.....	150

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DEL PAÍS.....	9
TABLA 2.1 CALCULO MECÁNICO PARA EL CONDUCTOR DE LA LÍNEA PUCARÁ – MULALÓ.....	26
TABLA 2.2 CALCULO MECÁNICO PARA EL C. GUARDIA DE LA LÍNEA PUCARÁ – MULALÓ.....	27
TABLA 2.3 NÚMERO DE TORRES UTILIZADAS EN LA LÍNEA PUCARÁ – MULALO.....	31
TABLA 3.1 VOLTAJE NORMALIZADA DE TRANSMISIÓN.....	37
TABLA 3.2 CONDUCTORES DE CATEGORÍA HTLS.....	41
TABLA 3.3 TEMPERATURA DE LOS CONDUCTORES DE ALEACIÓN DE AL-ZR....	41
TABLA 3.4 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	48
TABLA 3.5 VALORES TÍPICOS DE LA RESISTIVIDAD Y COEFICIENTE TÉRMICO...50	
TABLA 3.6 CARGA DE NOVACERO EN LA BARRA MULALÓ.....	59
TABLA 3.7 REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA CON CONDUCTOR ASCR FLICKER 477 MCM.....	60
TABLA 3.8 SECCIONES ESCOGIDAS PARA EL ANÁLISIS DE CONDUCTOR ECONÓMICO.....	64
TABLA 4.1 CALOR TOTAL RECIBIDO POR UNA SUPERFICIE SOBRE EL NIVEL DEL MAR, DEBIDO A LOS RAYOS DEL SOL.....	84
TABLA 4.2 FACTORES DE CORRECCIÓN PARA q_s	84
TABLA 4.3 ORIENTACIÓN Y AZIMUTH DE LA LÍNEA.....	85
TABLA 4.4 VISCOSIDAD, DENSIDAD Y CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DEL AIRE.....	87
TABLA 4.5 CALORES ESPECÍFICOS DE LOS MATERIALES CONDUCTORES A 25 °C.....	91
TABLA 4.6 VALORES DE LA AMPACIDAD DE CONDUCTORES SELECCIONADOS.....	93
TABLA 4.7 NÚMERO DE HORAS PARA CADA HORA.....	95
TABLA 4.8 NÚMERO DE DÍAS POR ÉPOCA.....	95
TABLA 4.9 COEFICIENTE DE RUGOSIDAD Y METEOROLÓGICO QUE SE CONSIDERADA PARA EL ANÁLISIS.....	100
TABLA 4.10 CUADRO RESUMEN PARA EL CALCULO DE ENERGÍA CORONA.....	101
TABLA 6.1 CALCULO MECÁNICO DEL CONDUCTORES SELECCIONADOS.....	121
FIGURA 6.2 PARÁMETROS MECÁNICOS DE LOS CONDUCTORES SELECCIONADOS.....	127
TABLA 6.3 CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR ADECUADO PARA LA REPOTENCIACIÓN.....	128
TABLA 6.4 COMPARACIÓN ENTRE EL CONDUCTOR ACSR FLICKER 477 [MCM] Y ELACCR_470-T16 470 [MCM].....	128

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1 ESTRUCTURA DE SUSPENSIÓN O ALINEACIÓN.....	12
FIGURA 2.2 ESTRUCTURA DE RETENCIÓN TERMINAL.....	13
FIGURA 2.3 ESTRUCTURA DE RETENCIÓN ANGULAR.....	13
FIGURA 2.4 ESTRUCTURA DE RETENCIÓN ROMPETRAMOS.....	14
FIGURA 2.5 ESTRUCTURAS DE PERFILES LAMINADO Y POSTES TUBULARES DE ACERO.....	15
FIGURA 2.6 ESTRUCTURA DE HORMIGÓN ARMADO.....	16
FIGURA 2.7 CARGAS MECÁNICAS SOBRE EL APOYO DE UNA ESTRUCTURA DE SOPORTE.....	18
FIGURA 2.8 UBICACIÓN DE LAS TORRES DE SALIDA Y LLEGADA.....	26
FIGURA 2.9 DISTANCIA MÍNIMA DE LA TORRE TIPO N Y C.....	28
FIGURA 2.10. ÁRBOL DE CARGAS PARA TORRE TIPO N Y C CON EL CONDUCTOR ACTUAL.....	34
FIGURA 3.1 CONFORMACIÓN DE UN CONDUCTOR.....	37
FIGURA 3.2 CONDUCTOR TIPO GAP.....	42
FIGURA 3.3 CONDUCTOR ACCR.....	43
FIGURA 3.4 CONDUCTOR ACCC/TW.....	45
FIGURA 3.5 CONFIGURACIÓN EN HAZ DE CONDUCTORES.....	47
FIGURA 3.6 PARÁMETROS DISTRIBUIDOS DE UNA LÍNEA DE TRASMISIÓN.....	48
FIGURA 3.7 DISTRIBUCIÓN DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA.....	51
FIGURA 3.8 CONFIGURACIÓN DE FASES EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	53
FIGURA 3.9 CONFIGURACIÓN DE TERNAS.....	54
FIGURA 3.10 LÍNEA A REPONTENCIAR.....	57
FIGURA 3.11 INTERCONEXIÓN DE NOVACERO CON EL SNT.....	58
FIGURA 3.12 PARTE DEL DIAGRAMA UNIFILAR DEL SNT.....	59
FIGURA 3.13 POTENCIA QUE TRANSMITE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARA MULALÓ DESDE EL AÑO 2011 HASTA AL 2020.....	61
FIGURA 4.1 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	65
FIGURA 4.2 MODELO π DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	66
FIGURA 4.3 RED DE DOS PUERTOS.....	66
FIGURA 4.4 CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CORTA.....	67
FIGURA 4.5 CIRCUITO π NOMINAL.....	68
FIGURA 4.6 ELEMENTO DIFERENCIAL DE LA LÍNEA.....	70
FIGURA 4.7 CIRCUITO π EQUIVALENTE.....	74
FIGURA 4.8 CIRCUITO π EQUIVALENTE CON FACTORES DE CORRECCIÓN.....	75
FIGURA 4.9 EQUIVALENTE SIMPLIFICADO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	78
FIGURA 4.10 CURVA DE MÁXIMA TRANSFERENCIA DE POTENCIA.....	80
FIGURA 4.11 PERIODO TRANSITORIO DE LA TEMPERATURA DEL CONDUCTOR.....	90
FIGURA 4.12 ENERGÍA CORONA EN UN DÍA DE LA ÉPOCA DE LLUVIA.....	102
FIGURA 4.13 ENERGÍA CORONA EN UN DÍA DE LA ÉPOCA NO LLUVIOSA.....	102
FIGURA 5.1 COSTOS DE LA LÍNEA CON CONDUCTORES ACCC/TW.....	111
FIGURA 5.2 COSTOS DE LA LÍNEA CON CONDUCTORES ACCR.....	111
FIGURA 5.3 COSTOS DE LA LÍNEA CON CONDUCTORES ACSS.....	112
FIGURA 5.4 COSTOS DE LA LÍNEA CON CONDUCTORES ACAR.....	112
FIGURA 5.5 CONDUCTORES ECONÓMICOS DE CADA TIPO.....	113
FIGURA 5.6 COSTO TOTAL DE PÉRDIDAS PARA EL PERIODO 2011-2020.....	114
FIGURA 5.7 COSTO TOTAL DE PÉRDIDAS.....	114
FIGURA 6.1 COMPORTAMIENTO FLECHA TENSIÓN.....	116

FIGURA 6.2 DIAGRAMA DE FUERZAS EN EL PUNTO A.....	116
FIGURA 6.3 PESO APARENTE DEL CONDUCTOR DEBIDO AL VIENTO.....	119
FIGURA 6.4 ANTIVIBRADOR STOCKBRIDGE.....	124
FIGURA 6.5 DISTANCIA AL SUELO, CONDUCTOR NUEVO & CONDUCTOR ACTUAL.....	129
FIGURA 6.6 ÁRBOL DE CARGAS DEL CONDUCTOR ACTUAL Y DEL CONDUCTOR NUEVO.....	130
FIGURA 6.7 ÁRBOL DE CARGAS DEL CONDUCTOR NUEVO (CONDUCTOR RECOMENDADO).....	133
FIGURA 6.8 DISEÑO GEOMÉTRICO DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE.....	134
FIGURA 6.9 GEOMETRÍA DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE EN EL PROGRAMA SAP 2000.....	134
FIGURA 6.10 ESPECIFICACIÓN DEL MATERIAL EN EL PROGRAMA SAP 2000....	135
FIGURA 6.11 DETERMINACIÓN DE PERFILES EN EL PROGRAMA SAP 2000.....	135
FIGURA 6.12 ASIGNACIÓN DE PERFILES EN LA ESTRUCTURA DE SOPORTE....	136
FIGURA 6.13 DETERMINACIÓN DEL VIENTO EN EL PROGRAMA SAP 2000.....	136
FIGURA 6.14 HIPÓTESIS DE CARGA EN EL PROGRAMA SAP 2000.....	137
FIGURA 6.15 COMBOS DE CARGA EN EL PROGRAMA SAP 2000.....	137
FIGURA 6.16 ESPECIFICACIÓN DE LA NORMA EN EL PROGRAMA SAP 2000.....	138
FIGURA 6.17 ANÁLISIS DE LA TORRE TIPO N EN EL PROGRAMA SAP 2000.....	139
FIGURA 6.18 ANÁLISIS DE LA TORRE TIPO C (ANCLAJE) EN EL PROGRAMA SAP 2000.....	139
FIGURA 6.19 ANÁLISIS DE LA TORRE TIPO C (REMATE) EN EL PROGRAMA SAP 2000.....	139

RESUMEN

La potencia transmitida en la Línea de transmisión Pucará - Mulaló se ha incrementado considerablemente en los últimos años por lo que en este trabajo se presenta el estudio técnico económico para la selección del conductor más económico que pueda sustituir al conductor actual.

En este trabajo también se presenta ciertas consideraciones para escoger conductores aptos para la repotenciación así como el método para determinar la sección económica del conductor. También se realiza el estudio mecánico de los conductores seleccionados, para de esa forma escoger el conductor adecuado para la repotenciación.

De igual forma en este trabajo se realiza el estudio estructural de las estructuras de soporte (Tipo N y Tipo C) mediante el programa SAP 2000, para saber si las estructuras soportan las cargas que se presentan con el conductor seleccionado.

PRESENTACIÓN

El capítulo 1 indica los objetivos de la tesis así como la situación actual del sistema nacional interconectado (SNI).

El capítulo 2 describe las estructuras utilizadas en la línea de transmisión Pucara Mulaló y se determina el árbol de cargas de las estructuras Tipo N y Tipo C con el conductor actual.

En el capítulo 3 se detallan las líneas de transmisión en función de su longitud y de su voltaje, los parámetros eléctricos de la línea, los diferentes tipos de conductores utilizados para la transmisión de energía eléctrica, así como la determinación de los conductores de tipo HTLS y los conductores convencionales (ACAR) apropiados para la repotenciación de la línea.

En el capítulo 4 se muestran los modelos de la línea de transmisión, el cálculo de la ampacidad, la determinación de las pérdidas de potencia joule en base a las corridas de flujo de potencia con el programa DigSILENT, la determinación de pérdidas por efecto corona y en general se determinan las pérdidas de potencia, energía por efecto joule y corona para los conductores seleccionados aptos para la repotenciación.

En el capítulo 5 se determina el conductor económico apto para la repotenciación de la línea en base al método del valor presente de flujos de costos totales.

En el capítulo 6 se hace el cálculo mecánico de los conductores seleccionados y se determina el comportamiento de los esfuerzos mecánicos sobre las estructuras de soporte, mediante el programa estructural SAP 2000

En el capítulo 7 se exponen las conclusiones y recomendaciones en base al estudio realizado.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVOS GENERALES

Determinar el conductor económico, acoplándose a las estructuras de soporte existente, para la repotenciación de la línea de transmisión Pucará - Mulaló a 138 kV, que cumpla con las características eléctricas y mecánicas, con el fin de cubrir el crecimiento de la demanda de energía y de potencia cumpliendo con los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio eléctrico.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar las razones por las cuales la línea de transmisión esta en vía de saturación.
- Proponer varias tipos de conductores de energía eléctrica que cumplan con parámetros eléctricos y mecánico de diseño.
- Analizar las simulaciones de flujo de potencia para el conductor recomendado para la repotenciación, para ver el comportamiento de voltaje, intensidad de corriente, potencia reactiva y activa.
- Simular y analizar el comportamiento de las pérdidas de energía y de potencia de varios tipos de conductores de energía eléctrica.
- Hacer un análisis técnico - económico considerando los costos de inversión y los costo de operación (pérdidas) para los diferentes conductores y determinar el conductor optimo.

1.2 ALCANCE

- La tesis tiene como alcance realizar la simulación de las pérdidas de potencia y de energía para un periodo de 10 años en diferentes escenarios de operación de línea de transmisión, mediante corrida de flujos de potencia con el programa DigSilent Power Factory.
- El costo total de inversión de un conductor económico y el costo por pérdidas, es función del calibre del conductor, la suma de estos dos costos nos da como resultado el costo total de un conductor económico. Por tal motivo se simula varios conductores de una familia y se halla el conductor más económico de la familia.
- La repotenciación se realiza tomando en consideración, la zona donde se encuentra la línea de transmisión, el nivel de voltaje, el nivel de aislamiento la utilización de las mismas torres y los mismos aisladores (misma infraestructura). Por tal motivo el proyecto presente, analizara el comportamiento estructural de las estructuras tipo N y tipo C, con la ayuda del programa SAP 2000.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Ante el aumento de la demanda de energía eléctrica anual en todo el país, se ha encontrado la necesidad de transportar mayor cantidad de energía eléctrica. Por tal motivo el presente proyecto formula la repotenciación de la línea de transmisión Pucará Mulaló, debido al crecimiento de la carga habitual pero también debido a la entrada en funcionamiento de una nueva carga muy grande correspondiente a la empresa Novacero en la barra de Mulaló. Esta nueva línea de transmisión debe tener la capacidad de cubrir con los nuevos crecimientos anuales de demanda, con la capacidad de transportar mayor potencia en casos de contingencias, para evitar colapsos del sistema. Es así que esta nueva línea debe estar diseñada para cumplir el crecimiento de la demanda para un periodo mayor a 10 años.

Con el propósito de minimizar el costo total del proyecto de repotenciación y la dificultad de derecho de paso de la línea de transmisión se considera que deben permanecer las mismas estructuras de soportes actuales.

1.4 DESCRIPCIÓN ACTUAL DEL S.N.I [4]

Sistema Nacional Interconectado (SNI), es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación, centros de consumo y nodos de interconexión internacional, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad.

El SNI está conformado por 18 agentes generadores; un transmisor de energía, un administrador del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), 20 autogeneradoras, 19 distribuidoras y 121 grandes consumidores calificados.

En el 2009 la demanda máxima de potencia producida, al nivel de bornes de generación alcanzó los 2 751,61 MW. La energía suministrada a partir del SNI al país alcanzo los 16200 GWh teniendo un decrecimiento del 0,7 % con respecto al 2008 debido al estiaje que sostuvo el país en el año 2009.

Para el año 2010 se espera una potencia máxima al nivel de barras de 2911 MW y una energía de 17453 GWh, esperando tener un crecimiento del 5.7% en potencia y del 7.73% en energía con respecto al 2009.

Para el año 2010, el sector eléctrico, con el propósito de reforzar al SIN y cumplir con la demanda energética del país ha tomado las siguientes acciones:

1.- Incorporación de nueva generación a través de

- Central Pascuales: turbinas General Electric (120 MW)
- Contrato de arrendamiento: Energy International (130 MW)
- Contrato de arrendamiento: APR (75 MW)

- Presa y central Mazar (incremento de 700 GWh/año de generación en Paute Molino, al momento opera Unidad 1 con 80 MW, a noviembre de 2010 operarían las dos unidades con 160 MW y 816 GWh/año)
- Central Térmica de 190 MW con Fuel Oil No. 6 a instalarse en Quevedo (100 MW) y en Santa Elena (90 MW).
- Proyecto MCI Cuba a instalarse en Manta con 20 MW.

2.- Construcción de embalses

Se cuenta con embalses como la presa de Mazar, que ya está en operación, cuyo objetivo fundamental es regular los caudales y retener los sedimentos, para preservar la vida útil de la presa Daniel Palacios Izquierdo y de la Central Paute, en funcionamiento desde mayo de 1983. La operación total de la presa se producirá cuando entren a operar las dos turbinas que generarán 160 MW de electricidad en la casa de máquinas subterránea, y está lista para generar la energía con la que aportará al Sistema Nacional Interconectado (SNI).

3.- Mantenimiento y optimización del Parque Térmico.

Con la finalidad de disponer de todas las centrales de generación térmica para enfrentar la época de estiaje, se realizan mantenimientos preventivos de acuerdo a la planificación del CENACE.

4.- Ahorro Energético

El CONELEC junto al estado planifica en desarrollar campañas que creen una cultura del buen uso de la energía por parte de la población.

1.4.1 GENERACIÓN

Para la generación de energía eléctrica el país utiliza las centrales de tipo Hidroeléctricas, Térmicas Turbogas, Térmicas con Motor de Combustión Interna (MCI), Térmicas Turbovapor, Solar, Eólicas y las interconexiones con los países vecinos de Colombia y Perú; dentro de esta potencia instalada, se incluye la

potencia de las autogeneradoras que utilizan la biomasa (bagazo de caña) para la producción de energía.

Para el año 2009 existieron 211 centrales, 88 en el SNI (43 hidroeléctricas, 42 térmicas y 3 interconexiones) y 123 en Sistemas No Incorporados (7 hidroeléctricas, 114 térmicas, 1 fotovoltaica y 1 eólica).

El país, dispuso en el año 2009 de una potencia nominal o instalada, incluyendo las interconexiones, de 4.946,46 MW; de las cuales 4.291,29 MW son para servicio público y 655,18 MW para servicio no público. De los 4.401,14 MW de potencia efectiva a nivel nacional (incluidas las interconexiones), 3.936,80 MW están incorporados al Sistema Nacional Interconectado (SNI), mientras que 464,33 MW corresponden a sistemas aislados o “No Incorporados”.

1.4.1.1 Generación futura a incorporarse al SNI

El Ecuador tiene la vertiente del Amazonas (90% recurso hídrico) y la vertiente del Pacífico (10% recurso hídrico) (Anexo 1.1), para lo cual el estado a impulsado en la explotación responsable del recurso hídrico para la creación de centrales hidroeléctricas en ambas vertientes.

En la actualidad se están ejecutando proyectos hidroeléctricos de generación de mucha importancia para el país, estos proyectos servirán para asegurar el suministro de electricidad para el futuro, los mismos que serán incorporados al SNI. Entre Los proyectos más importantes están:

- Proyecto Coca Codo Snclair 1500 MW
- Proyecto Sopladora 400 MW
- Proyecto Toachi – Pilatón 228 MW
- Proyecto Minas 273 MW
- Proyecto Chespi 167 MW
- Proyecto la Unión 80 MW

En el Anexo 1.2 se muestra las futuras centrales de generación a incorporarse al SNI

1.4.2 TRANSMISIÓN [4]

La empresa transmisora CELEC EP - TRANSELECTRIC, es la encargada de planificar, operar y mantener el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), por consiguiente, su actividad principal es la transmisión de energía desde las fuentes de producción hasta los centros de consumo dentro del territorio ecuatoriano.

El SNT tiene como objetivo atender la demanda en el SNI con calidad, seguridad y confiabilidad conforme a la normativa vigente. En el Anexo 1.3 muestra topología del Sistema de Transmisión del año 2009.

La empresa transmisora CELEC EP - TRANSELECTRIC, en el 2009 dispuso de 34 subestaciones (Anexo 1.4), de las cuales 32 subestaciones son fijas y 2 son móviles, con una capacidad instalada de 3981 MVA cuando se enfrían con aceite y aire, 5287 MVA cuando lo hacen con aire forzado y 6578 MVA con aire y aceite forzado.

Para el transporte de la energía dentro del Sistema Nacional de Transmisión, CELEC EP - TRANSELECTRIC utilizó 3431,69 km de líneas de transmisión funcionando a 230 kV (1667,75 km) y a 138 kV (1763,87 km) (Anexo 1.5). Dentro de estos valores se consideran los enlaces de interconexión, con la República de Colombia mediante las líneas de transmisión de doble circuito a 230 kV que parte desde la subestación Pomasqui hasta la subestación Jamondino en la ciudad de Pasto, con una longitud de 167 km respectivamente, y a través de un circuito a 138 kV de tipo radial de 7,50 km de longitud, que arranca desde la subestación Tulcán hacia las subestacion Panamericana de Ipiales, respectivamente, con líneas de propiedad de la empresa ISA de Colombia, y el otro enlace con la República de Perú mediante una línea de transmisión a 230 kV de tipo radial, la cual recorre 53,20 km desde la subestación Machala hasta la subestación Zorritos en Tumbes; línea de transmisión que es de propiedad de la empresa Red de Energía del Perú REP, filial de ISA.

Las líneas de transmisión de CELEC EP - TRANSELECTRIC, están dispuestas en un anillo troncal de 230 kV cuyo recorrido cierra el circuito Molino (Paute) – Milagro - Pascuales (Guayaquil) –Quevedo - Sto. Domingo - Santa Rosa (Quito) – Totoras (Ambato) - Riobamba – Molino (Paute); de dichas subestaciones se derivan líneas radiales a 230 y 138 kV para unir el resto de subestaciones que también cumplen la función de receptor y entregar la energía generada y a consumirse respectivamente; con esto se completa el Sistema Nacional de Transmisión.

1.4.2.1 Transmisión Futura a Incorporarse al SNI [5]

La expansión de la transmisión lo realiza el CONELEC en coordinación con la transmisora CELEC EP – TRANSELECTRIC, con el fin incorporar los grandes proyectos de generación eléctrica, y con el fin de mejorar las condiciones de operación de la transmisión.

Según el plan de expansión 2009-2020 los proyectos que tiene una gran incidencia y mejora la operación en sistema nacional interconectado:

- El sistema de transmisión Totoras – Quevedo a 230 kV que permitirá convertir el actual anillo de 230 kV en un doble anillo que incrementa la confiabilidad del sistema.
- El sistema de Transmisión Milagro – Las Esclusas – Trinitaria a 230 kV que en conjunto con el sistema Trinitaria – Salitral, permite establecer un anillo de 230 kV alrededor de Guayaquil.
- El sistema de transmisión Milagro-Machala a 230 kV que a más de mejorar las condiciones de seguridad en el suministro a la zona suroccidental del país, permite la incorporación de nueva generación que puede hacer uso del gas del Golfo de Guayaquil, más otros que se han incorporado en el Plan de Expansión de Transmisión.
- Sistema de Transmisión Quevedo – Portoviejo y Portoviejo – Manta a 230 kV.
- Sistema de Transmisión Lago de Chongón – Santa Elena a 230 kV.

- Sistema de Transmisión Zhoray – Sniincay a 230 kV.
- Reforzamiento del Sistema de Transmisión Cuenca – Loja y Loja – Cumbaratza a 138 kV.

Entre los proyectos más relevantes de expansión en la transmisión del país se encuentra el sistema de transmisión a 500 kV. Sistema que tiene como objetivo enlazar grandes centros de generación, con los principales centros de carga del sistema ubicados en Quito y Guayaquil, para lo cual se construirán subestaciones a nivel de 500/230 kV y líneas de transmisión a 500 kV de doble circuito.

La ejecución de este importante proyecto, sumado a los otros que se detalla en el Anexo1.6, cambia la realidad del sistema de transmisión ecuatoriano, y lo adapta a las nuevas condiciones que imponen la oferta y la demanda.

1.4.3 DISTRIBUCIÓN [4]

Una de las fases de mayor importancia en el flujo de la energía es la distribución, ya que de esta depende la entrega de energía a los clientes finales para su consumo.

En Ecuador, la distribución o entrega de energía a los clientes se realiza por medio de los 20 sistemas de distribución administrados por sus respectivas empresas distribuidoras.

Las empresas Eléctricas distribuidoras, tienen como función principal suministrar energía a los clientes dentro de su área de concesión, para la cual deben proveerse de la energía ya sea por medio de la compra en el Mercado Eléctrico Mayorista, o por aprovisionamiento con generación propia (en especial en los sistemas de distribución que no están conectados al SNT).

En el Ecuador hay 20 empresas eléctricas distribuidoras de las cuales 19 están incorporadas al SNI. La Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A., cuya área de concesión comprende la provincia insular de Galápagos, se mantendrá como no incorporada al SNI.

En la siguiente Tabla se muestra las empresas distribuidoras del País.

DISTRIBUIDORA	INCORPORADA AL SNI
	AMBATO
	AZOGUES
	CENTRO SUR
	CNEL-BOLÍVAR
	CNEL-EL ORO
	CNEL-ESMERALDAS
	CNEL-GUAYAS
	CNEL-LOS RÍOS
	CNEL-MANABÍ
	CNEL-MILAGRO
	CNEL-STA. ELENA
	CNEL-STO. DOMINGO
	CNEL-SUCUMBÍOS
	COTOPAXI
	ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL
	NORTE
	QUITO
	RIOBAMBA
	SUR
	NO INCORPORADA AL SNI
GALÁPAGOS	

Tabla 1.1 Empresas Distribuidoras del País.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTES ACTUALES

2.1 INTRODUCCIÓN

La repotenciación de una línea de transmisión se lo realiza cuando la línea se encuentra saturada y ha llegado al límite de su operación por causa del crecimiento de la carga.

Existen varios criterios para la repotenciación de las líneas de transmisión, entre los cuales se encuentran:

- El crecimiento y el reforzado de las estructuras de soporte (Repotenciación por Voltaje).
- El cambio de los conductores manteniendo las mismas estructuras de soporte. (Repotenciación por corriente).

Para el caso del estudio de la repotenciación de la línea de transmisión Pucará – Mulaló, se propone encontrar un conductor económico; ya sea este convencional o no convencional, que remplace al actual, manteniendo las mismas estructuras. Este criterio se tomo en consideración con el propósito de disminuir los costos de inversión y también con el fin de minimizar el tiempo en la repotenciación de la línea.

Por lo que en este capítulo se pretende en describir los parámetros de diseño que tomaron en cuenta para la construcción de las torres de la línea de transmisión Pucará – Mulaló.

2.2 ESTRUCTURAS DE SOPORTE [12]

Las estructuras de una línea de transmisión son las encargadas de soportar a los esfuerzos mecánicos producidos por los conductores, el hilo de guardia y los accesorios que componen las líneas de transmisión. Las fuerzas que aparecen sobre los conductores y el hilo de guardia son debido a factores como el viento, el hielo, el peso del propio conductor, la dirección de la línea y al perfil del terreno.

Otra de las funciones primordiales de las estructuras, es de mantener a los conductores a una altura adecuada, con una distancia segura uno de otros, brindando un buen aislamiento entre conductores de fase y conductores de fase y tierra.

En la mayoría de los países del mundo, por tener una gran capacidad de resistir esfuerzos mecánicos, se utiliza como materia prima en la construcción de las estructuras, el acero y el hormigón armado. Los materiales empleados para la construcción de las estructuras de soporte deben presentar una resistencia elevada a la acción de los agentes atmosféricos; por lo que a todas las estructuras se le realiza tratamientos especiales para evitar el envejecimiento prematuro.

Las distancias de seguridad de las estructuras está relacionado con el nivel de voltaje de transmisión, mientras más grande sea el nivel de voltaje de transmisión mayores serán las distancias de seguridad de las estructuras. El peso de las estructuras también difieren una de otras, por ejemplo las estructuras de suspensión son mucho mas livianas que las estructuras de anclaje o remate.

En el Ecuador, actualmente existen estructuras autosoportantes, que están construidas la mayoría por perfiles de acero galvanizado, resistente a la corrosión, y son las que soportan niveles de voltajes de transmisión de 138 kV y 230 kV.

2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE

2.3.1 POR SU FUNCIÓN

2.3.1.1 Estructuras de Suspensión o de alineación [12]

Son estructuras que soportan a los conductores que están suspendidos mediante cadenas de aisladores.



Figura 2.1 Estructura de suspensión o alineación

Resisten cargas verticales de todos los conductores, y también resisten a la acción del viento transversal, que afecta a la torre y a los conductores. Este tipo de torres no están diseñadas para soportar esfuerzos longitudinales.

2.3.1.2 Estructuras de Retención [12]

2.3.1.2.1 Terminal

Es la estructura más pesada de la línea de transmisión, está diseñada para soportar el tiro de los conductores de un solo lado. La disposición de los conductores es perpendicular a las ménsulas de las torres.



Figura 2.2 Estructura de retención terminal

2.3.1.2 .2 Angular

Este tipo de estructuras se ubica en los vértices cuando hay cambio de dirección de la línea. La carga más importante que soporta, es la componente del tiro (debida al ángulo) de todos los conductores.



Figura 2.3 Estructura de retención angular

2.3.1.2 .3 Rompetramos

Este tipo de estructuras se utiliza con la finalidad básica de limitar la caída en cascada de las estructuras de suspensión, y para facilitar el tendido cuando los tramos rectilíneos son muy largos.



Figura 2.4 Estructura de retención rompetramos

2.3.2 POR LA MANERA DE RESISTIR LOS ESFUERZOS

2.3.2.1 Estructuras Autoportantes [12]

Son verdaderas vigas empotradas en el suelo que transmiten los esfuerzos a las fundaciones, pudiendo ser a su vez:

2.3.2.1.1 Autoportantes Rígidas

Son estructuras que se dimensionan para resistir los esfuerzos normales y excepcionales sin presentar deformaciones elásticas perceptibles, son estructuras pesadas, fabricadas en acero (reticulados) o en hormigón.

2.3.2.1.2 Autosoportantes Flexibles

Son estructuras que resisten las cargas normales sin deformaciones perceptibles, y frente a sobrecargas presentan grandes deformaciones. Los postes metálicos tubulares, y los pórticos no atirantados son ejemplos de este tipo de estructuras.

2.3.2.2 Estructuras Arriendadas [12]

Son estructuras flexibles que transmiten a la fundación casi exclusivamente esfuerzos verticales (peso) y los esfuerzos transversales y longitudinales son absorbidos por las riendas. Son estructuras muy convenientes en zonas de grandes vientos.

2.3.3 POR EL TIPO DE MATERIAL UTILIZADAS PARA SU FABRICACIÓN

2.3.3.1 Acero

El acero como perfiles laminados y los tubos tubulares son los materiales más utilizados para el montaje de estructuras de soporte en las líneas de transmisión. El material que se utiliza en la construcción de estructuras de acero para líneas de transmisión es el acero de tipo ASTM A 36 y el tratamiento para proteger contra la corrosión de este tipo de estructura es el cincado en caliente.

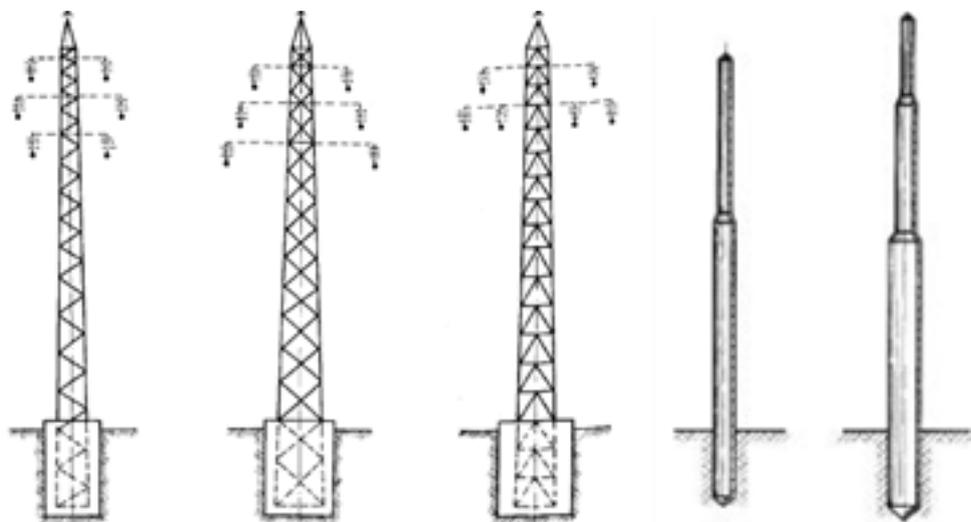


Figura 2.5 Estructuras de perfiles laminado y Postes tubulares de acero

Los perfiles laminados y los postes tubulares, son piezas muy resistentes, livianas, de fácil transporte y sirven para armar las estructuras de en los sitios de difícil acceso.

Las estructuras de acero, compuestas de perfiles laminados (figura 2.5), son muy utilizadas principalmente en líneas de transmisión que deben soportar esfuerzos mecánicos elevados, debido a los conductores de la línea y agentes externos como la presencia de nieve o vientos huracanados.

Los postes tubulares de acero (figura 2.5), son utilizados en líneas de subtransmisión y transmisión. Estos postes, por ocupar un espacio muy pequeño en el enclavamiento son aptos para atravesar líneas de transmisión por medio de las ciudades.

2.3.3.2 Hormigón Armado

Las estructuras de soporte de hormigón armado son utilizadas para soportar voltajes de distribución, subtransmisión y hasta de transmisión. Estas estructuras son muy pesadas y muy complicadas de transportar, por lo que no es recomendable utilizar en sectores selváticos y en lugares de difícil acceso. Son muy utilizadas al interior de las ciudades por que el espacio que se utiliza para el enclavado es pequeño. El buen control de calidad, tanto de los materiales como el proceso de fabricación de este tipo de estructuras garantiza una larga vida útil libre de mantenimiento

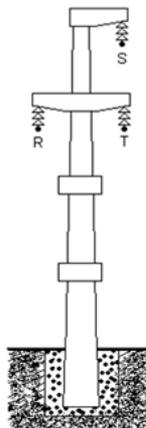


Figura 2.6 Estructura de hormigón Armado

2.4 CARGAS MECÁNICAS SOBRE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE [16]

Las estructuras de soporte de las líneas de transmisión deberán tener suficiente resistencia mecánica, para soportar varias cargas que actúen sobre las mismas sin que se presenten deformaciones permanentes en sus elementos metálicos.

Las cargas a las que están sometidas las estructuras de soporte son de las cargas normales y/o a las cargas excepcionales.

- a) Cargas normales:** Estas cargas son las deben estar presentes en las estructuras de soporte durante toda la vida útil de la línea de transmisión. Las cargas normales que soportan las estructuras de soporte son debido a los pesos: del conductor, de los aisladores, de los herrajes, del hilo de guardia, del personal de mantenimiento y a la carga que presentan las condiciones climatológicas que se supone actuaran durante la vida útil de la línea de transmisión.
- b) Cargas excepcionales:** Son cargas que aparecen durante un tiempo mínimo de la vida útil de la línea de transmisión, cuando se están tendiendo los conductores sobre las torres o cuando existe la rotura de un conductor y/o el hilo de guardia.

Entre cargas normales y/o excepcionales, las estructuras deben estar diseñadas para soportar las siguientes cargas:

- Cargas verticales
- Cargas horizontales
- Cargas transversales.

En el grafico siguiente se encuentran todas las cargas que debe soportar las crucetas de la torres.

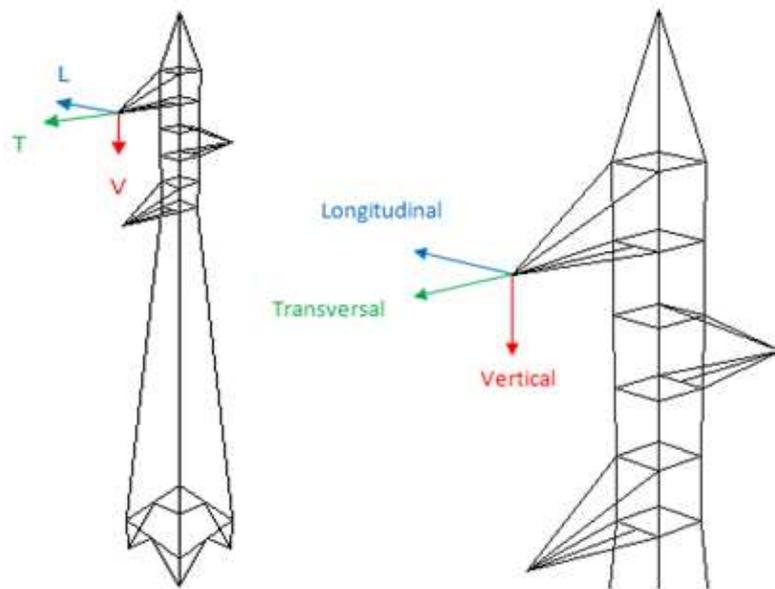


Figura 2.7 Cargas mecánicas sobre el apoyo de una estructura

2.4.1. CARGAS TRANSVERSALES [7]

Estas cargas actúan en sentido del eje transversal del apoyo y son debido a:

- Cargas debido al viento
- A la deflexión de la línea de transmisión.

a. Cargas debido al viento

Las cargas debido al viento en forma transversal aparecen debido a la presión del viento que actúa sobre los conductores, cadena de aisladores y sobre la estructura.

Mediante la siguiente relación se puede calcular la presión del viento:

$$P_v = k \cdot c \cdot \frac{v^2}{16} \quad 2.1$$

- Para conductores $k = 1,2$; $c = 0.85$
- Para cadena de aisladores $k = 1$; $c = 1.3$
- Para estructura de soporte $k = 2$; $c = 1.1$

Donde:

P_v = Presión del viento sobre conductores, cadena aisladores y estructura en [kg/m²]

v = Velocidad del viento en m/s

Para la condición de viento máximo la presión del viento se calcula con la Ecuación (4), para la condición de viento medio con $\frac{1}{2}P_v$ y para la condición viento un cuarto con $\frac{1}{4}P_v$.

Por tanto, la carga debida al efecto del viento sobre el conductor o cable de guarda (F) viene dado por la siguiente Ecuación:

$$F = (P_{vc} \cdot \phi_c \cdot V_v) \quad 2,2$$

Donde:

F = Carga debida al efecto del viento sobre el conductor o cable de guarda, en [kg]

V_v = Longitud del vano viento, en [m]

P_{vc} = presión del viento sobre el conductor o cable de guardia, en [kg/m²]

ϕ_c = Diámetro del conductor o cable de guarda, en [m]

La carga debido al efecto del viento sobre los aisladores está definida por la siguiente Ecuación:

$$T_{cad} = P_{va} \cdot A_{ta} \cdot N_a \quad 2,3$$

$$A_{ta} = \frac{h_a \cdot \phi_a}{2} \quad 2.4$$

Donde:

T_{cad} = Carga debido al efecto del viento sobre los aisladores, en [kg]

P_{va} = Presión viento sobre el aislador, en [kg/m²]

A_{ta} = Área transversal del aislador, en [m²]

- N_a = Número de aisladores
 h_a = Espaciamiento nominal del aislador
 ϕ_a = Diámetro nominal del aislador

b.- Carga debido a la deflexión de la línea.

Estas fuerzas aparecen en los puntos de suspensión o anclaje de los conductores y en los puntos de sujeción del cable de guardia debido a la deflexión de la línea de transmisión. Por lo que la estructura queda sujeta a la siguiente carga.

$$R = 2 \cdot T \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2} \right) \quad 2.5$$

Donde:

T = Tensión de servicio del conductor o cable de guardia, en [kg]

α =Ángulo de la línea, en [grados]

Por tanto, la carga transversal es la suma de las cargas debido al viento y a la carga debido a la deflexión de la línea. En la siguiente Ecuación se indica la Ecuación para calcula la carga transversal total (Tc) para un conductor o cable de guardia.

$$Tc = (P_{vc} \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) + 2 \cdot T \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2} \right) \quad 2.6$$

2.4.2. CARGAS VERTICALES [7]

Son cargas que aparecen en la componente vertical de los puntos de suspensión o anclaje y son debidos a la tracción que ejercen los conductores por el peso propio del conductor, al peso de la cadena de aisladores y los accesorios. Con La siguiente Ecuación se determina la carga vertical para el conductor y para el cable de guardia

$$V = (P_o \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \quad 2.7$$

Donde:

P_o = Peso unitario del conductor o el cable del guardia, en [kg/m]

V_p = Vano peso, en [m]

P_{cad} = Peso cadena de aisladores, en [kg]

P_{acs} = Peso de los accesorios (herrajes), en [kg]

El peso que ejerce el conductor sobre los puntos de sujeción se calcula multiplicando el peso unitario del conductor por la distancia del vano peso. El peso de la cadena de aisladores se calcula multiplicando el número de aisladores que la componen por el peso de cada aislador. El peso de los accesorios se determina acorde con el peso de los herrajes.

2.4.3. SOBRECARGA VERTICAL [7]

La sobrecarga vertical aparece debido a las actividades de montaje y mantenimiento. Las estructuras deben ser diseñadas para que una cruceta cualquiera pueda soportar adicionalmente a las cargas verticales, el peso del conductor correspondiente a su peso. Mediante la siguiente Ecuación es posible calcular la sobrecarga vertical.

$$Vc' = P_o \cdot V_p \quad \mathbf{2.8}$$

Donde:

Vc' = Sobrecarga vertical sobre conductor o cable de guardia, en [kg]

P_o = Peso unitario del conductor o el cable del guardia, en [kg/m]

V_p = Vano peso, en [m]

Para el caso de líneas de transmisión de simple circuito la sobrecarga deberá ser sobre un conductor cualquiera o un cable de guardia.

2.4.4. CARGA LONGITUDINAL [7]

Esta carga es debido a la acción del viento longitudinalmente sobre el conductor o cable de guarda plasmada en la flecha más la acción del viento sobre la cadena de aisladores en caso de que la hubiere. Es una carga de valor casi despreciable.

$$L_{viento} = P_{vc} \cdot \phi_c \cdot f + T_{cad} \quad 2.9$$

Donde:

L_{viento} = Carga longitudinal, debido al viento en dirección de la línea, en [kg]

P_{vc} = Presión del viento sobre, en [kg/m²]

ϕ_c = Diámetro del conductor o cable de guarda, en [m]

f = Longitud de la flecha o del cable de guarda, en [m]

T_{cad} = Carga debido al efecto del viento sobre la cadena de aisladores, en [kg]

2.4.5. SOBRECARGA LONGITUDINAL. [7]

Esta carga se produce por efecto de conductores o cable de guardia cortadas en un mismo vano adyacente a la estructura.

La sobrecarga longitudinal, son fuerzas horizontales, en la dirección del vano, aplicadas en el punto de suspensión o anclaje de los conductores y en el punto de sujeción de los cables de guardia respectivamente.

El valor de estas fuerzas se calcula según:

- Para estructuras de suspensión: 75% Teds
- Para otras estructuras: 100% Tmax

2.4.6. DESEQUILIBRIO LONGITUDINAL. [7]

Es una fuerza horizontal en dirección del vano, actuando hacia un mismo vano adyacente a la estructura, aplicadas en los puntos de suspensión o anclaje de los conductores y en los puntos de sujeción de los cables de guardia respectivamente.

El valor de estas fuerzas se calcula según:

- Para estructuras de suspensión: 20% Teds
- Para otras estructuras : 50% Tmax

2.4.7. REMATE [7]

Son fuerzas horizontales actuando hacia un mismo vano adyacente a la estructura, correspondiente a la tracción simultánea de uno hasta el total de conductores y cables de guardia.

Estas fuerzas se consideran aplicadas en los puntos de anclaje de los conductores y cable de guardia y su valor será la Tmax de los conductores y cable de guardias respectivamente.

2.4.8. FACTORES DE SEGURIDAD [7]

Para el diseño mecánico de las torres de la línea a las cargas descritas anteriormente se deben aplicar los siguientes factores de seguridad:

- | | |
|-----------------------------------|-----|
| • Para cargas verticales | 1,4 |
| • Para sobrecarga vertical | 1,2 |
| • Para cargas debidas al viento | 1.5 |
| • Para cargas debido al ángulo | 1,4 |
| • Para sobrecarga longitudinal | 1,2 |
| • Para desequilibrio longitudinal | 1,2 |
| • Remate | 1,4 |
| • Tendido | 1,2 |
| • Montaje | 1,2 |

2.5 HIPÓTESIS DE CARGA PARA LAS ESTRUCTURAS

Es importante mencionar, que el planteamiento de la hipótesis debe ser planteada de acuerdo a condiciones de la realidad. Pueden existir casos en que el proyectista exagere en el planteamiento de las hipótesis y en los factores de seguridad, dando como resultado el sobredimensionamiento de las estructuras y por ende el incremento en el costo de fabricación de las estructuras.

El diseñador de las estructuras debe prever cuales son las cargas que debe soportar cada una de las estructuras, y que agentes ambiental de acuerdo a la región, afectan al desempeño de las mismas.

Para el caso de estudio, se adopta las hipótesis de carga de las estructuras de acuerdo a las normas de CELEC EP - TRANSELECTRIC. En Anexo 2.1 se muestra las hipótesis para los diferentes tipos de torres y también el resumen de las ecuaciones para el cálculo de los arboles de carga.

2.6 ESTUDIO DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ - MULALÓ

2.6.1 CARACTERISTICAS GENERALES

La línea de transmisión Pucará – Mulaló se encuentra conformada por torres autosoportantes. Estas torres son torres extremadamente pesadas de tronco, y están diseñadas para soportan un voltaje de 138 kV. Las torres fueron construidas con perfiles de acero galvanizado resistente a la corrosión.

Actualmente las torres de la línea de transmisión soportan a tres conductores (1 terna) de tipo ASCR 477 MCM “Flicker” y un cable de guarda de acero galvanizado de tipo 3/8” Φ “H.S”.

Las torres de transmisión fueron montadas en el año 1975 por parte del EX-INECEL y fueron diseñadas por la empresa S.A.E., las torres son de tipo cono truncado y fueron diseñadas para soportar grandes esfuerzos mecánicos, debido

a que la línea de transmisión recorre zonas montañosas típicas de la serranía ecuatoriana.

En el Anexo 2.2 muestra el dibujo de la torre tipo N tipo C de la línea de transmisión Pucará y Mulaló. En relación a las otras tipo de torres; torre tipo R, T, A, no fue posible anexar los dibujos de estas, debido a que los planos de las mismas no fue posible encontrar.

2.6.2 DESCRIPCIÓN DE LA RUTA

La línea de transmisión Pucará – Mulaló, parte desde la subestación Pucará hasta la subestación Mulaló; ambas subestaciones de propiedad de CELEC EP - TRANSELECTRIC, esta línea se encuentra en la Cordillera Oriental de los Andes y atraviesa parte de la cadena montañosa Andina del país, siguiendo una ruta que cruza regiones de páramo y sectores que se dedican a labores agrícolas y ganaderas. En la figura 2.8 se observa la ubicación de las torres de salida y llegada.

El punto de partida de la línea de transmisión (Torre 1) está ubicada en las coordenadas UTM E 17783069 N 9880015 y el punto de llegada es en la subestación Mulaló (Torre 118) con las coordenadas E 17766592 N 9912378, a una altura sobre el nivel del mar de 3257m.s.n.m. al inicio, 3345 m.s.n.m. en el punto más alto y 2943 m.s.n.m. a la llegada a la subestación.

En el Anexo 2.3 se muestra la Tabla de ubicación de las torres de la línea de transmisión Pucará – Mulaló.

Por la ubicación de la línea respecto a la altura sobre el nivel del mar, y de acuerdo a las normas de diseño de líneas de transmisión utilizadas por CELEC EP - TRANSELECTRIC, la línea de transmisión de energía se encuentra en la zona 2.

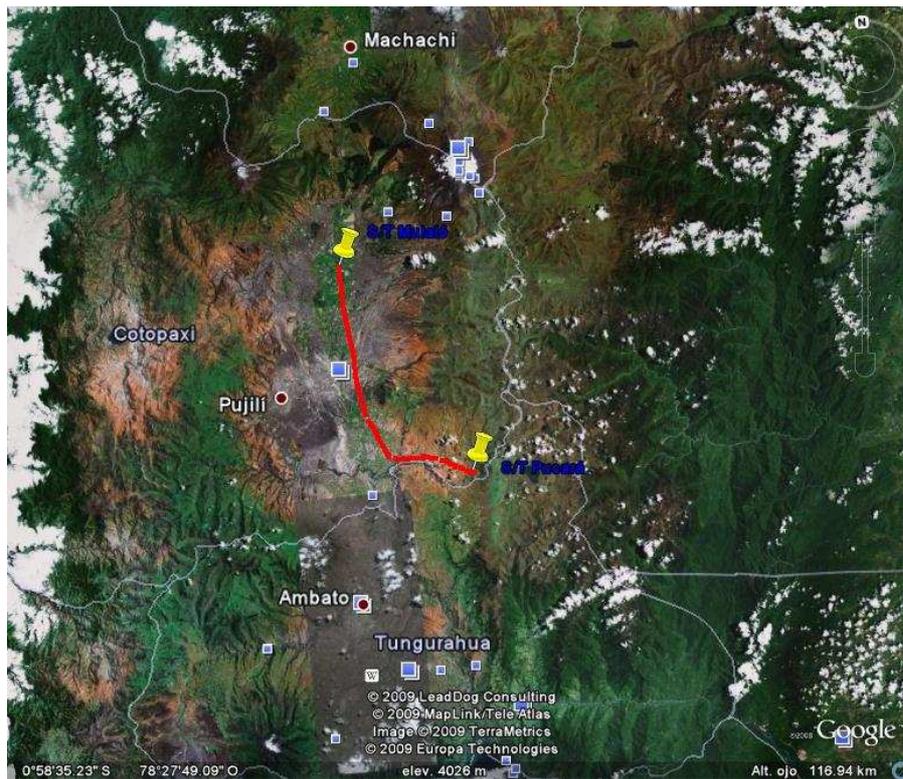


Figura 2.8. Ubicación de las torres de salida y llegada.

2.6.3 CONDICIONES UTILIZADAS PARA EL DISEÑO DE LA TORRES [8]

Las torres de línea de transmisión fueron diseñadas basándose en los resultados de los cálculos mecánicos del conductor y el hilo de guardia. En las siguientes Tablas, respectivamente se muestra los cálculos mecánicos del conductor y del cable de guardia, información que se encontró en la memoria del proyecto Pisayambo.

CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR ASCR 477 [MCM] FLICKER					
Hipótesis	Esfuerzos		Tensión [kg]	Flecha [m]	Parámetro [m]
	[kg/mm ²]	%			
Estado básico	6,30	22	1719	8,15	1880
Estado Frio	8,21	28,7	2241	7,93	1932
Estado Caliente	5,63	19,7	1537	9,11	1680
Vano considerado en el cálculo: 350 [m]					

Tabla 2.1 Calculo mecánico para el conductor de la línea Pucará – Mulaló

CÁLCULO MECÁNICO DEL CABLE DE GUARDIA 3/8"Φ EXTRA HIGH STRENGTH					
Hipótesis	Esfuerzos		Tensión [kg]	Flecha [m]	Parámetro [m]
	[kg/mm ²]	%			
Estado básico	15,92	11,64	815	7,63	2007
Estado Frio	23,24	17,00	1190	7,14	2145
Estado Caliente	14,51	10,61	743	8,37	1830
Vano considerado en el cálculo: 350 [m]					

Tabla 2.2 Calculo mecánico para el cable de guardia de la línea Pucará – Mulaló

2.6.3.1 Tensión utilizada para el diseño de las torres [8]

Según la memoria del proyecto Pisayambo, la tensión máxima del conductor y la tensión máxima del cable de guardia se tomaron en consideración para el diseño de las torre. El valor de estas tensiones es de mucha importancia para poder comparar con la tensión máxima del nuevo conductor que se hallara mediante el estudio económico.

El valor de estas tensiones se obtiene a partir de la Tabla 2.1 y 2.2.

- T_{maxc}= 2241 [kg]
- T_{maxcg}= 1190 [kg]

2.6.3.2 Distancia al suelo considerado en el diseño de las torres [8]

La memoria técnica del proyecto indica que la distancia desde el punto de amare de la cruceta inferior hasta al suelo es de 18,45 metros, siendo 9,11 metros el valor de la flecha en estado caliente; valor que se puede corroborar en la Tabla 2.1 y los 6, 99 metros la distancia de seguridad al suelo

El valor de flecha en estado caliente del conductor actual es de mucha importancia para poder comparar con la flecha en estado de máxima transferencia de potencia del nuevo conductor económico.

En la siguiente figura se indica la distancia mínima al suelo, así como el valor de la flecha en estado caliente para la torre de tipo N y tipo C de base ± 0 y pie ± 0 .

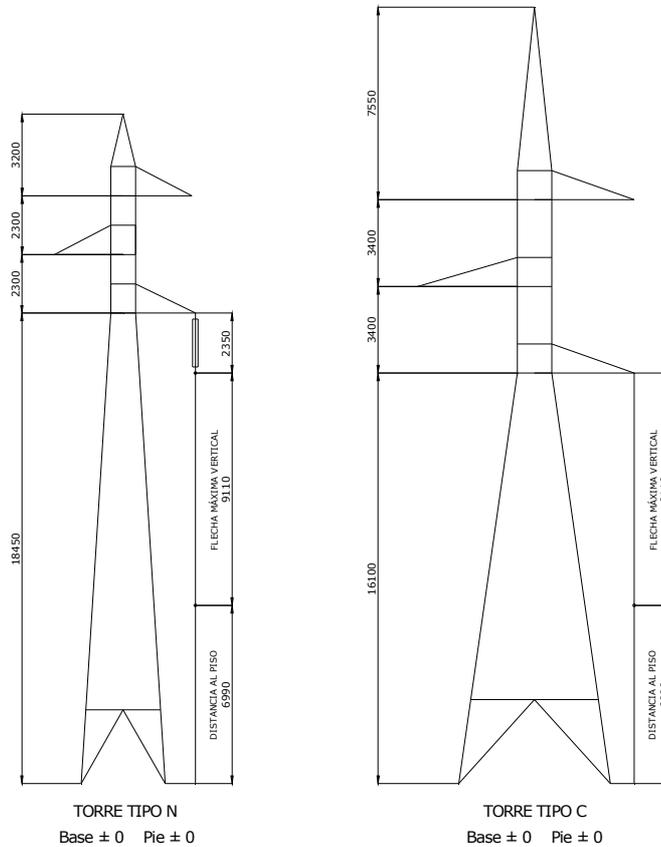


Figura 2.9 Distancia mínima al suelo de la torre de tipo N y C

Según la memoria técnica del proyecto Pisayambo la altura de las torres fueren diseñadas con el propósito de cumplir con las distancias de seguridad hacia el suelo en condiciones de flecha máxima. A continuación se detalla las distancias libres hacia el terreno considerado en el diseño de la línea de transmisión Pucará - Mulaló:

- Vía Férrea 10,65 [m]
- Carreteras, calles y caminos 8,55 [m]
- Aéreas accesibles a peatones 7 [m]
- Campos cultivados 7,30 [m]
- Cruce con líneas de transmisión de hasta 50 kV 4[m]
- Cruce con líneas de comunicaciones 4 [m]

2.6.4 MATERIALES [9]

Las torres están formadas por perfiles de acero galvanizado en caliente por inmersión en baño de zinc fundido con elementos sueltos y perforados. Los perfiles utilizados en las torres son de:

- Acero de alta resistencia según la norma ASTM A242-55
- Acero normal según la norma ASTM 7-56 T

2.6.5 TIPOS DE TORRES Y SUS ESFUERZOS [8]

La línea de transmisión está conformada por 5 tipos de torres entre las cuales se encuentra:

a) Torre tipo N

Es una estructura de suspensión en alineación (tangente). Este tipo de torre es utilizada en tangente con la cadena de suspensión o es utilizada cuando la línea tiene de hasta 1 grado de deflexión con la cadena de suspensión.

Torre N apta para:

- Vano medio = 350 m
- Vano adyacente = 450 m
- Vano peso = 700 m
- Angulo máximo = 1°

b) Torre tipo R

Es una estructura reforzada para suspensión en alineación y para anclajes. Este tipo de torre es utilizada en tangentes con cadenas de suspensión para vanos mayores que los aceptados por la torre tipo N. Con cadenas de anclaje, este tipo de torre es utilizada para ángulos de hasta 5 grados de deflexión.

Torre R apta para:

- Vano medio = 450 m
- Vano adyacente = 600 m
- Vano peso = 900 m
- Angulo máximo = 5°

c) Torre tipo T

Es una estructura de retención. Este tipo de estructura es utilizada para anclaje mecánico de la línea para tramos aproximados de 3 km. Con cadenas de anclaje esta estructura es utilizada para ángulos de hasta 15 grados de deflexión.

Torre T apta para:

- Vano medio = 450 m
- Vano adyacente = 600 m
- Vano peso = 900 m
- Angulo máximo = 15°

d) Torre tipo A

Es una estructura de anclaje. Con cadenas de anclaje, este tipo de estructura es utilizada para ángulos de hasta 30 grados de deflexión.

Torre A apta para:

- Vano medio = 450 m
- Vano adyacente = 600 m
- Vano peso = 800 m
- Angulo máximo = 30°

e) Torre tipo C

Es una estructura para anclaje y terminales. Se usan estas torres para cruces extremadamente largos o muy desnivelados. Con cadenas de anclaje este tipo de torres es utilizada para terminales con ángulos de hasta de 60 grados.

e1) Anclaje:

- Vano medio = 600 m
- Vano adyacente = 900 m
- Vano peso = 1200 m
- Angulo máximo = 60°

e2) Terminal:

- Vano medio = 600 m
- Vano adyacente = 900 m
- Vano peso = 490 m

En toda la ruta desde la central Pucara hasta la subestación Mulaló existen un total de 118 torres. En la Tabla 2.3 se muestra la cantidad por cada tipo de torres.

Tipo	Cantidad
N-3	7
N	34
N+3	10
R	22
R+3	17
R+6	10
T	5
T+3	1
A	3
C	5
C+3	4
Total	118

Tabla 2.3 Número de torres utilizadas en la línea Pucará – Mulaló

2.6.6 ÁRBOL DE CARGAS DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ - MULALÓ.

Debido a que no existe información referente al árbol de carga de las torre de la línea de transmisión Pucará - Mulaló, se ha tomado la decisión, de realizar cálculos aproximados de los esfuerzos mecánicos para una torre de suspensión tipo N y una torre de anclaje y remate tipo C.

Los esfuerzos mecánicos son calculados a partir de las hipótesis que a continuación se detallan.

Para torre tipo N:

- Caso 1 A: Viento máximo
- Caso 2A: Sobrecarga vertical aplicada en conductor o en cable de Guardia
- Caso 3A: Rotura del cable de guardia
- Caso 3B: Rotura de un conductor
- Caso 4A: Desbalanceamiento longitudinal.

Para torre tipo C como Anclaje:

- Caso 1 A: Viento máximo
- Caso 2A: Sobrecarga vertical aplicada en conductor o en cable de Guardia
- Caso 3A: Rotura del cable de guardia
- Caso 3B: Rotura de un conductor
- Caso 4A: Desbalanceamiento longitudinal.
- Caso 5A: Tendido

Para torre tipo C Como remate:

- Caso 1 A : Viento máximo
- Caso 2A: sobrecarga vertical aplicada en conductor o en cable de Guardia
- Caso 3A: Tendido

Los árboles de carga son calculados a partir de la información que brinda la memoria del proyecto Pisayambo y también en base a las hipótesis de carga para el diseño de torres de 138 kV que adopta CELEC EP - TRANSELECTRIC.

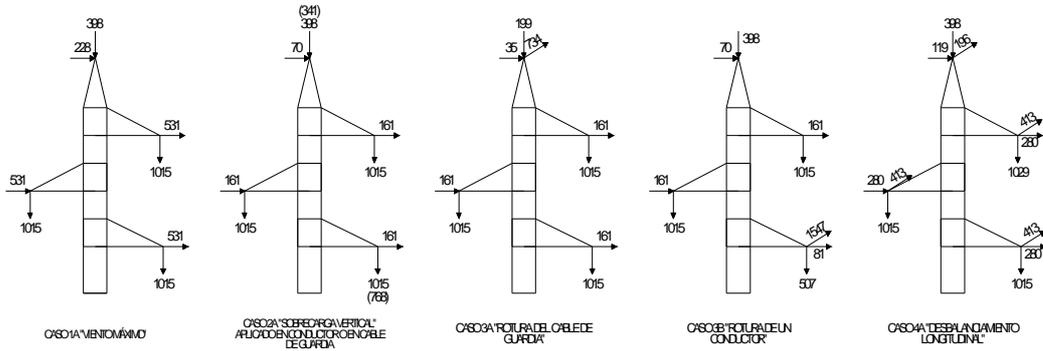
A continuación se detalla la información utilizada para el cálculo de los arboles de carga

- Datos Básicos del cálculo mecánico proyecto Pisayambo; (Anexo 2.4)
- Cálculo mecánico del conductor para la línea de 138 kV; (Tabla 2.1 y 2.2)
- Tensión horizontal máxima para el cálculo de las estructuras.
- Hipótesis de carga para las torres de 138 kV; (Anexo2.1)
- Factores de Seguridad para torres de 138 kV; (Subcapa. 2.6.3.2)

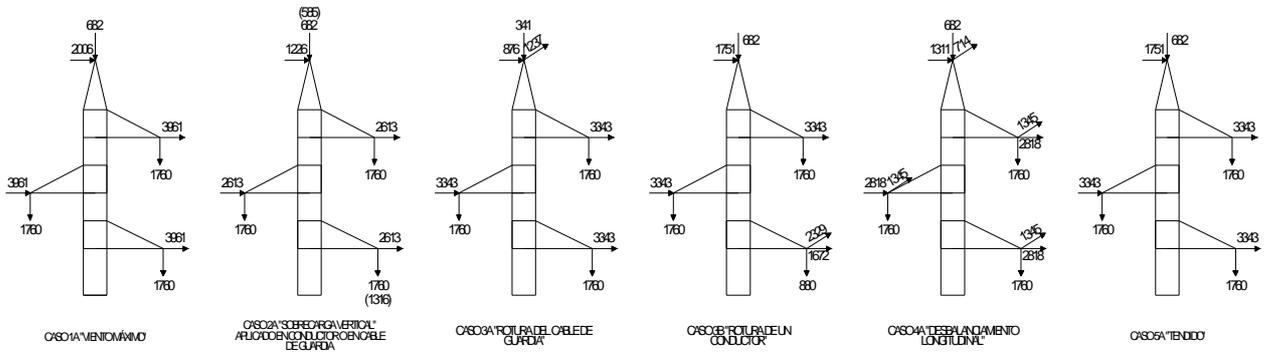
Con el árbol de cargas determinado para las torre tipo N y tipo C se pretende tener una idea de cuáles fueron las cargas adoptadas en el diseño de las diferentes tipos de torres. El árbol de cargas determinado también sirve para poder comparar con el árbol de cargas del nuevo conductor y así poder saber si las estructuras de soporte soportan al nuevo conductor.

En Anexo 2.5 se muestran los cálculos de las hipótesis de carga para la torre tipo N y tipo C con el conductor actual. Y en el siguiente gráfico se muestra el árbol de cargas para la torre tipo N y tipo C.

ÁRBOL DE CARGAS PARA TORRE TIFON (SUSPENCIÓN), CON CONDUCTOR ACSR FLICKER 477 MM Y CABLE DE GUARDIA 38' EXTRA HIGH STRENGTH, CARGA EN [kg]



ÁRBOL DE CARGAS PARA TORRE TIFOC (ANCLAJE), CON CONDUCTOR ACSR FLICKER 477 MM Y CABLE DE GUARDIA 38' EXTRA HIGH STRENGTH, CARGA EN [kg]



ÁRBOL DE CARGAS PARA TORRE TIFOC (REVATE), CON CONDUCTOR ACSR FLICKER 477 MM Y CABLE DE GUARDIA 38' EXTRA HIGH STRENGTH, CARGA EN [kg]

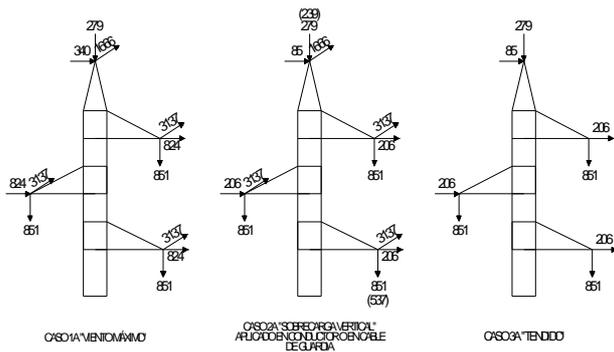


Figura 2.10 Árbol de cargas para torre tipo N y C con el conductor actual

CAPÍTULO 3

INTRODUCCIÓN A LAS LÍNEAS DE TRASMISIÓN

3.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

Una línea de transmisión de alto voltaje, es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica desde las grandes centrales de generación hasta los centros de consumo.

Las líneas de transmisión aéreas, por lo general, están conformadas por conductores desnudos apoyadas en torres o en postes y están sujetos por medio de aisladores. El aislamiento entre conductores es proporcionado por el aire y entre conductores y tierra, se obtiene por medio de cadenas de aisladores.

Las líneas de transmisión están diseñadas para soportar una vida útil de aproximadamente entre 30 y 50 años. Las líneas de y transmisión dentro del sistema de transmisión de Energía del Ecuador, se prevé que su tiempo de vida útil sea alrededor de 45 años.

Las líneas de transmisión aéreas, afectan de forma directa al medio ambiente a lo largo de la ruta de la línea. Es obvio que el impacto al medio ambiente que produce una línea de transmisión, aumenta, de acuerdo a la longitud de la línea y al nivel de voltaje de transmisión. Para el caso de estudio de la repotenciación de la línea de transmisión, se ha planteado en realizar el estudio considerando la misma servidumbre, con el propósito de que en alguna forma minimizar el impacto ambiental en toda la ruta de la línea.

3.2 TIPOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN [2]

En la transmisión de potencia en alto voltaje existen diferentes tipos de líneas de transmisión, y se puede clasificar en función de su longitud o en función del nivel de voltaje de transmisión.

Tipos de líneas en función de su longitud:

- a) Líneas de corta longitud (menor a 80 Km)
- b) Líneas de media longitud (entre 80 y 240 Km)
- c) Líneas de larga longitud (mayor a 240 Km)

En líneas de transmisión de corta longitud, el efecto capacitivo entre el conductor y tierra es prácticamente nulo, la impedancia serie de la línea no es muy grande, por lo que la operación de este tipo de líneas no es complicada.

En líneas de transmisión de media y larga longitud, aparece el efecto capacitivo, siendo el efecto mucho más notorio en líneas de larga longitud. La impedancia serie en este tipo de líneas es grandes, por lo que la transmisión de potencia se afectada principalmente por caídas severas de voltaje.

Tipos de líneas en función del nivel de voltaje de transmisión:

- a) HV Alto voltaje
- b) EHV Extra alto voltaje
- c) UHV Ultra alto voltaje

Las líneas de transmisión de potencia utilizan elevados niveles de voltaje de transmisión para disminuir a lo mínimo la corriente que fluye por la línea, y evitar elevadas pérdidas de potencia. En la Tabla 3.1 se detalla los voltajes de transmisión según la norma ANSI C84 y C92.2

NIVEL DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE EN KILOVOLTIOS	
	Nominal	Máximos
HV	34,5	36,5
	46	48,3
	69*	72,5
	115	121
EHV	138*	145
	161	169
	230*	242
	345	362
UHV	500	550
	765	800
	1100	1200

Tabla 3.1 Voltaje normalizada de transmisión (* Voltajes de transmisión utilizados en el Ecuador)

El nivel de voltaje de transmisión depende de la cantidad de potencia que se va a transmitir; mientras mayor sea la potencia a transmitir mayor va a ser el nivel de voltaje que se adoptará para la transmisión.

3.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

3.3.1 CONDUCTORES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El conductor eléctrico es el elemento más importante de la línea de transmisión, ya que de él depende aspectos significativos como es: el costo de inversión de la línea y el costo de operación de la misma.

Los conductores que son utilizados en líneas de transmisión se obtienen mediante cableados de hilos metálicos alrededor de un hilo central. Un conductor puede estar conformado por hilos del mismo material o de distintos materiales, según sean las características mecánicas y eléctricas deseadas; figura 3.1.



Figura 3.1 Conformación de un conductor

El material utilizado para la conducción de la corriente eléctrica en el conductor de alto voltaje es el aluminio. Hoy en día se puede encontrar conductores formados por aluminio puro, aluminio recocido o aluminio aleado con otro tipo de material; ejemplo (Aluminio - Zirconio).

En la actualidad exigen varios tipos de materiales para conformar el alma del conductor. El material más utilizado es el acero, pero con el avance de la tecnología hoy también se utiliza fibra de carbono y compuestos metálicos especiales.

Entre las principales características electromecánicas que deben cumplir los materiales que conforman el conductor están:

1. Presentar una baja resistencia eléctrica.
2. Presentar una elevada resistencia mecánica
3. Tener un costo razonable

En la actualidad en el mercado se puede encontrar dos tipos de conductores. Los conductores convencionales y los conductores no convencionales o también llamados conductores de categoría HTLS "*High Temperature Low Sag*".

Los conductores de categoría HTLS son muy utilizados en estudio de repotenciación, debido a que estos tienen características electromecánicas superiores a las de los conductores convencionales.

3.3.1.1 Conductores convencionales [12]

Los conductores convencionales son conductores metálicos contruidos de aluminio, aleación de aluminio, y la combinación de acero y aluminio. Estos conductores operan a temperaturas de 75 °C en condiciones normales y 90 °C en condiciones de emergencia.

Los principales hilos que utilizan los conductores convencionales están:

- Alambres de aluminio de tipo 1350 H-19: Son alambres de aluminio que presentan una moderada carga de rotura, tiene una conductividad arriba del 60%
- Alambres de aluminio de tipo 6201 T-81: Son alambres de una aleación de aluminio magnesio y silicio, proporcionan aproximadamente el doble de resistencia mecánica, comparado con el aluminio 1350 H-19 y tiene una conductividad del 50%.
- Alambre de acero: Alambre de acero con una buena resistencia a la corrosión y alta resistencia mecánica.
 - Recubierto de zinc, con una conductividad del 9%
 - Recubierto de aluminio, con una conductividad del 20%

3.3.1.1.1 AAC (All Aluminum Conductor)

“AAC Todos los conductores de Aluminio”: Este tipo de conductores se utilizan en líneas de transmisión y en líneas de distribución primaria y secundaria, donde los vanos requeridos sean relativamente cortos y se desee un conductor liviano. Los conductores AAC están fabricados con alambres de aluminio tipo EC 1350.

3.3.1.1.2 AAAC (All Aluminum Alloy Conductor)

“AAAC Todos los conductores de aleación de Aluminio”: Son conductores utilizados por sus características flecha – tensión en sistemas de distribución de energía, tiene un peso bajo, una buena conductividad, alta resistencia a la tracción y buena resistencia a la corrosión, son utilizados en zonas costeras (alta salinidad) y en zonas industriales con presencia de contaminación química.

Pueden presentar algunos problemas por ser más susceptibles a la vibración si se comparan con los conductores ACSR tendidos a la misma tensión. El AAAC está construido con alambres de aluminio 6201 para uso eléctrico.

3.3.1.1.3 ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced):

“ACSR Conductor de Aluminio con Alma de Acero”: Este tipo de conductores es empleado en sistemas de transmisión y distribución, es muy utilizado en zonas montañosas, debido a que presenta una buena carga de rotura; característica especial que presenta el conductor para diseño de líneas de transmisión en zonas con terrenos a desnivel.

Los conductor tipo ACSR debido a su constitución bimetálica es propenso a la corrosión galvánica, esta corrosión aparece cuando los conductores están instalados en zonas cercanas a la costa o en zonas con contaminación industriales. Para evitar la corrosión es conveniente elegir una galvanización adecuada del alma del conductor.

El ACSR esta conformado por cierto numero de alambre de acero galvanizado y uno o varias capas de aluminio todos cableados en capas concéntricas.

El conductor ACSR está constituido por:

- Alambres de aluminio, aleación 1350 – H19 para uso eléctrico
- Alambre de acero
 - Recubierto con zinc
 - Recubierto de aluminio

3.3.1.1.4 ACAR (Aluminum Conductor Alloy Reinforced):

“ACAR Conductor de Aluminio con Refuerzo de Aleación”: Este conductor es utilizado en líneas de transmisión y distribución, por tener una buena relación (carga, rotura, peso), hace que este conductor sea aplicado en sistemas de vanos largos.

La excelente resistencia a la corrosión los hace adecuados para el servicio en ambiente marítimo e industrial. Por ser totalmente de aluminio “homogéneo” queda eliminada la posibilidad de la corrosión galvánica.

El conductor ACAR está constituido por:

- Alambre de aluminio, aleación 1350 – H19
- Alambre de aluminio, aleación 6201 – T81

3.3.1.2 Conductores con alta capacidad de temperatura [25]

Estos conductores operan a temperaturas muchas más altas que los conductores convencionales, tienen una gran capacidad para conducir la corriente, presentan bajas elongaciones y no existe mucha variación de flecha cuando están trabajando a altas temperaturas. La temperatura máxima de operación de estos tipos de conductores está entre los 200 y 250 °C.

En la siguiente Tabla se muestra los diferentes conductores de categoría HTLS o también llamados conductores no convencionales

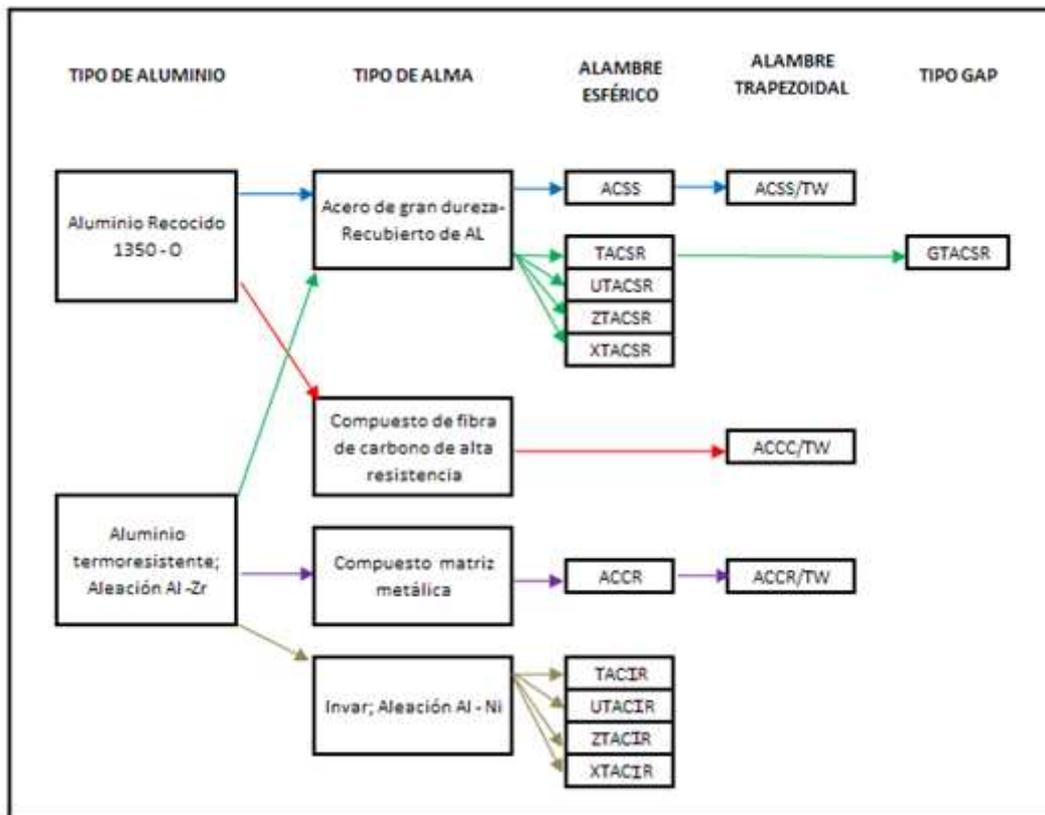


Tabla 3.2 Conductores de categoría HTLS.

3.3.1.2.1 TACSR, UTACSR, ZTACSR, XTACSR (Conductores termoresistentes)

Estos conductores están formados por capas de alambre de aleación de aluminio de alta resistencia térmica (Al-Zr) que rodea el alma de acero galvanizado de alta resistencia mecánica. El nombre de estos conductores están dados por la conductividad y la temperatura de operación; Tabla 3.3

SÍMBOLO	MÁXIMA TEMPERATURA		CONDUCTIVIDAD
	CONTINUA	EMERGENCIA	
	[°C]	[°C]	% IAC
TACSR	150	180	60
UTACSR	200	230	57
ZTACSR	210	240	60
XTACSR	230	310	58

Tabla 3.3 Temperatura de los conductores de aleación de Al-Zr.

3.3.1.2.2 ZTACIR, UTACIR, ZTACIR, XTACIR (Conductores termoresistentes)

Estos conductores están formados por capas de alambre de aleación de aluminio de alta resistencia térmica (AL-Zr) que rodea al alma de aleación especial de hierro y níquel (Invar).

3.3.1.2.3 GTACSR

Este conductor, están formado por varias capas de alambres de aluminio con conductividad del 60%, que rodean a un núcleo de acero, se caracterizan por que los alambres de aluminio de la capa interna más próxima al núcleo poseen una sección trapezoidal que da lugar a un hueco (gap) entre el núcleo de acero y las capas de aluminio; figura 3.2. Generalmente, el hueco referido se rellena con una grasa resistente a las altas temperaturas. Estos conductores en condiciones de operación normal trabajan a temperaturas de 150°C permitiendo aumentar la capacidad de corriente eléctrica, la instalación y el tensado de estos conductores son algo distintos a la de los conductores convencionales, por lo que para la instalación se debe seguir procedimientos algo complejos.

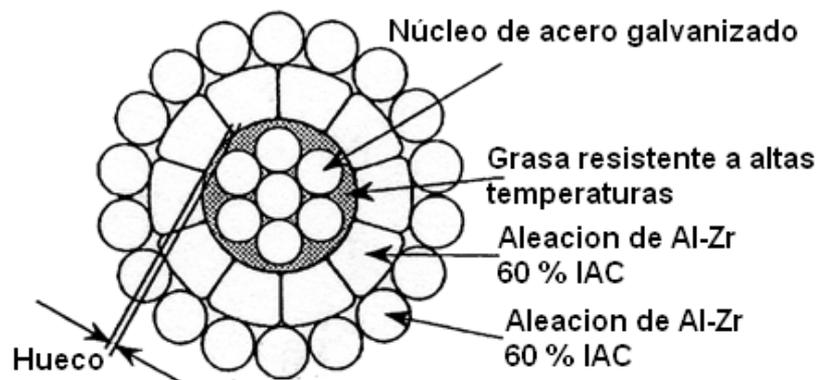


Figura 3.2 Conductor tipo GAP

3.3.1.2.4 ACSS (Aluminum Conductor Steel Supported)[23]

Es un conductor formado por dos metales y cableado en capas concéntricas. Estos conductores están hechos de hilos de aluminio recocido (1350-0), con un núcleo conformado por varios alambres de acero.

El estado "O" del aluminio consiste en el recocido total del aluminio y facilita que casi toda la sollicitación mecánica del conductor sea asumida por el alma de acero. El recocido de los hilos mejora la capacidad del aluminio para trabajar a altas temperaturas, del mismo modo reduce su límite elástico y se mejora su ductilidad y conductividad.

Para mejorar el comportamiento del acero a altas temperaturas se lo recubre con aleaciones de aluminio o galvanizado. Si el núcleo está recubierto de aluminio, la temperatura de funcionamiento será de 260 °C, y si se galvaniza el núcleo, la temperatura será de 200 °C. Por tanto, la temperatura máxima del trabajo del conductor está fijada por el límite del recubrimiento del acero.

La instalación de estos conductores es igual a la de los conductores convencionales, por lo que, el comportamiento y la instalación es muy parecido a los conductores ACSR.

3.3.1.2.5 ACCR (*Aluminum Conductor Composite Reinforced*)[26]

El ACCR; figura 3.3, es un conductor bien acogido para la repotenciación de las líneas de transmisión por que presenta una baja flecha y transportan gran cantidad de potencia a altas temperaturas. Estos conductores substituyen a los conductores convencionales o sobrecargados de una línea de transmisión existente, utilizando las estructuras existentes.

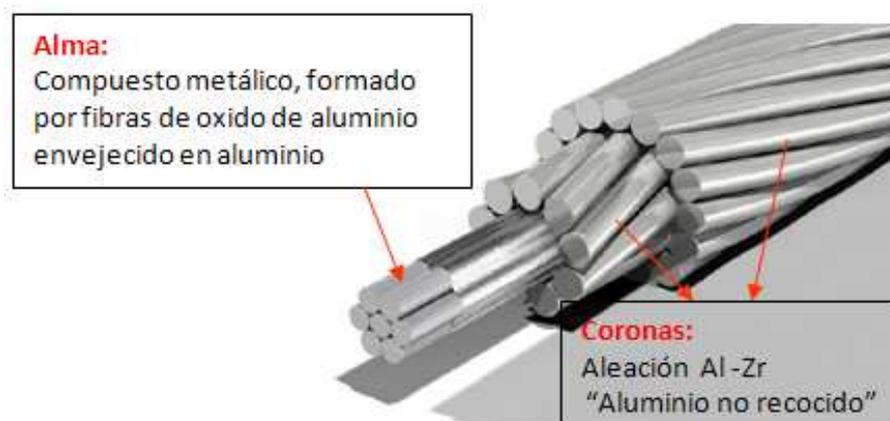


Figura 3.3 Conductor ACCR

El alma de este conductor esta conformado por hilos resistentes a altas temperaturas. Los hilos del alma son de un compuesto metálico que contienen fibras de cerámicas de oxido de aluminio envejecidas en aluminio puro. Los hilos externos que rodean al núcleo del conductor, están compuestos por una aleación de aluminio – zirconio. La aleación AL- Zr consiste en que el zirconio se añade a altas temperaturas sin llegar a recocer el aluminio, de modo que al enfriarse la aleación mantenga su resistencia mecánica y aumenta su capacidad para trabajar a altas temperaturas.

Ventajas y desventajas:

- El método de instalación es parecido al del conductor convencional, pero se recomienda tener precaución de no doblar el conductor y no romper las fibras del alma.
- Aumenta la capacidad de transmitir de 2 a 3 veces la corriente debido a que puede operar en forma continua a 210 °C y regímenes de emergencia en hasta 240 °C.
- Se reduce los esfuerzos transmitidos a las torres respecto a un conductor convencional de igual sección, lo que permite aumentar sección sin reforzar a las torres.
- Tiene un buen comportamiento ante la corrosión, no existe problemas de corrosión debido a que el conductor en su totalidad es de aleación de aluminio.
- Tiene un costo elevado con respecto a los otros conductores.
- Los materiales que componen al conductor son nuevos por lo que se desconoce su comportamiento a largo plazo.

3.3.1.2.5 ACCC (Aluminum Conductor Composite Core)

El ACCC; (figura3.4): Es otro de los conductores utilizados en la repotenciación de las líneas de transmisión debido a que tiene bajo peso y una alta resistencia mecánica. El alma de este conductor es de un compuesto de fibra de carbono y vidrio de alta resistencia, las coronas o las capas conductoras que van sobre el núcleo son de aluminio recocido a altas temperaturas; 1350-O, que permiten

operar al conductor a temperaturas entre los 180 °C y 200 °C. Estos conductores presentan las mejores características mecánicas de todos los conductores, por lo que es utilizado para proyectos que demandan grandes esfuerzos mecánicos, como por ejemplo en el cruce de grandes ríos.

Ventajas y desventajas:

- Para una misma sección que un conductor ACSR, se dobla la capacidad de transmisión de potencia de la línea.
- Su núcleo es 25% más fuerte que el acero y 60% más liviano, permitiendo aumentar el contenido de aluminio en más del 25%, sin aumentar el diámetro y peso.
- En el caso de líneas nuevas permiten la disminución de la altura de las estructuras y el número de apoyos en toda la ruta de la línea.
- Este conductor tiene un costo elevado respecto a los conductores convencionales, sin embargo es menos costoso que el conductor ACCR
- Por estar compuesto con materiales diferentes a las convencionales, se desconoce el comportamiento a largo plazo.
- El comportamiento del núcleo permite prescindir de los sistemas de amortiguadores u otros sistemas para reducir la vibración del conductor.
- La instalación de estos conductores tiene un grado de dificultad por lo que es necesario un entrenamiento mínimo.

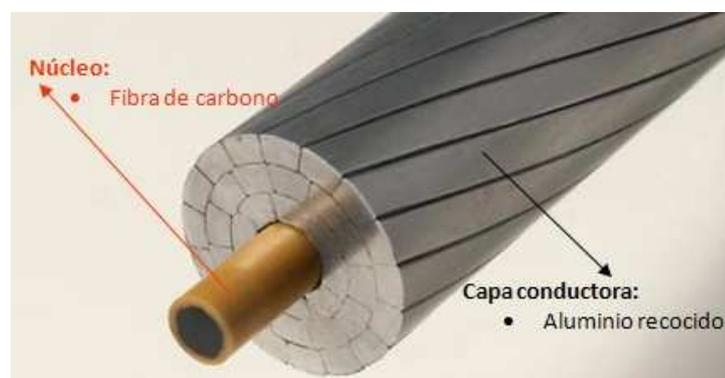


Figura 3.4 Conductor ACCC/TW

3.3.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

3.3.2.1. Configuración geométrica

Los conductores de las líneas de transmisión aérea se disponen de tal manera que en lo posible sus secciones formen los vértices de un triángulo equilátero, pero debido a condiciones de diseño en las torres existen disposiciones verticales y horizontales.

3.3.2.1.1 Disposición coplanar horizontal

Esta disposición, no permite montar un sistema de doble circuito (solo simple terna), se utiliza en líneas de transmisión de ultra alto voltaje. Con esta disposición se minimiza la altura de las estructuras de soportes, pero al contrario exige una mayor faja de servidumbre.

3.3.2.1.2 Disposición coplanar vertical

Esta disposición, permite montar un sistema de doble circuito en una solo torre, hace que aumente en altura a las estructuras de soporte. La faja de servidumbre que presenta con esta disposición hace que sea recomendable en corredores estrechos.

3.3.2.1.3 Disposición triangular

En disposición horizontal la altura sobre las cuales van montadas los conductores son intermedias con respecto a los casos anteriores. Esta configuración es utilizada en líneas de transmisión de alto y extra alto voltaje.

3.3.2.2 Número de ternas

Para el transporte de potencia por una línea de transmisión se puede adoptar la configuración de doble o simple terna. Por lo general, se considera, que si por una línea de transmisión se desea transportar grandes cantidades de potencia se utiliza una configuración de doble terna, y si se desea transportar potencia no muy grandes se utiliza una configuración de simple terna.

3.3.2.3 Configuración de las fases.

3.3.2.3.1 Fase Simplex

Se utiliza la configuración de un conductor por fase cuando las líneas de transmisión no están sometidas a grandes voltajes de transmisión, esta configuración tiene la ventaja de disminuir el tiempo de instalación y disminuir el costo de inversión, pero tiene la desventaja de tener pérdidas más grandes con respecto a la configuración en haz de conductores.

3.3.2.3.2 Fase en Haz de conductor

La configuración en bundled o haz de conductores se utiliza en voltajes de transmisión muy elevados (EHV, UHV). Una de las principales razones que se utiliza esta configuración es para contrarrestar el efecto corona.

.A continuación se detalla algunas ventajas de utilizar haz de conductores:

- Reduce la reactancia serie de la línea
- Incrementa la capacidad de potencia de transmisión
- Reduce el gradiente superficial de voltaje.
- Reduce la impedancia característica

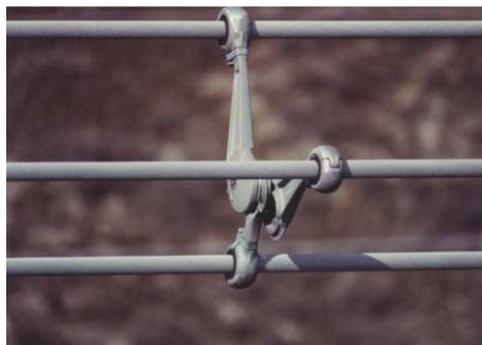


Figura 3.5 Configuración en haz de conductores

En la siguiente Tabla se puede observar algunos ejemplos de la disposición geométrica, número de ternas, y la configuración en haz de conductores:

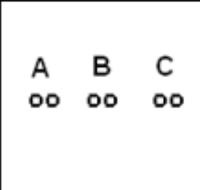
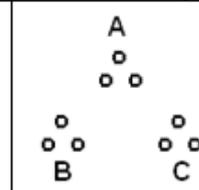
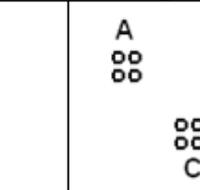
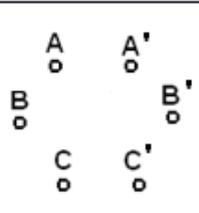
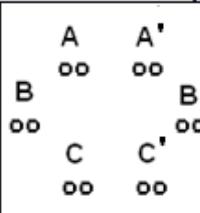
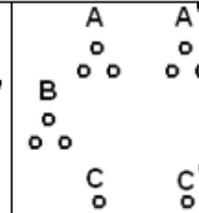
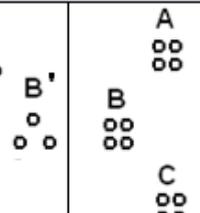
TERNA CON SIMPLE CIRCUITO			
Disposición Horizontal		Disposición Triangular	
			
Conductor por fase: Simplex	Conductor por fase: Dúplex	Conductor por fase: Triplex	Conductor por fase: Cuadrupelex
TERNA CON DOBLE CIRCUITO			
Disposición Vertical			
			
Conductor por fase: Simplex	Conductor por fase: Dúplex	Conductor por fase: Triplex	Conductor por fase: Cuadrupelex

Tabla 3.4 Características físicas de la línea de transmisión [16]

3.3.3 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS O PARÁMETROS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN [16]

Desde el punto de vista eléctrico existen parámetros básicos, que permiten modelar y simular una línea de transmisión, siendo estos parámetros lo que afectan la habilidad de transportar potencia de la línea de transmisión.

Los parámetros de una línea de transmisión se encuentran distribuidos a lo largo de la línea y entre el conductor y tierra; figura 3.6

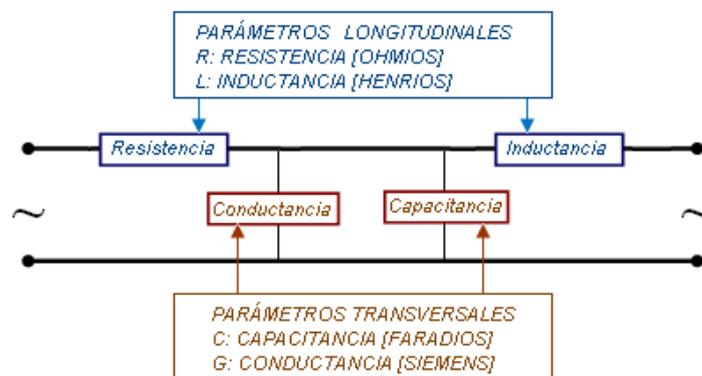


Figura 3.6 Parámetros distribuidos de una línea de transmisión [16]

Los parámetros de una línea de transmisión son:

- Resistencia serie, [Ω/km]
- Inductancia serie, [H/km]
- Capacitancia en derivación, [F/km]
- Conductancia en derivación, [S/km]

3.3.3.1 Resistencia serie [22]

La resistencia serie de un conductor es un parámetro que permite evaluar las pérdidas por efecto joule en la línea de transmisión.

Existen factores que afectan al comportamiento de la resistencia serie del conductor, entre los importantes están:

- Efecto espiral.
- Temperatura
- Efecto “skin” o pelicular

3.3.3.1.1 Efecto espiral [22]

El efecto espiral afecta al valor de la resistencia en corriente continua aumentando entre el 1% y 2% a la resistencia. La resistencia eléctrica de un conductor en corriente continua se caracteriza por tener una densidad de corriente distribuida uniformemente en toda la sección transversal del conductor, por lo que la R_{cc} puede ser calculado con la siguiente Ecuación.

$$R_{cc} = 1,02 \cdot \rho \cdot \frac{l}{A} \quad 3.1$$

Donde:

R_{cc} = Resistencia en corriente en continua a 20 °C, en [Ω/km]

A = Área de la sección conductora, en [mm^2]

ρ = Resistividad del conductor a 20 °C, en [$\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km}$]

1,02 = Factor de corrección debido al trenzado de los hilos del conductor.

El dato de la resistividad a 20 °C para los diferentes conductores se detalla en la siguiente Tabla:

Material	ρ a 20°C	α a 20 °C
	[Ω - mm ² /km]	[1/°C]
61,0 % IACS	28,264	0,004030
61,3% IACS	28,126	0,004050
61,4% IACS	28,080	0,004055
61,5% IACS	28,034	0,004060
61,8% IACS	27,898	0,004080
61,9% IACS	27,853	0,004086
62,0% IACS	27,808	0,004093
62,2% IACS	27,719	0,004106
62,3% IACS	27,674	0,004112
62,4% IACS	27,630	0,004119
62,5% IACS	27,586	0,004125

Tabla 3.5 valores típicos de la resistividad y coeficiente térmico [22]

3.3.3.1.2 Efecto de la Temperatura

Cuando hay un cambio de temperatura en el conductor hay una variación en la resistencia eléctrica de forma lineal. El efecto negativo del aumento de la temperatura radica en que se aumenta el valor de la resistencia y con esto las pérdidas de efecto Joule. La resistencia a diferente temperatura se puede calcular con la siguiente Ecuación.

$$R_t = R_0[1 + \alpha(t - t_0)] \quad 3.2$$

R_t = Resistencia a temperatura t, en [Ω /km]

R_0 = Resistencia a temperatura de referencia de 20 °C, en [Ω /km]

α = Coeficiente de temperatura a 20 °C en [1/°C]

t = Temperatura a la que se desea calcular la resistencia, en [°C]

t_0 = Temperatura de referencia igual a 20 °C, en [°C]

3.3.3.1.2 Efecto "Skin" o pelicular [22]

El efecto pelicular aparece cuando se transmite corriente alterna sobre un conductor. Este efecto hace que la densidad de corriente fluya a zonas próximas de la superficie del conductor y disminuya la sección efectiva para la conducción eléctrica. La disminución de la sección para transmitir la corriente hace que la resistencia en el conductor aumente.

En la siguiente figura se muestra distribución de corriente eléctrica, tanto en continua como alterna.

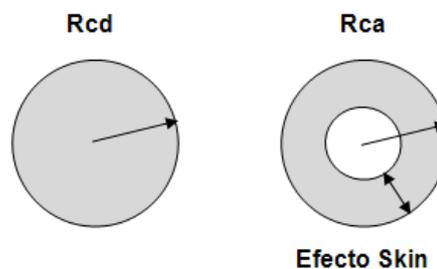


Figura 3.7 distribución de la corriente eléctrica

La resistencia en corriente alterna para un conductor considerando el efecto película se puede calcular con la ayuda de las siguientes ecuaciones.

$$R_{CA} = R_t \cdot (1 + y_s) \quad 3.3$$

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8 \cdot x_s^4} \quad 3.4$$

$$x_s^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-7}}{R_t} \quad 3.5$$

Donde:

f = Frecuencia en [Hz]

R_{CA} = Resistencia eléctrica en corriente alterna [Ω/km]

3.3.3.2 Inductancia serie [12]

La inductancia serie en la línea de transmisión es el parámetro que permite relacionar el campo magnético originado por la corriente que transporta la línea de transmisión.

El parámetro de la inductancia depende de la disposición geométrica de los conductores y también del tamaño de los conductores. En forma general la inductancia promedio de una línea de transmisión por fase para un sistema trifásico se calcula mediante la Ecuación.

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{DMG}{RMG} \quad 3.6$$

Donde:

L = Inductancia, en [H/m]

DMG = Distancia media geométrica del conductor, en [cm]

RMG = Radio medio geométrica, en [cm]

μ_0 = Constante de permeabilidad $4\pi \cdot 10^{-7}$ [H/m].

Dependiendo de la configuración del número de conductores por fase; figura 3.8, que tiene la línea de transmisión el RMG se puede calcular mediante las siguientes ecuaciones:

a) RMG con un conductor por fase (Fase simplex):

$$RMG = D_s = r \cdot e^{\frac{-1}{4}} \quad 3.7$$

b) RMG en haz de conductores:

$$RMG = \sqrt[n]{n \cdot D_s \cdot R^{n-1}} \quad 3.8$$

$$R = \frac{s}{2 \cdot \sin\left(\frac{\pi}{n}\right)} \quad 3.9$$

Donde:

r = Radio del conductor, en [cm].

R = Radio de los subconductores agrupados en una misma fase, en [cm]

S = Separación entre subconductores, en [cm].

n = Número de subconductores en una fase.

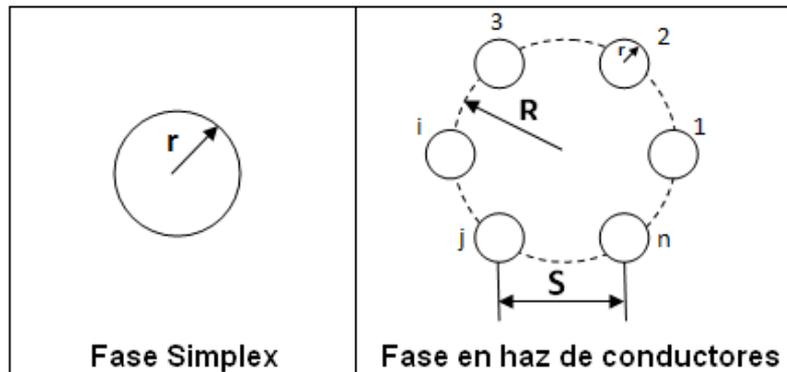


Figura 3.8 Configuración de fases en una línea de transmisión

La DMG varía dependiendo del número de circuitos que tenga la línea de transmisión. La figura 3.9 muestra la configuración de ternas.

a) DMG en simple circuito

$$DMG = \sqrt[3]{d_{AC} \cdot d_{AB} \cdot d_{BC}} \quad 3.10$$

b) DMG en doble circuito:

$$DMG = \sqrt[3]{d_1 \cdot d_2 \cdot d_3} \quad 3.11$$

$$d_1 = \frac{\sqrt[2]{d_{AB} \cdot d_{AB'} \cdot d_{AC} \cdot d_{AC'}}}{d_{AA'}} \quad 3.12$$

$$d_2 = \frac{\sqrt[2]{d_{BA} \cdot d_{BA'} \cdot d_{BC} \cdot d_{BC'}}}{d_{BB'}} \quad 3.13$$

$$d_3 = \frac{\sqrt[2]{d_{CA} \cdot d_{CA'} \cdot d_{CB} \cdot d_{CB'}}}{d_{CC'}} \quad 3.14$$

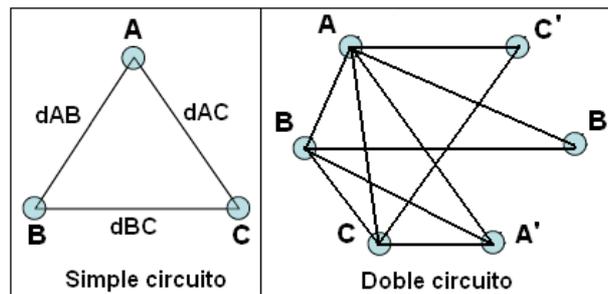


Figura 3.9 Configuración de ternas

3.3.3.3 Capacitancia [12]

La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia del potencial entre los conductores y tierra. El valor de la capacitancia es función del tamaño del conductor, el espacio entre los conductores y la altura respecto a tierra. La capacitancia de una línea de transmisión promedio por fase para un sistema trifásico se calcula mediante la siguiente Ecuación:

$$C = \frac{2\pi \cdot \epsilon_0}{\ln \frac{DMG}{r_b}} \quad 3.15$$

Donde:

C = Capacitancia de una línea trifásica, en [f/m]

ϵ_0 = Constante de Permisividad $10^{-12}/(36\pi)$ [F/m]

r_b = Radio físico real del conductor, en [cm]

a) r_b con un conductor por fase (Fase simplex):

$$r_b = r \quad 3.16$$

b) r_b en haz de conductores:

$$r_b = \sqrt[n]{n \cdot r \cdot R^{n-1}} \quad 3.17$$

3.3.3.4 Conductancia

La conductancia tiene en cuenta las corrientes de fuga tanto de los aisladores que sostienen a las líneas aéreas, como las corrientes de electrones a través del aire. La conductancia depende de numerosos factores, entre ellos los climatológicos o medioambientales, que son difíciles de predecir, aparte de no mantenerse constantes a lo largo de toda una línea. Los cálculos de la conductancia suelen presentar valores pequeños, en comparación con los efectos resistivos, inductivos o capacitivos, por lo que en la mayoría de los casos se desprecia y el valor de la conductancia toma un valor de cero ($G \approx 0$).

3.4 PROPIEDADES GENERALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las líneas de transmisión tienen el papel fundamental de transmitir energía de calidad, sin márgenes de pérdidas de potencia elevadas, a un precio razonable de transmisión. Sin causar impactos elevados sobre el medio ambiente, y debe estar en la capacidad de cubrir los requerimientos de carga, entregando una buena calidad de energía en los puntos de entrega respetando tanto la magnitud de voltaje y frecuencia en los terminales de la carga.

A continuación se describe las propiedades más importantes de una línea de transmisión:

- El voltaje debe permanecer tan constante como sea posible a todo lo largo de la línea, desde la fuente hasta la carga. Para el caso del Ecuador, los voltajes de transmisión de 138 kV y 230 kV, no deben superar el rango de $\pm 5\%$ del voltaje nominal de transmisión.
- La transmisión de potencia de una línea de transmisión debe cumplir con un adecuado margen de estabilidad con el propósito de proteger al sistema ante eventuales contingentes. Un adecuado margen de estabilidad es del orden del 30 al 35 %, lo que significa que el máximo ángulo entre generadores y la carga debe ser del orden de 30 a 40 grados.

- Las pérdidas en la línea deben ser pequeñas para alcanzar una alta eficiencia de transmisión. Se recomienda que las pérdidas que se producen en las líneas de transmisión no superen el 3% por cada 100 [Km]; este criterio es acertado cuando se desea que el costo por transmisión sea bajo.
- En condiciones de operación normal, las líneas de transmisión no deberán operar más del 100% de su capacidad de transporte según diseño para la operación normal. Esto es con el fin de mantener la vida útil de los conductores, los accesorios y los equipos que conforma la línea de transmisión.
- El impacto que produce las líneas de transmisión sobre el medio ambiente debe ser el mínimo. En el caso de la construcción de una línea de transmisión la distancia que recorre la misma debe ser la mínima, evitando pasar por zonas de reservas naturales, arqueológicas y de fallas geológicas. En el caso de que una línea esta en operación, es importante que el ruido, el ozono, y los campos electromagnéticos que produce sobre el medio ambiente sean los mínimos.

3.5. ESTUDIO ELECTRICO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARA- MULALO

3.5.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La línea de transmisión Pucará - Mulaló de simple terna que interconecta la barra Pucará con la de Mulaló, transporta la energía proveniente del Sistema Nacional Interconectado hacia el centro de consumo de carga que se encuentra ubicada en la barra Mulaló y en la barra Vicentina.

La línea de transmisión Pucará – Quito a 138 kV fue creada en el año 1975 a cargo del EX-INECEL, esta línea de transmisión fue seccionada, en el sector de Mulaló, integrando a la subestación Mulaló al SNT. Esta subestación es la encargada de cubrir la carga a la “Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.” y a los grandes consumidores del sector.

La línea de transmisión Pucará - Mulaló, de propiedad de CELEC EP - TRANSELECTRIC, se encuentra conectada al SNI, forma parte del anillo de 138 kV y sirve para el transporte de energía eléctrica, proveniente desde las principales centrales de generación ubicadas en el centro (Central Hidroeléctrica Agoyán- Pucará) y sur (Central Hidroeléctrica Paute) del país, hasta los centros de carga ubicadas en la zona Norte del país

La figura 3.10 muestra la línea de transmisión Pucará – Mulaló formando parte del SNI a nivel de 138 kV.



Figura 3.10 Línea a repontenciar

El flujo de potencia de la línea de transmisión Pucará-Mulaló se divide en dos partes: La primera parte del flujo de potencia se queda en la barra Mulaló para cubrir la demanda de la Empresa Eléctrica Cotopaxi y del gran consumidor Novacero. La segunda parte del flujo fluye hacia la barra Vicentina por medio de la línea de transmisión Mulaló - Vicentina.

La línea de transmisión Pucará Mulaló se encuentra en vías de saturación por el crecimiento de la carga habitual en la barra Mulaló y también por la interconexión de la empresa Novacero al Sistema Nacional Interconectado a través de la barra de 138 kV en la subestación Mulaló.

En la actualidad, la carga de Novacero conectada en la barra Mulaló en horas de demanda mínima y media no sobrecarga a la línea de transmisión Pucara Mulaló, pero en horas de demanda máxima y con el propósito de no sobrecargar a la línea de transmisión, la empresa Novacero tiene restricción por parte del CENACE en no operar al 100 % de la carga nominal.

El Cenace con el propósito de no afectar al SNI y resguardar el funcionamiento de la línea de transmisión Pucará Mulaló propone las siguientes restricciones:

- Las cargas en la barra de 13.8 kV de la subestación NOVACERO, tendrán una operación continua.
- La carga correspondiente a la barra de 18 kV de la subestación NOVACERO, con una potencia de 18 MVA, solamente funcionará para los escenarios de demanda mínima y media, es decir, que el horno de arco no operará en el periodo comprendido entre las 17h00 y 22h00 que corresponden a máxima demanda.

La siguiente figura se indica la interconexión de Novacero con el SNT

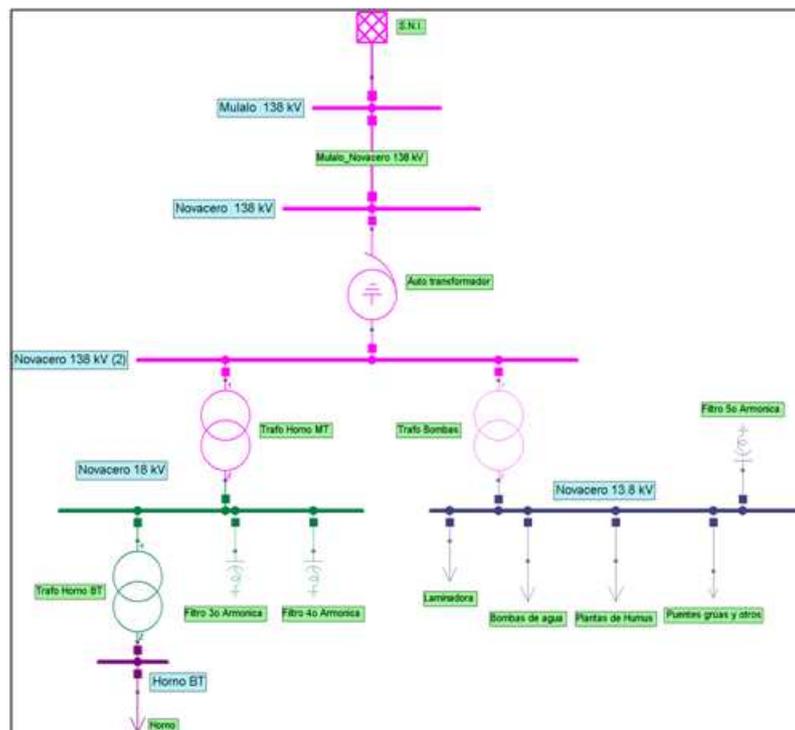


Figura 3.11 Interconexión de Novacero con el SNT [28]

3.5.2 SATURACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ

La línea de transmisión Pucará - Mulaló por límite térmico en condiciones de operación normal puede transmitir hasta una corriente de 469 amperios. Pero debido al crecimiento de la carga en la barra Mulaló, la línea de transmisión está expuesta a superar el límite térmico actual de la línea.

3.5.2.1 Condiciones para la saturación de la línea de transmisión Pucará - Mulaló

Para demostrar que la línea de transmisión se satura por límite térmico, se propuso correr flujos de potencia con el programa de flujo de potencia DigSILENT para el periodo 2011-2020; como muestra la figura 3.12, considerando que la carga de Novacero conectada en la barra Mulaló esté funcionando como indica la siguiente Tabla:

Carga de Novacero en la barra Mulaló	
En periodo lluvioso y de estiaje:	
Dmax	30,00 [MW] a f.p = 0,96
Dmed	26,79 [MW] a f.p = 0,96
Dmin	26,79 [MW] a f.p = 0,96

Tabla 3.6 Carga de Novacero en la barra Mulaló

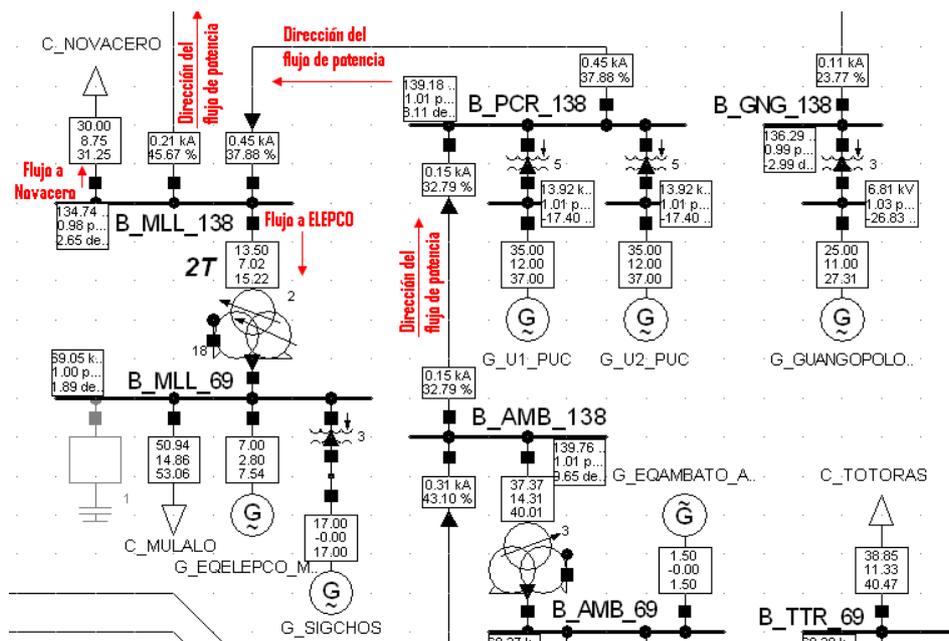


Figura 3.12 Parte del diagrama unifilar del SNT

3.5.2.2 Demostración de la saturación de la línea de transmisión Pucará-Mulaló

Los resultados de los flujos de potencia, que arroja el programa DigSILENT, con el conductor actual (ACSR FLICKER 477); Tabla 3.7, indican que en el año 2013 y en el año 2015, la línea de transmisión rebasará el límite térmico, por lo que la línea quedaría saturada y se llega a la conclusión, de que la línea debe ser repotenciada.

Año	DEMANDA	Época Lluviosa		Época Estiaje	
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ
		Corriente de salida [Am]	Corriente de llegada [Am]	Corriente de salida [Am]	Corriente de llegada [Am]
2011	Dmax	450	450	400	400
	Dmed	320	320	260	260
	Dmin	300	300	170	170
2012	Dmax	440	440	350	350
	Dmed	280	280	250	250
	Dmin	230	230	140	140
2013	Dmax	560	560	410	410
	Dmed	380	380	280	280
	Dmin	290	290	160	160
2014	Dmax	440	440	360	360
	Dmed	350	350	260	260
	Dmin	240	240	140	140
2015	Dmax	500	500	450	450
	Dmed	360	360	220	220
	Dmin	250	250	120	120
2016	Dmax	360	370	310	320
	Dmed	260	260	230	230
	Dmin	200	200	120	120
2017	Dmax	370	370	320	320
	Dmed	250	250	230	230
	Dmin	190	190	130	130
2018	Dmax	360	360	330	340
	Dmed	250	250	240	240
	Dmin	200	200	140	140
2019	Dmax	380	380	340	340
	Dmed	260	260	250	250
	Dmin	190	190	140	140
2020	Dmax	370	370	350	350
	Dmed	260	260	250	260
	Dmin	180	180	150	150

Tabla 3.7 Reporte de flujo de potencia con conductor ASCR Flicker 477 MCM

Aunque desde punto de vista económico, se ve que no es tan recomendable la repotenciación de la línea de transmisión Pucará-Mulaló para cubrir la demanda del año 2013 y el año 2015, si es recomendable que se lo haga desde el punto de vista técnico, ya que los conductores de las fases están deteriorados y es necesario que se lo haga el cambio. Es importante mencionar en este punto, que a partir del año 2015 algunas líneas de transmisión del SNT quedarían

subutilizadas; como es el caso de la línea de transmisión Pucará-Mulaló, esto debido a que gran parte del flujo de potencia de estas líneas pasaran a formar parte del flujo de potencia que transmitirá el sistema de transmisión a 500 kV. En la siguiente figura se muestra el sistema de transmisión a 500 kV y también se muestra, como a partir del año 2015 la línea de transmisión Pucará-Mulaló queda subutilizada.

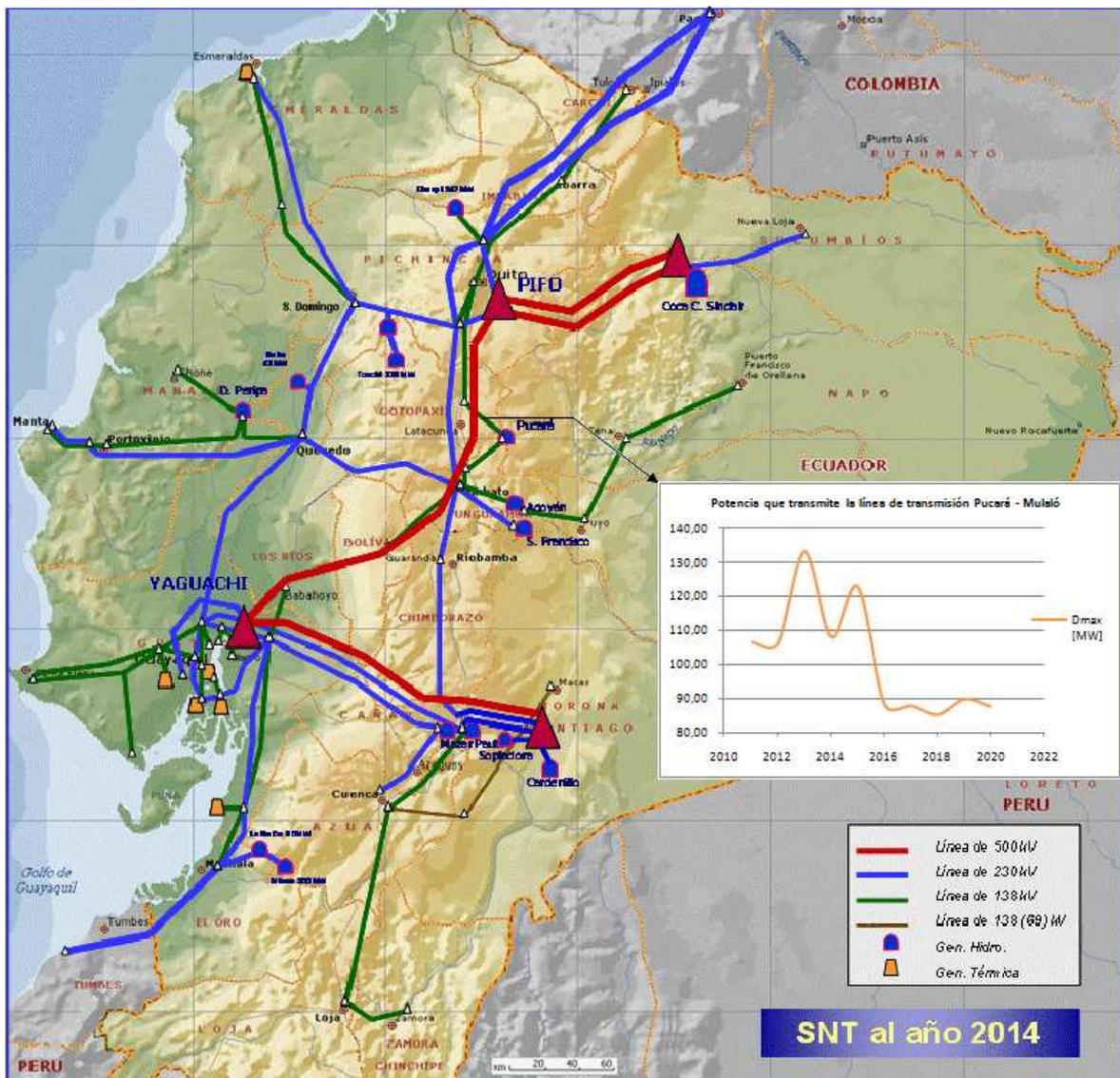


Figura 3.13 Potencia que transmite la línea de transmisión Pucara Mulaló desde el año 2011 hasta al 2020.

3.5.3 CONDUCTORES ADOPTADOS PARA CUBRIR LA DEMANDA EN LA LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ

3.5.3.1 Selección de los tipos de conductores

Con el propósito de reforzar el SNI, debido al crecimiento de la demanda en el SNI y cumplir con la potencia requerida por la empresa Novacero en todo tiempo se ha propuesto encontrar un conductor con una sección económica que cumpla con requerimientos eléctricos y mecánicos que demande la línea. Por lo que para el estudio de repotenciación se plantea en utilizar los siguientes tipos de conductores:

1) Conductores de categoría HTLS:

- ACCC - CTC (Aluminum Conductor Composite Core) - 180°C
- ACCR – 3M (Aluminum Conductor Composite Reinforced) - 210°C
- ACSS (Aluminum Conductor Steel Supported) – 200 °C

2) Categoría de convencional:

- ACAR (Conductor de Aluminio con Refuerzo de Aleación) - 75°C

La selección de este tipo de conductores para la repotenciación de la línea transmisión Pucará Mulaló se lo hace tomando las siguientes consideraciones:

- El conductor deben tener una gran resistencia mecánica, debido a que la línea de transmisión atraviesa terrenos montañosos típicos de la región sierra del Ecuador.
- El conductor deben tener una gran capacidad de conducción de corriente eléctrica, para cubrir la demanda actual y la demanda futura de potencia en la barra Mulaló.

- El conductor deben ser livianos con el fin de no someter a la cadena de aisladores y a las estructuras de las torres de transmisión a un esfuerzo mecánico superior al que están actualmente sometidos por el conductor actual (ACSR 477 MCM Flicker, un conductor por fase).
- Los conductor deben ser de fácil instalación (igual o parecido a la de los convencionales) para minimizar los tiempos en la instalación y en suspensión del servicio.

3.5.3.2 Selección de las secciones

Tomando como base las anteriores consideraciones, el paso siguiente es escoger las secciones de los respectivos tipos de conductores para la repotenciación de la línea de transmisión Pucará Mulaló, adoptando los siguientes criterios:

1. El Peso específico (kg/km) de los nuevos conductores deben ser igual o ligeramente mayor al peso específico del conductor actual.
2. El Coeficiente de expansión térmica ($^{\circ}\text{C}^{-1}$) de los nuevos conductores debe ser bajo.
3. La ampacidad de los nuevos conductores deben ser mucho mayor que la ampacidad del conductor actual.

El primer criterio que se toma en consideración asegura que la carga vertical que ejerce el nuevo conductor no sobrecarga al esfuerzo vertical que puede resistir la cruceta. El segundo criterio garantiza que la flecha de los nuevos conductores no sea tan elevada y logren cumplir con las distancias de seguridad requeridas por la línea. El tercer criterio asegura que la línea de transmisión pueda transmitir la nueva potencia requerida por la demanda actual y futura. El cálculo de la ampacidad se comprueba en el capítulo 4 en base a la Norma IEEE Std 738–1993

En la Tabla siguiente se muestra los conductores escogidas para el estudio del conductor económico:

Nombre Cable	Calibre [MCM]	Sección Total [mm ²]
ACCC/TW "Linnet"	435	248,65
ACCC/TW "Brant"	467	284,42
ACCC/TW "Lark"	532	309,74
ACCC/TW "Hawk"	610	349,27
ACCR_297-T16	297	175
ACCR_340-T16	340	200
ACCR_405-T16	405	239
ACCR_470-T16	470	277
ACSS/Ostrich	300	177
ACSS/Oriole	336	210
ACSS/Ibis	397,5	234
ACSS/Flicker	477	273
ACAR	550	279
ACAR	600	304
ACAR	650	329
ACAR	700	355

Tabla 3.8 Secciones escogidas para el análisis de conductor económico

En el Anexo 3.1 se muestra las características electromecánicas del conductor actual y de los nuevos conductores seleccionados:

CAPÍTULO 4

CÁLCULO ELÉCTRICO DE LÍNEAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4.1 MODELO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN [2]

Una línea de transmisión es un sistema de conductores, que se emplea para transmitir energía eléctrica. Independiente del nivel del voltaje, de la capacidad de potencia a transmitir, y de la construcción mecánica, todas las líneas de transmisión tienen parámetros que se encuentran distribuidos a lo largo de la línea, por lo que a una línea de transmisión se lo puede representar con una serie de secciones idénticas; figura 4.1, cada sección representa una parte de la línea.

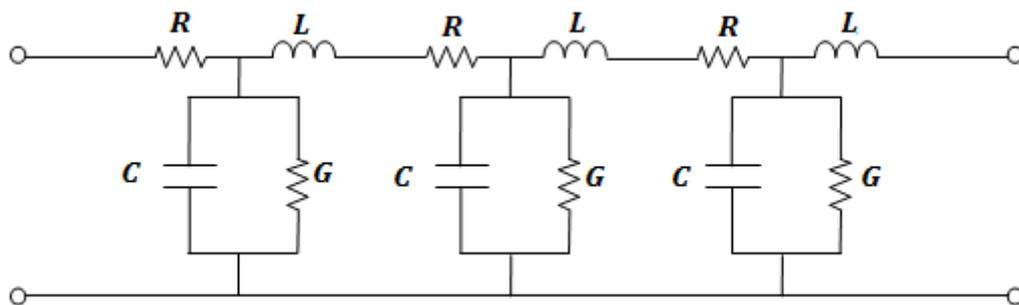


Figura 4.1 Circuito equivalente de una línea de transmisión [2]

Para modelar una línea de transmisión y comprender de mejor manera los componentes, se simplifica el modelo de la figura anterior y se utiliza un modelo más sencillo, llamado modelo π ; (figura 4.2), en el que se representan todos los componentes de la misma como es la impedancia serie y la admitancia en paralelo.

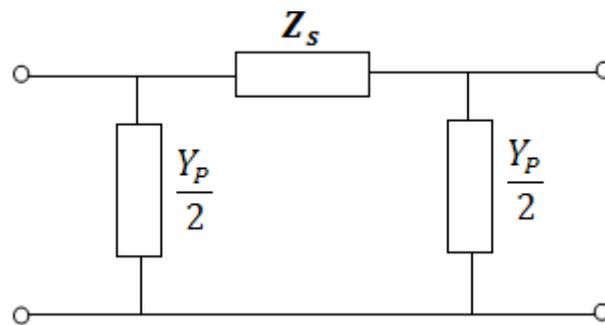


Figura 4.2 Modelo π de una línea de transmisión [2]

Dependiendo de la longitud las líneas de transmisión se lo pueden modelar con parámetros concentrados o parámetros distribuidos. Los parámetros concentrados dan resultados con una buena exactitud en líneas cortas y medias, y; los parámetros distribuidos se utilizan para modelar líneas de cualquier longitud, pero más utilidad tiene para modelar líneas de transmisión largas en las que arrojan resultados con un alto grado de exactitud.

4.1.2 MODELO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN LARGA Y CORTA [13]

Para modelar líneas de transmisión sea larga o corta se utiliza el método de la red de dos puertos; (figura 4.3), que relaciona las variables de envío y recepción; en este caso relacionan el voltaje y la corriente de las líneas de transmisión. Para lo que es necesario tener a disposición los parámetros ($R, L, C, G \approx 0$) de la línea.



Figura 4.3 Red de dos puertos [13]

La relación entre variables de envío y de recepción está dado por:

$$V_S = A \cdot V_R + B \cdot I_R \quad [V] \quad 4.1$$

$$I_S = C \cdot V_R + D \cdot I_R \quad [A] \quad 4.2$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad 4.3$$

Donde:

V_S = Voltaje en el extremo de salida, en [V]

V_R = Voltaje en el extremo del receptor, en [V]

I_S = Corriente en el extremo de salida, en [A]

I_R = Corriente en el extremo del receptor, en [A]

A las constantes A, B, C, D se les llama constantes generalizadas o constantes auxiliares de circuito de la línea de transmisión. En general, son números complejos, A y D son adimensionales e iguales entre sí, las dimensiones de B y C son los ohmios y los siemens respectivamente. Las constantes se aplican a cualquier red lineal pasiva y con cuatro terminales en dos lados, y cada uno tiene un par de ellas.

4.1.2.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CORTAS [13]

En las líneas de transmisión cortas (menores a 80 km); (figura 4.4), se desprecia la capacitancia y simplemente se considera la resistencia "R" y la inductancia "L" para la longitud total de la línea, quedando en otras palabras la línea de transmisión compuesta por su impedancia serie en función de sus parámetros concentrados.

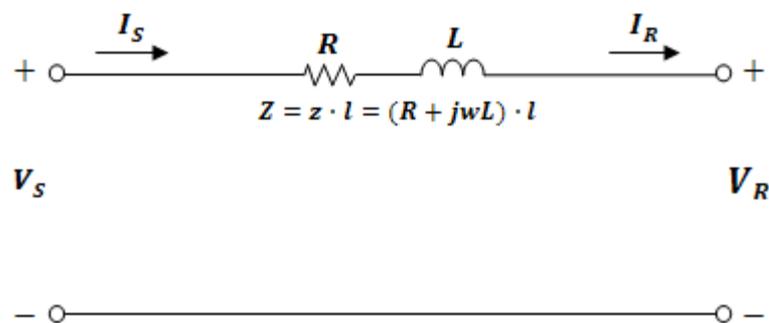


Figura 4.4 Circuito equivalente de una línea de transmisión corta [13]

Para obtener las constantes auxiliares, ABCD para este tipo de línea de transmisión se aplica el modelo de la red de dos puertos y también se utiliza la LVK y LCK al circuito de la (figura 4.4):

$$V_S = V_R + Z \cdot I_R \quad 4.4$$

$$I_S = I_R \quad 4.5$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad 4.6$$

Comparado la Ecuación 4.6 con la Ecuación 4.3 se obtiene:

$$A = D = 1$$

$$B = Z \quad 4.7$$

$$C = 0$$

4.1.2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN MEDIAS [13]

Para modelar líneas de transmisión de longitud media (entre 80 y 240 km) a más de considerar la resistencia R y la inductancia L , para la longitud total de la línea se debe considerar la admitancia en paralelo (generalmente capacitiva pura). Para el análisis de este tipo de líneas de transmisión se adopta el modelo circuito π nominal; (figura 4.5), en la que considera que la admitancia capacitiva se divide en dos partes iguales en los extremos de la línea, quedando entonces el modelo compuesto por su impedancia serie y admitancia en paralelos en función de sus parámetros concentrados.

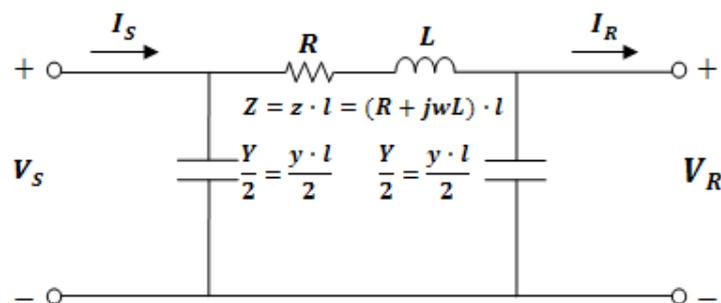


Figura 4.5 Circuito π nominal [13]

Para obtener las constantes auxiliares, ABCD para este tipo de línea de transmisión se aplica el modelo de la red de dos puertos y también se utiliza la LVK y LCK al circuito de la figura 4.5:

La corriente en el ramal serie es:

$$V_S = V_R + Z \cdot \left(I_R + \frac{V_R \cdot Y}{2} \right) = \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{2} \right) \cdot V_R + Z \cdot I_R \quad 4.8$$

Aplicando LCK en el extremo de envío:

$$I_S = \left(I_R + \frac{V_R \cdot Y}{2} \right) + \frac{V_S \cdot Y}{2} \quad 4.9$$

Remplazando Ecuación 4.8 en 4.9:

$$I_S = \left(I_R + \frac{V_R \cdot Y}{2} \right) + \frac{Y}{2} \cdot \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{2} \right) \cdot V_R + Z \cdot I_R \quad 4.10$$

Agrupando:

$$I_S = \left(1 + \frac{Y \cdot Z}{4} \right) \cdot V_R + \left(1 + \frac{Y \cdot Z}{2} \right) \cdot I_R \quad 4.11$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{2} \right) & Z \\ \left(1 + \frac{Y \cdot Z}{4} \right) & \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{2} \right) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad 4.12$$

Comparado la Ecuación 4.12 con la Ecuación 4.3 se obtiene:

$$\begin{aligned} A &= D = \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{2} \right) \\ B &= Z \\ C &= \left(1 + \frac{Y \cdot Z}{4} \right) \end{aligned} \quad 4.13$$

4.1.3. MODELO DE UNA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LARGA [13]

Para modelar líneas de transmisión largas (mayores a 280 km) se considera parámetros distribuidos sobre la línea, los parámetros distribuidos considera la longitud incremental de la línea, permitiendo hallar el efecto exacto de la capacitancia, así como la impedancia serie de la línea.

También se debe tomar en cuenta un elemento diferencial de la línea y con la ayuda de ecuaciones diferenciales se logra obtener un sistema de ecuaciones que permiten calcular las variables del sistema. Notar que en la figura 4.6, la longitud crece del punto de recepción, $x = 0$, hacia el punto de envío, $x = l$

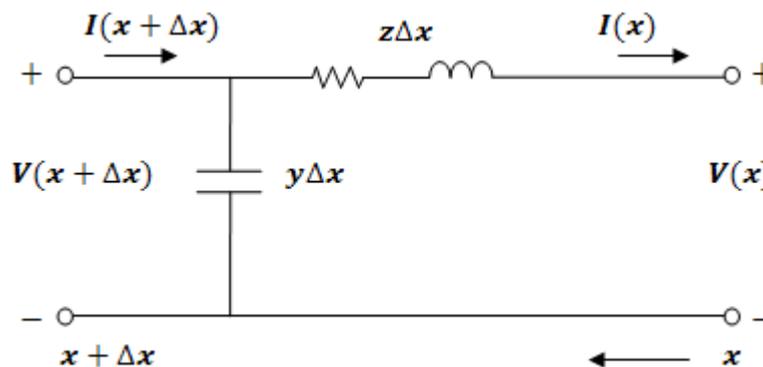


Figura 4.6 Elemento diferencial de la línea [13]

Aplicando la ley LVK en el circuito de la figura 4.6:

$$V(x + \Delta x) = V(x) + z \cdot \Delta x \cdot I(x) \quad 4.14$$

Despejando:

$$z \cdot I(x) = \frac{V(x + \Delta x) - V(x)}{\Delta x} \quad 4.15$$

Se toma el límite $\Delta x \rightarrow 0$ y aplicando la definición de derivada se obtiene:

$$\frac{dV(x)}{dx} = z \cdot I(x) \quad 4.16$$

Aplicando la ley LCK en el circuito de la figura 4.6:

$$I(x + \Delta x) = I(x) + y \cdot \Delta x \cdot V(x + \Delta x) \quad 4.17$$

Despejando:

$$y \cdot V(x + \Delta x) = \frac{I(x + \Delta x) - I(x)}{\Delta x} \quad 4.18$$

Se toma el límite $\Delta x \rightarrow 0$ y aplicando la definición de derivada se obtiene:

$$\frac{dI(x)}{dx} = y \cdot V(x) \quad 4.19$$

Aplicando la segunda deriva a la Ecuación 4.16

$$\frac{d^2V(x)}{dx^2} = z \cdot \frac{dI(x)}{dx} \quad 4.20$$

Remplazando la Ecuación 4.19 en Ecuación 4.20

$$\frac{d^2V(x)}{dx^2} - z \cdot y \cdot V(x) = 0 \quad 4.21$$

La solución de la Ecuación diferencial:

$$V(x) = A_1 e^{\gamma x} + A_2 e^{-\gamma x} \quad 4.22$$

Remplazando Ecuación 4.22 en Ecuación 4.16 y derivando:

$$\frac{d(A_1 e^{\gamma x} + A_2 e^{-\gamma x})}{dx} = \gamma \cdot (A_1 e^{\gamma x} - A_2 e^{-\gamma x}) = z \cdot I(x) \quad 4.23$$

Despejando:

$$I(x) = \frac{(A_1 e^{\gamma x} - A_2 e^{-\gamma x})}{\frac{z}{\gamma}} \quad 4.24$$

Considerando:

$$Z_C = \sqrt{\frac{Z}{y}} \quad 4.25$$

$$\gamma = \sqrt{Z \cdot y} \quad 4.26$$

Multiplicando Ecuación 4.25 con 4.26 y despejando:

$$Z_C \cdot \gamma = \sqrt{\frac{Z}{y}} \cdot \sqrt{Z \cdot y} \quad ; \quad Z_C = \frac{Z}{\gamma} \quad 4.27$$

Remplazando Ecuación 4.27 en Ecuación 4.24:

$$I(x) = \frac{(A_1 e^{\gamma x} - A_2 e^{-\gamma x})}{Z_C} \quad 4.28$$

Evaluando con condiciones iniciales $V_R = V(0)$; $I_R = I(0)$ en Ecuación 4.22 y 4.28 respectivamente se tiene:

$$\begin{aligned} V_R &= A_1 + A_2 \\ I_R &= \frac{A_1 - A_2}{Z_C} \end{aligned} \quad 4.29$$

Resolviendo sistema de ecuaciones se obtiene A_1 y A_2 :

$$\begin{aligned} A_1 &= \frac{V_R + Z_C \cdot I_R}{2} \\ A_2 &= \frac{V_R - Z_C \cdot I_R}{2} \end{aligned} \quad 4.30$$

Remplazando A_1 y A_2 Ecuación 4.22 y 4.28:

$$V(x) = \left(\frac{V_R + Z_C \cdot I_R}{2} \right) e^{\gamma x} + \left(\frac{V_R - Z_C \cdot I_R}{2} \right) e^{-\gamma x} \quad 4.31$$

$$I(x) = \left(\frac{V_R + Z_C \cdot I_R}{2Z_C} \right) e^{\gamma x} - \left(\frac{V_R - Z_C \cdot I_R}{2Z_C} \right) e^{-\gamma x} \quad 4.32$$

Factorizando y aplicando identidades de Euler:

$$V(x) = \cosh(\gamma x) \cdot V_R + Z_C \cdot \sinh(\gamma x) \cdot I_R \quad 4.33$$

$$I(x) = \frac{1}{Z_C} \sinh(\gamma x) \cdot V_R + \cosh(\gamma x) \cdot I_R \quad 4.34$$

En el extremo del envío $x = l$

$$V(l) = \cosh(\gamma l) \cdot V_R + Z_C \cdot \sinh(\gamma l) \cdot I_R \quad 4.35$$

$$I(x) = \frac{1}{Z_C} \sinh(\gamma l) \cdot V_R + \cosh(\gamma l) \cdot I_R \quad 4.36$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma l) & Z_C \cdot \sinh(\gamma l) \\ \frac{1}{Z_C} \sinh(\gamma l) & \cosh(\gamma l) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad 4.37$$

Comparado la Ecuación 4.37 con la Ecuación 4.3 se obtiene:

$$A = D = \cosh(\gamma l)$$

$$B = Z_C \cdot \sinh(\gamma l) \quad 4.38$$

$$C = \frac{1}{Z_C} \sinh(\gamma l)$$

4.3.1.1 CIRCUITO EQUIVALENTE II PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LARGAS [13]

Es posible encontrar un circuito equivalente de una línea de transmisión larga que lo pueda representar con alta precisión, mediante una red de parámetros concentrados. Por el modelo pi equivalente se puede asociar funciones que relacionen a la longitud de la línea, (figura 4.7). En el gráfico se puede notar que tanto la impedancia serie con la admitancia en paralelos no son iguales a la de una línea de transmisión de media longitud, estos parámetros vienen relacionados con funciones trigonométricas hiperbólicas, que más adelante se detallan con más precisión.

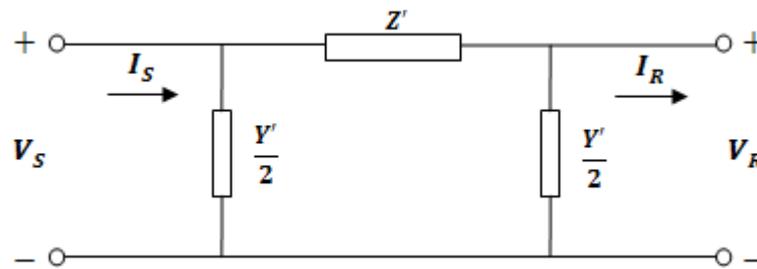


Figura 4.7 Circuito π equivalente [13]

Aplicando la ley LVC en el circuito de la figura 4.7 se obtiene.

$$V_S = \left(1 + \frac{Z' \cdot Y'}{2}\right) \cdot V_R + Z' \cdot I_R \quad 4.39$$

$$I_S = \left(1 + \frac{Y' \cdot Z'}{4}\right) \cdot V_R + \left(1 + \frac{Y' \cdot Z'}{2}\right) \cdot I_R \quad 4.40$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \frac{Z' \cdot Y'}{2}\right) & Z' \\ \left(1 + \frac{Y' \cdot Z'}{4}\right) & \left(1 + \frac{Y' \cdot Z'}{2}\right) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad 4.41$$

Comparado la Ecuación 4.41 con la Ecuación 4.3 se obtiene:

$$A = D = \left(1 + \frac{Z' \cdot Y'}{2}\right) \quad 4.42$$

$$B = Z'$$

$$C = \left(1 + \frac{Y' \cdot Z'}{4}\right)$$

Para obtener el valor de Z' se procede a igualar los coeficientes B de la Ecuación 4.42 y la Ecuación 4.38 respectivamente.

$$Z' = Z_C \cdot \sinh(\gamma l) \quad 4.43$$

Remplazando Ecuación 4.27 en Ecuación 4.43

$$Z' = \frac{Z}{\gamma} \sinh(\gamma l) \quad 4.44$$

Plateando la Ecuación en función de $Z = z \cdot l$:

$$Z' = \frac{Z \cdot \operatorname{senh}(\gamma l)}{\gamma \cdot l} \quad 4.45$$

Para obtener el valor de $\frac{Y'}{2}$ se procede a igualar los coeficientes C de la Ecuación 4.42 y la Ecuación 4.38.

$$1 + \frac{Z' \cdot Y'}{2} = \cosh(\gamma l) \quad 4.46$$

Despejando $\frac{Y'}{2}$:

$$\frac{Y'}{2} = \frac{\cosh(\gamma l) - 1}{Z'} \quad 4.47$$

Remplazando Ecuación 4.43 en Ecuación 4.47:

$$\frac{Y'}{2} = \frac{\cosh(\gamma l) - 1}{Z_c \cdot \operatorname{senh}(\gamma l)} = \frac{\tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right)}{Z_c} \quad 4.48$$

Plateando la Ecuación en función de $\frac{Y}{2}$:

$$\frac{Y'}{2} = \frac{\tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right)}{\sqrt{\frac{Z}{Y}}} = \frac{y \cdot l \cdot \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right)}{\sqrt{Z \cdot y} \cdot l} = \frac{Y \cdot \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right)}{2 \cdot \frac{\gamma \cdot l}{2}} = \frac{Y}{2} \cdot \frac{\tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right)}{\frac{\gamma \cdot l}{2}} \quad 4.49$$

El modelo pi con parámetros concentrados en función de la longitud queda como muestra la figura 4.8.

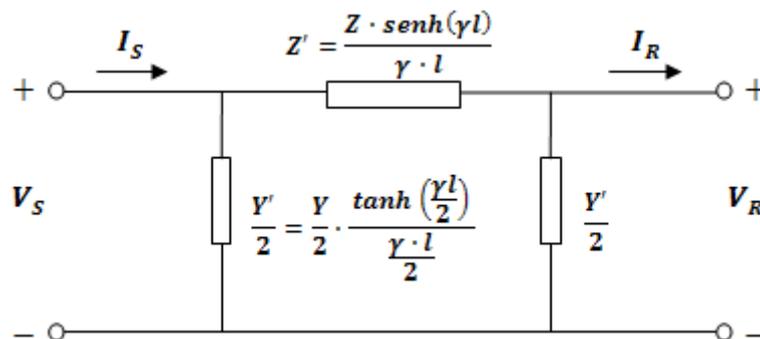


Figura 4.8 Circuito π equivalente con factores de corrección [13]

4.1.4. REGULACIÓN Y EFICIENCIA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

4.1.4.1 REGULACIÓN EFICIENCIA [3]

La regulación de voltaje es el cambio de voltaje en el extremo de recepción de la línea cuando la carga varía de condiciones de vacío a plena carga a un factor de potencia especificado, mientras el voltaje en el extremo de envío se mantiene constante.

$$\%RV = \frac{|V_{R, \text{vacío}}| - |V_{R, \text{carga}}|}{|V_{R, \text{carga}}|} \cdot 100 \quad 4.50$$

Donde:

$\%RV$ = Regulación de voltaje

$|V_{R, \text{vacío}}|$ = Magnitud de voltaje de recepción en vacío

$|V_{R, \text{carga}}|$ = Magnitud de voltaje de recepción a plena carga

4.1.4.2 EFICIENCIA [3]

La eficiencia es la relación entre la potencia de llegada y la potencia de salida. La eficiencia nos indica que porcentaje de potencia llega al nodo de recepción. Como regla se pueda adoptar que la eficiencia debe dar un valor superior al 97%.

$$n\% = \frac{S_R}{S_S} \cdot 100 \quad 4.51$$

4.2 ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA

Los estudios de flujo de potencia tienen por objeto verificar la operatividad de los sistemas con las instalaciones existentes y con las instalaciones del sistema adaptado. Las simulaciones efectuadas en estado estacionario del sistema permiten calcular los niveles de tensión en barra y el flujo de potencia activa y reactiva por líneas y transformadores. Los resultados de las simulaciones

permiten establecer si el sistema mantendrá los rangos de tensión y los flujos por las líneas dentro de las tolerancias establecidas.

Para el caso de estudio de la línea de transmisión Pucara - Mulaló, se usa el programa de flujos de potencia DigSILENT. En el Anexo 4.3 se muestra las corridas de flujos de potencia con los conductores propuestos para la repotenciación

4.3 CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN O CAPACIDAD MÁXIMA DE TRANSMISIÓN DE POTENCIA

La cargabilidad se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una línea de transmisión manteniendo sus condiciones normales de operación. La cargabilidad de estas líneas pueden ser determinadas por uno de los tres factores, que se describen a continuación:

- Límite térmico
- Límite por caída de voltaje
- Límite de estabilidad de estado estable.

4.3.1 LIMITE TÉRMICO [13]

El límite térmico determina la máxima cantidad de potencia que puede transmitir una línea de transmisión, de acuerdo a la máxima capacidad de corriente que soporta el conductor (corriente máxima admisible del conductor).

Para el caso de líneas de transmisión de alto voltaje, el límite térmico se lo considera como una característica de diseño y más no de operación, por lo que el límite térmico se lo utiliza para determinar la flecha máxima del conductor.

Para este caso de estudio, la corriente máxima admisible se calcula por el método basado en la Norma IEEE Std 738-1993 Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductor, en las que considera temperaturas máximas admisibles del conductor, y condiciones ambientales.

La capacidad térmica en MW, mediante la siguiente Ecuación:

$$\text{Limite térmico [MW]} = \sqrt{3} \cdot V_N \cdot I_{MA} \cdot \cos \varphi / 1000 \quad 4.52$$

Donde:

V_N = Voltaje nominal [kW]

I_{MA} = Corriente máxima admisible [A]

$\cos \varphi$ = Factor de potencia

4.3.2 Limite por caída de voltaje

La caída de voltaje así como el margen de estabilidad es un límite de operación que se debe tener en cuenta al momento de transportar energía. En líneas de transmisiones largas que transportan cargas extremadamente pesadas, el mayor problema es la caída de voltaje, por lo que es recomendable que en estado de operación normal la caída de voltaje entre a la barra de envío y la barra de recepción no sea superior al 5%. Si la caída de voltaje supera el 5% hay el riesgo de que exista un colapso de voltaje y se deteriore el sistema de transmisión, para lo cual es recomendable analizar la posibilidad de conectar compensadores de reactivos en la barra terminal de transmisión para suplir las caídas de voltaje.

En base al modelo que indica la figura 4.9 se define la Ecuación correspondiente a la caída de voltaje.

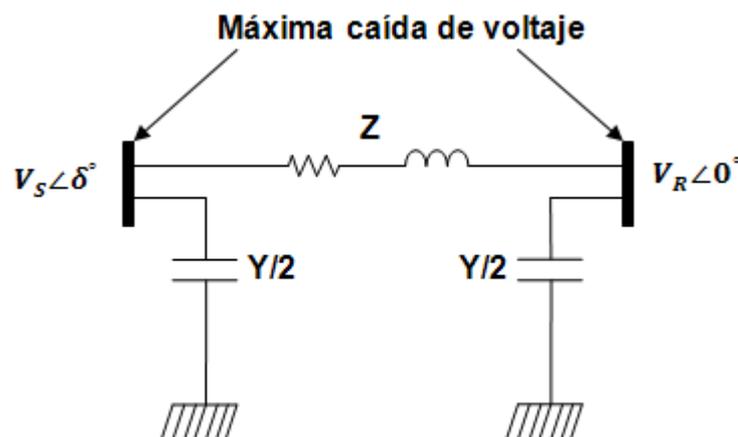


Figura 4.9 Equivalente simplificado de una línea de transmisión

$$CV[\%] = \left(\frac{V_S - V_R}{V_S} \right) \cdot 100 \quad 4.53$$

Voltaje en el extremo de recepción en términos de CV:

$$V_R = V_S \cdot \left(1 - \frac{CV}{100} \right) \quad 4.54$$

Donde:

CV = Caída de voltaje en [%]

V_S = Voltaje en el extremo de salida

V_R = Voltaje en el extremo receptor

En el Ecuador las caídas de voltajes entre barras están controladas por CELEC EP - TRANSELECTRIC, en función de los estudios de planificación del sistema nacional interconectado. Los voltajes en las barra de 230 kV y 138 kV deberán mantenerse dentro de la banda de +5% / -5% del voltaje nominal, para el caso de las barras de 69, 46 y 34.5 kV los voltajes deben estar dentro de la banda de +3% / -3% del voltaje nominal.

4.3.3 Margen de estabilidad [3]

El margen de estabilidad se selecciona para proporcionar un funcionamiento estable del sistema ante una variedad de contingencias que pueden provocar cambios de carga transitoria y de régimen permanente de la línea. Esos cambios pueden ser provocados por maniobra de apertura, cierre de la línea, transformadores, y/o por disturbios eléctricos, tales como fallas o pérdidas de generación.

La limitación de estabilidad se refiere al margen entre la potencia máxima y la potencia de operación permisible; el margen de estabilidad se define en términos de la potencia máxima y de la potencia de operación mediante la siguiente Ecuación:

$$ME[\%] = \left(\frac{P_{MAX} - P_O}{P_{MAX}} \right) \cdot 100 \quad 4.55$$

El nivel del margen de estabilidad es del orden del 30% a 35%, el cual corresponde a un desplazamiento angular comprendido entre 44° y 40° a través de la reactancia equivalente de los sistemas de envío y recepción.

Para cuantificar el margen de estabilidad se considera despreciable la resistencia y la susceptancia de la línea; con lo que se puede hallar una función simplificada de transferencia de potencia activa mediante la siguiente Ecuación:

$$P_R = \frac{V_S \cdot V_R}{X} \cdot \text{sen} \delta \quad 4.56$$

En el gráfico 4.10 se puede ver que la potencia máxima de transferencia ocurre cuando $\delta = 90$ grados y que la potencia con el 35% de margen de estabilidad ocurre cuando $\delta = 40$ grados.

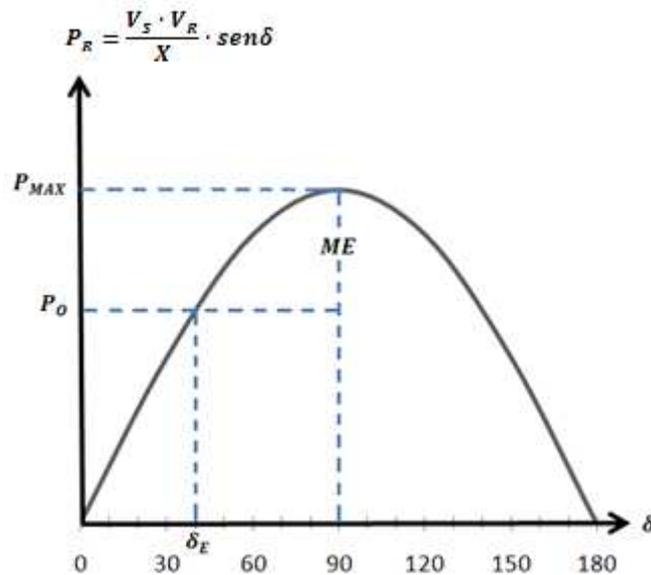


Figura 4.10 Curva de máxima transferencia de potencia

4.4 AMPACIDAD DEL CONDUCTOR [14]

La ampacidad de un conductor es la capacidad de transportar corriente eléctrica en función de la temperatura. En otras palabras, es la corriente en amperios que un conductor puede transportar continuamente, sin exceder su temperatura máxima de operación. El valor de la ampacidad de un conductor depende del calibre del conductor, el tipo de material, el aislamiento y la instalación del conductor. Para este caso de estudio solamente se estudia la ampacidad para conductores desnudos.

El método a utilizar para el cálculo de la ampacidad se basa en la Norma IEEE Std 738–1993 Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductor. Este método está basado en la Ecuación fundamental del balance de calor:

$$I^2 \cdot R + q_s = q_c + q_r \quad 4.57$$

Donde:

- I = Corriente eléctrica, en [A]
- R = Resistencia AC eléctrica del conductor, en [ohm/pie]
- q_s = Ganancia de calor solar, en [Watts/pie]
- q_c = Transferencia de calor por convección, en [Watts/pie]
- q_r = Transferencia de calor por radiación, en [Watts/pie]

La temperatura en la superficie de un conductor depende de propiedades como: resistividad, diámetro, condiciones de la superficie (emisividad, absorción), condiciones climatológicas del ambiente (temperatura del aire, etc) y corriente eléctrica.

La primera propiedad está definida por el tipo de material y es específicamente química; el diámetro dependerá del calibre del conductor. Las condiciones de la superficie dependen del medio ambiente y pueden variar con el tiempo. Las condiciones climatológicas varían, según la hora y estación del año. La corriente eléctrica puede ser constante o variar en función de la carga del sistema de

potencia, despachos de generación y otros factores. Aunque las condiciones del ambiente, del clima, la corriente y la temperatura de los conductores no están necesariamente en una condición de estado estable, el método de cálculo lo asume así en el período permanente.

El método matemático para calcular la ampacidad que relacionan la corriente eléctrica I y la temperatura del conductor es utilizado en dos casos:

- 1) Para calcular la temperatura del conductor cuando se conoce la corriente eléctrica.
- 2) Para calcular la corriente eléctrica para la temperatura máxima admisible del conductor.

4.4.1 RESISTENCIA ELÉCTRICA DEL CONDUCTOR [14]

Los conductores eléctricos presentan una resistencia al paso de la corriente eléctrica que causa la conversión de una parte de la energía eléctrica que circula por el conductor en calor, en proporción directa a la resistencia del conductor y al cuadrado del valor eficaz de la intensidad de corriente que circula por el conductor.

La resistencia eléctrica de conductores trenzados desnudos varía con la frecuencia, la densidad de corriente promedio y la resistencia. Para la aplicación del método de la ampacidad la resistencia eléctrica esta calculada únicamente en función de la temperatura del conductor. Por ejemplo, el valor de resistencia del conductor a altas temperaturas T_{High} y a bajas temperaturas T_{Low} pueden ser tomados de valores tabulados de referencia (catálogos de conductores). La resistencia del conductor en alguna temperatura, T_x se encuentra de la interpolación de acuerdo a la Ecuación siguiente:

$$R(T_x) = \frac{R(T_{High}) - R(T_{Low})}{T_{High} - T_{Low}} \times (T_x - T_{Low}) + R(T_{Low}) \quad 4.58$$

Donde:

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

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

$R(T_x)$ = Resistencia del conductor a una temperatura intermedia (T_x)

4.4.2 GANANCIA DE CALOR SOLAR “ q_s ”[14]

La ganancia de calor solar es el calor irradiado por el sol, el cual aumenta la temperatura del conductor y depende del diámetro del conductor, el coeficiente de absorción del conductor, la altitud y azimut del sol, el calor de radiación del cielo y azimut de la línea de transmisión. La Ecuación para el cálculo de la ganancia de calor solar es:

$$q_s = \alpha \cdot Q_s \cdot \text{sen}(\theta) \cdot A' \quad 4.59$$

$$\theta = \cos^{-1}(\cos(H_c) \cdot \cos(Z_c - Z_i)) \quad 4.60$$

Donde:

α = Coeficiente de absorción

Q_s = Radiación total de calor solar y cielo, a la altura del sol, en [Watts/pie²]

A' = Área proyectada del conductor ($d/12$), en [pie²]

d = Diámetro del conductor, en [pulgadas]

H_c = Altitud del sol, en [grados]

Z_c = Azimut del sol, en [grados]

Z_i = Azimut de la línea, en [grados]

θ = Ángulo efectivo de incidencia de los rayos solares

El coeficiente de absorción de un conductor varía durante la vida de la línea, 0,23 para conductores nuevos a 0,97 para conductores ennegrecidos por el clima; 0,5 es un valor ampliamente utilizado en condiciones de diseño.

La altitud (H_c) y azimut (Z_c) del sol es función de la localización del proyecto y de la hora del día. La ampacidad típica se debe determinar tomando la hora de

mayor incidencia del sol, la hora que se puede tomar en consideración puede ser a las 10:00 AM o 12:00 AM o 2:00 PM

El calor irradiado por el sol y el cielo es una función de la atmósfera clara o industrial. La cantidad de la radiación total de calor solar y del cielo, se obtiene con la ayuda de la Tabla 4.1; para realizar la corrección en función de la altitud se ocupa la Tabla 4.2. En caso de que no se tenga los datos suficientes se puede calcular, adoptando $\text{sen}(\theta) = 1$ y $Q_s = 1000 \text{ Watts/m}^2$ (como lo recomienda la norma IEC 287), equivalente a $92,9 \text{ Watts/pie}^2$.

Altitud solar, H_c en grados	Q_s , W/pie ²	
	Atmosfera clara	Atmosfera industrial
5	21,70	12,60
10	40,20	22,30
15	54,20	30,50
20	64,40	39,20
25	71,50	46,60
30	77,00	53,00
35	81,50	57,50
40	84,80	61,50
45	87,40	64,50
50	90,00	67,50
60	92,90	71,60
70	95,00	75,20
80	95,80	77,40
90	96,40	78,90

Tabla 4.1 Calor total recibido por una superficie sobre el nivel del mar, debido a los rayos del sol [14]

Elevación sobre el nivel del mar [pies]	Múltiplos para valores de la Tabla No 4.1.
0	1,00
5000	1,15
10000	1,25
15000	1,30

Tabla 4.2 Factores de corrección para Q_s [14]

El azimuth de la línea depende de la orientación de la línea. En la siguiente Tabla indica todas las posibilidades de orientación de la línea, y sus respectivos azimuth en grados para cada orientación.

Orientación de la línea	Azimuth [grados]
N - S	0,00
NNE - SSW	22,50
NE - SW	45,00
ENE - WSW	67,5
E - W	90,00
ESE - WNW	112,50
SE - NW	135,00
SSE - NNW	157,50

Tabla 4.3 Orientación y Azimuth de la línea [14]

4.4.3 TRANSFERENCIA DE CALOR POR CONVECCIÓN “ q_c ” [14]

La transferencia de calor por convección depende del diámetro del conductor, velocidad de viento, temperatura ambiente, temperatura de la superficie del conductor, viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire.

Para calcular el calor liberado por convección, existen las siguientes formas:

a) Transferencia de calor por convección natural

Para el caso de convección natural, velocidad de viento, es igual a 0 y la Ecuación es:

$$q_{cn} = 0,283 \cdot \rho_f^{0,5} \cdot d^{0,75} (T_c - T_a)^{1,25} \quad \mathbf{4.61}$$

Donde:

T_c =Temperatura máxima admisible del conductor, en [°C]

T_a =Temperatura máxima de ambiente, en [°C]

T_f = $(T_c + T_a)/2$ Temperatura de la película del aire, en [°C]

d = Diámetro del conductor, en pulgadas

ρ_f = Densidad del aire, a la temperatura T_f , en [libras/pie³]

b) Transferencia de calor por convección forzada

Cuando la velocidad del viento es mayor que 0, las pérdidas de calor por convección forzada pueden ser calculadas por medio de la ecuaciones 4.62 o 4.63. La Ecuación 4.62 se aplica cuando las velocidades del viento son bajas, mientras que la Ecuación 4.63 se aplica cuando velocidades de viento son altas.

$$q_{c1} = \left[1,01 + 0,371 \cdot \left(d \cdot \rho_f \cdot \frac{VW}{\mu_f} \right)^{0,5} \right] \cdot k_f \cdot (T_c - T_a) \quad \mathbf{4.62}$$

$$q_{c2} = \left[0,1695 \cdot \left(d \cdot \rho_f \cdot \frac{VW}{\mu_f} \right)^{0,5} \right] \cdot k_f \cdot (T_c - T_a) \quad \mathbf{4.63}$$

Donde:

VW = Velocidad del viento, en [pies/hora]

μ_f = Viscosidad absoluta del aire, a la temperatura T_f , en [libras/hora-pie]

k_f = Conductividad térmica del aire, a la temperatura T_f , en [Watts/(pie °C)]

Las condiciones atmosféricas, particularmente el viento, tienen efectos considerables en la capacidad térmica de los conductores aéreos desnudos. El viento provee enfriamiento y actúa principalmente en las pérdidas de calor por convección del aire circundante. Por tanto para hallar el valor de la transferencia de calor por convección forzada se debe escoger el valor máximo entre q_{c1} , q_{c2} y multiplicarle por $k_{\text{ángulo}}$.

$$q_f = k_{\text{ángulo}} \cdot \max(q_{c1}, q_{c2}) \quad \mathbf{4.64}$$

$$k_{\text{ángulo}} = 1,194 - \cos(\varphi) + 0,194 \cdot \cos(2\varphi) + 0,368 \cdot \sin(2\varphi) \quad \mathbf{4.65}$$

$k_{\text{ángulo}}$ es el factor de dirección del viento, donde φ es el ángulo entre la dirección del viento y el eje del conductor.

Para determinar el valor de la transferencia de calor por convección se debe escoger el valor máximo entre la convección natural y forzada (q_f y q_{cn}); La Ecuación 4.66 determina el valor de la capacidad térmica.

$$q_c = \max(q_{cn}, q_f) \quad 4.66$$

Los valores de ρ_f , μ_f y k_f , en función de T_f están definidos por la Tabla 4.4:

Temperatura, T_f			Viscosidad Absoluta μ_f , (Lb/hrpie)	Densidad, ρ_f , (Lb/pie ³)				Conductividad térmica del aire k_f , (W/pie ² °C)
°F	°C	°K		Nivel del mar	5000 pies	10000 pies	15000 pies	
32	0	273	0,0415	0,0807	0,067	0,055	0,046	0,00739
41	5	278	0,0421	0,0793	0,066	0,055	0,045	0,00750
50	10	283	0,0427	0,0779	0,065	0,054	0,044	0,00762
59	15	288	0,0433	0,0765	0,064	0,053	0,043	0,00773
68	20	293	0,0439	0,0752	0,063	0,052	0,042	0,00784
77	25	298	0,0444	0,0740	0,062	0,051	0,042	0,00795
86	30	303	0,0450	0,0728	0,061	0,050	0,041	0,00807
95	35	308	0,0456	0,0716	0,060	0,049	0,040	0,00818
104	40	313	0,0461	0,0704	0,059	0,048	0,040	0,00830
113	45	318	0,0467	0,0693	0,058	0,048	0,039	0,00841
122	50	323	0,0473	0,0683	0,057	0,047	0,039	0,00852
131	55	328	0,0478	0,0672	0,056	0,046	0,038	0,00864
140	60	333	0,0484	0,0661	0,055	0,045	0,037	0,00875
149	65	338	0,0489	0,0652	0,054	0,045	0,037	0,00886
158	70	343	0,0494	0,0643	0,054	0,044	0,036	0,00898
167	75	348	0,0500	0,0634	0,053	0,044	0,036	0,00909
176	80	353	0,0505	0,0627	0,052	0,043	0,035	0,00921
185	85	358	0,0510	0,0616	0,051	0,042	0,035	0,00932
194	90	363	0,0515	0,0608	0,051	0,042	0,034	0,00943
203	95	368	0,0521	0,0599	0,050	0,041	0,034	0,00952
212	100	373	0,0526	0,0591	0,049	0,041	0,033	0,00966

Tabla 4.4 Viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire [14]

4.4.4 RADIACIÓN DE CALOR “ q_r ” [14]

La radiación de calor al conductor depende del diámetro del conductor, del coeficiente de emisividad, de la temperatura ambiente y de la temperatura del conductor. La emisividad varía durante la vida de un conductor, según su superficie. Esta variación puede ser 0,23 para conductores nuevos a 0,91 para conductores ennegrecidos por el clima. El coeficiente de emisividad se escoge 0,5 para condiciones de diseño. La Ecuación para el cálculo de las pérdidas de calor radiado es:

$$q_r = 0,138 \cdot d \cdot \varepsilon \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad 4.67$$

Donde:

ε = Coeficiente de emisividad

4.4.5 CÁLCULO DE CAPACIDAD DE LÍNEAS EN FUNCIÓN DE TEMPERATURA [14]

4.4.5.1 Temperatura del conductor en estado estable [14]

La temperatura del conductor en estado estable, se define a un determinado valor de corriente constante para condiciones del clima especificadas y características del conductor conocidas, donde se asume que el conductor está en equilibrio térmico. Es decir, que en un instante de referencia ($t=0$) se asume que la temperatura del conductor, la velocidad del viento, la temperatura ambiente, etc., son constantes. En este caso, las pérdidas de calor por convección y radiación no dependen linealmente con la temperatura del conductor, por lo que, la Ecuación del balance de calor 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 utiliza el procedimiento siguiente:

- a) Se asume una temperatura del conductor
- b) Se calculan las pérdidas de calor correspondientes

- c) La corriente del conductor da lugar a calcular la temperatura del conductor, Ecuación 4.57.
- d) La corriente calculada se compara con la corriente del conductor dada.
- e) La temperatura del conductor crece o decrece, hasta que la corriente calculada es igual a la corriente dada.

4.4.5.2 Temperatura del conductor en estado transitorio [14]

El período transitorio consiste en que la temperatura del conductor variará en función del tiempo especificado, por el cambio de escalón en la corriente eléctrica de algún valor de corriente inicial I_i a otro valor final I_f . En realidad, la temperatura de un conductor es dinámica, en respuesta a los cambios en la corriente eléctrica y condiciones meteorológicas. Sin embargo, se asume que los parámetros meteorológicos permanecen constantes (la velocidad y dirección 35 de viento, la temperatura ambiente, etc.), y los cambios de corriente eléctrica se dan en escalón de una corriente inicial I_i a una corriente final I_f , ya que para variaciones de corriente, en tiempos relativamente cortos, la temperatura tarda en alcanzar la temperatura final T_f de acuerdo con la constante de inercia térmica, en un 63.3% de los cambios de temperatura, como se ilustra en la figura 4.11.

Antes del cambio de corriente en el escalón ($t=0$), se asume que el conductor está en equilibrio térmico. Esto es la suma del calor generado por las pérdidas Joule y el calentamiento del sol son iguales a las pérdidas de calor por convección y radiación (Ver Ecuación 4.68).

Inmediatamente después, de que la corriente cambia al escalón ($t=0+$), la temperatura del conductor no cambia instantáneamente, tampoco la resistencia del conductor y la proporción de las pérdidas de calor por convección y radiación; sin embargo, esas proporciones de pérdidas de calor y pérdidas Joule se van incrementando. Por lo tanto, en el tiempo $t=0+$, la temperatura del conductor comienza a incrementarse en proporción dada por la Ecuación del balance de calor en estado no estable.

$$q_c + q_r + mC_p \frac{(dT_c)}{dt} = q_s + I^2 \cdot R(T_c) \quad 4.68$$

Despejando:

$$\frac{(dT_c)}{dt} = \frac{1}{mC_p} (I^2 \cdot R(T_c) + q_s - q_c - q_r) \quad 4.69$$

Donde:

mC_p = Capacidad total de calor del conductor, en [Watts – seg / pie °C]

$I^2 \cdot R(T_c)$ = Pérdidas por efecto Joule en función de la temperatura del conductor, en [Watts/pie].

$\frac{(dT_c)}{dt}$ = Variación de la temperatura del conductor °C en función del tiempo.

Después de este tiempo, Δt , la temperatura del conductor tiene incrementos ΔT_c , lo cual da lugar a pérdidas de calor más altas por convección y radiación, y de igual forma la generación de calor por la resistencia es más alta e incrementa la resistencia. Para un cambio de tiempo Δt a $2\Delta t$, la temperatura del conductor continua incrementándose en una menor proporción. Después de un gran número de tales intervalos de tiempo, la temperatura del conductor se aproxima a la temperatura en estado estable final T_f

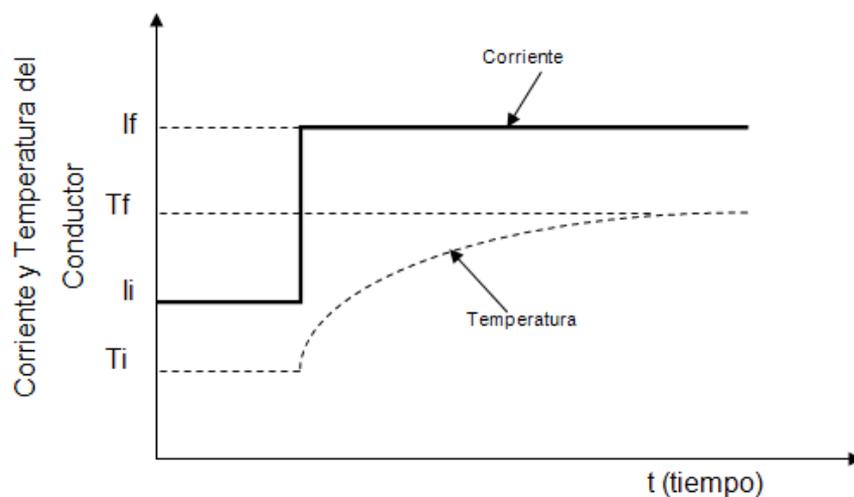


Figura 4.11 Periodo transitorio de la temperatura del conductor [14]

4.4.6 CAPACIDAD DE CALOR DEL CONDUCTOR [14]

La capacidad de calor del conductor está definida como el producto del calor específico y la masa por unidad de longitud. La masa por unidad de longitud del conductor y los componentes del conductor para aluminio y conductores de aluminio están dadas en la Tabla 4.5, y si el conductor consta de más de un material (ACSR), entonces la capacidad de calor del núcleo y las capas trenzadas exteriores están definidas así:

Material	mC_p (W·seg/Lb °C)
Aluminio	433
Cobre	192
Acero	216

Tabla 4.5 Calores específicos de los materiales conductores a 25 °C

Por ejemplo, para el conductor 477 Kcmil 26/7 Hawk ACSR, los pesos del núcleo del acero y las capas exteriores de aluminio son 0.449 lbs/pie y 0.2064 lbs/pie, respectivamente; así la capacidad total del conductor a 25°C es:

$$mC_p (\text{aluminio a } 25\text{ °C}) = 0,44 \left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}} \right) \cdot 433 \left(W \cdot \frac{\text{seg}}{\text{Lb}} \text{ °C} \right) = 194,42 W \cdot \text{seg}/\text{pie } \text{°C}$$

$$mC_p (\text{acero a } 25\text{ °C}) = 0,2064 (\text{lb}/\text{pie}) \cdot 216 \left(W \cdot \frac{\text{seg}}{\text{Lb}} \text{ °C} \right) = 44,60 W \cdot \text{seg}/\text{pie } \text{°C}$$

La capacidad total de calor para el conductor Hawk ACSR 477 es:

$$mC_p (\text{ACSR a } 25\text{ °C}) = 194,42 + 44,60 = 239,00 W \cdot \text{seg}/\text{pie } \text{°C}$$

Para el cálculo del rango térmico, en el periodo transitorio con una duración de 5 a 30 minutos, las componentes de temperatura del conductor son aproximadamente iguales, después del incremento del escalón en la corriente y la capacidad de calor del conductor puede ser tomada como la suma de las componentes de las capacidades de calor, como se muestra en la siguiente Ecuación:

$$mC_p = \Sigma m_i \cdot C_p$$

4.4.7 ECUACIÓN DE APLICACIÓN PARA EL CÁLCULO DE AMPACIDAD [14]

Con la Ecuación 4.71 se calcula la máxima capacidad térmica del conductor en estado estable, a una temperatura ambiente y a una temperatura máxima permisible del conductor. La corriente calculada (ampacidad) sirve para demostrar que el calibre del conductor seleccionado es lo suficiente para transportar una potencia requerida por la carga.

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}} \quad 4.71$$

Para calcular la Ampacidad en estado estable bajo la norma Norma IEEE Std 738–1993 Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductor, es necesario realizar una selección cuidadosa de datos, ya que de ellos depende que el método arroje resultados efectivos.

En la siguiente Tabla se muestra los valores de la ampacidad de los diferentes conductores a temperatura admisible y a la temperatura cuando la línea está transmitiendo 560 Amperios.

NOMBRE CLAVE	CALIBRE CONDUCTOR [MCM]	TEMPERATURA ADMISIBLE [°C]	AMPACIDAD A TEM. ADMISIBLE [AMP]	TEMPERATURA A 560 AMPERIOS [°C]
ACCC/TW "Linnet"	435	180	928,09	59,4
ACCC/TW "Brant"	467	180	954,04	54,6
ACCC/TW "Lark"	532	180	1061,82	51,3
ACCC/TW "Hawk"	610	180	1158,00	47,35
ACCR_297-T16	297	210	857,88	76,80
ACCR_340-T16	340	210	937,00	68,00
ACCR_405-T16	405	210	1051,69	58,90
ACCR_470-T16	470	210	1159,23	53,00
Ostrich/ACSS	300	200	925,38	76,50
Oriole/ACSS	336	200	1007,70	67,80
IBIS/ACSS	398	200	1112,18	60,00
Flicker/ACSS	477	200	1244,63	53,00
ACAR	550	75	757,08	51,70
ACAR	600	75	798,92	49,00
ACAR	650	75	839,33	47,00
ACAR	700	75	882,80	45,01

Obs: Los valores de Ampacidad se calcula considerando valores de viento 3,8 km/h, 20 °C, a 2900 msn, con, 0.5 emisividad y absorción solar. Estos valores fueron consideran en función de las condiciones típicas de la región por donde atraviesa la línea de transmisión.

Tabla 4.6 Valores de la ampacidad de conductores seleccionados

En el Anexo 4.1 se indican las condiciones climatológicas para el cálculo de la ampacidad y en el Anexo 4.2 se muestra el cálculo de la Ampacidad de los conductores seleccionados para la repotenciación.

4.5 PÉRDIDAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las pérdidas que ocurren en una línea de transmisión son principalmente causadas por efecto Joule y efecto Corona, Las primeras pérdidas son proporcionales a la intensidad de corriente de la línea y la segunda es proporcional a la tensión de la línea, es decir las primeras disminuyen con el aumento de tensión y la segunda aumenta con el aumento de tensión, pero ambas disminuyen cuando se incrementa la sección del conductor; el aumento de la sección del conductor involucra en el incremento del costo total de la línea.

Las pérdidas en líneas de transmisión no son evitables, pero en base a un buen criterio de diseño y tomando en consideración factores como el calibre del conductor, el material del conductor, el número de conductores por fase se puede minimizar. Minimizar pérdidas en las líneas de transmisión de alguna manera contribuye a mejorar la calidad de energía en el sistema de potencia, permitiendo en muchos de los casos ahorrar la inversión por compras de compensación de reactivos.

Las pérdidas de energía y potencia en las líneas de transmisión, tiene una relación directa con el costo operativo de la línea. Las bajas pérdidas de potencia y energía en las líneas, permite tener costos de pérdidas bajas, por lo que los precios de energía y de potencia en el punto de entrega no son elevados. En el caso de líneas nuevas de transmisión los costos bajos por pérdidas de transmisión, permite la recuperación de la inversión, en periodos no muy largos.

4.5.1 EFECTO JOULE

El efecto Joule, aparece en forma de calor debido a la circulación de la corriente eléctrica por los conductores. En líneas de transmisión el calor es irradiado hacia

el medio ambiente a lo largo de la línea y es responsable de las pérdidas de potencia y energía Joule.

El efecto Joule, afectan en el desempeño técnico y económico de las línea de transmisión. El efecto Joule hace que parte de la energía y potencia que produce los generadores sea consumida a lo largo de la línea, afectando directamente a los costos de producción de energía y potencia a los generadores. En el desempeño técnico, el efecto Joule hace que los conductores adquieran altas temperaturas haciendo que los conductores adquieran flechas grandes afectando al cumplimiento de las restricciones de distancias de seguridad, convirtiendo de esta forma a una línea poco confiable y propensa a fallas.

4.5.1.1 Pérdidas de potencia Joule

Las pérdidas de potencia por efecto Joule dependen directamente de la resistencia eléctrica que presenta el conductor y también de la corriente total que circula por la línea. Para, estudios en líneas de transmisión se considera una resistencia de corriente alterna a 20 °C

$$PPJ = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \quad 4.72$$

La corriente eléctrica se calcula mediante la siguiente Ecuación:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi} \quad 4.73$$

Donde:

I = Corriente eléctrica, en [A]

R = Resistencia del conductor a 20 °C, en [Ω /km]

P = Potencia máxima en la barra de carga, en [kw]

V = Voltaje en la barra, en [kV]

$\cos \varphi$ = Factor de potencia en la barra de carga.

Para el caso de estudio de la repotenciación de la línea de transmisión Pucará - Mulaló, las pérdidas de potencia por efecto Joule se determina con la ayuda de

las corridas de flujos de potencia con el programa DigSILENT. Las pérdidas de potencia Joule, para este caso se halla restando la potencia de salida, potencia que sale de la barra Pucará menos la potencia de llegada, potencia que entra a la barra Mulaló.

Las corridas de flujo se lo realiza para el periodo lluvioso y de estiaje en los tres tipos de demanda en operación normal: máxima, media y mínima, para el periodo comprendido entre el año 2011 y 2020.

En el Anexo 4.4 se indica el cálculo de pérdidas de potencia Joule para los conductores de categoría HTLS y categoría convencional propuestos, para la repotenciación de la línea.

4.5.1.2 Pérdidas de energía Joule

Las pérdidas de energía Joule es el producto de las pérdidas de potencia Joule por un determinado intervalo de tiempo.

Para el caso de estudio de la repotenciación de la línea de transmisión Pucará - Mulaló, las pérdidas de energía Joule se calcula para la época lluviosa y de estiaje en los tres tipos de demanda: máxima, media y mínima. Para determinar las pérdidas de energía Joule es necesario considerar el número de horas para cada tipo de demanda y el número de días correspondiente para cada época. En la Tabla 4.7 y Tabla 4.8, respectivamente se indica el número de horas para cada tipo de demanda y el número de días para cada época.

Demanda	Horario	Horas
Máxima	17:00 - 22:00	5
Media	07:00 - 17:00	10
Mínima	22:00 - 07:00	9

4.7 Tabla Número de horas para cada hora

Época Lluviosa	Época Estiaje
182 [días]	182 [días]

4.8 Tabla Número de días por época

Con las siguientes ecuaciones es posible determinar las pérdidas de energía Joule de cada época:

$$PEJ_{E.seca} = 182 \cdot (PP_{Dmax} \cdot h_{Dmax} + PP_{Dmed} \cdot h_{Dmed} + PP_{Dmin} \cdot h_{Dmin}) \quad 4.74$$

$$PEJ_{E.lluviosa} = 182 \cdot (PP_{Dmax} \cdot h_{Dmax} + PP_{Dmed} \cdot h_{Dmed} + PP_{Dmin} \cdot h_{Dmin}) \quad 4.75$$

Donde:

$PEJ_{E.seca}$ = Pérdidas de energía Joule en época seca.

$PEJ_{E.lluviosa}$ = Pérdidas de energía Joule en época lluviosa.

PP_{Dmax} = Pérdidas de potencia en demanda máxima.

PP_{Dmed} = Pérdidas de potencia en demanda media.

PP_{Dmin} = Pérdidas de potencia en demanda mínima.

h_{Dmax} = Horas en que se presenta la demanda máxima.

h_{Dmed} = Horas en que se presenta la demanda media.

h_{Dmin} = Horas en que se presenta la demanda mínima.

En el Anexo 4.4 se indica el cálculo de pérdidas de energía Joule para los conductores de categoría HTLS y categoría convencional propuestos, para la repotenciación de la línea.

4.6.2 EFECTO CORONA [1]

Efecto Corona en las líneas de transmisión es un movimiento de iones y electrones en las cercanías de los conductores que se transforma en descargas parciales cuando el fenómeno es más acentuado. La energía liberada en las colisiones, movimientos de iones y procesos químicos se manifiestan en forma de calor, luz, radiaciones electromagnéticas, ruido acústico, vibraciones mecánicas y productos químicos tales como ozono y óxido.

El principio de efecto corona dice: Si en un conductor de una línea de transmisión adquiere un potencial lo suficientemente elevado para dar lugar a un gradiente del campo eléctrico radial (junto al conductor), igual o superior a la rigidez dieléctrica

del aire, entonces se produce una ionización del aire que rodea al conductor, produciéndose en ese instante una liberación de energía.

En los conductores aéreos el efecto corona es visible en la oscuridad, pudiéndose observar como quedan envueltos por un halo luminoso, azulado de sección transversal circular.

A continuación se detallan las variables que favorecen en la formación de efecto corona:

- Humedad del Aire: Mayor humedad en el ambiente favorece la formación de efecto corona.
- Densidad relativa del aire: Cuanto menor es la densidad relativa del aire, más favorable es para la formación de efecto corona. La densidad relativa, a su vez, aumenta con la presión atmosférica y disminuye con la temperatura.
- Suciedad de los Conductores: Al depositar suciedad sobre los conductores y/o gotas de agua en condiciones de lluvia, por efecto de puntas se producen concentraciones de cargas lo cual provoca un gran aumento local del gradiente de potencial.

4.7.2.1 Tensión crítica disruptiva [1]

La tensión crítica disruptiva es aquel valor de potencial aplicado que iguala a la rigidez del aire y se lo representa por U_c . El cálculo se hace a través de la fórmula Peek:

$$U_c = \sqrt{3} \cdot m_c \cdot m_t \cdot \delta \cdot \epsilon_{ra} \cdot \frac{r}{\beta} \cdot \ln\left(\frac{DMG}{r}\right) \quad 4.76$$

$$\delta = \frac{3,921 \cdot h}{273 + \theta} \quad 4.77$$

$$h = \frac{76}{10^{\frac{y}{18336}}} \quad 4.78$$

$$\beta = \frac{1 + (n - 1) \cdot r/R}{n} \quad 4.79$$

Donde:

U_c = Tensión crítica disruptiva en, [kV]

m_c = Coeficiente de rugosidad del conductor

m_t = Coeficiente meteorológico

δ = Factor de corrección de la densidad del aire

h = Presión barométrica, en [cmHg]

θ = Temperatura media del ambiente a la altitud del punto que se considere, [°C]

y = Altura promedio sobre el nivel del mar, [m]

ϵ_{ra} = Rigidez dieléctrica del aire, 21,1 [kV/cm]

r = Radio del conductor, en [cm]

β = Factor para la disposición en haces de conductores. B=1 Si hay un conductor por fase.

n = Número de conductores por fase.

R = Es el radio de los subconductores agrupados en una misma fase, en [cm]

DMG = Distancia media Geométrica, en [cm]

Valores m_c debido a la rugosidad de los conductores:

$m_c = 1$ para hilos de superficie lisa

$m_c = 0,93$ a $0,98$ para hilos oxidados o rugosos

$m_c = 0,83$ a $0,87$ para cables

Valores m_t debido al coeficiente meteorológico:

$m_t = 1$ para tiempo seco

$m_t = 0,8$ para tiempo húmedo

4.7.2.2 Pérdidas de potencia por efecto Corona [1]

Se considera que las pérdidas de potencia corona en una línea de transmisión empieza a producirse desde el momento en que la tensión crítica disruptiva es menor que la tensión máxima de operación de la línea.

$U_c > U_{max}$ Se produce efecto corona

$U_c < U_{max}$ No se produce efecto corona.

En el Anexo 4.5 se muestra el análisis de la presencia del efecto corona para tiempo seco y lluvioso para los diferentes conductores de categoría HTLS propuestos para la repotenciación.

Las pérdidas de potencia por efecto corona, expresadas en kW/km en las tres fases se calcula mediante la fórmula de Peek;

$$PPC = 3 \cdot \left[\frac{241}{\delta} \cdot (f + 25) \cdot \sqrt{\frac{r}{DMG}} \cdot \left(\frac{U_{max}}{\sqrt{3}} - \frac{U_c}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot 10^{-5} \right] \quad 4.80$$

Donde:

PPC : Pérdidas de potencia corona en las tres fases, en [kW/km]

U_c : Tensión crítica disruptiva en, [kV]

U_{max} : Tensión compuesta más elevada, en [kV]

f : Frecuencia, en [Hz].

La Tensión compuesta más elevada (U_{max}) se lo obtiene a partir de Tablas (Tabla 3.1), o bien aplicando un aumento del 10% al 15% por encima de la tensión nominal.

Para evaluar las pérdidas de potencia corona del caso de estudio de la repotenciación de la línea de transmisión Pucará - Mulaló se considera los siguientes parámetros:

- mc igual a 0,87
- mt tiempo seco igual 1

- m_t tiempo lluvioso igual 0,8

En la siguiente Tabla se indica el resumen del coeficiente de rugosidad y meteorológico que se considerada para el análisis.

m_c	m_t	
0,87	Tiempo Seco	1
	Tiempo Lluvioso	0.8

Tabla 4.9 Coeficiente de rugosidad y meteorológico que se considerada para el análisis.

Las pérdidas de potencia corona para tiempo seco y lluvioso se calcula a partir de la Ecuación 4.80, considerando los parámetros m_t y m_c para cada uno de las épocas.

$$PPC_{(t.seco)} = 3 \cdot \left[\frac{241}{\delta} \cdot (f + 25) \cdot \sqrt{\frac{r}{DMG}} \cdot \left(\frac{U_{max}}{\sqrt{3}} - \frac{U_c(seca)}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot 10^{-5} \right] \quad 4.81$$

$$PPC_{(t.lluvioso)} = 3 \cdot \left[\frac{241}{\delta} \cdot (f + 25) \cdot \sqrt{\frac{r}{DMG}} \cdot \left(\frac{U_{max}}{\sqrt{3}} - \frac{U_c(lluvia)}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot 10^{-5} \right] \quad 4.82$$

En el Anexo 4.6 se indica el cálculo de pérdidas de potencia corona para los conductores de categoría HTLS propuestos para la repotenciación de la línea.

4.7.2.3 Pérdidas de energía corona

Las pérdidas de energía corona son literalmente mucho menor que la pérdidas de energía Joule. Este tipo de pérdidas de energía depende en gran parte de las condiciones climatológicas a las que está sometida la línea de transmisión. En época de lluvia, las pérdidas de energía corono aumenta considerablemente con respecto a las pérdidas de energía que se produce en época seca.

En horas de lluvia, debido a que la superficie del conductor no es completamente homogénea por la presencia de las gotas de agua que se depositan sobre el conductor, es done aumenta considerablemente las pérdidas de energía corona.

Para calcular la energía corona anual, del caso de estudio de la repotenciación de la línea, se propone dos escenarios al año: el escenario de época lluviosa y el de escenario de época de estiaje, en el que cada periodo tiene un periodo de 182 días.

“Para calcular la energía corona en cualquier época del año se debe considerar, que todos los días de la época en análisis tengan el mismo comportamiento de pérdidas de energía corona, es decir, que las pérdidas de energía corona sean constantes durante los días del periodo en análisis”.

Para calcular las pérdidas de energía corona de un día de época lluviosa o de estiaje, se considera lo siguiente:

- Un día de época lluviosa; figura 4.12, está compuesto por 10 horas de tiempo seco y 14 horas de tiempo lluvioso.
- Un día de época de estiaje; figura 4.13, está compuesto por 24 horas de tiempo seco.
- Cuando la pérdidas de energía corona se encuentran bajo la influencia de tiempo seco se utiliza el valor de la pérdida de potencia corona en tiempo seco, de igual forma, cuando la energía corona se encuentra bajo la influencia de tiempo lluvioso, se utiliza el valor de la pérdida de potencia corona en tiempo lluvioso.

En la siguiente Tabla se muestra un resumen de las horas y las pérdidas de potencia corona que hay que considerar para el calcular la energía corona de un día de época de estiaje y de lluvia.

<i>Energía Corona</i>		
En 1 día de la época de estiaje	En 1 día de la época de lluvia	
24 [horas de tiempo seco]	10 [Horas de tiempo seco]	14 [Horas de tiempo lluvioso]
$PPC_{t.seco}$	$PPC_{t.seco}$	$PPC_{t.lluvioso}$

Tabla 4.10 Cuadro resumen para el cálculo de energía corona

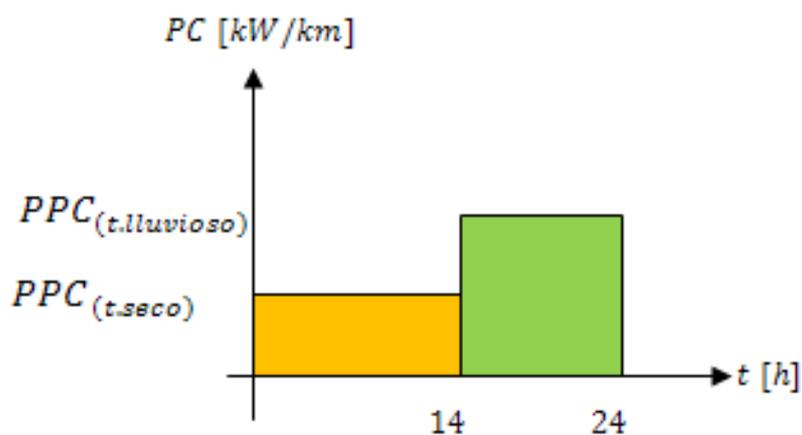


Figura 4.12 Energía corona en un día de la época de lluvia

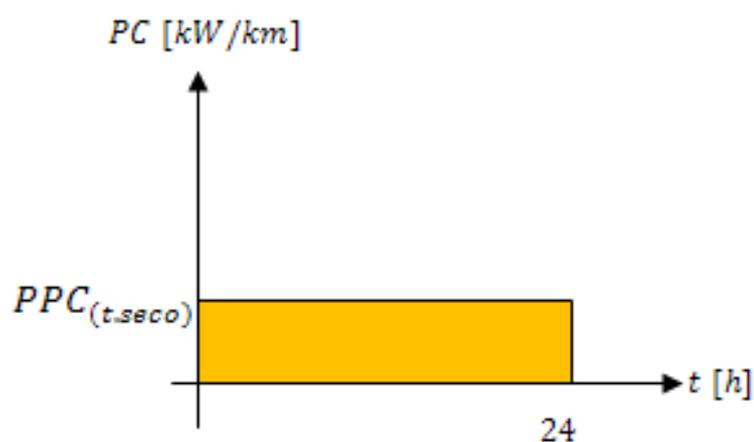


Figura 4.13 Energía corona en un día de la época no lluviosa

Las pérdidas de energía corona de una época se halla multiplicando las pérdidas de energía de un día de la época considerada por el número de días correspondiente a la época.

A continuación se indica las ecuaciones para calculara las pérdidas de energía corona para la época de lluvia y la época de estiaje respectivamente:

$$EC_{E. no lluviosa} = 182 \cdot (24 \cdot PPC_{t.seco}) \quad 4.83$$

$$EC_{E.lluviosa} = 182 \cdot (14 \cdot PPC_{t.seco} + 10 \cdot PPC_{t.lluvioso}) \quad 4.84$$

En el Anexo 4.6 se indica el cálculo de pérdidas de energía corona para los conductores de categoría HTLS propuestos para la repotenciación de la línea.

CAPÍTULO 5

CÁLCULO DEL CONDUCTOR ECONÓMICO

5.1 INTRODUCCIÓN

El conductor de sección económica es aquel conductor que cumpla con las exigencias necesarias para una transmisión continua de potencia y energía.

La determinación del conductor de sección económica para el caso de estudio, se basa en encontrar entre varias secciones, un conductor económico, en el que el costo de inversión (costo del conductor) mas el costo de operación (costos de pérdidas) sea bajo. En los siguientes subcapítulos se describe los pasos para determinar la sección económico entre varias secciones.

5.2 SELECCIÓN DE SECCION ECONOMICA DEL CONDUCTOR

La sección económica de un conductor se determina mediante el método del valor presente de flujos de costos totales, cuyos principales componentes son:

- Costo anual de las pérdidas de potencia y energía por efecto Joule.
- Costo anual de las pérdidas de potencia y energía por efecto corona.
- Costo directo aproximado de la línea de transmisión.

Para el caso de estudio, El costo directo aproximado de la línea simplemente viene dado por el costo del conductor para una determinada sección. No se considera en el costo directo de la línea de transmisión, el costo de inversión de las torres, debido a que el estudio tomo como base en utilizar las mismas torres existentes.

A continuación se describe el procedimiento para determinar la sección económica.

- Se calcula el costo del conductor para cada sección del conductor (se deben tener presente que a mayor sección, mayor el costo de inversión en los conductores).
- Se calcula el costo de las pérdidas por efecto Joule, tanto las de potencia como de energía para cada sección del conductor.
- Se calcula el costo de la pérdidas por efecto corona, tanto las de potencia como de energía para cada sección del conductor.
- Se realiza la comparación económica mediante el método del valor presente del flujo de costos totales: costo del conductor + Pérdidas, para un periodo de 10 años, a la tasa de descuento de 7,5% anual.

Para calcular los costos de pérdidas de potencia y energía de los conductores seleccionados para el estudio de repotenciación es necesario conocer el Precio Unitario de Potencia y el Precio Referencial de Generación. Según el Plan Maestro de Electrificación 2007-2016, el Precio de Potencia Unitario es de 5,7 [US\$/kW-mes], y el Precio Referencial de Generación es 0,0469 [US\$/kWh].

5.2.1 CÁLCULO DEL COSTO DEL CONDUCTOR (CS)

Los conductores de tipo no convencionales o de categoría HTLS tienen precios en el mercado más elevado que los convencionales. Esto debido a que estos conductores están constituidos por compuestos especiales; principalmente en el núcleo del conductor.

El precio de los conductor, varían dependiendo de la sección y se puede obtener en base a cotizaciones o en base a costos referenciales del proyectos anteriores. Para el caso de estudio, el precio unitario de los conductores se consiguió mediante la cotización que presenta la empresa electrocables (para conductor tipo ACAR) y la cotización que presenta la empresa importadores de conductores Pirelli Cables Argentina (para el resto de conductores)

En el Anexo 5.1 se presentan el precio unitario de los conductores seleccionados para el estudio de la repotenciación y también el costo del conductor para la longitud de 35 km.

5.2.2 CÁLCULO DEL COSTO DE PÉRDIDAS

5.2.2.1 Cálculo del costo de pérdidas de potencia Joule (CPPJ)

El costo de pérdidas de potencia Joule se calcula a partir de las pérdidas de potencia que tiene un conductor cuando está transportando una determinada potencia.

Para el caso de estudio, las pérdidas de potencia Joule se determino a partir de las corridas de flujo de potencia, con la ayuda del programa DigSilent. En el Anexo 4.4 se indica las pérdidas de potencia Joule de los conductores de categoría HTLS y convencional propuestos para la repotenciación.

El costo de pérdidas Joule que tiene un determinado conductor durante un año se obtiene sumando el costo de pérdidas de potencia Joule que se produce en época seca, más el costo de pérdidas de potencia Joule que se produce en época lluviosa.

Para calcular el costo de pérdidas de potencia Joule en época seca, se debe determinar el máximo valor de pérdidas de potencia Joule que ocurre en la época. Esto significa que se debe determinar la máxima perdidas de potencia que ocurre en cualquiera de las demanda (D_{max} , D_{med} , D_{min}) de la época seca. Con el máximo valor de pérdidas de potencia Joule determinado y el precio unitario de potencia se evalúa el costo de pérdidas de potencia Joule para la época seca. Para evaluar el costo de pérdidas de potencia Joule en época de lluvia se sigue el mismo procedimiento, pero considerando los datos pérdidas en época de lluviosa.

$$CPPJ = CPPJ_{E.seca} + CPPJ_{E.lluviosa} \quad 5.1$$

$$CPPJ_{E.seca} = PPJ_{E.seca} \cdot PUP_{semestral} \quad 5.2$$

$$CPPJ_{E.lluvia} = PPJ_{E.lluvia} \cdot PUP_{semestral} \quad 5.3$$

Donde:

$CPPJ_{E.seca}$ = Costo de pérdidas de potencia Joule época - seca, en [US \$/km]

$CPPJ_{E.lluvia}$ = Costo de pérdidas de potencia Joule época - lluvia, en [US \$/km]

$PPJ_{E.seca}$ = Pérdidas de potencia Joule época – seca, en [kW/km]

$PPJ_{E.lluvia}$ = Pérdidas de potencia Joule época – lluvia, en [kW/km]

$PUP_{semestral}$ = Precio unitario de potencia semestral, en [US\$/kW].

5.2.2.2 Cálculo del costo de pérdidas de energía Joule (CPEJ)

El costo de pérdidas de energía Joule se determina multiplicando las pérdidas de energía Joule que se produce en una época por el precio referencial de energía. Para determinar costo de pérdidas anuales de energía Joule, se debe sumar el costo de pérdidas de energía Joule en época seca más el costo de pérdidas de energía Joule en época lluviosa.

En el Anexo 4.4 se muestra el cálculo de energía para los diferentes tipos de los conductores propuestos para la repotenciación.

$$CPEJ = CPEJ_{E.seca} + CPEJ_{E.lluviosa} \quad 5.4$$

$$CPEJ_{E.seca} = PEJ_{E.seca} \cdot PRG \quad 5.5$$

$$CPEJ_{E.lluvia} = PEJ_{E.lluvia} \cdot PRG \quad 5.6$$

Donde:

$CPEJ_{E.seca}$ = Costo de pérdidas de energía Joule época - seca, en [US \$/km]

$CPEJ_{E.lluvia}$ = Costo de pérdidas de energía Joule época - lluvia, en [US \$/km]

$PEJ_{E.seca}$ = Pérdidas de energía Joule época – seca, en [kW/km]

$PEJ_{E.lluvia}$ = Pérdidas de energía Joule época – lluvia, en [kW/km]

PRG = Precio referencial de energía, en [US\$/kW]

5.2.2.3 CÁLCULO DEL COSTO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA (CPPC)

El costo de pérdidas de potencia corona para una época, se halla multiplicando, las pérdidas de potencia corona producida en esa época por precio unitario de potencia.

El costo de pérdidas de potencia corona anuales es la suma del costo de potencia corona pérdida en época seca mas el costo de potencia corona pérdida en época lluviosa.

El costo de pérdidas de potencia corona anuales, es calculada a partir de las pérdidas de potencia corona de cada época, calculadas en el Anexo 4.6.

$$CPPC = CPPC_{E.seca} + CPPC_{E.lluviosa} \quad 5.7$$

$$CPPC_{E.seca} = PPC_{E.seca} \cdot PUP_{semestral} \quad 5.8$$

$$CPPC_{E.lluvia} = PPC_{E.lluviosa} \cdot PUP_{semestral} \quad 5.9$$

Donde:

$CPPC_{E.seca}$ = Costo de pérdidas de potencia corona época - seca, en [US \$/km]

$CPPC_{E.lluvia}$ = Costo de pérdidas de potencia corona época - lluvia, en [US \$/km]

$PPC_{E.seca}$ = Pérdidas de potencia corona época – seca, en [kW/km]

$PPC_{E.lluvia}$ = Pérdidas de potencia corona época – lluvia, en [kW/km]

$PUP_{semestral}$ = Precio unitario de potencia semestral, en [US\$/kW]

5.2.2.4 CÁLCULO DEL COSTO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA (CPEC)

El costo de pérdidas de energía corona para una época, se halla multiplicando, las pérdidas de energía corona producida en esa época por el precio referencial de generación.

El costo de pérdidas de energía corona anual es la suma del costo de energía corona pérdida en la época seca mas el costo de energía pérdida en la época lluviosa.

El costo de pérdidas de energía corona anuales, es calculada a partir de las pérdidas de energía corona de cada época, calculadas en el Anexo 4.6.

$$CPEC = CPEC_{E.seca} + CPEC_{E.lluviosa} \quad 5.10$$

$$CPEC_{E.seca} = EC_{E.seca} \cdot PRG \quad 5.11$$

$$CPEC_{E.lluviosa} = EC_{E.lluviosa} \cdot PRG \quad 5.12$$

Donde:

$CPEC_{E.seca}$ = Costo de pérdidas de energía corona época - seca, en [US \$/km]

$CPEC_{E.lluviosa}$ = Costo de pérdidas de energía corona época - lluviosa, en [US \$/km]

$EC_{E.seca}$ = Energía corona época - seca, en [kWh/km]

$EC_{E.lluviosa}$ = Energía corona época - lluviosa, en [kWh/km]

5.2.2.5 COSTO TOTAL DE PÉRDIDAS (CP)

El costo total de pérdidas que ocurre en un conductor es la suma del costo de pérdidas por efecto Joule mas el costo de pérdidas por efecto corona.

$$CP = CJ + CC \quad 5.13$$

El costo por efecto Joule es la suma del costo de pérdidas de potencia Joule y el Costo de pérdidas de energía Joule.

$$CJ = CPPJ + CPEJ \quad 5.14$$

El costo por efecto corona es la suma del costo de pérdidas de potencia corona y el costo de pérdidas de energía corona.

$$CC = CPPC + CPEC \quad 5.15$$

Donde:

CJ = Costo por efecto Joule, en [US\$/km]

CC = Costo por efecto Corona, en [US\$/km]

5.2.2.5.1 Costo total de pérdidas a valor presente (CP_{VP})

El costo total de pérdidas que ocurre en un conductor es la suma del costo de pérdidas por efecto Joule a valor presente mas el costo de pérdidas por efecto corona a valor presente.

El costo de pérdidas por efecto Joule y corona a valor presente se calcula mediante la Ecuación 5.16 y 5.17 respectivamente. Para el estudio de la repotenciación se considera una tasa de descuento del 7,5% anual y un periodo de 1 a 10 años.

$$CP_{VP} = CJ_{VP} + CC_{VP} \quad 5.16$$

$$CJ_{VP} = \sum_{i=1}^n \frac{CJ_i}{(1+t)^i} \quad 5.17$$

$$CC_{VP} = \sum_{i=1}^n \frac{CC_i}{(1+t)^i} \quad 5.18$$

Donde:

CP_{VP} = Costo de pérdidas a valor presente, en [US \$/km]

CJ_{VP} = Costo de pérdidas Joule a valor presente, en [US \$/km]

CC_{VP} = Costo de pérdidas de corona a valor presente, en [US \$/km]

t = Tasa de descuento anual, [%]. (Caso de estudio 7,5%)

En el Anexo 5.3 se presenta el cálculo de los costos de pérdidas por efecto Joule y Corona, para los conductores seleccionados para el estudio de la repotenciación.

5.3 COSTO TOTAL

El costo total está definido por el costo del conductor y el costo de pérdidas que son producidas por el conductor.

Para hacer la evaluación técnica económica es necesario tener el costo total a valor presente.

Mediante la siguiente Ecuación se calcula el costo total a valor presente de una determinada sección del conductor.

$$CT_{VP} = CS + CP_{VP} \quad 5.19$$

Donde:

CT_{VP} = Costo total a valor presente, en [US \$/km]

CS = Costo del conductor actual para una determinada sección, en [US \$/km]

5.4 EVALUACION TECNICA - ECONOMICA

El modelo de evaluación técnica – económica, mediante el cálculo a valor presente de los costos de inversión y de pérdidas durante un periodo de tiempo permite encontrar la sección económica óptima.

Para el caso de estudio de la repotenciación de la línea de transmisión, la evaluación técnica económica, permitirá encontrar un conductor de sección económica con características eléctricas adecuadas, pero posiblemente no con las características mecánicas más adecuadas. Esto debido a que las torres fueron diseñadas para soportar hasta cierta cantidad de tensión mecánica y también para asegurar las distancias de seguridad al suelo en condiciones de flecha máxima. En el siguiente capítulo se verificara si el conductor económico cumple con las características mecánicas, caso contrario se escogerá un conductor que cumpla con las características mecánicas, y que a la vez sea el de menor costo.

En el Anexo 5.4 se muestra la evaluación técnica económica para los conductores escogidos para el estudio de repotenciación. A continuación se muestra los resultados de la evaluación técnica para los diferentes tipos de conductores.

- Para conductores de categoría HTLS – ACCC/TW

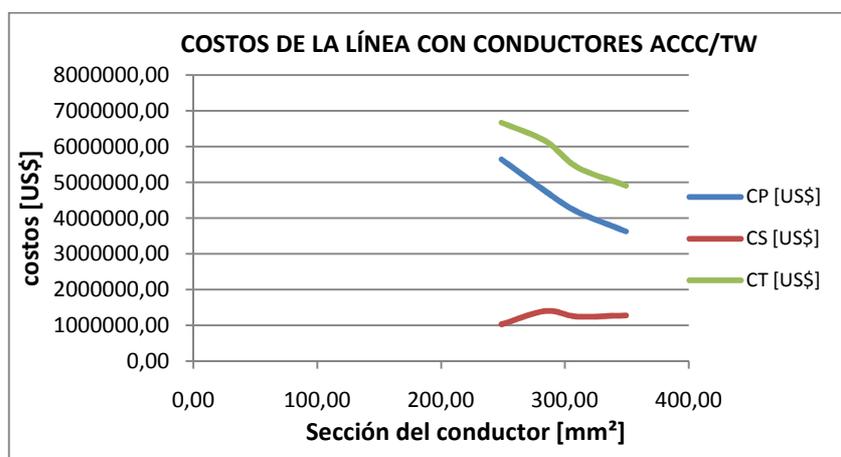


Figura 5.1 Costos de la línea con conductores ACCC/TW

- Para conductores de categoría HTLS – ACCR

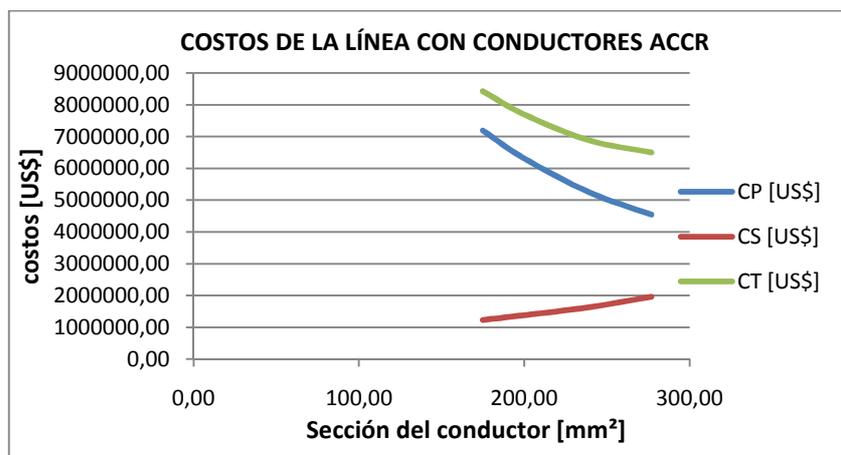


Figura 5.2 Costos de la línea con conductores ACCR

- Para conductores de categoría HTLS – ACSS

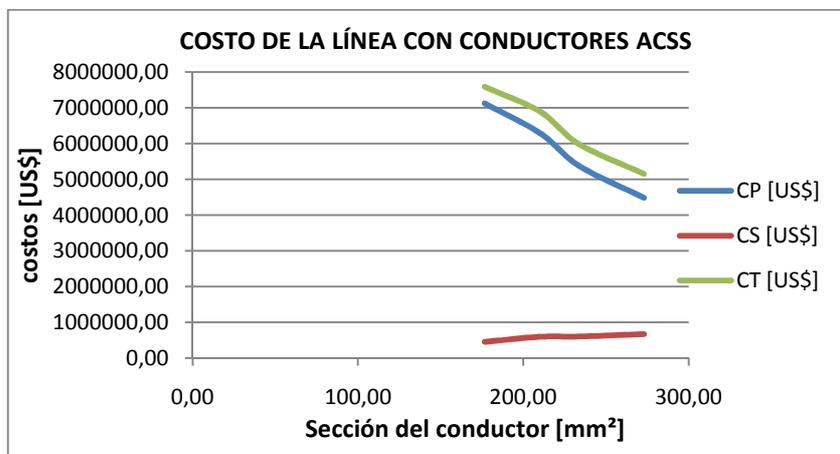


Figura 5.3 Costos de la línea con conductores ACSS

- Para conductores convencionales ACAR

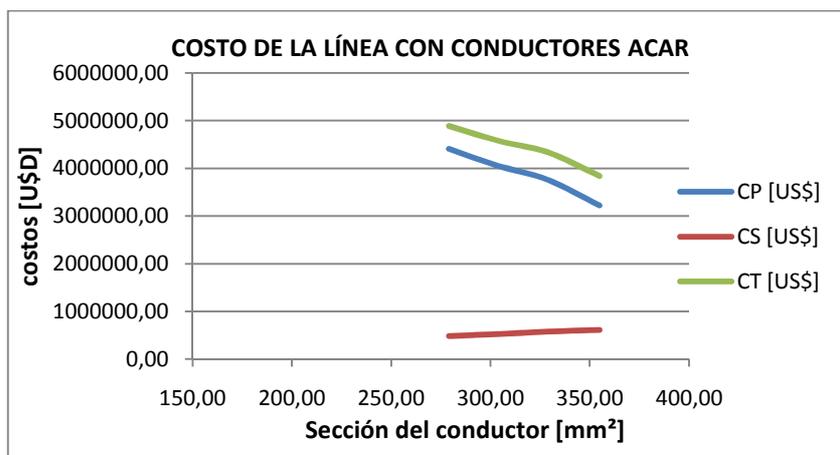


Figura 5.4 Costos de la línea con conductores ACAR

5.4.1 SECCIÓN ECONÓMICA ENTRE VARIOS TIPOS DE CONDUCTORES

Para determinar la sección económica entre varios tipos de conductores de propuestos, se debe comparar el costo económico de cada tipo de conductor y se debe escoger el de menor costo.

En la siguiente figura se muestra los conductores económicos de cada tipo.

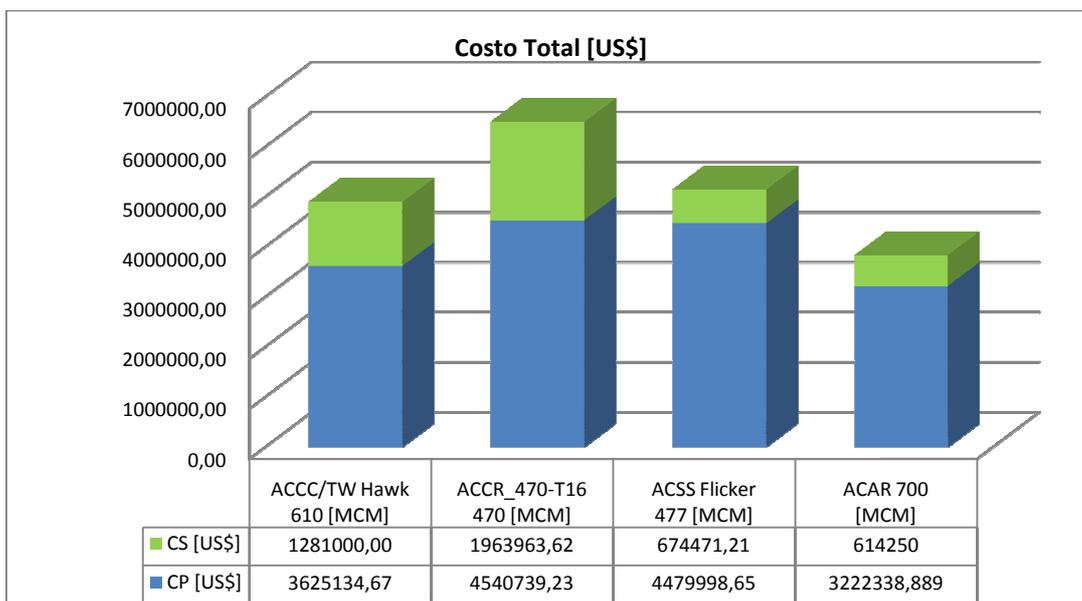


Figura 5.5 Conductores económicos de cada tipo

5.4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

- Entre varios tipos de conductores el de sección más económica, es el conductor convencional ACAR 700 [MCM] (grafico5.5). Pero hay que recalcar que este conductor podría como no podría tener las características mecánicas apropiadas para la repotenciación, por lo que en el siguiente capítulo se analizara la parte mecánica y se podrá comprobar si el conductor es el más conveniente para la repotenciación de la línea de transmisión Pucara Mulaló.
- El costo del conductor tipo convencional ACAR 700 [MCM], tiene un costo bajo con respecto a los otros conductores de sección económica (grafico 5.5).
- Comparando entre los diferentes conductores de sección económica, el ACAR 700 [MCM] es el que menos perdidas tiene, incluso llegando a tener menos perdidas que el conductor actual Flicker ASCR 477 [MCM]. En el grafico 5.6 se muestra el costo de pérdidas totales para el periodo 2011-2010 y en el grafico 5.7 se muestra el costo total de pérdidas a valor presente.

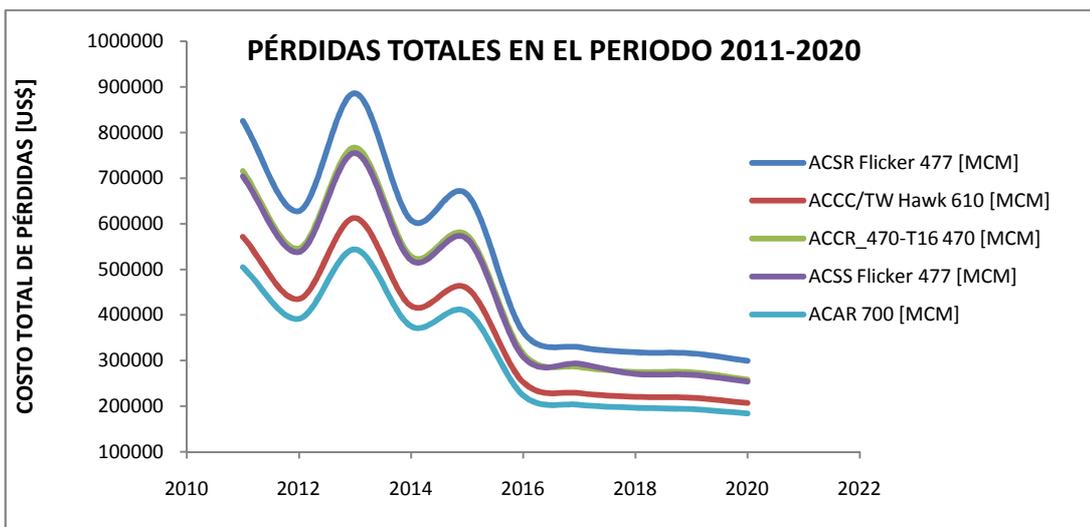


Figura 5.6 COSTO TOTAL DE PÉRDIDAS PARA EL PERIODO 2011-2020

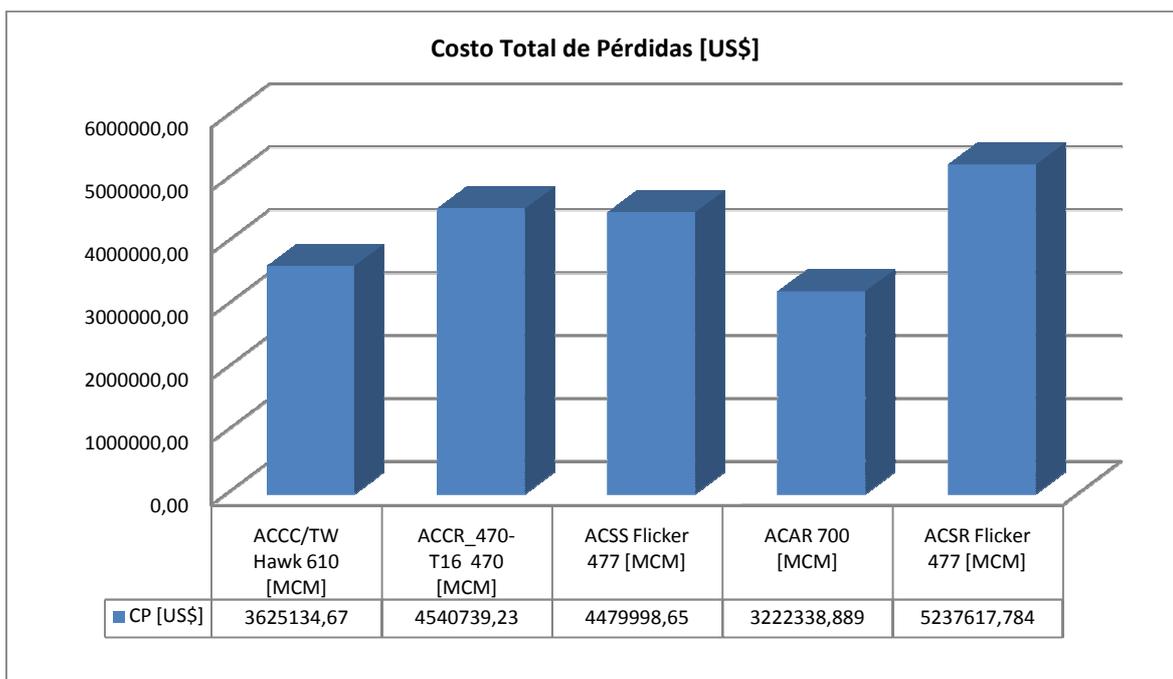


Figura 5.7 COSTO TOTAL DE PÉRDIDAS

CAPÍTULO 6

CÁLCULO MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

6.1. INTRODUCCIÓN.

El cálculo mecánico sirve para determinar los valores de flecha y tensión que están sometidos los conductores de acuerdo a las condiciones que se encuentran los mismos.

En este capítulo se probará si el conductor económico encontrado en el capítulo anterior cumple con las características mecánicas para la repotenciación de la línea de transmisión Pucará Mulaló, caso contrario se buscara otro conductor que si las cumpla.

El cálculo mecánico para determinar si cumplen con las características mecánicas se lo realizara en base a hipótesis de cálculo mecánico. Los resultados obtenidos servirán para determinar las nuevas distancias al suelo y también para determinar el nuevo árbol de carga, que a la vez servirá para comparar con el árbol del conductor actual.

6.2 ECUACIÓN DE LA FLECHA Y TENSIÓN [17]

Un conductor de peso uniforme, sujeto entre dos apoyos por los puntos A y B situados a la misma altura, forma una curva llamada catenaria. 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 6.1.

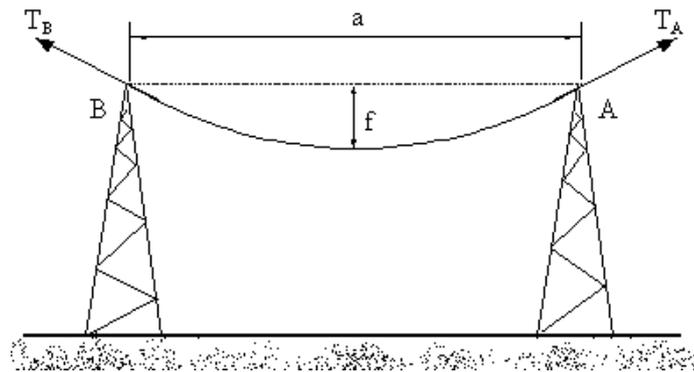


Figura 6.1 Comportamiento flecha tensión [17]

Las estructuras deberán soportar las tensiones T_A y T_B que ejerce el conductor en los puntos de amarre. La tensión $T_A = T_B$ dependerá de la longitud del vano, del peso del conductor, de la temperatura y de las condiciones atmosféricas.

Considerando el diagrama de fuerzas que ejerce el conductor en el punto de amarre A; Figura 6.2, la T_A se calcula con la siguiente Ecuación:

$$T_A = \frac{T_0}{\cos \theta} \quad 6.1$$

Considerando el valor del ángulo formado por T_0 y T_A muy pequeño se puede concluir que $T_0 \cong T_A \cong T$. Con lo que se puede afirmar que, la tensión a lo largo del conductor se mantiene constante.

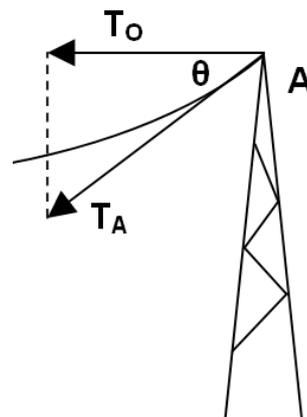


Figura 6.2 Diagrama de fuerzas en el punto A

Referente a T_A , esta tensión no debe sobrepasar nunca el valor de la carga de rotura del conductor T_R , pues de lo contrario se rompería. La tensión máxima que puede soportar el conductor sin que nunca el conductor trabaje en condiciones próximas a las de rotura se denomina tensión máxima admisible. La tensión máxima queda limitada por el coeficiente de seguridad a la rotura n , que según el Reglamento de Líneas de Alta Tensión que se encuentra en el libro de Líneas de Transmisión de Energía de Luis María Checa, pueden tomarse valores de 2,5 o de 3.

$$T_{Amax} = \frac{T_R}{n} \quad 6.2$$

Para vanos de hasta unos 500 metros se puede equiparar la forma de la catenaria a la de una parábola, lo cual ahorra unos complejos cálculos matemáticos, obteniendo, sin embargo, una exactitud más que suficiente. Para determinar la flecha con forma de la parábola se utiliza la siguiente Ecuación.

$$f = \frac{P \cdot a^2}{T \cdot 8} \quad 6.3$$

La catenaria deberá emplearse necesariamente en vanos superiores a los 1000 metros de longitud, ya que cuanto mayor es el vano menor es la similitud entre la catenaria y la parábola. Para determinar la flecha en función de la curva de la catenaria se utiliza la siguiente Ecuación:

$$f = \frac{T}{P} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P}{2 \cdot T} \right) - 1 \right) \quad 6.4$$

Donde:

f = flecha del conductor, en [m]

a = Longitud del vano;(x/2), en [m]

C = Parámetro de la línea; $C = T/P$ en [m]

T = Tensión a la que está sometido el conductor, en [kg]

P = Peso al que está sometido el conductor, [kg/m]

6.3 LONGITUD DEL CONDUCTOR [17]

Dada la flecha que se produce en un vano, la longitud del conductor no es igual a la distancia entre los postes. Por lo tanto, para hallar el valor exacto del conductor empleado, se utiliza las siguientes ecuaciones:

Para vanos normales:

$$L = a + \frac{P^2 \cdot a^3}{24 \cdot T^2} \quad 6.5$$

Para vanos largos:

$$L = 2 \cdot \frac{T}{P} \operatorname{sen} h \left(\frac{a \cdot P}{2 \cdot T} \right) \quad 6.6$$

6.4. ACCIONES SOBRE LOS CONDUCTORES

Para efectuar el cálculo mecánico de un conductor es fundamental conocer cuáles son las acciones que actúan sobre el mismo. Entre Las acciones que actúan sobre el conductor están:

- Acción del peso propio del conductor
- Acción del viento
- Acción del hielo
- Acción de la temperatura

6.4.1 ACCIÓN DEL PESO PROPIO [1]

El peso propio actúa verticalmente sobre el conductor y es el responsable de que aparezca la tensión sobre el conductor. El peso unitario del conductor viene dado por los fabricantes o se lo puede encontrar como referencia en manuales de Ingeniería.

6.4.2 ACCIÓN DEL VIENTO [1]

El viento actúa como si se tratase de una sobrecarga sobre el conductor, ya que al sumarse geoméricamente con el peso propio del conductor hace que el efecto sea el de un aumento aparente de dicho peso propio del conductor.

El peso que ejerce el viento sobre el conductor; se supone es perpendicular al conductor, se puede calcular a partir de la presión que ejerce el viento sobre el conductor. La presión del viento sobre los conductores se puede calcular con la Ecuación 2.1 del capítulo 2. Y el peso del viento sobre el conductor se calcula con la siguiente Ecuación:

$$P_{sv} = [P_{vc} \cdot \phi_c] \quad 6.7$$

El peso aparente; Figura 6.3, debido al peso del viento y el peso propio del conductor, se puede calcular con la siguiente Ecuación.

$$P_a = \sqrt{P^2 + P_{sv}^2} \quad 6.8$$

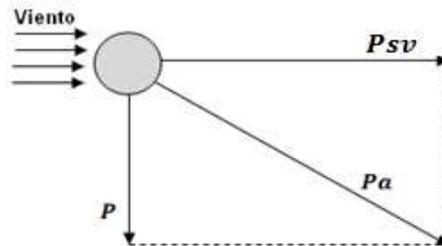


Figura 6.3 Peso aparente del conductor debido al viento

Donde:

P_{vc} = Presión del viento sobre el conductor o cable de guarda, en $[\text{kg}/\text{m}^2]$

ϕ_c = Diámetro del conductor o cable de guarda, en $[\text{m}]$

P = Peso propio o peso unitarios del conductor, en $[\text{kg}/\text{m}]$

P_{sv} = Peso del viento sobre el conductor en $[\text{kg}/\text{m}]$

P_a = Peso aparente del conductor debido a la acción del viento $[\text{kg}/\text{m}]$

6.4.3 ACCIÓN DEL HIELO [1]

El hielo que se puede formar alrededor del conductor hace aumentar considerablemente el peso del mismo, haciendo que aumente la tensión del conductor y de esta manera llegando al extremo de romper al conductor.

Un manguito del hielo actúa verticalmente junto con el peso propio del conductor. Por lo que el peso aparente de sobrecarga debido al hielo sigue la siguiente Ecuación:

$$P'_a = P + P_H \quad 6.9$$

El peso unitario de los manguitos de hielo, según el reglamento de líneas, en el artículo 17 indica:

- En la zona B, entre 500 y 1000 metros, la fuerza del manguito por unidad de longitud es: $P_H = 0,18 \cdot \sqrt{D}$.
- En la zona C con una altitud de más de 1000 metros, la fuerza del manguito por unidad de longitud es: $P_H = 0,36 \cdot \sqrt{D}$

Donde:

P_H = Peso debido a la acción de manguitos de hielo, en [kg/m].

P'_a = Peso aparente del conductor debido a la acción de hielo, en [kg/m].

D = Diámetro del conductor, en [mm].

Según la norma del Inecel, para el cálculo mecánico de los conductores en el país no se considera las sobrecargas por manguitos de hielo, solo se considera la sobrecarga debido a la acción del viento.

6.4.4 ACCIÓN DE LA TEMPERATURA [17]

Debido a los cambios de temperatura, el conductor se dilata o se contrae. Esto origina variaciones en la tensión y en la flecha, que aunque no son muy importantes en vanos de pequeña longitud, se debe tener en cuenta en el cálculo mecánico.

La modificación de la longitud de un conductor se produce en función del coeficiente α de dilatación lineal del conductor.

$$L_1 = L_0 \cdot (1 + \alpha \cdot t) \quad 6.10$$

Donde:

L_0 = Longitud del cable a cero grados, en [m].

L_1 = Longitud a la temperatura t , en [m].

α = Coeficiente de dilatación lineal, en [$1/^\circ\text{C}$].

t = Temperatura considerada, en [$^\circ\text{C}$].

Para hallar la variación de la longitud entre dos temperaturas diferentes t_1 y t_2 se plantea la siguiente Ecuación:

$$L_1 - L_2 = L_0 \cdot (1 + \alpha \cdot t_1) - L_0 \cdot (1 + \alpha \cdot t_2) = L_0 \cdot \alpha(t_1 - t_2) \quad 6.11$$

6.4.5 ACCIÓN DE LA ELASTICIDAD [17]

Cuando un conductor está sometido a una determinada tensión, se produce un alargamiento de su longitud que responde a la ley de Hooke.

Llamando ε al alargamiento elástico producido por un kilogramo, sobre un conductor de un metro de longitud y un milímetro cuadrado de sección, se tiene que en general, el alargamiento producido por una tensión T_1 o T_2 sobre un conductor de longitud L_0 y sección S será:

$$L_1 - L_2 = L_0 \frac{T_1 - T_2}{S} \quad 6.12$$

Y siendo el módulo de elasticidad $E = 1/\varepsilon$ y reemplazando en la Ecuación 6.10:

$$L_1 - L_2 = L_0 \frac{T_1 - T_2}{E \cdot S} \quad \mathbf{6.13}$$

Esta Ecuación permite saber la variación de longitud del cable cuando está sometido a una variación de tensión T_1, T_2 .

6.5 ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO [18]

Los conductores y cable de guardia que se utiliza en la construcción de la línea de transmisión, cambian el valor de la tensión horizontal de acuerdo a las condiciones de temperatura y viento, comportamiento que es evaluado por medio de la Ecuación de cambio de estado, que confronta dos fenómenos físicos de dilatación térmica y comportamiento elástico que se dan en los conductores.

La Ecuación del cambio de condiciones relaciona dos estados o situaciones de una línea eléctrica. Si se conoce todos los parámetros de un estado o condición inicial (1), se puede hallar por medio de la Ecuación de cambio de estado los parámetros de otro estado arbitrario o condición final (2).

Para el cálculo de las tensiones mecánicas y flechas a los que están sometidos los conductores e hilos de guardia, se utiliza la siguiente Ecuación de cambio de estado:

$$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0 \quad \mathbf{6.14}$$

$$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{\alpha^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2} \quad \mathbf{6.15}$$

$$K_2 = \frac{\alpha^2 P_2^2 S E}{24} \quad \mathbf{6.16}$$

Donde:

T_2 = Tensión mecánica final del conductor, en [kg]

T_1 = Tensión mecánica inicial del conductor, en [kg]

E = Módulo de elasticidad, en [kg/mm²]

S = Área de la sección transversal del conductor, en [mm²]

α = Coeficiente de dilatación lineal, en [1/°C]

t_1 = Temperatura inicial del conductor, en [°C]

t_2 = Temperatura final del conductor, en [°C]

a = Vano, en [m]

P_1 = Peso del conductor, en [kg/m]

P_2 = Peso del conductor más la carga de viento o hielo, en [kg/m]

K_1, K_2 = Constantes de la Ecuación de cambio de estado.

Es necesario aclarar que la Ecuación de cambio de estado es válida para vanos nivelados; apoyos que están a la misma altura. Sin embargo, se consigue suficiente aproximación hasta el 14% de desnivel.

6.5.1 DATOS NECESARIOS PARA LA APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

Para la aplicación de la Ecuación de cambio de estado son necesarios los siguientes datos:

- Características mecánicas del conductor
- Tensión de cada día (T_{EDS})
- Hipótesis para el cálculo mecánico del conductor

6.5.1.1 Características del conductor.

Las características del conductor necesarias para resolver la Ecuación del cambio de estado vienen dados por los catálogos de los fabricantes, y estos son:

- Peso propio por unidad de longitud.
- Diámetro total.
- Sección total.
- Módulo de elasticidad.
- Coeficiente de dilatación.
- Tensión de rotura.

En el Anexo 3.1 se indica las características electromecánicas de los conductores seleccionados para el estudio de la repotenciación de la línea de transmisión Pucará - Mulaló.

6.5.1.2 Tensión de cada día o Tensión EDS (EVERY DAY STREES) [1]

La tensión de cada día (T_{EDS}) es la tensión a la que está sometido el cable la mayor parte del tiempo a una temperatura media de 15 °C sin la existencia de sobrecarga alguna

El valor de la tensión de cada día controla el aparecimiento de fenómenos vibratorios en los conductores. Los fenómenos vibratorios causan la rotura de los hilos que componen al cable y aparece cuando superan el 20 % de la tensión de rotura.

Si en caso que la T_{EDS} supere 20% de la tensión de rotura (T_R) se recomienda utilizar antivibradores. En la siguiente figura se muestra un antivibrador Stockbridge.

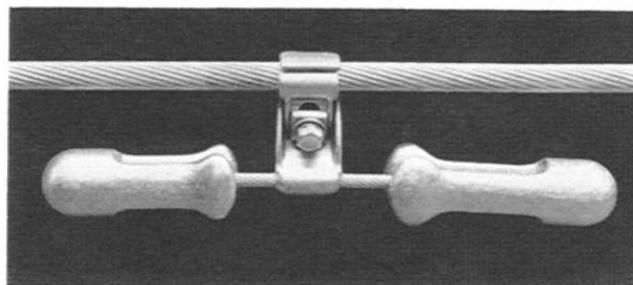


Figura 6.4 Antivibrador Stockbridge.

El valor de la tensión de cada día puede ser utilizado como condición inicial, para encontrar los valores de otras tensiones del resto de estados mediante la Ecuación de cambio de estado. Para el cálculo mecánico de los diferentes conductor seleccionados, para el estudio de la repotenciación, se tomó como condición inicial, el valor de la tensión de cada día igual al 22 % de la T_R a una temperatura de 15 °C y una velocidad del viento de 0 [km/h].

El coeficiente T_{EDS} se expresa en tanto por ciento de la carga de rotura, es decir:

$$TEDS [\%] = \frac{T_{EDS}}{T_R} \cdot 100 \quad 6.17$$

6.5.1.3 Hipótesis para el cálculo mecánico de los conductores [17], [1]

La variación de las condiciones de carga (viento, hielo) o de la temperatura, producen la modificación de la tensión de trabajo y de la flecha de los conductores. Para encontrar el valor de la tensión y de la flecha en diferentes condiciones se plantea hipótesis de cálculo en función de las cargas que debe soportar el conductor.

Las hipótesis de cálculo mecánico del conductor se plantean dependiendo de la zona por la que atraviesa la línea de transmisión. Es importante que las hipótesis sean planteadas considerando las condiciones más desfavorables de la zona.

El planteamiento de las hipótesis para el cálculo mecánico de los conductores seleccionados propuesto para la repotenciación de la línea de transmisión Pucará Mulaló se lo realiza bajo las normas del EX - INECEL. En el Anexo 6.1 se muestra las hipótesis planteadas para el cálculo mecánico.

En las siguientes Tablas se muestra el resumen del cálculo mecánico de los conductores seleccionados para el estudio de la repotenciación y en el Anexo 6.2 se muestra el cálculo mecánico de cada uno de estos conductores.

	Hipótesis	Tem. [°C]	V. viento [km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
ACCC/TW Linnet	Estado I	-5	0	1931	25,87	5,27	2908
	Estado II	5	90	2263	30,34	6,67	2296
	Estado III	15	0	1641	22,00	6,20	2472
	Estado IV	59,4	0	1235	16,56	8,24	1860
ACCC/TW Brant	Hipótesis	Temp. [°C]	V. viento [km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	-5	0	3089	26,23	3,68	4158
	Estado II	5	90	3269	27,75	5,04	3039
	Estado III	15	0	2592	22,00	4,39	3489
Estado IV	54,6	0	1886	16,01	6,03	2539	
ACCC/TW Lark	Hipótesis	Temp. [°C]	V. viento [km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	-5	0	2703	26,13	4,66	3284
	Estado II	5	90	2976	28,78	5,97	2567
	Estado III	15	0	2275	22	5,54	2765
Estado IV	51,3	0	1752	16,94	7,20	2129	
ACCC/TW Hawk	Hipótesis	Temp. [°C]	V. viento [km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	-5	0	2750	26,01	5,18	2954
	Estado II	5	90	3048	28,82	6,40	2394
	Estado III	15	0	2326	22,00	5,42	2827
Estado IV	47,35	0	1862	17,61	7,66	2000	
ACCR_297-T16	Hipótesis	Temp. [°C]	V. viento [km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	-5	0	1392	25,34	5,52	2775
	Estado II	5	90	1824	33,22	7,13	2148
	Estado III	15	0	1208	22,00	6,36	2409
Estado IV	76,8	0	870	15,85	8,83	1735	
ACCR_340-T16	Hipótesis	Temp. [°C]	V. viento [km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	-5	0	1600	25,36	5,50	2787
	Estado II	5	90	2036	32,28	7,01	2187
	Estado III	15	0	1388	22,00	6,34	2418
Estado IV	68,0	0	1037	16,44	8,48	1807	
ACCR_405-T16	Hipótesis	Temp. [°C]	V. viento [km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	-5	0	1898	25,34	5,52	2773
	Estado II	5	90	2338	31,22	6,90	2219
	Estado III	15	0	1648	22,00	6,36	2407
Estado IV	58,9	0	1286	17,18	8,15	1879	
ACCR_470-T16	Hipótesis	Temp. [°C]	V. viento [km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	-5	0	2210	25,35	5,50	2783
	Estado II	5	90	2644	30,34	6,78	2258
	Estado III	15	0	1917	22,00	6,34	2415
Estado IV	53,0	0	1539	17,66	7,90	1939	
ACSS Ostrich	Hipótesis	Temp. [°C]	V. viento [km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	-5	0	1457	25,04	6,46	2371
	Estado II	5	90	1804	31,00	7,84	1955
	Estado III	15	0	1280	22,00	7,35	2083
Estado IV	76,5	0	948	16,30	9,93	1543	
ACSS Oriole	Hipótesis	Temp. [°C]	V. viento [km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	-5	0	2203	25,38	5,46	2803
	Estado II	5	90	2480	28,56	6,71	2283
	Estado III	15	0	1910	22,00	6,30	2430
Estado IV	67,8	0	1414	16,29	8,52	1799	
ACSS Ibis	Hipótesis	Temp. [°C]	V. viento [km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	-5	0	1870	24,93	6,67	2297
	Estado II	5	90	2218	29,58	7,85	1953
	Estado III	15	0	1650	22,00	7,56	2027
Estado IV	60	0	1319	17,58	9,46	1620	
ACSS Flicker	Hipótesis	Temp. [°C]	V. viento [km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	-5	0	1830	24,54	7,66	2001
	Estado II	5	90	2207	29,6	8,70	1762
	Estado III	15	0	1640	22,00	8,54	1794
Estado IV	53	0	1385	18,57	10,12	1514	
ACAR 550	Hipótesis	Temp. [°C]	V. viento [km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	-5	0	1644	25,18	7,14	2147
	Estado II	5	90	2077	31,80	8,52	1798
	Estado III	15	0	1437	22,00	8,17	1875
Estado IV	51,7	0	1180	18,07	9,95	1540	
ACAR 600	Hipótesis	Temp. [°C]	V. viento [km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	-5	0	1808	25,27	7,06	2170
	Estado II	5	90	2238	31,23	8,40	1824
	Estado III	15	0	1577	22,00	8,10	1893
Estado IV	49	0	1308	18,26	9,76	1571	
ACAR 650	Hipótesis	Temp. [°C]	V. viento [km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	-5	0	1955	25,20	7,09	2160
	Estado II	5	90	2385	30,75	8,39	1828
	Estado III	15	0	1706	22,00	8,13	1885
Estado IV	47	0	1431	18,45	9,69	1581	
ACAR 700	Hipótesis	Temp. [°C]	V. viento [km/h]	Tensión [kg]	% TR	Flecha [m]	Parámetro [m]
	Estado I	-5	0	2036	25,08	7,33	2090
	Estado II	5	90	2468	30,41	8,55	1793
	Estado III	15	0	1786	22,00	8,36	1834
Estado IV	45	0	1521	18,74	9,81	1562	

Tabla 6.1 Calculo mecánico de los conductores seleccionados

6.6 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR CON LAS CARACTERÍSTICAS ADECUADAS PARA LA REPOTENCIACIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARA- MULALO

La selección del conductor con las características mecánicas adecuadas para la repotenciación de la línea de transmisión Pucará Mulaló se lo hace considerando los siguientes criterios.

- La flecha máxima o en estado caliente del nuevo conductor debe ser menor o igual a la flecha del conductor actual en estado caliente (9,11 metros)
- La tensión máxima o la tensión en estado frío del nuevo conductor debe ser hasta al 120% la tensión del conductor actual en estado frío (2241 kg)
- El costo total del conductor debe ser el menor entre los costos totales de los conductores que cumple el criterio a y b

En la siguiente Tabla se muestra el valor de la flecha máxima, la tensión máxima y el costo total para cada uno de los conductores seleccionados en el estudio.

Conductor	Flecha máxima transportando 560 Amp. [m]	Tensión máxima [kg]	CT=CC+CP [US\$]
ACCC/TW "Lineet"	8,24	2263	6670840,225
ACCC/TW "Brant"	6,03	3269	6150918,902
ACCC/TW "Lark"	7,2	2976	5428452,079
ACCC/TW "Hawk"	7,66	3048	4906134,667
ACCR _297-T16	8,83	1824	8426026,873
ACCR _340-T16	8,48	2036	7699197,007
ACCR _405-T16	8,15	2338	6886808,216
ACCR_470-T16	7,9	2644	6504702,852
ACSS Ostrich	9,93	1804	7585995,727
ACSS Linnet	8,52	2482	6890281,632
ACSS Ibis	9,46	2218	5978215,923
ACSS Flicker	10,12	2207	5154469,862
ACAR 550	9,95	2077	4890128,264
ACAR 600	9,76	2238	4576450,764
ACAR 650	9,69	2385	4336060,1
ACAR 700	9,81	2468	3836588,889
	a) flecha menor o igual a 9,11 metros		
	b) Tensión menor o igual al 120% de 2241 kilogramos		
	c) Costo total debe ser el menor entre los costo totales de los conductores que cumplen con el criterio a y b		

Figura 6.2 Parámetros mecánicos de los conductores seleccionados

Como se puede apreciar el conductor más adecuado para la repotenciación de la línea de transmisión Pucará Mulaló es el ACCR_470-T16 470 [MCM], siendo este el que cumple con las consideraciones detalladas anteriormente.

A continuación se muestra las características del conductor

Tipo	ACCR_470-T16	
Calibre	470 MCM	
Composición	26/7 (26x3,4+7x2,7)	
Diámetro (mm)	21,6	
Sección Aluminio (mm ²)	238	
Sección total (mm ²)	277	
Resistencia DC a 20°C (Ohm/Km)	0,1153	
Peso (Kg/m):	0,794	
Tensión de rotura (Kg)	8715	
Módulo de elasticidad (Kg/mm ²)	8968	
Coeficiente de dilatación lineal (1/°C):	16,7E-06	

Tabla 6.3 Características del conductor adecuado para la repotenciación.

6.7 COMPARACIÓN DE ALGUNAS CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS ENTRE EL CONDUCTOR ACTUAL Y EL NUEVO CONDUCTOR ADECUADO PARA LA REPOTENCIACIÓN.

En la siguiente Tabla se indica la comparación de la flecha máxima, la tensión máxima y en el peso unitario entre actual (ACSR Flicker 477 [MCM]) y el conductor adecuado para la repotenciación (ACCR_470-T16 470 [MCM]).

Características Mecánicas	ACSR Flicker 477 [MCM]	ACCR_470-T16 470 [MCM]	ACCR Hawk & ACSR Flicker [%]
(Estado II) Tensión máxima Mecánica, en [kg]	2241	2644	17,98
(Estado IV) Flecha máxima, en [m]	9,11	7,9	-13,28
Peso unitario, en [kg/m]	0,914	0,794	-13,13

Tabla 6.4 Comparación entre el conductor ACSR Flicker 477 [MCM] y el ACCR_470-T16 470 [MCM]

6.7.1 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.

El valor de la flecha en estado máximo del conductor ACCR_470-T16 470 [MCM] es mucho menor que el que el conductor actual (ACSR Flicker 477 [MCM]). Haciendo que el nuevo conductor, presente una mayor distancia de seguridad hacia al suelo, mejore la confiabilidad de la línea de transmisión, y cumpliendo a cabalidad las distancias de seguridad que estipulan las normas.

En la siguiente figura se muestra la comparación de la distancia al suelo con el conductor adecuado para la repotenciación y el conductor actual.

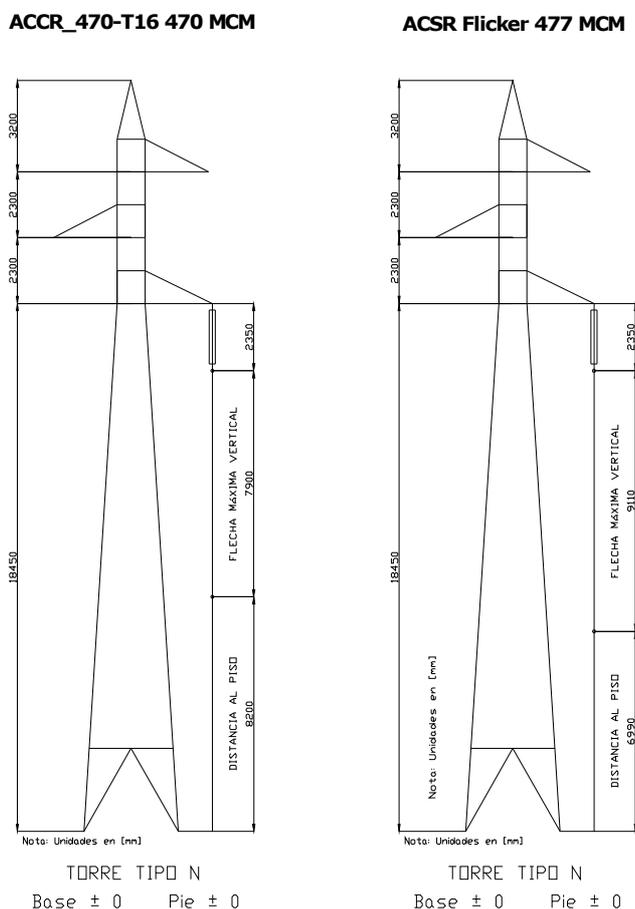


Figura 6.5 Distancia al suelo, conductor nuevo & conductor actual.

El valor del peso unitario del nuevo conductor es 13.13% menor que el peso del conductor actual. Esto hace que la carga vertical que ejerce el nuevo conductor sobre la estructura de soporte también sea mucho de la que ejerce el actual conductor.

El valor de la tensión en estado frío del conductor apto para la repotenciación es del 17,98 % mayor que la del conductor actual. Esto hace que las cargas longitudinales y transversales que ejerce el nuevo conductor sobre las estructuras de soporte sean mayores que la del conductor actual.

En el gráfico se muestra la comparación del árbol de cargas entre el conductor ACCR_470-T16 470 [MCM] y el ACSR Flicker 477 [MCM] para una estructura tipo N Y tipo C (como remate), considerando el caso 1A.

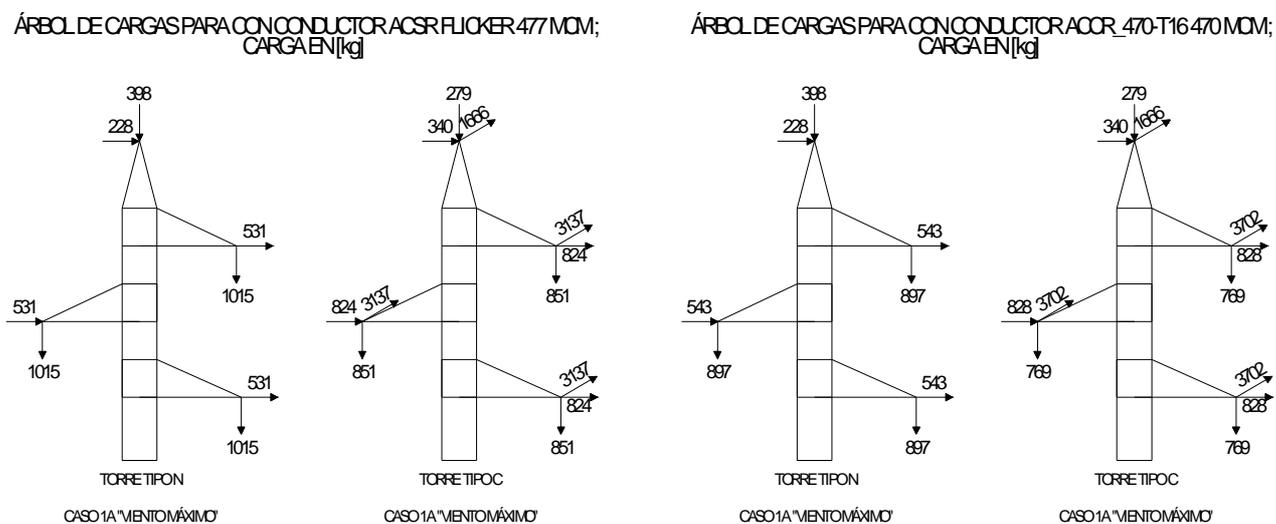


Figura 6.6 Árbol de cargas del conductor actual y del conductor nuevo.

6.8 ANÁLISIS ESTRUCTURAL MEDIANTE EL PROGRAMA SAP 2000.

Para comprobar si las estructuras soportan al nuevo conductor se utilizó el programa SAP 2000 V 12.

El programa **SAP2000** es un programa de cálculo de estructuras por elementos finitos, que permite analizar el comportamiento de cualquier tipo de estructuras.

6.8.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA LA SIMULACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS.

6.8.1.1 Norma para la simulación de las estructuras [19]

El análisis estructural de las estructuras de líneas de transmisión se lo hace mediante la siguiente norma.

- **AISC360-05 LRFD Norma utilizada para el diseño de estructuras metálicas**

El análisis estructural, de las estructuras N y C de la línea de transmisión Pucará - Mulaló se lo realiza siguiendo la norma anteriormente detallada.

6.8.1.2 Tipo de materiales

Para el análisis de las estructuras son necesarios los datos de fluencia y la resistencia a la tensión mínima de cada tipo de material que conforma las estructuras. Las estructuras de las líneas de transmisión Pucará - Mulaló están conformadas por los siguientes materiales:

- Acero ASTM A242-55 [norma]
 - Esfuerzo de fluencia mínima $F_y = 345$ [Mpa]
 - Resistencia a la tensión mínima $F_u = 485$ [Mpa]
- Acero ASTM A 7 - 56 T [norma]

- Esfuerzo de fluencia mínima $F_y = 228$ [Mpa]
- Resistencia a la tensión mínima $F_u = 414$ [Mpa]

6.8.1.3 Combos de carga [20]

Los combos de carga sirven para establecer las combinaciones de las acciones a la que están expuestas las estructuras.

Para el estudio de las estructuras de soporte de la línea de transmisión Pucará - Mulaló se definieron los siguientes combos de cargas:

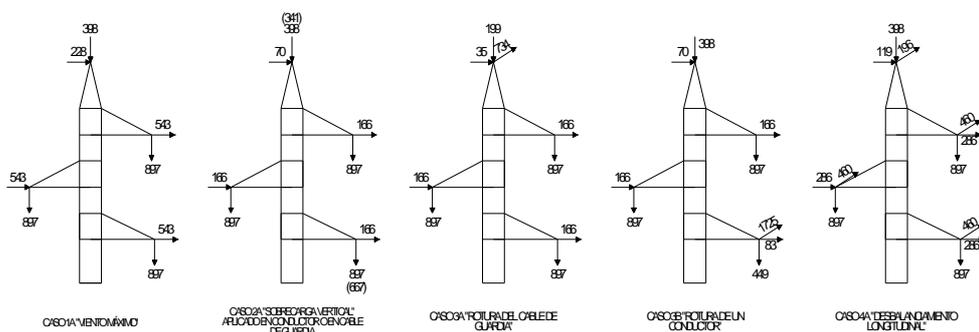
- Para estructuras de suspensión tipo N
 - COMBO 1 = CASO 1A + VE + PP
 - COMBO 2 = CASO 2A +1/4 (VE) + PP
 - COMBO 3 = CASO 3A +1/4 (VE) + PP
 - COMBO 3B = CASO 3B +1/4 (VE) + PP
 - COMBO 4 = CASO 4A + 1/2 (VE) + PP
- Para estructuras de suspensión tipo C (Como Anclaje)
 - COMBO 1 = CASO 1A + VE + PP
 - COMBO 2 = CASO 2A +1/4 (VE) + PP
 - COMBO 3 = CASO 3A +1/4 (VE) + PP
 - COMBO 3B = CASO 3B +1/4 (VE) + PP
 - COMBO 4 = CASO 4A + 1/2 (VE) + PP
 - COMBO 5 = CASO 5A + 1/4 (VE) + PP
- Para estructuras de suspensión tipo C (Como Remate)
 - COMBO 1 = CASO 1A + VE + PP
 - COMBO 2 = CASO 2A +1/4 (VE) + PP
 - COMBO 3 = CASO 3A +1/4 (VE) + PP

Un combo de carga está compuesto por las hipótesis de carga (caso 1A etc.), por la acción del viento sobre las estructuras (VE) y también por el peso propio de la estructura (PP).

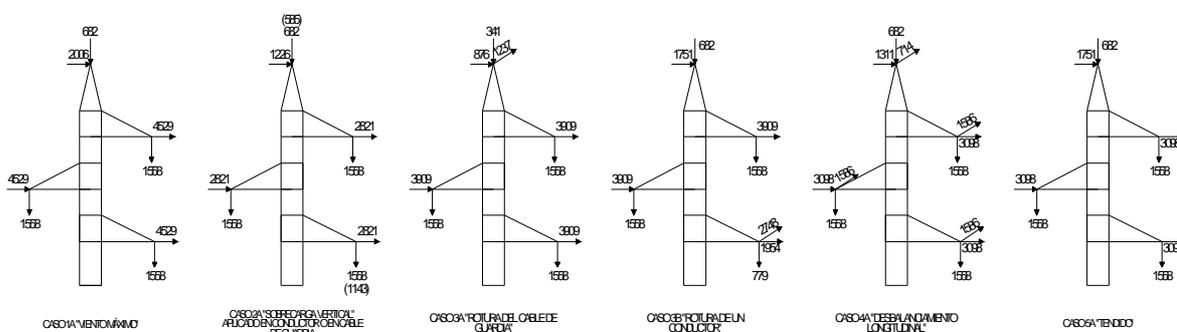
Para el análisis estructural, mediante el programa SAP 2000 se tomo como consideración que la acción del viento sobre las estructuras está provocada por una velocidad de 90 km/h o 56 mph.

En Anexo 6.3 se muestran los cálculos de las hipótesis de cargas para la torre tipo N y tipo C con el conductor ACCR_470-T16 470 [MCM]. Y en el siguientes gráficos se muestra el árbol de cargas para la torre tipo N y tipo C del conductor ACCR_470-T16 470 [MCM].

ÁRBOL DE CARGAS PARA TORRE TIFON (SUSPENSIÓN), CON CONDUCTOR ACCR_470-T16-470 MM Y CABLE DE GUARDA 38' EXTRA-HIGH-STRENGTH CARGA EN [kg]



ÁRBOL DE CARGAS PARA TORRE TIPO C (ANCLAJE), CON CONDUCTOR ACCR_470-T16-470 MM Y CABLE DE GUARDA 38' EXTRA-HIGH-STRENGTH CARGA EN [kg]



ÁRBOL DE CARGAS PARA TORRE TIPO C (FEMATE), CON CONDUCTOR ACCR_470-T16-470 MM Y CABLE DE GUARDA 38' EXTRA-HIGH-STRENGTH CARGA EN [kg]

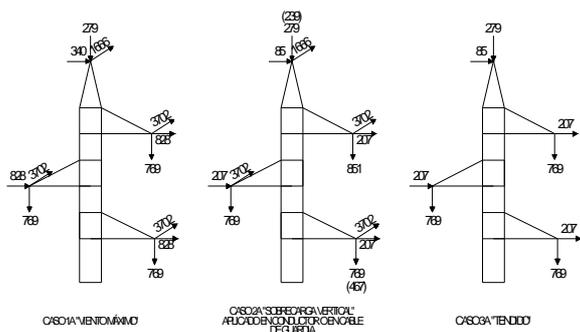


Figura 6.7 Árbol de cargas del conductor nuevo (conductor recomendado).

6.8.2 PROCESO DE CÁLCULO MEDIANTE EL PROGRAMA SAP 2000

El diseño geométrico de las torres se lo armó en forma tridimensional en el programa AutoCad; para el diseño de geométrico se utilizó los planos de las torres referentes al proyecto Pisayambo.

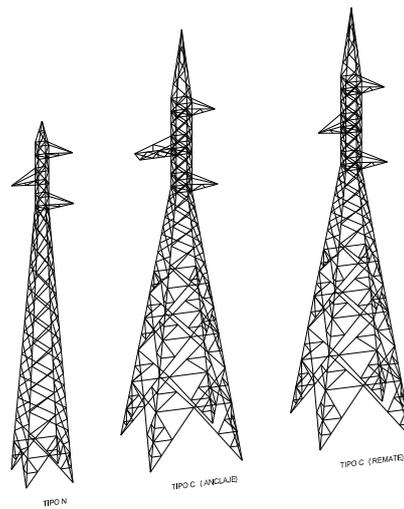


Figura 6.8 Diseño geométrico de las estructuras de soporte

Determinado la geometría de la torre en el programa AutoCad se exporto al programa SAP2000.

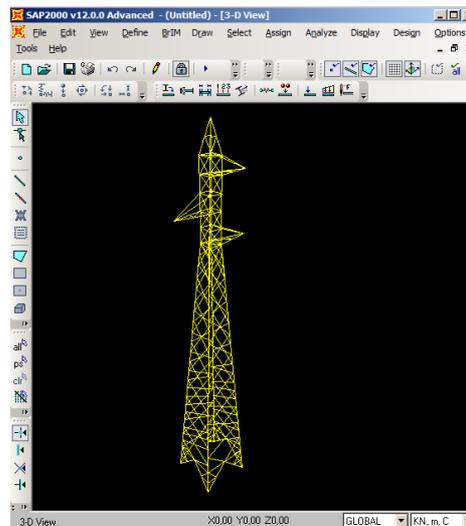


Figura 6.9 Geometría de la estructura de soporte en el programa SAP 2000

Con la geometría de la torre en el programa SAP 2000 se determino el tipo de material del que está conformada la torre.

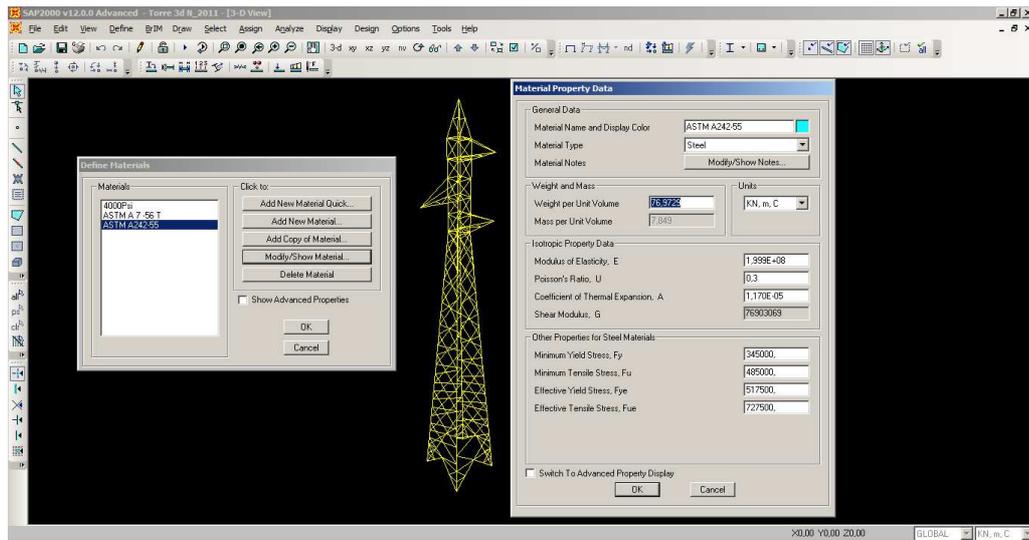


Figura 6.10 Especificación del material en el programa SAP 2000

Determinado el tipo de material en el programa SAP 2000, se genera los diferentes tipos de perfiles que emplea la estructura y también se asigna los perfiles a la estructura de soporte.

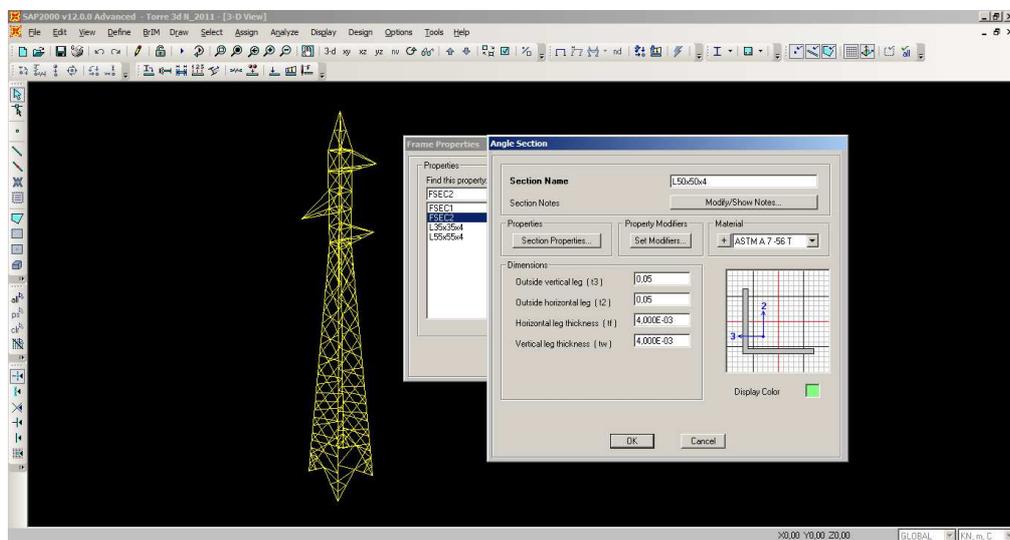


Figura 6.11 Determinación de perfiles en el programa SAP 2000

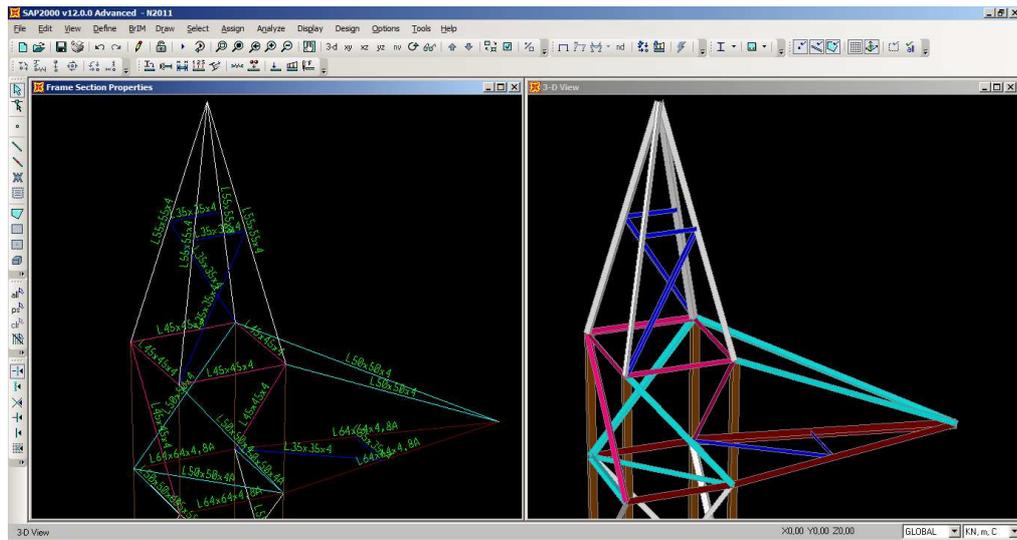


Figura 6.12 Asignación de perfiles en la estructura de soporte

Cargado los perfiles en las estructuras se carga los combos de carga de acuerdo a lo establecido en el Subcapítulo 6.8.3.1. Pero antes de eso se debe cargar en el programa SAP 2000 la velocidad del viento (90 km/h o 56 mph) con la que afecta a los elementos de la estructura de y también se debe cargar las hipótesis de carga de la torre.

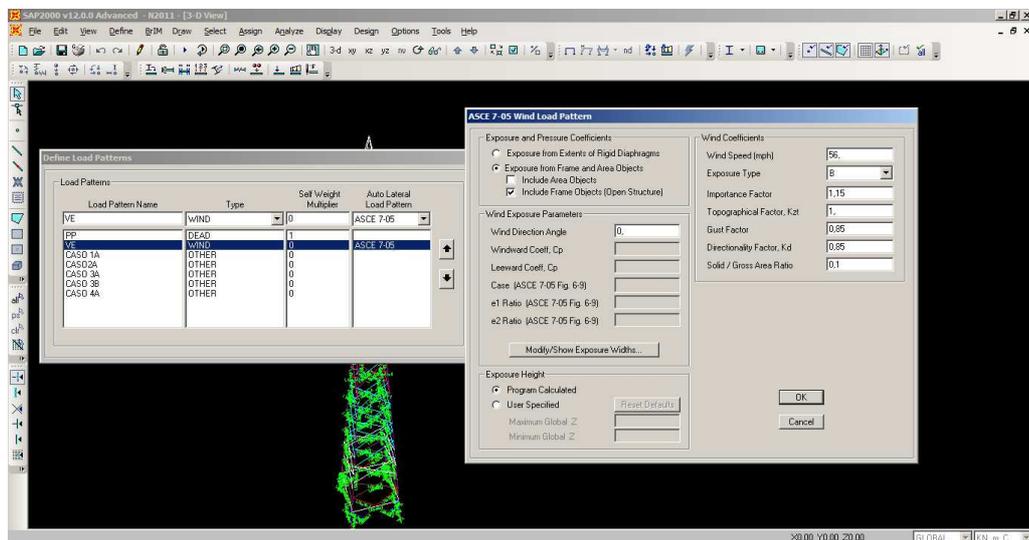


Figura 6.13 Determinación del viento en el programa SAP 2000

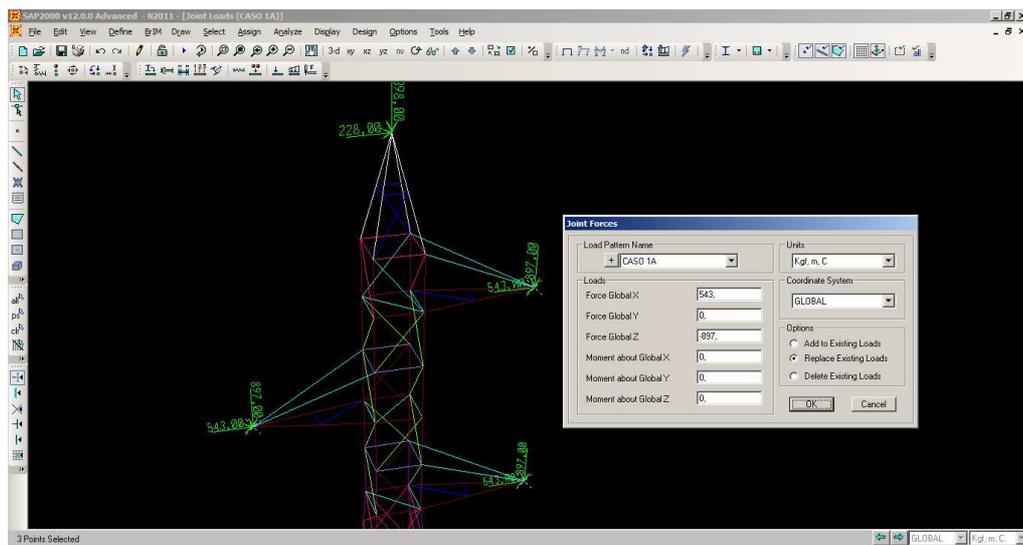


Figura 6.14 Hipótesis de carga en el programa SAP 2000

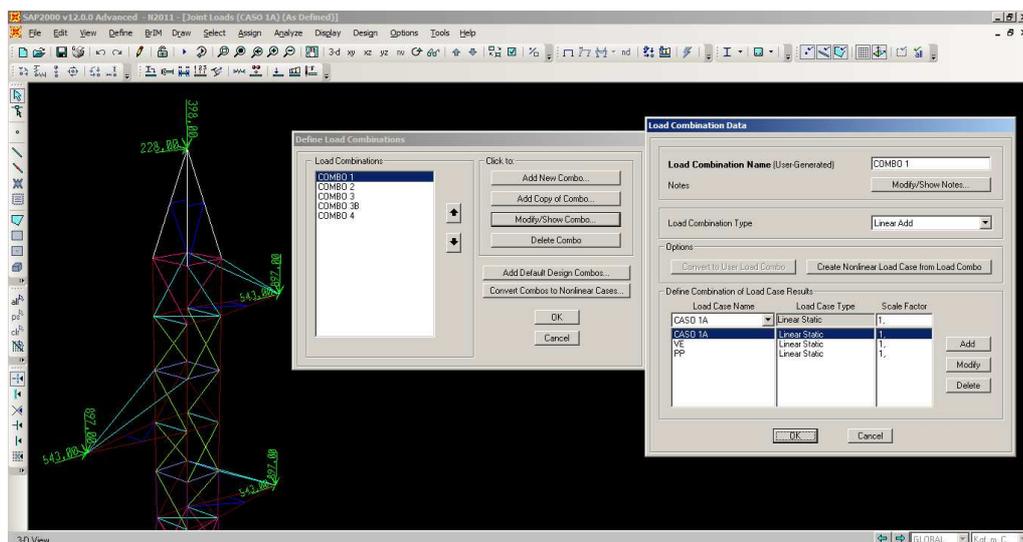


Figura 6.15 Combos de carga en el programa SAP 2000

Cargado los diferentes combos de carga en el programa SAP 2000 se procede a determinar la norma AISC360-05 LRFD con el cual el programa realiza el análisis estructural.

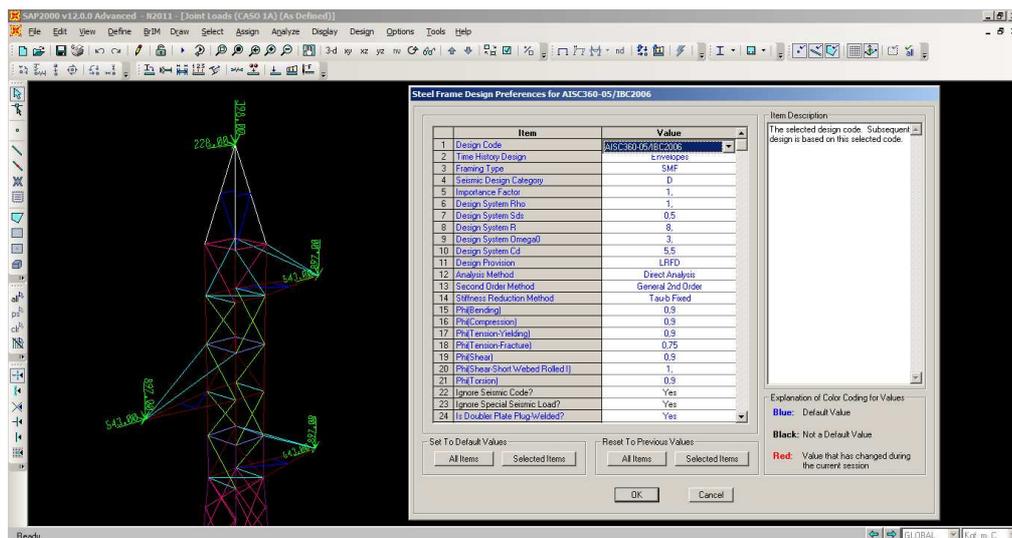


Figura 6.16 Especificación de la norma en el programa SAP 2000

Corrido el programa bajo la norma mencionada, el programa SAP 2000 muestra los resultados del comportamiento de los elementos de la estructura de soporte mediante la coloración en los mismos.

El estudio estructural de la torres mediante el programa SAP 2000 de las estructuras de tipo N y Tipo C (anclaje y remate), según la coloración indica que las torres soportan a los combos de carga establecidos para cada tipo de torre, por lo que se puede llegar a la conclusión de que las estructuras estudiadas soportan al nuevo conductor.

En los siguientes gráficos se muestra los resultados de la simulación para la torre tipo N y tipo C (Anclaje y remate) .

En el Anexo 6.4 se muestra los resultados de cada uno de los elementos de la torre arrojados por el programa SAP 2000. Es importante revisar que en la columna (Ratio) no se encuentre ninguno valor mayor que 1,00. Si el valor es mayor 1,00 significa que el elemento en cuestión se encuentra sobrecargado y es necesario de reforzarle o cambiarlo por uno más resistente. También es necesario revisar que la columna correspondiente a (Warm Msg) tenga como resultado "No Messages".

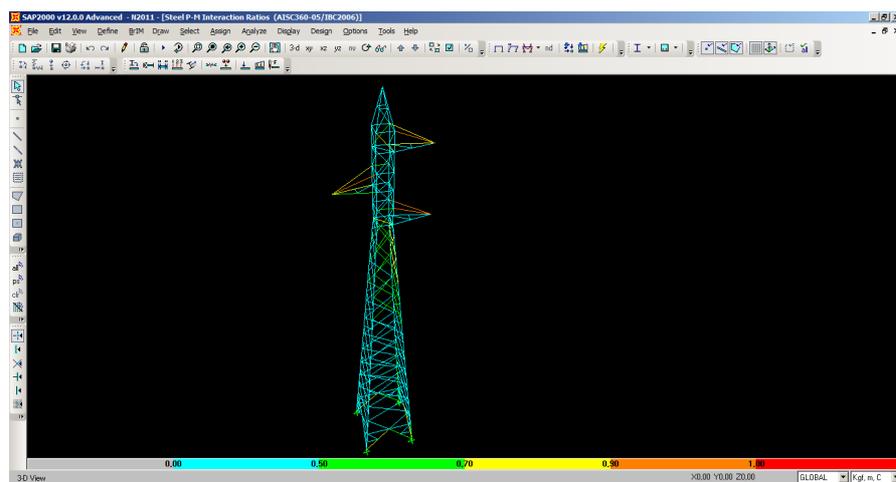


Figura 6.17 Análisis de la torre tipo N en el programa SAP 2000

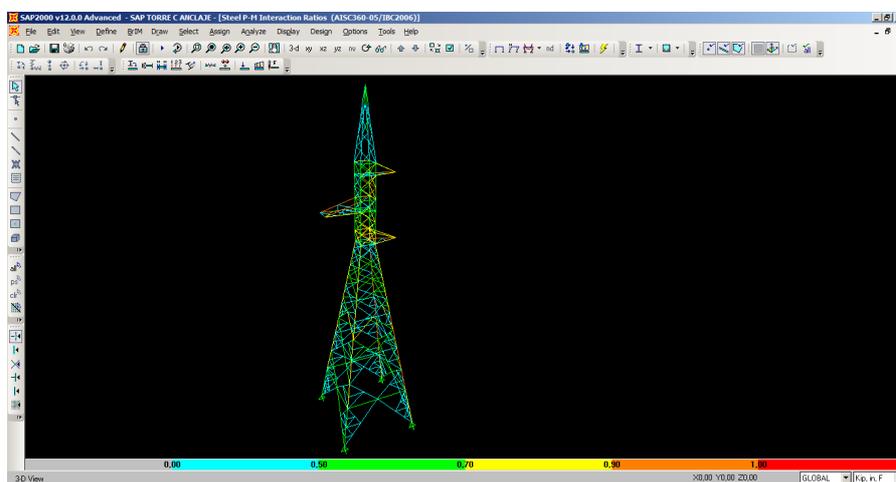


Figura 6.18 Análisis de la torre tipo C (Anclaje) en el programa SAP 2000

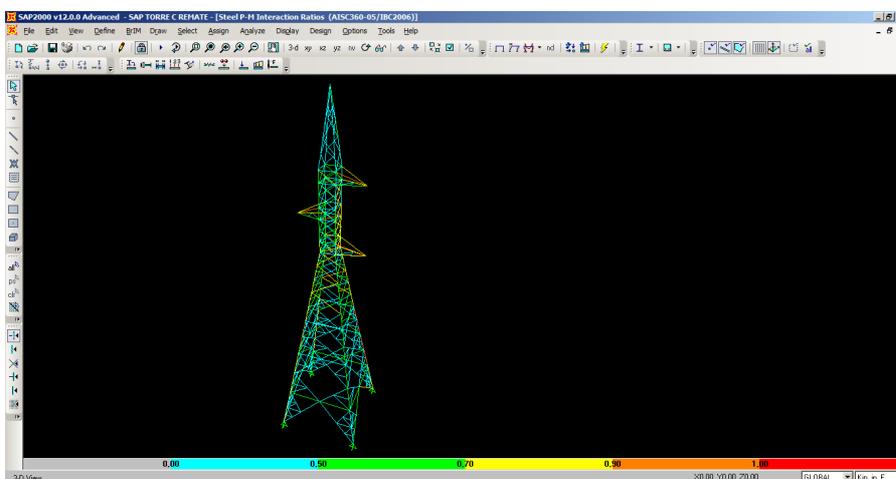


Figura 6.19 Análisis de la torre tipo C (Remate) en el programa SAP 2000

6.9 TENDIDO DEL CONDUCTOR

6.9.1 VANO IDEAL DE REGULACIÓN [1]

En un tramo, las cadenas de suspensión no pueden absorber las diferencias de tensado, por las diferentes longitudes, desniveles y cambios de temperatura de sus diferentes vanos. Por esto, se admite las tensiones de los conductores iguales en todos los vanos, al de un vano teórico que se conoce como "Vano Regulador".

El vano ideal de regulación es el vano representativo de todos los vanos de un tramo y sirve para determinar el valor del tensado de un tramo de la línea comprendido entre dos apoyos de anclaje. El vano ideal de regulación a_r puede calcularse mediante siguiente Ecuación:

$$a_r = \left(\frac{a_1^3 + a_2^3 + a_3^3 + \dots + a_n^3}{a_1 + a_2 + a_3 + \dots + a_n} \right)^{1/2} \quad 6.18$$

En la que $a_1 + a_2 + a_3 \dots a_n$ son las diferentes longitudes de los vanos que forman una determinada alineación comprendida entre dos torres de anclaje.

En el Anexo 6.5 se muestra el cálculo del vano regulador, para cada tramo de la línea de transmisión Pucará- Mulaló

6.9.2 TABLA DE TENDIDO Y FLECHAS [1]

Para el momento de tender el conductor en el campo es necesario saber la tensión que debe darse en cada tramo y la flecha que debe existir en cada vano.

Las tensiones de un tramo se calculan a partir del vano regulador, y se debe determinar para una serie de temperaturas que se estime podrá haber durante la operación del montaje.

Mediante la Ecuación del cambio de estado, se calcula el valor de la tensión para cada valor de temperatura. Para el caso de montaje de los conductores se considera la no existencia de sobrecarga de viento ni de manguitos de hielo

sobre el conductor. Esto hace que el valor de la tensión varía únicamente por efecto de la temperatura y mas no por sobrecargas en los conductores.

Según la Tabla de tendido, para cada temperatura le corresponde una tensión y una flecha, por lo tanto para el vano de regulación a_r le corresponde una flecha de regulación f_r cuyo valor resultará ser:

$$f_r = \frac{a_r^2 \cdot P}{8 \cdot T} \quad 6.19$$

Como la tensión en la serie de vanos que integran la alineación es igual en todos ellos, la flecha para un determinado vano que conforma el tramo, es:

$$f_i = \frac{a_i^2 \cdot P}{8 \cdot T} \quad 6.20$$

Dividiendo la Ecuación 6.20 y 6.19

$$\frac{f_i}{f_r} = \frac{a_i^2}{a_r^2} \quad 6.21$$

Despejando f_i

$$f_i = \left(\frac{a_i}{a_r}\right)^2 \cdot f_r \quad 6.22$$

La Ecuación 6.22 permite encontrar el valor de la flecha f_i , de cada vano, en función de la flecha de regulación f_r , y de sus correspondientes vanos a_i y a_r , para una condición determinada de temperatura, tensión y peso del conductor.

El valor de la flecha f_i de un vano correspondiente al tramo de la línea, compensa las diferencias de longitud de los vanos, esto permite que todas las estructuras de soporte no queden desbalanceadas y tengan el mismo valor de tensión a lo largo del tramo.

En el Anexo 6.6 se muestra el cálculo mecánico del conductor ACCR_470-T16 470 [MCM], para determinar la tensión de tendido y la flecha de regulación, considerando el vano regulador del tramo 9 de la línea de transmisión Pucara Mulaló.

En el Anexo 6.7 se muestra la Tabla de tendido para el conductor ACCR_470-T16 470 [MCM], en la que consta la tensión y la flecha de regulación para cada temperatura de tendido y para cada vano que forma el tramo de la línea. Para la Tabla de tendido se tomó como ejemplo el tramo 9 de la línea de transmisión Pucará- Mulaló.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- Se concluye que la repotenciación de líneas de transmisión es una alternativa válida tanto desde el punto de vista técnico como económico, ante el crecimiento de la demanda de energía eléctrica.
- El empleo de conductores de tipo HTLS (ACCC, ACCR, ASCC, GTACSR, etc...) en la repotenciación de líneas de transmisión permite operar a las líneas con temperaturas de régimen permanente muy superior a la de los conductores convencionales (ACAR, ACSR)
- Se realizó el estudio técnico económico de varios conductores tales como: el ACCR, ACCC, ACSS, ACAR y se llegó a la conclusión, que el conductor convencional ACAR 700 MCM es el más económico, entre los conductores seleccionados para el estudio, sin embargo, en condiciones de flecha máxima no cumple con las distancias de seguridad hacia el suelo quedando descartado para la repotenciación de la línea de transmisión Pucará Mulaló..
- De acuerdo al estudio estructural de las estructuras de tipo N y Tipo C (anclaje y remate), realizado mediante el programa SAP 2000, se llega a la conclusión, de que las estructuras estudiadas si soportan al nuevo conductor (ACCR_470-T16 470 [MCM]).
- Para el caso de estudio de la repotenciación de la línea de transmisión Pucará Mulaló, se comprobó que el conductor ACCR_470-T16 470 [MCM] es el más recomendado para la repotenciación, ya que este, cumple con la condición de transmitir 560 Amperios requeridos por la demanda en la barra Mulaló a 138 kV en las peores condiciones; condición que ocurre en el año 2013, cumple con las distancias de seguridad hacia el suelo, no sobrecarga mecánicamente a las estructuras de soporte estudiadas y es el más económico entre los conductores aptos para la repotenciación.

- Mediante el programa de flujo de potencia DIgSILENT PowerFactory, se pudo comprobar que el conductor económico ACCR_470-T16 470 [MCM], recomendado para la repotenciación de la línea de transmisión Pucará – Mulaló, cumple con parámetros eléctricos como: perfiles de voltaje, intensidad de corriente, potencia reactiva y activa. En el anexo 7 se muestra los parámetros eléctricos hallados a partir de las corridas de flujo de potencia.
- El conductor ACCR_470-T16 470 [MCM] tiene una gran capacidad de reserva para la transmisión de potencia, por lo que puede ser utilizado en eventos de contingencia del SNI, sin que exista inconvenientes con valores de flecha y distancias de seguridad hacia al suelo.
- Los conductores de tipo ACCR tienen una constitución muy parecida a los conductores ACSR, por lo que el tendido de estos conductores no necesitan de una técnica especial (utilizan el método convencionales para el tendido) y además los conductores ACCR, en caso de la repotenciación de líneas de transmisión tienen la ventaja de utilizar los mismos accesorios y herrajes ya instalados en las estructuras de soporte.
- El estudio realizado en este presente trabajo, indica que no todos los conductores de tipo HTLS (ACCR, ACCC, ACSS) seleccionados para el estudio de repotenciación de la línea de transmisión Pucará Mulaló, cumplieron con las distancias de seguridad cuando la línea de transmisión está operando en demanda máxima (516 Amperios). Llegando de esta forma a la conclusión de que es necesario hacer una selección meticulosa a estos conductores para hacer cumplir condiciones de flecha máxima.
- En este presente trabajo, se llegó a concluir que los conductores de tipo HTLS (ACCR, ACCC, ACSS) seleccionados para el estudio de repotenciación tienen costos elevados de pérdidas de potencia y energía frente a los conductores convencionales seleccionados (ACAR). Pero de todas formas los conductores HTLS tienen ventajas frente a los conductores convencionales, ya que estos presentan excelentes características mecánicas adecuados para repotenciar líneas de transmisión.

7.2 RECOMENDACIONES

- Una alternativa para disminuir los tiempos de suspensión de servicio, disminuir el costo por la suspensión de servicio y minimizar el impacto ambiental frente a la repotenciación de la línea de transmisión es recomendable incluir a los conductores HTLS para estudio de repotenciación.
- Se recomienda hacer el estudio de una línea de transmisión nueva utilizando conductores tipo ACCR y conductores convencionales (ACAR) para analizar las ventajas desventajas técnicas - económicas que ofrecen cada uno de estos conductores.
- Se recomienda hacer el estudio en las nuevas líneas de transmisión del Sistema Nacional de Transmisión utilizando conductores tipo ACCR y conductores convencionales ACAR para analizar las ventajas desventajas técnicas - económicas que ofrecen cada uno de estos conductores.
- Sería recomendable que el país implementará el conductor tipo ACCR en el diseño de líneas de transmisión, debido a que el país no existen líneas de transmisión con este tipo de conductores. El diseño de las líneas con este tipo de conductores brindaría experiencia en la explotación de las líneas en el país y serviría como un incentivo para que empresas de subtransmisión también comiencen a utilizar la tecnología de este tipo de conductor en el diseño y la repotención de las mismas.
- En caso que el país llegara a utilizar conductores de tipo HTLS (ACCC, ACCR, ACSS, Etc) en el SNT sería recomendable que se realicen investigaciones, referente al tema de tendido y montaje ya que algunos de estos conductores siguen procedimientos especiales y requieren de equipos y capacitación.
- Se recomienda que se realice un estudio económico social, en el cual se analice el impacto que pueda ocasionar la salida de la línea de transmisión Pucará Mulaló, por causa de la repotenciación, en la barra Mulaló. Es importante realizar este estudio en esta barra, ya que en este punto es donde se conecta la carga de la empresa eléctrica provincial de Cotopaxi (ELEPCO S.A) y a Novacero.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Checa, María. (2000). **“Líneas de transporte de Energía”**, Tercera edición, Editorial Alfaomega. Bogotá”
- [2] Graiger, John., Stevenson, William D. (1996). **“Análisis de Sistemas de Potencia”**, Editora McGraw-Hill. USA.
- [3] INECEL - EPN. Argüello Gabriel. (1983). **“Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia”**. Quito- Ecuador.
- [4] CONELEC. (2009). **“Plan Maestro de electrificación 2009-2020”**
- [5] CELEC EP – TRANSELECTRIC (2010). **“Plan de expansión de transmisión 2009-2020”**
- [6] CELEC EP - TRANSELECTRIC **“Tablas de Ubicación de Estructuras – Línea de Transmisión Pucará – Mulaló a 138 kV”**
- [7] EX INECEL. **“Normas de proyectos para las líneas de 138 kV – Sistema Nacional de transmisión”**
- [8] EX INECEL. (1974). **“Proyecto Pisayambo, líneas de Transmisión, Memoria descriptiva del proyecto”**. Quito – Ecuador.
- [9] EX INECEL. (1974). **“Proyecto Hidroeléctrico Pisayambo, Centra Pucara, “Memoria descriptiva del proyecto”**. Quito – Ecuador.
- [10] EX INECEL. (1974). **“Proyecto Hidroeléctrico Pisayambo, Planos 138 kV Torre tipo N”**. Quito – Ecuador.
- [11] EX INECEL. (1974). **Proyecto Hidroeléctrico Pisayambo, “Planos 138 kV Torre tipo C”**. Quito – Ecuador.
- [12] Canelos, Raúl. EPN - 2010. **“Diseño de Líneas de Transmisión de Alta Tensión”**

- [13] Coria, Lino. Instituto Tecnológico de Moreira. **“Cálculo de Parámetros y Operación en Estado Estacionario de Líneas de Transmisión”**
http://www.itmorelia.edu.mx/electrica/Notas/Lino_Coria/Sistemas_de_Potencia/LT01.pdf
- [14] IEEE Standard 738-1993. **“IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors”**. IEEE. USA. 1993.
- [15] **“MANUAL DIgSILENT PowerFactory”** Version 13 Germany: DIgSILENT GmbH (2003)
- [16] <http://www.tuveras.com/lineas/aereas/lineasaereas.htm>
- [17] Universidad Vigo. **“Cálculo mecánico”**
www.eueti.uvigo.es/files/.../calculo_mecanico_de_lineas_4_10_10.doc
- [18] **“DISEÑO DE LA LINEA DE TRANSMISION A 138 KV PALANDA – LOJA”**
http://hidroelectricadelsur.com/uploads/Memoria_T.._1_.doc
- [19] Semblantes, Marcelo. EPN - 2010. **“Diseño de una torre de transmisión eléctrica autosoportante para una línea de 69 kV”**
www.bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2587/1/CD-3271.pdf
- [20] Toledo, Enrique – Wiesner, Ignacio. ESPOL 2005. **“Diseño y Construcción de Banco de Pruebas para Torres de Transmisión Eléctrica”**
www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/423/1/726.pdf
- [21] **“Normas técnicas complementarias para diseño y construcción de estructuras metálicas”** <http://www.scribd.com/doc/47997205/ntc-metalicas>
- [22] Nexans. **“Capacidad de conducción de corriente en conductores de Aluminio”**
http://www.nexans.com.br/SouthAmerica/group/doc/pt_BR/CapCorrAlNu_pt.pdf

[23] GENERAL CABLE- CIGRE (2008). **“Conductores de alta Capacidad y Parques Eólicos”**

http://www.cigre.cl/sem_9_sept/presentaciones/General%20Cable.pdf

[24] GENERAL CABLE. **“TransPowr™ ACSS Bare Overhead Conductor”**

http://www.generalcable.com/NR/rdonlyres/DA8BE4C0-28F9-463F-8859-1A05FAA7B2F1/0/108116_TransPowr_ACSS.pdf.

[25] SHANGHAI CABLE WORKS CO.,LTD. **“Conductores para Líneas Aéreas**

Tipo ACCC” www.innoconsulting.com.ar/innorep/html/pdf/Cat_acc.pdf

[26] 3M™. **“Aluminum Conductor Composite Reinforced”**

http://multimedia.3m.com/mws/mediawebserver?mwsId=SSSSSu7zK1fslxtUNYtSn8_Bev7qe17zHvTSevTSeSSSSSS--&fn=ACCRSpecSheet_8002800_DMR.pdf

[27] Electrocable. **“Conductores de Aluminio Reforzados con Aleación de Aluminio 6201-T81 ACAR”**

<http://www.electrocable.com/electrocables/espanol/aluminio/acar.htm>.

[28] NOVACERO **“Estudios eléctricos para la conexión de la planta de Novacero al SNT”**

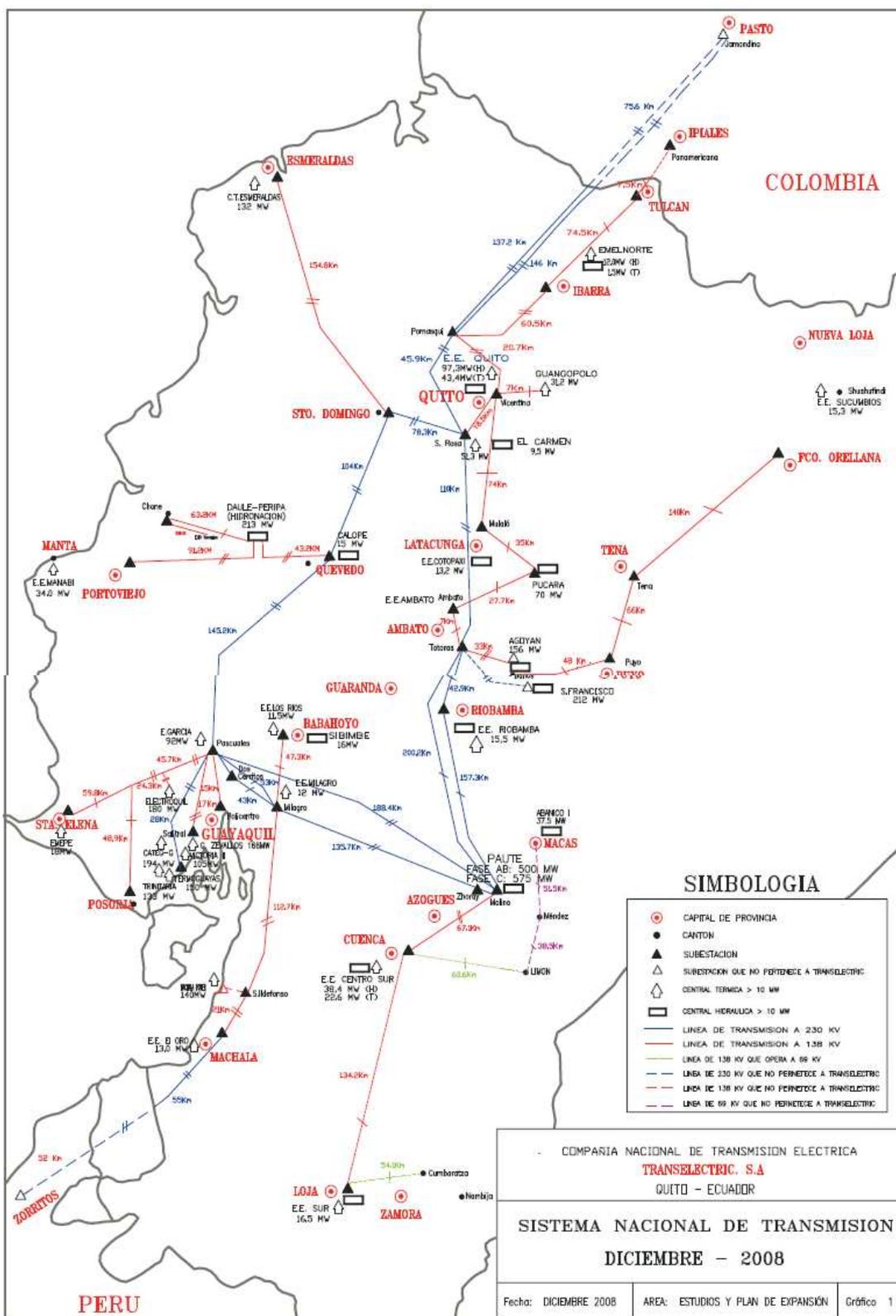
ANEXO N° 1

INTRODUCCIÓN

1.2 FUTURAS CENTRALES DE GENERACIÓN A INCORPORARSE AL SIN [5]

CENTRAL DE GENERACIÓN	POTENCIA INSTALADA (MW)	POSIBLE PUNTO CONEXIÓN	FECHA DE OPERACIÓN
MAZAR	160	Zhoray	1er. Sem. 2010
BABA	42	L/T Quevedo-Sto. Dgo.	2do. Sem. 2010
HIDROTAMBO	8	Bahahoyo	1er. Sem. 2011
CHORRILLOS	4	Loja	1er. Sem. 2011
SIGCHOS	17.4	Mulaló	1er. Sem. 2011
S.JOSE DE MINAS	6	Pomasqui-E.E.Q.	1er. Sem. 2011
OCAÑA	26	Cuenca	1er. Sem. 2011
VILLONACO	15	Loja	2do. Sem. 2011
LA MERCED DE JONDACHI	18	L/T Tena-F. Orellana	2do. Sem. 2011
ESMERALDAS (Ampliación)	144	Esmeraldas	2do. Sem. 2011
MACHALA POWER II y III	95	San Idelfonso	1er. Sem. 2010
	87		1er. Sem. 2011
HIDROVICTORIA	10	Pifo (El Inga)	1er. Sem. 2012
APAQUÍ	45	L/T Ibarra-Tulcán	1er. Sem. 2012
TOPO	22	Puyo	2do. Sem. 2012
PILALÓ	9.3	Mulaló	2do. Sem. 2012
SOPLADORA	487	Molino	1er. Sem. 2013
MAZAR DUDAS	22.3		1er. Sem. 2013
LLANGANATES	27.6		1er. Sem. 2013
SOLDADOS YANUNCAY	27.8		1er. Sem. 2013
QUIJOS BAEZA	100	El Inga (Pifo)	2do. Sem. 2013
CHONTAL	150	Nagegalito	2do. Sem. 2013
LA UNION	80	Machala	2do. Sem. 2013
TOACHI-PILATÓN	50	L/T Sta. Rosa - Sto. Dgo.	2do. Sem. 2013
	178		
CHESPI	250	Nagegalito	2do. Sem. 2014
MINAS	273	Machala	2do. Sem. 2014
VILLADORA	350	Nagegalito	2do. Sem. 2015
COCA CODO SINCLAIR	1500	Pifo (El Inga)	2do. Sem. 2015

1.3 TOPOLOGÍA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN [4]



1.4 SUBESTACIONES DEL LA EMPRESA TRANSMISORA AL 2009

[5]

SUBESTACIÓN	RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	NÚMERO DE TRANSFORM.	CAPACIDAD (MVA)			TIPO	LTC
			OA	FA	FOA		
MOLINO	230/138/13.8	6+1	450	600	750	auto - 1f	no
PASCUALES	230/138/13.8	6	450	600	750	auto - 1f	no
STA. ROSA	230/138/13.8	6+1	450	600	750	auto - 1f	no
STO. DOMINGO	230/138/13.8	3+1	100	133	167	auto - 1f	no
QUEVEDO	230/138/13.8	3+1	100	133	167	auto - 1f	no
TOTORAS	230/138/13.8	3+1	60	80	100	auto - 1f	no
RIOBAMBA	230/69/13.8	3+1	60	80	100	traf - 1f	si
MILAGRO	230/69/13.8	3+1	100	133	167	auto - 1f	no
MILAGRO	230/138/13.8	1	135	180	225	auto - 3f	no
TRINITARIA	230/138/13.7	1	135	180	225	auto - 3f	no
POMASQUI	230/138/13.8	1	180	240	300	auto - 3f	no
DOS CERRITOS	230/69/13.8	3+1	100	133	167	auto - 1f	si
MACHALA	230/69/13.8	3+1	100	133	167	auto - 1f	si
TULCAN	138/69/13.8	1	20	27	33	auto - 3f	si
IBARRA	138/69/13.8	1	20	27	33	auto - 3f	si
IBARRA	138/69/13.8	1	40	53	66	auto - 3f	si
IBARRA	138/34.5/13.8	1	30	40	40	traf - 3f	no
MOVIL	138/69/46	1	30	32	32	traf - 3f	no
VICENTINA	138/46/13.8	1	33	48	48	traf - 3f	no
STA. ROSA	138/46/13.8	1	45	60	75	traf - 3f	si
MULALO	138/69/13.8	1	40	53	66	auto - 3f	si
AMBATO	138/69/13.8	1	33	43	43	auto - 3f	no
TOTORAS	138/69/13.8	3+1	60	80	100	auto - 1f	no
CUENCA	138/69/13.8	3+1	60	80	100	auto - 1f	no
LOJA	138/69/13.8	1	40	53	66	auto - 3f	si
ESMERALDAS	138/69/13.8	1	45	60	75	auto - 3f	si
STO. DOMINGO	138/69/13.8	3	60	80	100	auto - 1f	no
QUEVEDO	138/69/13.8	3+1	101	134	168	auto - 1f	si
PORTOVIEJO	138/69/13.8	2	90	120	150	auto - 3f	si
CHONE	138/69/13.8	1	40	50	60	auto - 3f	si
PASCUALES	138/69/13.8	1	134	168	224	auto - 3f	si
SALITRAL	138/69/13.8	6+2	180	240	300	auto - 1f	no
TRINITARIA	138/69/13.8	3+1	90	120	150	auto - 1f	si
POLICENTRO	138/69/13.8	3+1	90	120	150	auto - 1f	si
STA. ELENA	138/69/13.8	1	40	53	66	auto - 3f	si
POSORJA	138/69/13.8	1	20	27	33	auto - 3f	si
BABAHOYO	138/69/13.8	1	40	53	66	auto - 3f	si
MACHALA	138/69/13.8	6	120	160	200	auto - 1f	si
PUYO	138/69/13.8	1	20	27	33	auto - 3f	si
TENA	138/69/13.8	1	20	27	33	auto - 3f	si
COCA	138/69/13.8	1	20	27	33	auto - 3f	si
TOTAL (MVA)			3,981	5,287	6,578		

1.5 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL LA EMPRESA TRANSMISORA AL 2009 [5]

NOMBRE DE LA LÍNEA	VOLTAJE (kV) (0)	LONGITUD (Km)	CAPACIDAD TRANSMISIÓN (MVA) (1)	NÚMERO DE CIRCUITOS	CONDUCTOR DE FASE	
					TIPO	CALIBRE
Sta. Rosa - Sto. Domingo	230	78.34	342.0	2	ACSR	1113
Sto. Domingo - Quevedo	230	104.00	353.0	2	ACSR	1113
Quevedo - Pascuales	230	145.25	353.0	2	ACSR	1113
Milagro - Pascuales (2)	230	52.76	353.0	1	ACSR	1113
Milagro - Dos Cerritos (2)	230	42.87	353.0	1	ACSR	1113
Dos Cerritos - Pascuales (2)	230	9.89	353.0	1	ACSR	1113
Molino (Paute) - Milagro	230	135.74	342.0	2	ACSR	1113
Sta. Rosa - Totoras	230	110.10	342.0	2	ACSR	1113
Molino (Paute) - Totoras (2)	230	200.20	342.0	1	ACSR	1113
Molino (Paute) - Riobamba (2)	230	157.32	342.0	1	ACSR	1113
Riobamba - Totoras (2)	230	42.88	342.0	1	ACSR	1113
Paute - Pascuales	230	188.43	342.0	2	ACSR	1113
Pascuales - Trinitaria	230	28.28	353.0	1	ACSR	1113
Santa Rosa - Pomasqui	230	45.90	340.0	2	ACAR	1200
Pomasqui - Frontera norte, 1 era línea	230	136.40	340.0	2	ACAR	1200
Pomasqui - Frontera norte, 2 da línea	230	136.20	340.0	2	ACAR	1200
Machala - Frontera sur	230	53.19	340.0	2	ACAR	1200
		1667.75				

NOMBRE DE LA LÍNEA	VOLTAJE (kV) (0)	LONGITUD (Km)	CAPACIDAD TRANSMISIÓN (MVA) (1)	NÚMERO DE CIRCUITOS	CONDUCTOR DE FASE	
					TIPO	CALIBRE
Pucará - Ambato	138	27.74	112.0	1	ACSR	477
Pucará - Mulaló	138	35.00	112.0	1	ACSR	477
Mulaló - Vicentina (3)	138	74.00	112.0	1	ACSR	477
Vicentina - Guangopolo	138	7.00	112.0	1	ACSR	477
Sta. Rosa - Vicentina	138	18.50	112.0	1	ACSR	477
Vicentina - Pomasqui	138	20.40	112.0	2	ACSR	477
Pomasqui - Ibarra	138	60.50	112.0	2	ACSR	477
Ibarra - Tulcán	138	74.48	115.5	1	ACSR	477
Tulcán - Frontera	138	7.50	115.5	1	ACSR	477
Sto. Domingo - Esmeraldas	138	154.80	113.2	2	ACSR	397.5
Pasuales - Salitral	138	17.40	126.0	2	ACSR	477
Trinitaria - Salitral	138	12.00	211.8	1	ACSR	1113
Pasuales - Policentro	138	15.10	126.0	2	ACSR	477
Quevedo - Daule Peripa (4)	138	43.20	113.2	2	ACSR	397.5
Daule Peripa - Portoviejo (4)	138	91.20	113.2	2	ACSR	397.5
Daule Peripa - Chone	138	63.20	113.2	1	ACSR	397.5
Chone - Severino	138	22.80	113.2	1	ACSR	397.5
Milagro - Babahoyo	138	47.30	113.5	1	ACSR	397.5
Molino (Paute) - Cuenca	138	67.08	99.5	2	ACSR	397.5
Cuenca - Loja	138	134.20	99.5	1	ACSR	397.5
Pasuales - Santa Elena	138	105.50	113.5	1	ACSR	397.5
Pasuales - Electroquil (5)	138	38.03	113.5	1	ACSR	397.5
Electroquil - Las Juntas (6)	138	35.24	113.5	1	ACSR	397.5
Las Juntas - Posorja	138	48.87	113.5	1	ACSR	397.5
Milagro - San Idelfonso	138	112.78	113.5	2	ACSR	397.5
San Idelfonso - Machala	138	21.00	113.5	2	ACSR	397.5
Totoras - Agoyán	138	33.00	133.0	2	ACSR	636
Totoras - Ambato	138	7.00	99.5	1	ACSR	397.5
Tena - F. de Orellana	138	142.14	90.0	1	ACAR	300.0
Baños - Puyo	138	50.14	88.8	1	ACSR	266.8
Puyo - Tena	138	61.90	88.8	1	ACSR	266.8
Cuenca - Limón (7)	138	60.77	88.8	1	ACSR	266.8
Loja - Cumbaratza (7)	138	54.10	88.8	1	ACSR	266.8
		1763.87				

Notas:

(0) Voltaje de diseño.

(1) Capacidad de transmisión de diseño y por circuito.

(2) Líneas Milagro-Pasuales y Molino-Totoras, que se seccionan en las subestaciones Dos Cerritos y Riobamba, respectivamente.

(3) Los 18.5 Km finales comparte las estructuras con la LT Sta. Rosa - Vicentina.

(4) Incluye Tramo Daule - Peripa hasta el seccionamiento de LT Quevedo - Portoviejo, 13.7 km que no es de propiedad de TRANSELECTRIC

(5) Hasta la estructura 56 comparte las mismas estructuras de la LT Pasuales-Sta. Elena, incluye 13.8 km de propiedad de Electroquil.

(6) De la estructura 56 hasta Las Juntas comparte las mismas estructuras de la LT Pasuales-S. Elena, incluye 13.8 km propiedad de Electroquil.

(7) Actualmente operan energizadas a 69 kV, TRANSELECTRIC no recibe remuneración.

1.6 PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN 2009-2020 [5]

1. Ampliación de Subestaciones.
2. Reserva de Subestaciones (Regulación de Calidad del Servicio).
3. Modernización de Subestaciones y Medición de la Calidad Servicio.
4. Sistema de Registro de Eventos - primera fase.
5. Sistema de transmisión Milagro - Machala, 230 kV.
6. Sistema de transmisión Cuenca - Loja, 138 kV.
7. Sistema de transmisión Quevedo - Portoviejo, 230 kV.
8. Sistema de transmisión Zhoray - Cuenca, 230 kV.
9. Sistema de transmisión Lago Chongón - Sta. Elena, 138 kV.
10. Compensación capacitiva.
11. Segunda línea Pomasqui – Sta. Rosa 230 kV.
12. Sistema de transmisión Nororiente, 138 kV.
13. Sistema de transmisión Salitral - Trinitaria, 138 kV.
14. Subestación Nueva Prosperina (Perimetral), 230/69 kV.
15. Sistema de transmisión Trinitaria - Las Esclusas, 230 kV.
16. Subestación Pifo (El Inga), 230/138 kV.
17. Sistema de transmisión Totoras - Quevedo, 230 kV.
18. Sistema de transmisión Loja - Cumbaratza, 138 kV.
19. Subestación Quinindé, 138/69 kV.
20. Línea de transmisión Totoras - Ambato, 138 kV (repotenciación).
21. Sistema de transmisión Coca Codo Sinclair - Nueva Loja, 230kV.
22. Sistema de transmisión Totoras - Guaranda, 138 kV.
23. Sistema transmisión S. Gregorio - San Juan de Manta, 230 kV.
24. Sistema de transmisión Machala- La Unión - Minas, 230 kV.
25. Sistema de transmisión Pomasqui - Chespí, 138 kV.
26. Sistema de transmisión Toachi Pilatón, 230 kV.
27. Sistema de transmisión Yaguachi - Nueva Salitral, 230 kV.
28. Subestación Chavezpamba (Tabacundo), 138/69 kV.
29. Sistema transmisión Dos Cerritos - Las Orquídeas, 138 kV.
30. Sistema de transmisión Dos Cerritos - Durán, 138 kV.
31. Sistema de transmisión Nueva Loja - Orellana, 138 kV.
32. Sistema de transmisión Nueva Prosperina - Santa Elena, 230 kV.
33. Subestación La Troncal (ex Milagro), 230/69 kV.
34. Sistema de transmisión Esmeraldas - Sto. Domingo, 230 kV.
35. Sistema de transmisión Milagro - Las Esclusas, 230 kV.
36. Sistema de transmisión Las Esclusas - Caraguay, 138 kV.
37. Subestación Pascuales, 138/69 kV, ampliación.
38. Sistema de transmisión de 500 kV

ANEXO N° 2

**ANÁLISIS DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTES
ACTUALES**

2.1 HIPÓTESIS PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE TORRES Y RESUMEN DE LAS ECUACIONES PARA EL CÁLCULO DE LOS ARBOLES DE CARGA SEGÚN NORMAS CELEC TRANSELECTRIC [7]

Anexo: 2.1.1 HIPÓTESIS DE CARGA PARA ESTRUCTURAS DE SUSPENSIÓN			
Hipótesis	Solicitaciones	Condiciones de calculo	Casos
1) Viento máximo	- Cargas verticales - Viento máximo - Efecto ángulo	- Viento máximo - Temperatura mínima	1A) Viento máximo a 90 ° con respecto a la línea 1B) Viento máximo a 45 ° con respecto a la línea 1C) Viento máximo a 0 ° con respecto a la línea
2) Sobrecarga Vertical	- Cargas verticales - Sobrecarga vertical - Viento 1/4 - Efecto ángulo	- Viento ¼ - Temperatura media	2A) Viento ¼ a 90 ° con respecto a la línea 2B) Viento ¼ a 45 ° con respecto a la línea 2C) Viento ¼ a 0 ° con respecto a la línea.
3) Sobrecarga longitudinal	- Cargas verticales - Viento 1/4 - Sobrecarga longitudinal - Efecto ángulo	- Viento ¼ - Temperatura media	3A) Conductor de guardia roto con viento ¼ a 90 ° con respecto a la línea 3B) Conductor roto con viento ¼ a 90 ° con respecto a la línea 3C) Conductor de guardia roto con viento ¼ a 0 ° con respecto a la línea 3D) Conductor roto con viento ¼ a 0 ° con respecto a la línea
4) Desequilibrio longitudinal	- Cargas verticales - Viento 1/2 - Desequilibrio longitudinal - Efecto ángulo	- Viento 1/2 - Temperatura mínima	4A) Viento 1/2 a 90 ° con respecto a la línea

Anexo: 2.1.2 HIPÓTESIS DE CARGA PARA ESTRUCTURAS DE ANCLAJE			
Hipótesis	Solicitaciones	Condiciones de calculo	Casos
1) Viento máximo	<ul style="list-style-type: none"> - Cargas verticales - Viento máximo - Efecto ángulo 	<ul style="list-style-type: none"> - Viento máximo - Temperatura mínima 	1A) Viento máximo a 90 ° con respecto a la línea 1B) Viento máximo a 45 ° con respecto a la línea 1C) Viento máximo a 0 ° con respecto a la línea
2) Sobrecarga Vertical	<ul style="list-style-type: none"> - Cargas verticales - Sobrecarga vertical - Viento 1/4 - Efecto ángulo 	<ul style="list-style-type: none"> - Viento ¼ - Temperatura media 	2A) Viento ¼ a 90 ° con respecto a la línea 2B) Viento ¼ a 45 ° con respecto a la línea 2C) Viento ¼ a 0 ° con respecto a la línea.
3) Sobrecarga longitudinal	<ul style="list-style-type: none"> - Cargas verticales - Viento 1/4 - Sobrecarga longitudinal - Efecto ángulo 	<ul style="list-style-type: none"> - Viento ¼ - Temperatura mínima 	3A) Conductor de guardia roto con viento ¼ a 90 ° con respecto a la línea 3B) Conductor roto con viento ¼ a 90 ° con respecto a la línea 3C) Conductor de guardia roto con viento ¼ a 0 ° con respecto a la línea 3D) Conductor roto con viento ¼ a 0 ° con respecto a la línea
4) Desequilibrio longitudinal	<ul style="list-style-type: none"> - Cargas verticales - Viento 1/2 - Desequilibrio longitudinal - Efecto ángulo 	<ul style="list-style-type: none"> - Viento 1/2 - Temperatura mínima 	4A) Viento 1/2 a 90 ° con respecto a la línea
5) Tendido	<ul style="list-style-type: none"> - Cargas verticales - Viento 1/4 - Tendido - Efecto ángulo 	<ul style="list-style-type: none"> - Viento ¼ - Temperatura mínima 	5A) Viento 1/4 a 90 ° con respecto a la línea

Anexo: 2.1.3 HIPÓTESIS DE CARGA PARA ESTRUCTURAS DE REMATE			
Hipótesis	Solicitaciones	Condiciones de calculo	Casos
1) Viento máximo	<ul style="list-style-type: none"> - Cargas verticales - Viento máximo - Remate - Efecto ángulo 	<ul style="list-style-type: none"> - Viento máximo - Temperatura mínima 	1A) Viento máximo a 90 ° con respecto a la línea
2) Sobrecarga Vertical	<ul style="list-style-type: none"> - Cargas verticales - Sobrecarga vertical - Viento ¼ - Remate - Efecto ángulo 	<ul style="list-style-type: none"> - Viento ¼ - Temperatura media 	2A) Viento ¼ a 90 ° con respecto a la línea
3) Tendido	<ul style="list-style-type: none"> - Cargas verticales - Viento 1/4 - Tendido - Efecto ángulo 	<ul style="list-style-type: none"> - Viento ¼ - Temperatura mínima 	3A) Viento 1/4 a 90 ° con respecto a la línea

ANEXO: 2.1.4 ECUACIONES PARA CALCULAR HIPÓTESIS DE CARGA PARA ESTRUCTURAS DE SUSPENSIÓN			
Para:	HIPÓTESIS: 1) VIENTO MÁXIMO		
	Caso 1A	Caso 1B	Caso 1C
Conductor	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$
	$Tc = (P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tc = (P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot \cos(45) \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tc = \left(2 \cdot T_{max} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$
	$Lc = 0$	$Lc = 0$	$Lc = (P_v \cdot \phi_c \cdot f_c) \cdot 1,2$
Hilo de Guardia	$Vcg = (P_{ocg} \cdot V_p) \cdot 1,4$	$Vcg = (P_{ocg} \cdot V_p) \cdot 1,4$	$Vcg = (P_{ocg} \cdot V_p) \cdot 1,4$
	$Tcg = (P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tcg = (P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1,5 \cdot \cos(45) + \left(2 \cdot T_{max.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tcg = \left(2 \cdot T_{max.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$
	$Lcg = 0$	$Lcg = 0$	$Lc = (P_v \cdot \phi_{cg} \cdot f_{cg}) \cdot 1,2$
Para:	HIPÓTESIS: 2) SOBRECARGA VERTICAL		
	Caso 2A	Caso 2B	Caso 2C
Conductor	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$
	$Vc' = ((P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,2$	$Vc' = ((P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,2$	$Vc' = ((P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,2$
	$Tc = (P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot 1/4 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{EDS} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tc = (P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot 1/4 \cdot \cos(45) \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{EDS} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tc = \left(2 \cdot T_{EDS} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$
	$Lc = 0$	$Lc = 0$	$Lc = (P_v \cdot \phi_c \cdot f_c) \cdot 1/4 \cdot 1,2$
Hilo de Guardia	$Vcg = (P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4$	$Vcg = (P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4$	$Vcg = (P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4$
	$Vcg' = ((P_{ocg} \cdot V_p) \cdot 1,2$	$Vcg' = ((P_{ocg} \cdot V_p) \cdot 1,2$	$Vcg' = ((P_{ocg} \cdot V_p) \cdot 1,2$
	$Tcg = (P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1/4 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{EDS.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tcg = (P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1/4 \cdot 1,5 \cdot \cos(45) + \left(2 \cdot T_{EDS.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tcg = \left(2 \cdot T_{EDS.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$
	$Lcg = 0$	$Lcg = 0$	$Lc = (P_v \cdot \phi_{cg} \cdot f_{cg}) \cdot 1/4 \cdot 1,2$

Para:	HIPÓTESIS: 3) SOBRECARGA LONGITUDINAL			
	Caso 3A	Caso 3B	Caso 3C	Caso 3D
Conductor	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$	$Vc = [(P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4]/2$	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$	$Vc = [(P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4]/2$
	$Tc = (P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot 1/4 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{EDS} \cdot \text{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tc = [(P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot 1/4 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{EDS} \cdot \text{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4]/2$	$Tc = \left(2 \cdot T_{EDS} \cdot \text{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tc = \left[\left(2 \cdot T_{EDS} \cdot \text{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4\right]/2$
	$Lc = 0$	$Lc = (0,75 \cdot T_{EDS}) \cdot 1,2$	$Lc = (P_v \cdot \phi_c \cdot f_c) \cdot 1/4 \cdot 1,2$	$Lc = (0,75 \cdot T_{EDS}) \cdot 1,2$
Hilo de Guardia	$Vcg = [(P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4]/2$	$Vcg = (P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4$	$Vcg = [(P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4]/2$	$Vcg = (P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4$
	$Tcg = [(P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1/4 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{EDS.cg} \cdot \text{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4]/2$	$Tcg = (P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1/4 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{EDS.cg} \cdot \text{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tcg = \left[\left(2 \cdot T_{EDS.cg} \cdot \text{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4\right]/2$	$Tcg = \left(2 \cdot T_{EDS.cg} \cdot \text{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$
	$Lcg = (0,75 \cdot T_{EDS.cg}) \cdot 1,2$	$Lcg = 0$	$Lcg = (0,75 \cdot T_{EDS.cg}) \cdot 1,2$	$Lcg = (P_v \cdot \phi_{cg} \cdot f_{cg}) \cdot 1/4 \cdot 1,2$
Para:	HIPÓTESIS: 4) DESIQUILIBRIO LONGITUDINAL			
	Caso 4A			
Conductor	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$			
	$Tc = (P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot 1/2 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{EDS} \cdot \text{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$			
	$Lc = (0,2 \cdot T_{EDS}) \cdot 1,2$			
Hilo de Guardia	$Vcg = (P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4$			
	$Tcg = [(P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1/2 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{EDS.cg} \cdot \text{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4]$			
	$Lcg = (0,2 \cdot T_{EDS.cg}) \cdot 1,2$			

ANEXO: 2.1.5 ECUACIONES PARA CALCULAR LAS HIPÓTESIS DE CARGA PARA ESTRUCTURAS DE ANCLAJE			
Para:	HIPÓTESIS: 1) VIENTO MÁXIMO		
	Caso 1A	Caso 1B	Caso 1C
Conductor	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$
	$Tc = (P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tc = (P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot \cos(45) \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tc = \left(2 \cdot T_{max} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$
	$Lc = 0$	$Lc = 0$	$Lc = (P_v \cdot \phi_c \cdot f_c) \cdot 1,2$
Hilo de Guardia	$Vcg = (P_{ocg} \cdot V_p) \cdot 1,4$	$Vcg = (P_{ocg} \cdot V_p) \cdot 1,4$	$Vcg = (P_{ocg} \cdot V_p) \cdot 1,4$
	$Tcg = (P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tcg = (P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1,5 \cdot \cos(45) + \left(2 \cdot T_{max.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tcg = \left(2 \cdot T_{max.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$
	$Lcg = 0$	$Lcg = 0$	$Lc = (P_v \cdot \phi_{cg} \cdot f_{cg}) \cdot 1,2$
Para:	HIPÓTESIS: 2) SOBRECARGA VERTICAL		
	Caso 2A	Caso 2B	Caso 2C
Conductor	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$
	$Vc' = ((P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,2$	$Vc' = ((P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,2$	$Vc' = ((P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,2$
	$Tc = (P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot 1/4 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{EDS} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tc = (P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot 1/4 \cdot \cos(45) \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{EDS} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tc = \left(2 \cdot T_{EDS} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$
	$Lc = 0$	$Lc = 0$	$Lc = (P_v \cdot \phi_c \cdot f_c) \cdot 1/4 \cdot 1,2$
Hilo de Guardia	$Vcg = (P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4$	$Vcg = (P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4$	$Vcg = (P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4$
	$Vcg' = ((P_{ocg} \cdot V_p) \cdot 1,2$	$Vcg' = ((P_{ocg} \cdot V_p) \cdot 1,2$	$Vcg' = ((P_{ocg} \cdot V_p) \cdot 1,2$
	$Tcg = (P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1/4 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{EDS.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tcg = (P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1/4 \cdot 1,5 \cdot \cos(45) + \left(2 \cdot T_{EDS.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tcg = \left(2 \cdot T_{EDS.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$
	$Lcg = 0$	$Lcg = 0$	$Lc = (P_v \cdot \phi_{cg} \cdot f_{cg}) \cdot 1/4 \cdot 1,2$

Para:	HIPÓTESIS: 3) SOBRECARGA LONGITUDINAL			
	Caso 3A	Caso 3B	Caso 3C	Caso 3D
Conductor	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$	$Vc = [(P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4]/2$	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$	$Vc = [(P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4]/2$
	$Tc = (P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot 1/4 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tc = [(P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot 1/4 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4]/2$	$Tc = \left(2 \cdot T_{max} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tc = \left[\left(2 \cdot T_{max} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4\right]/2$
	$Lc = 0$	$Lc = (T_{max} \cdot \cos \left(\frac{\alpha}{2}\right)) \cdot 1,2$	$Lc = (P_v \cdot \phi_c \cdot f_c) \cdot 1/4 \cdot 1,2$	$Lc = (T_{max} \cdot \cos \left(\frac{\alpha}{2}\right)) \cdot 1,2$
Hilo de Guardia	$Vcg = [(P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4]/2$	$Vcg = (P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4$	$Vcg = [(P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4]/2$	$Vcg = (P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4$
	$Tcg = [(P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1/4 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4]/2$	$Tcg = (P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1/4 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$	$Tcg = \left[\left(2 \cdot T_{max.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4\right]/2$	$Tcg = \left(2 \cdot T_{max.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$
	$Lcg = (T_{max.cg} \cdot \cos \left(\frac{\alpha}{2}\right)) \cdot 1,2$	$Lcg = 0$	$Lcg = (T_{max.cg} \cdot \cos \left(\frac{\alpha}{2}\right)) \cdot 1,2$	$Lcg = (P_v \cdot \phi_{cg} \cdot f_{cg}) \cdot 1/4 \cdot 1,2$
Para:	HIPÓTESIS: 4) DESIQUILIBRIO LONGITUDINAL			
	Caso 4A			
Conductor	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$			
	$Tc = (P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot 1/2 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{EDS} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$			
	$Lc = (0,5 \cdot T_{max}) \cdot 1,2$			
Hilo de Guardia	$Vcg = (P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4$			
	$Tcg = [(P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1/2 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{EDS.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4]$			
	$Lcg = (0,5 \cdot T_{max.cg}) \cdot 1,2$			
Para:	HIPÓTESIS: 5) TENDIDO			
	Caso 5A			
Conductor	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$			
	$Tc = (P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot 1/4 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$			
Hilo de	$Vcg = (P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4$			

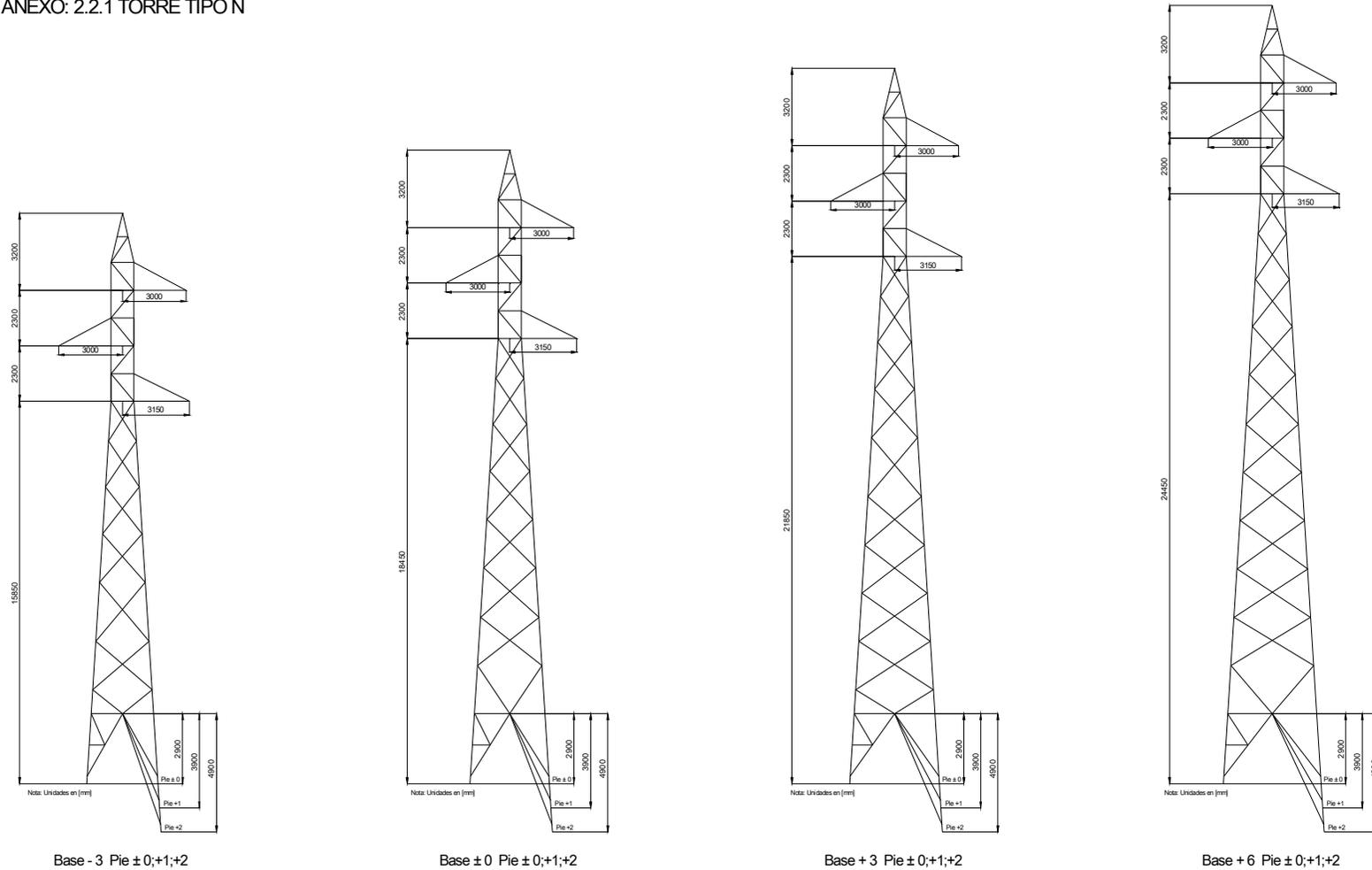
Guardia	$T_{cg} = [(P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1/4 \cdot 1,5 + (2 \cdot T_{max.cg} \cdot \text{sen}(\frac{\alpha}{2})) \cdot 1,4]$
----------------	--

ANEXO: 2.1.5 ECUACIONES PARA CALCULAR LAS HIPÓTESIS DE CARGA PARA ESTRUCTURAS DE REMATE	
Para:	HIPÓTESIS: 1) VIENTO MÁXIMO
	Caso 1A
Conductor	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$
	$Tc = (P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$
	$Lc = (T_{max}) \cdot 1,4$
Hilo de Guardia	$Vcg = (P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4$
	$Tcg = [(P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4]$
	$Lc = (T_{max.cg}) \cdot 1,4$
Para:	HIPÓTESIS: 2) SOBRECARGA VERTICAL
	Caso 2A
Conductor	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$
	$Vc' = ((P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,2$
	$Tc = (P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$
	$Lc = (T_{max}) \cdot 1,4$
Hilo de Guardia	$Vcg = (P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4$
	$Vcg' = ((P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,2$
	$Tcg = [(P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4]$
	$Lc = (T_{max.cg}) \cdot 1,4$
Para:	HIPÓTESIS: 3) TENDIDO
	Caso 1A
Conductor	$Vc = (P_{oc} \cdot V_p + P_{cad} + P_{acs}) \cdot 1,4$
	$Tc = (P_v \cdot \phi_c \cdot V_v + T_{cad}) \cdot 1/4 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4$
Hilo de Guardia	$Vcg = (P_{oc} \cdot V_p) \cdot 1,4$
	$Tcg = [(P_v \cdot \phi_{cg} \cdot V_v) \cdot 1/4 \cdot 1,5 + \left(2 \cdot T_{max.cg} \cdot \text{sen} \left(\frac{\alpha}{2}\right)\right) \cdot 1,4]$

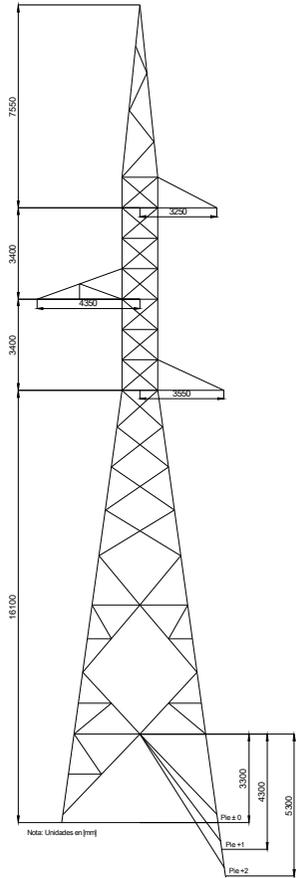
2.2 DIBUJO DE LA TORRE TIPO N Y TIPO C DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ [10]

[11]

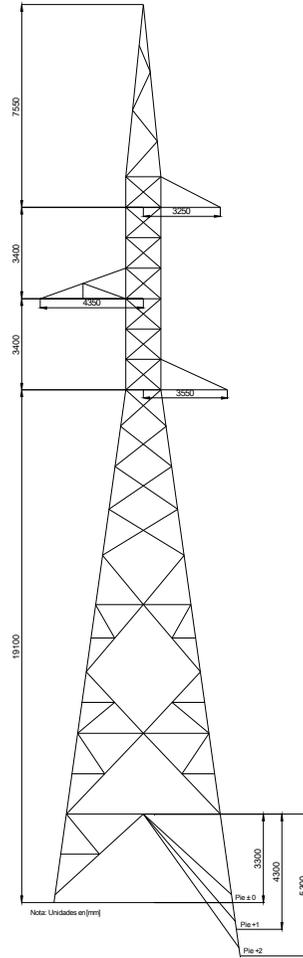
ANEXO: 2.2.1 TORRE TIPO N



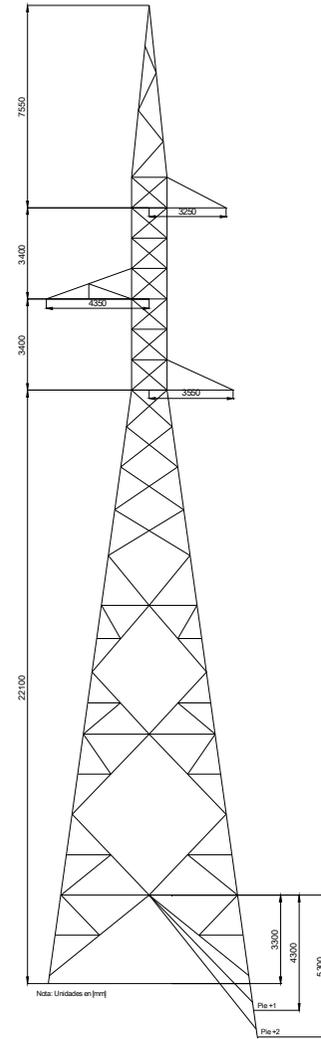
ANEXO: 2.2.2 TORRE TIPO C



Base ± 0 Pie ± 0,+1,+2



Base +3 Pie ± 0,+1,+2



Base +6 Pie ± 0,+1,+2

2.3 TABLA DE UBICACIÓN DE LAS TORRES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ [6]

TABLA DE UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS LINEA DE TRANSMISION PUCARA-MULALO 138KV									
ESTRUCTURA		ABSCISA (m)	COTA (m)	VANO		CARGA	Alt. P.	COORD. N	COORD. E.
No	TIPO			ATRÁS (m)	MEDIO (m)	VERTICAL (Kg)	AMARRE (m)		
1	C	0,00		0,00	264		15,00		
2	C	528,00	3257,86	528,00	425,00	661,74	15,00	9.880.815,950	783.069,240
3	N+3	850,00		322,00	323,50		14,00		
4	A	1175,00	3345,34	325,00	284,50	680,93	15,00	9.880.868,270	782.424,000
5	N+3	1419,00		244,00	284,50		14,00		
6	R	1744,00		325,00	407,00	481,68	14,00		
7	R	2233,00		489,00	438,50		14,00		
8	N+3	2621,00		388,00	338,00	376,56	14,00		
9	N-3	2909,00		288,00	343,00		14,00		
10	N-3	3307,00		398,00	333,00		14,00		
11	R+6	3575,00	3138,39	268,00	385,00	484,42	15,00	9.882.056,050	780.339,760
12	R+3	4077,00		502,00	449,50	484,42	14,00		
13	N	4474,00		397,00	349,50		14,00		
14	R	4776,00		302,00	398,00		14,00		
15	R	5270,00		494,00	397,00	435,06	14,00		
16	C	5570,00		300,00	455,50		15,00		
17	C	6181,00	3126,77	611,00	431,50		15,00	9.883.194,030	777.991,990
18	N	6433,00		252,00	313,00		14,00		
19	N	6807,00		374,00	327,00	369,26	14,00		
20	R+3	7087,00		280,00	421,00	420,44	14,00		
21	R+3	7649,00		562,00	448,00		14,00		
22	A	7983,00	3028,82	334,00	387,50		15,00	9.883.697,500	776.261,060
23	R+3	8424,00		441,00	457,50		14,00		
24	R	8898,00		474,00	351,00		14,00		
25	T	9126,00	2992,61	228,00	293,50	429,58	14,00	9.883.552,470	775.126,850
26	R+3	9485,00		359,00	369,00		13,00		
27	R+3	9864,00		379,00	382,50		13,00		
28	R+3	10250,00		386,00	379,00		13,00		
29	N	10622,00		372,00	351,50		13,00		
30	N	10953,00		331,00	307,50	367,42	13,00		
31	N	11237,00		284,00	285,00		13,00		
32	N	11523,00		286,00	307,50	329,04	13,00		
33	A	11852,00	2895,08	329,00	281,50		14,00	9.883.639,020	772.401,860
34	R+3	12086,00		234,00	347,00	534,69	14,00		
35	R	12546,00		460,00	418,00		13,00		
36	R+6	12922,00		376,00	396,00		13,00		
37	C+3	13338,00	2722,26	416,00	351,00		14,00	9.884.190,641	771.021,658
38	N	13624,00		286,00	301,00		13,00		
39	N	13940,00		316,00	331,50		13,00		
40	N	14287,00		347,00	343,50	458,83	13,00		
41	N	14627,00		340,00	361,00		13,00		
42	N	15009,00		382,00	327,00		13,00		
43	N	15281,00		272,00	296,00	356,46	13,00		
44	R	15601,00		320,00	360,00		14,00		
45	N	16001,00		400,00	357,50		13,00		
46	N	16316,00		315,00	290,50		13,00		
47	N	16582,00		266,00	275,00		13,00		
48	N	16866,00		284,00	315,00		13,00		
49	N	17212,00		346,00	348,50		13,00		
50	N	17563,00		351,00	366,00		14,00		
51	N+3	17944,00		381,00	368,50	362,86	13,00		
52	N	18300,00		356,00	351,00		13,00		
53	N	18646,00		346,00	345,00		13,00		
54	N	18990,00		344,00	335,00		13,00		
55	N+3	19316,00		326,00	429,00	423,18	13,00		
56	N+3	19848,00		532,00	440,00		13,00		
57	T	20196,00	2743,44	348,00	351,50		14,00	9.890.445,301	768.208,947
58	N	20551,00		355,00	353,50		13,00		
59	R+3	20903,00		352,00	328,00		14,00		
60	N	21207,00		304,00	325,00		13,00		
61	N	21553,00		346,00	339,00		13,00		

62	N-3	21885,00		332,00	293,50		13,00		
63	R	22140,00		255,00	394,00	429,58	13,00		
64	C	22673,00		533,00	602,00		14,00		
65	C+3	23344,00		671,00	468,50		14,00		
66	N+3	23610,00		266,00	319,00	420,44	13,00		
67	N+3	23982,00	2842,23	372,00	346,00	411,30	13,00	9.894.181,070	767.593,510
68	N-3	24302,00		320,00	295,00		13,00		
69	N-3	24572,00		270,00	281,50		13,00		
70	N	24865,00		293,00	291,50		13,00		
71	R	25155,00		290,00	412,50		13,00		
72	R	25690,00		535,00	415,50		13,00		
73	T	25986,00	2847,96	296,00	282,50		14,00	9.869.163,506	767.299,546
74	N-3	26255,00		269,00	312,50		13,00		
75	N+3	26611,00		356,00	311,50	457,00	13,00		
76	C+3	26878,00		267,00	459,00		14,00		
77	C+3	27529,00		651,00	470,50		14,00		
78	R+6	27819,00	2832,68	290,00	324,50	563,02	14,00	9.897.996,567	767.322,656
79	R	28178,00		359,00	411,50		13,00		
80	R+3	28642,00		464,00	347,00		14,00		
81	T+3	28872,00	2859,27	230,00	275,00	524,64	14,00	9.899.049,980	767.351,544
82	N	29192,00		320,00	300,00		13,00		
83	N	29472,00		280,00	294,00		13,00		
84	N	29780,00		308,00	314,50		13,00		
85	R	30101,00		321,00	385,00		13,00		
86	R	30550,00		449,00	381,50		13,00		
87	N	30864,00		314,00	315,00		13,00		
88	R	31180,00		316,00	350,00	425,01	14,00		
89	N-3	31564,00		384,00	344,50		13,00		
90	R	31869,00		305,00	362,00		13,00		
91	R	32288,00		419,00	354,50		13,00		
92	R+3	32578,00		290,00	373,00		14,00		
93	R	33034,00		456,00	395,50		13,00		
94	R	33369,00		335,00	360,00		13,00		
95	N	33754,00		385,00	354,50		13,00		
96	N	34078,00		324,00	326,00	327,21	13,00		
97	R+3	34406,00		328,00	377,50		13,00		
98	R	34833,00	2934,63	427,00	296,00	617,86	14,00	9.904.976,920	766.710,983
99	R	34998,00		165,00	371,50		13,00		
100	R+3	35576,00		578,00	525,00		14,00		
101	T	36048,00	2930,92	472,00	370,00	644,37	14,00	9.906.183,775	766.567,858
102	R+3	36316,00		268,00	320,00		14,00		
103	R	36688,00		372,00	386,00		13,00		
104	R+6	37088,00		400,00	407,50		13,00		
105	R+6	37503,00		415,00	402,50		13,00		
106	R+3	37893,00		390,00	384,50		13,00		
107	R+3	38272,00		379,00	372,50		13,00		
108	R+6	38638,00		366,00	371,00		13,00		
109	R+6	39014,00		376,00	384,00		13,00		
110	R	39406,00		392,00	391,00		14,00		
111	R+6	39796,00		390,00	367,00		13,00		
112	N	10140,00		344,00	326,50		13,00		
113	N	40449,00	2918,46	309,00	333,00		13,00	9.910.584,678	766.542,514
114	N+3	40806,00		357,00	353,00	327,21	13,00		
115	R+6	41155,00		349,00	359,50		13,00		
116	R+3	41525,00		370,00	363,50		13,00		
117	R+6	41882,00		357,00	359,00		13,00		
118	T	43243,00	2943,96	361,00	363,00		14,00	9.912.378,925	766.592,252

2.4 DATOS BÁSICOS DEL CÁLCULO MECÁNICO PROYECTO PISAYAMBO [8]

DATOS BÁSICOS PARA EL CÁLCULO MECÁNICO LÍNEA 138 KV	ANEXO : 2.3.1	
Carga del viento sobre la torre	75	kg/m ²
Presión del viento sobre superficie plana	75	kg/m ²
Presión de viento sobre superficie cilíndrica	39,8	kg/m ²
Peso cadena de suspensión (incluidos herrajes)	85	kg
Peso cadena de retención (2 cadenas) (incluidos herrajes)	160	kg
Peso de un liniero con Herramientas	200	kg
Viento sobre cadena de suspensión	18	kg
Viento sobre cadena de retención (2 cadenas)	36	kg
Peso del conductor Flicker	0,914	kg/m
Peso del cable de Guardia	0,406	kg/m
Viento sobre conductor	0,709	kg/m
Viento sobre el hilo de guardia	0.315	kg/m
Diámetro del conductor	21,49	mm
Diámetro del Guardia	9,5	mm

Fuente: Memoria descriptiva del Proyecto Pisayambo

2.5 CÁLCULO DE LAS HIPOTESIS DE CARGA PARA LA TORRE TIPO N Y TIPO C CON EL CONDUCTOR ACTUAL

ANEXO 2.5.1 CÁLCULO DE LAS HIPÓTESIS DE CARGA PARA TORRE DE SUSPENSIÓN - TIPO N CON ÁNGULO MÁXIMO DE 1 GRADO						
CARGA EN [kg] (CONDUCTOR ASCR FLICKER 477 MCM Y CABLE DE GUARDIA 3/8" Φ)						
HIPOTESIS		1A	2A	3A	3B	4A
C. GUARDIA	CV	398	(341) 398	199	398	398
	TC	195	61	31	61	103
	LC	----	----	734	----	196
CONDUCTOR	CV	1015	(768) 1015	1015	507	1015
	TC	456	142	142	71	243
	LC	----	----	----	1547	413
DATOS						
Presión viento (conductores) [kg/m ²]		39,8				
Vano peso [m]		700				
Vano medio a 1 ° [m]		350				
Peso unitario conductor [kg/m]		0,914				
Diámetro conductor [m]		0,02149				
Tmax conductor[kg]		2241				
Teds conductor [kg]		1719				
Flecha conductor [m]		9,11				
Peso unitario c. guardia [kg/m]		0,406				
Diámetro c. guardia [m]		0,0095				
Tmax c. guardia[kg]		1190				
Teds c. guardia [kg]		815				
Flecha c. guardia [m]		7,45				
Peso aisladores [kg]		56				
Peso accesorios [kg]		29				
viento cadena aisladores [kg]		18				
Angulo de estructura		1				
f.s carga vertical		1,4				
f.s efecto viento		1,5				
f.s efecto ángulo		1,4				
f.s sobrecarga vertical		1,2				
f.s sobrecarga longitudinal		1,2				
f.s desequilibrio longitudinal		1,2				
f.s remate		1,4				
Montaje		1,2				
Notas:						
El valor entre paréntesis corresponde a la sobrecarga vertical						

ANEXO 2.5.2 CÁLCULO DE LAS HIPÓTESIS DE CARGA PARA TORRE DE ANCLAJE - TIPO C PARA ÁNGULO DE HASTA 60 GRADOS -							
CARGA EN [kg] (CONDUCTOR ASCR FLICKER 477 MCM Y CABLE DE GUARDIA 3/8" Φ EXTRA HIGH STRENGTH)							
HIPOTESIS		1A	2A	3A	3B	4A	5A
C. GUARDIA	CV	682	(585) 682	341	682	682	682
	TC	2006	1226	876	1751	1311	1751
	LC	----	----	1237	----	714	----
CONDUCTOR	CV	1760	(1316) 1760	1760	880	1760	1760
	TC	3961	2613	3343	1672	2818	3343
	LC	----	----	----	2329	1345	----
DATOS							
Presión viento [kg/m ²]		39,8					
Vano peso [m]		1200					
Vano medio a 60 ° [m]		600					
Peso unitario conductor [kg/m]		0,914					
Diámetro conductor [m]		0,02149					
Tmax conductor[kg]		2241					
Teds conductor [kg]		1719					
Flecha conductor [m]		9,11					
Peso unitario c. guardia [kg/m]		0,406					
Diámetro c. guardia [m]		0,0095					
Tmax c. guardia[kg]		1190					
Teds c. guardia [kg]		815					
Flecha c. guardia [m]		7,45					
Peso aisladores [kg]		112					
Peso accesorios [kg]		48					
viento cadena aisladores [kg]		36					
Angulo de estructura		60					
f.s carga vertical		1,4					
f.s efecto viento		1,5					
f.s efecto ángulo		1,4					
f.s sobrecarga vertical		1,2					
f.s sobrecarga longitudinal		1,2					
f.s desequilibrio longitudinal		1,2					
f.s remate		1,4					
Montaje		1,2					
Notas:							
El valor entre paréntesis corresponde a la sobrecarga vertical							

ANEXO 2.5.3 CÁLCULO DE LAS HIPÓTESIS DE CARGA PARA TORRE DE REMATE - TIPO C				
CARGA EN [kg] (CONDUCTOR ASCR FLICKER 477 MCM Y CABLE DE GUARDIA 3/8" Φ EXTRA HIGH STRENGTH)				
HIPOTESIS		1A	2A	3A
C. GUARDIA	CV	279	(239) 279	279
	TC	340	85	85
	LC	1666	1666	----
CONDUCTOR	CV	851	(537) 851	851
	TC	824	206	206
	LC	3137	3137	----
DATOS				
Presión viento [kg/m ²]		39,8		
Vano peso [m]		490		
Vano medio a 60 ° [m]		600		
Peso unitario conductor [kg/m]		0,914		
Diámetro conductor [m]		0,02149		
Tmax conductor[kg]		2241		
Teds conductor [kg]		1719		
Flecha conductor [m]		9,11		
Peso unitario c. guardia [kg/m]		0,406		
Diámetro c. guardia [m]		0,0095		
Tmax c. guardia[kg]		1190		
Teds c. guardia [kg]		815		
Flecha c. guardia [m]		7,45		
Peso aisladores [kg]		112		
Peso accesorios [kg]		48		
viento cadena aisladores [kg]		36		
Angulo de estructura		0		
f.s carga vertical		1,4		
f.s efecto viento		1,5		
f.s efecto ángulo		1,4		
f.s sobrecarga vertical		1,2		
f.s sobrecarga longitudinal		1,2		
f.s desequilibrio longitudinal		1,2		
f.s remate		1,4		
Montaje		1,2		
Notas:				
El valor entre paréntesis corresponde a la sobrecarga vertical				

ANEXO N° 3

INTRODUCCIÓN A LAS LÍNEAS DE TRASMISIÓN

3.1 CARACTERÍSTICAS ELECTROMECÁNICAS DEL CONDUCTOR ACTUAL Y DE LOS NUEVOS CONDUCTORES SELECCIONADOS [24],[25],[26],[27]

Nombre Cable	Calibre [MCM]	Formación N .H x D[mm]		Sección Total [mm ²]	Diámetro Ex. [mm]	R. CC a 20°C [Ω/km]	Peso Unitario [kg/m]	Tensión Rotura [kg]	Coef. D. Lineal [10 ⁻⁶ /°C]	M. Elasticidad [kg/mm ²]
		Al	Núcleo							
ACSR flicker	477	24x3,58	7x2,39	273	21,49	0,1195	0,9141	7802	19,681	7380
ACCC/TW "Linnet"	435	8x3,62+12x3,83	1x5,97	248,65	18,29	0,1287	0,664	7460	19,17	7704
ACCC/TW "Brant"	467	8x3,85+12x3,91	1x7,75	284,42	19,53	0,1199	0,743	11783	17,55	7704
ACCC/TW "Lark"	532	8x4,03+12x4,22	1x7,11	309,74	20,5	0,1053	0,823	10342	18,68	7704
ACCC/TW "Hawk"	610	6x4,95+10x4,97	1x7,11	349,27	21,78	0,0918	0,931	10574	19,5	7714
ACCR_297-T16	297	26x2,7	7x2,1	175	17,2	0,1826	0,5016	5492	16,7	8946
ACCR_340-T16	340	26x2,9	7x2,3	200	18,4	0,1596	0,574	6309	16,7	8976
ACCR_405-T16	405	26x3,2	7x2,5	239	20,1	0,1338	0,6844	7489	16,7	8953
ACCR_470-T16	470	26x3,4	7x2,7	277	21,6	0,1153	0,794	8715	16,7	8968
ACSS/Ostrich	300	26x2,73	7x2,12	177	17,27	0,1808	0,6144	5818	19,358	8393
ACSS/Oriole	336	30x2,69	7x2,69	210	18,82	0,1601	0,7859	8682	18,442	9056
ACSS/Ibis	397,5	26x3,14	7x2,44	234	19,89	0,1365	0,8142	7500	19,367	8387
ACSS/Flicker	477	24x3,58	7x2,39	273	21,49	0,1142	0,9142	7455	19,891	8050
ACAR	550	18x3,10 (1350 H19)	19x3,10 (6201 T81)	279	21,7	0,1113	0,766	6530	23,00	6403
ACAR	600	18x3,23 (1350 H19)	19x3,23 (6201 T81)	304	22,61	0,1021	0,833	7166	23,00	6403
ACAR	650	18x3,37 (1350 H19)	19x3,37 (6201 T81)	329	23,59	0,0942	0,905	7755	23,00	6403
ACAR	700	18x3,62 (1350 H19)	19x3,62 (6201 T81)	355	24,43	0,0875	0,974	8118	23,00	6403

ANEXO N° 4

**CÁLCULO ELÉCTRICO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN
PUCARÁ MULALÓ**

4.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL ÁREA DEL PROYECTO PARA LA REPOTENCIACIÓN LÍNEA PUCARÁ MULALÓ

Los datos del área de proyección es necesario para calcular la ampacidad de los conductores, para evaluar el efecto corona, y también para realizar el cálculo mecánico de los conductores.

El área del proyecto de repotenciación recorre áreas típicas de la región sierra con desniveles típicos de montaña, se encuentra en la zona 2 y atraviesa terrenos que se encuentra entre los 2700 y 3000 metros sobre el nivel del mar, alcanzando la cota más alta a los 3500 metros.

El clima en la zona del proyecto corresponde a un clima frío, con presencia de precipitaciones altas durante los meses febrero- mayo y octubre - diciembre, hay presencia de humedad siendo más acentuada en épocas de lluvia. También hay la presencia de niebla en gran parte del año, pero siendo más notable entre los meses de enero y mayo, no hay la presencia de nieve. (Información INAMI)

A continuación se detalla parámetros climatológicos de la zona:

Parámetro	Valor Registrado
Temperatura Máxima	19,8 °C
Temperatura Media	13,5 °C
Temperatura Mínima	8,1 °C
Humedad Relativa	75,5 %
Nubosidad	20,2
Velocidad máxima media del viento	12 km/h
Velocidad mínima media del viento	3,8 km/h

Fuente: INAMHI.

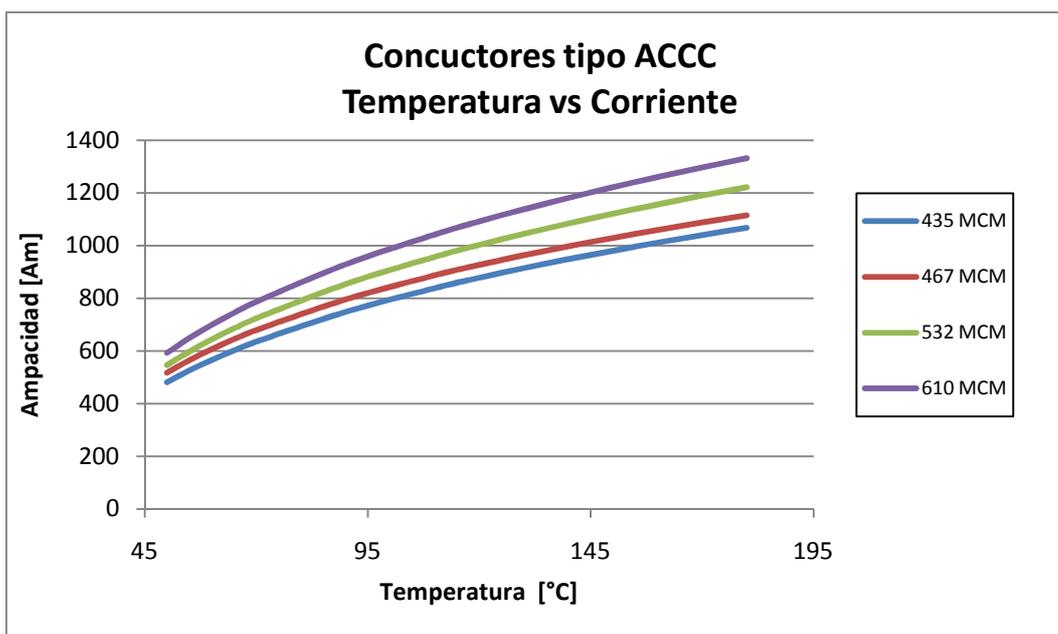
4.2. CÁLCULO DE LA AMPACIDAD DE LOS DIFERENTES TIPOS DE CONDUCTORES DE CATEGORÍA HLS Y CONVENCIONAL.

4.2.1. CÁLCULO DE LA AMPACIDAD – CONDUCTOR TIPO ACCC/TW

CÁLCULO DE AMPACIDAD - CONDUCTOR TIPO ACCC			
Vw	Velocidad del viento Vw	[km/h]	3,8
ϵ	Coefficiente de emisidad ϵ	Adimencional	0,5
α	Coefficiente de absorción solar α	Adimencional	0,5
Ta	Temperatura ambiente del aire Ta [°C]	[°C]	20
Tc	Temperatura máxima admisible del conductor Tc	[°C]	180
	Hora de sol local	[AM]	12:00
Hc	Altitud del sol	[Grados]	65,79
Zc	Alzmut del sol	[Grados]	0
Zi	Alzmut de la línea	[Grados]	135
m.s.m	Altura sobre el nivel del mar	[m]	2900
	Atmosfera	[Atmosfera]	Industrial
Qs	Radiación total del calor sol y del cielo	[watts/pie ²]	91,38993
θ	Ángulo efectivo de incidencia de los rayos solares		106,8562749
μf	Viscosidad absoluta del aire	[Lb/hrpie]	0,0522
ρf	Densidad del aire	[Lb/pie ³]	0,041915172
κf	Conductividad Térmica del aire	[W/pie°C]	0,009548

NOMBRE CLAVE DIÁMETRO EQUIVALENTE	CALIBRE CONDUCTOR [MCM]	SECCION AL mm ²	SECCION TOTAL mm ²	DIAMETRO EXTERIOR mm.	RESISTENCIA C.A. A 20°C ohms/Km.	RESISTENCIA C.A. A 120°C ohms/ km	CAPACIDAD CORRIENTE A 180 °C Amp
ACCC/TW "Linnet"	435	220,66	248,65	18,29	0,1287	0,18092	1067,13
ACCC/TW "Brant"	467	237,25	284,42	19,53	0,1119	0,16842	1114,92
ACCC/TW "Lark"	532	270,00	309,74	20,50	0,1053	0,14808	1221,01
ACCC/TW "Hawk"	610	309,56	349,27	21,78	0,0918	0,12915	1331,75

T° C	CONDUCTORES TIPO ACCC (AMPERIOS)			
	435 MCM	467 MCM	532 MCM	610 MCM
50	481,2302167	517,1698088	546,2172636	593,1890929
55	525,6414789	564,2330175	597,3642578	649,1774857
60	565,5140947	606,244491	643,2515463	699,3873501
65	601,8114794	644,2855461	685,0064393	745,0638006
70	635,2004867	679,1043719	723,4063187	787,0636759
90	747,8127587	795,2865111	852,9076267	928,6928279
110	838,0481992	886,9917546	956,7322429	1042,267109
120	877,5069954	926,7190473	1002,167719	1091,987637
130	914,0775225	963,3466704	1044,303013	1138,110847
140	948,2308573	997,3962552	1083,679532	1181,228807
150	980,3389637	1029,277988	1120,72444	1221,808452
160	1010,701469	1059,320824	1155,781607	1260,225523
170	1039,563755	1087,792914	1189,132483	1296,787455
180	1067,129587	1114,915863	1221,010668	1331,749341

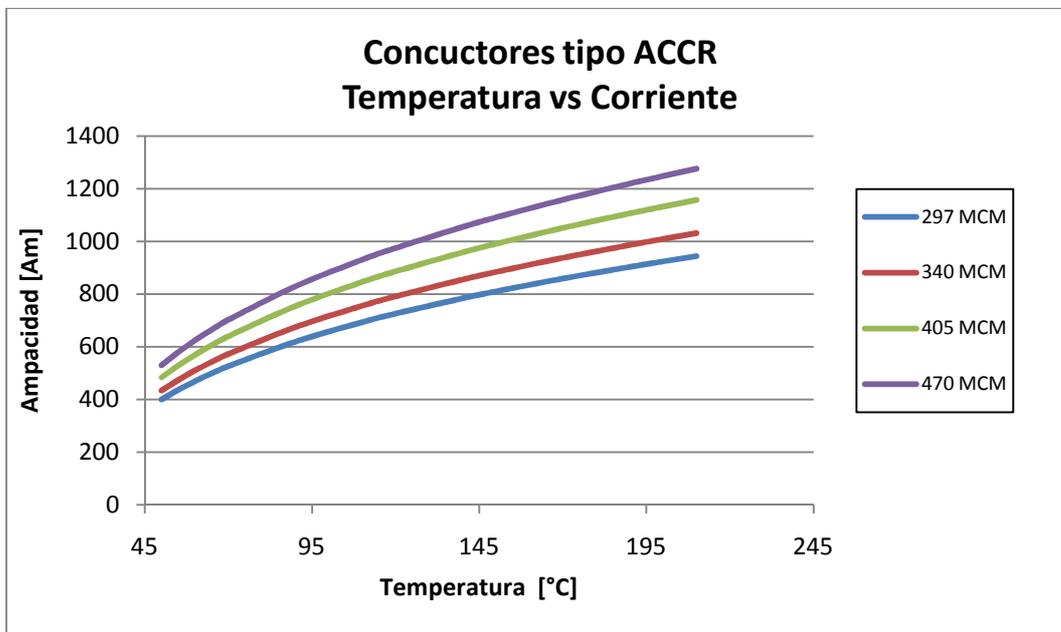


4.2.2. CÁLCULO DE LA AMPACIDAD – CONDUCTOR TIPO ACCR

CÁLCULO DE AMPACIDAD - CONDUCTOR TIPO ACCR			
Vw	Velocidad del viento Vw	[km/h]	3,8
ϵ	Coeficiente de emisidad ϵ	Adimencional	0,5
α	Coeficiente de absorción solar α	Adimencional	0,5
Ta	Temperatura ambiente del aire Ta [°C]	[°C]	20
Tc	Temperatura máxima admisible del conductor Tc	[°C]	210
	Hora de sol local	[AM]	12:00
Hc	Altitud del sol	[Grados]	65,79
Zc	Alzmut del sol	[Grados]	0
Zi	Alzmut de la línea	[Grados]	135
m.s.m	Altura sobre el nivel del mar	[m]	2900
	Atmosfera	[Atmosfera]	Industrial
Qs	Radiación total del calor sol y del cielo	[watts/pie ²]	91,38993
θ	Ángulo efectivo de incidencia de los rayos solares		106,8562749
μf	Viscosidad absoluta del aire	[Lb/hrpie]	0,0541
pf	Densidad del aire	[Lb/pie ³]	0,039635172
κf	Conductividad Térmica del aire	[W/pie°C]	0,01008

NOMBRE	CALIBRE	SECCION	SECCION	DIAMETRO	RESISTENCIA	RESISTENCIA	CAPACIDAD
CLAVE DIÁMETRO EQUIVALENTE	CONDUCTOR [MCM]	AL mm ²	TOTAL mm ²	EXTERIOR mm.	C.A. A 25°C ohms/Km.	C.A. A 100°C ohms/ km	CORRIENTE A 210 °C Amp
ACCR_297-T16	297	150,00	175,00	17,20	0,187	0,2425	944,19
ACCR_340-T16	340	172,00	200,00	18,40	0,1634	0,2119	1031,28
ACCR_405-T16	405	205,00	239,00	20,10	0,1369	0,1776	1157,60
ACCR_470-T16	470	238,00	277,00	21,60	0,118	0,153	1275,82

T° C	CONDUCTORES TIPO ACCR (AMPERIOS)			
	297 MCM	340 MCM	405 MCM	470 MCM
50	399,331143	433,9306566	483,8301614	529,9206717
55	435,8516351	473,9460409	528,9450847	579,8150522
60	468,6578904	509,8780634	569,433612	624,5752225
65	498,5333582	542,5927686	606,2842757	665,3050831
70	526,0216159	572,6897755	640,179544	702,7648752
90	618,7544286	674,2222059	754,514583	829,1341139
110	693,0539913	755,6019201	846,1901624	930,5145869
120	725,5336509	791,1933657	886,3067773	974,9052839
140	783,7209546	854,9915533	958,2663232	1054,58737
150	810,1223362	883,9572989	990,9635285	1090,821461
170	858,7892013	937,3874381	1051,328301	1157,769169
190	903,1257181	986,1099501	1106,441234	1218,959309
200	924,0118119	1009,07916	1132,44754	1247,857271
210	944,1858226	1031,27617	1157,59533	1275,816502

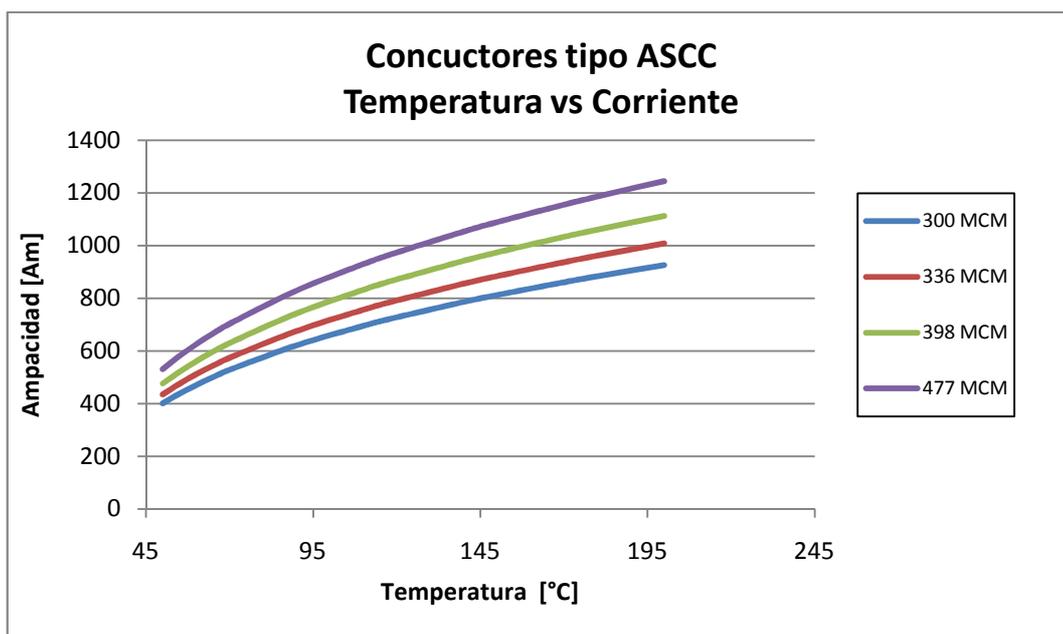


4.2.3. CÁLCULO DE LA AMPACIDAD – CONDUCTOR TIPO ASCC

CÁLCULO DE AMPACIDAD - CONDUCTOR TIPO ASCC			
Vw	Velocidad del viento Vw	[km/h]	3,8
ϵ	Coefficiente de emisidad ϵ	Adimencional	0,5
α	Coefficiente de absorción solar α	Adimencional	0,5
Ta	Temperatura ambiente del aire Ta [°C]	[°C]	20
Tc	Temperatura máxima admisible del conductor Tc	[°C]	200
	Hora de sol local	[AM]	12:00
Hc	Altitud del sol	[Grados]	65,79
Zc	Alzmut del sol	[Grados]	0
Zi	Alzmut de la línea	[Grados]	135
m.s.m	Altura sobre el nivel del mar	[m]	2900
	Atmosfera	[Atmosfera]	Industrial
Qs	Radiación total del calor sol y del cielo	[watts/pie ²]	91,38993
	θ		106,8562749
μf	Viscosidad absoluta del aire	[Lb/hrpie]	0,0536
ρf	Densidad del aire	[Lb/pie ³]	0,040235172
κf	Conductividad Térmica del aire	[W/pie°C]	0,00994

NOMBRE CLAVE DIÁMETRO EQUIVALENTE	CALIBRE CONDUCTO R [MCM]	SECCIO N	SECCIO N	DIAMETR O	RESISTENCIA	RESISTENCIA	CAPACIDAD
		AL mm ²	TOTAL mm ²	EXTERIOR mm.	C.C. A 25°C ohms/Km.	C.C. A 75°C ohms/ km	CORRIENTE A 200 °C Amp
Ostrich/ACSS	300	151,94	176,71	17,27	0,18503937	0,222440945	925,38
Oriole/ACSS	336	170,45	210,26	18,82	0,163713911	0,197178478	1007,70
IBIS/ACSS	398	201,29	234,00	19,89	0,13976378	0,167979003	1112,18
Flicker/ ACSS	477	241,74	273,10	21,49	0,117125984	0,140748031	1244,63

T° C	CONDUCTORES TIPO ASCC (AMPERIOS)			
	300 MCM	336 MCM	398 MCM	477 MCM
50	401,0720502	434,7501471	476,8423741	530,3019281
55	437,709916	474,8468211	521,1864184	580,1273146
60	470,6039691	510,8192474	560,9679238	624,8057486
65	500,5444978	543,5442201	597,1612808	665,4437991
70	528,0797947	573,628461	630,4394609	702,803722
90	620,8779608	674,9620321	742,5962593	828,719765
110	695,1243672	756,0134061	832,4089893	929,6002971
120	727,5517801	791,4167888	871,6765572	973,7332871
140	785,6037216	854,8166121	942,0616901	1052,895076
150	811,9271848	883,578256	974,0222574	1088,869125
170	860,4264107	936,6001916	1032,994108	1155,300836
180	882,9746419	961,2674991	1060,453676	1186,26054
190	904,5869281	984,9222533	1086,800855	1215,98316
200	925,3837911	1007,695975	1112,180515	1244,630817

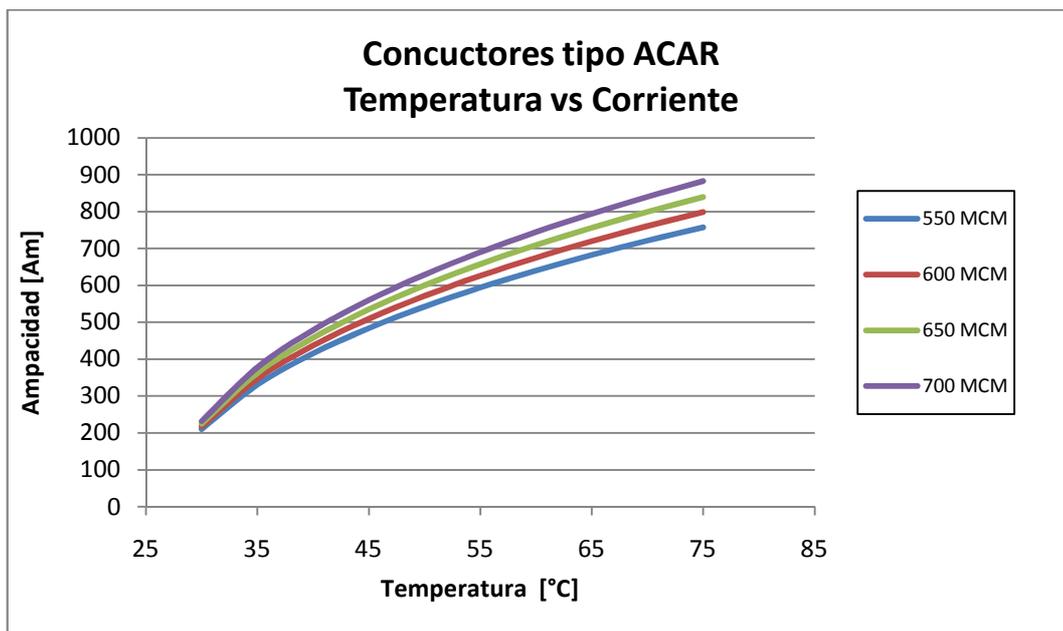


4.2.4. CÁLCULO DE LA AMPACIDAD – CONDUCTOR TIPO ACAR

CÁLCULO DE AMPACIDAD - CONDUCTOR TIPO ACAR			
Vw	Velocidad del viento Vw	[km/h]	3,8
ϵ	Coeficiente de emisidad ϵ	Adimencional	0,5
α	Coeficiente de absorcion solar α	Adimencional	0,5
Ta	Temperatura ambiente del aire Ta [°C]	[°C]	20
Tc	Temperatura maxima admisible del conductor Tc	[°C]	75
	Hora de sol local	[AM]	12:00
Hc	Altitud del sol	[Grados]	65,79
Zc	Alzimum del sol	[Grados]	0
Zi	Alzimum de la linea	[Grados]	135
m.s.m	Altura sobre el nivel del mar	[m]	2900
	Atmosfera	[Atmosfera]	Industrial
Qs	Radiación total del calor sol y del cielo	[watts/pie ²]	91,38993
θ	Ángulo efectivo de incidencia de los rayos solares		106,8562749
μf	Viscosidad absoluta del aire	[Lb/hrpie]	0,047
pf	Densidad del aire	[Lb/pie ³]	0,04822113
κf	Conductividad Térmica del aire	[W/pie°C]	0,008465

NOMBRE	CALIBRE	SECCION	SECCION	SECCION	DIAMETRO	RESISTENCIA	RESISTENCIA	CAPACIDAD
CLAVE DIÁMETRO EQUIVALENTE	CONDUCTOR [MCM]	1350 AL H19 mm ²	6201 AL T81 mm ²	TOTAL mm ²	EXTERIOR mm.	C.C. A 20°C ohms/Km.	C.A. A 75°C ohms/ km	CORRIENTE A 75 °C Amp
ACAR	550	135,73	143,27	279,00	21,7	0,1113	0,13	757,08
ACAR	600	147,89	156,11	304,00	22,61	0,1021	0,12	798,92
ACAR	650	160,05	168,95	329,00	23,59	0,0942	0,11	839,33
ACAR	700	172,70	182,30	355,00	24,43	0,0875	0,11	882,80

T° C	CONDUCTORES TIPO ACAR (AMPERIOS)			
	550 MCM	600 MCM	650 MCM	700 MCM
30	209,9350559	217,8267049	225,0108844	232,0796113
35	330,3033009	346,4935413	362,204293	377,7438132
40	415,1426572	436,6632645	457,6942708	478,7159841
45	483,6401997	509,3310803	534,4566803	559,8531549
50	542,1183955	571,3131436	599,8335225	628,9833882
55	593,6240708	625,8756632	657,322765	689,8149084
60	639,9110993	674,8929206	708,9255158	744,4619694
65	682,1025702	719,562693	755,9181601	794,2700204
70	720,9710739	760,7077871	799,1763652	840,1605406
75	757,0762691	798,9236142	839,3331975	882,7988431



**4.3. CORRIDA DE FLUJOS CON EL PROGRAMA DigSILENT PARA
LOS CONDUCTORES DE CATEGORÍA HTLS Y CONVENCIONAL
PROPUESTOS PARA EL PERIODO 2011 – 2020.**

4.3.1. CORRIDAS DE FLUJO CON CONDUCTOR TIPO ACCC/TW.

LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ USANDO CONDUCTOR ACCC/TW Linet 435 MCM							
Año	DEMANDA	Época Lluviosa			Época Estiaje		
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T
		Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]	Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]
2011	Dmax	106,13	103,43	2,70	95,00	92,81	2,19
	Dmed	77,55	76,13	1,42	61,48	60,52	0,96
	Dmin	71,22	69,99	1,23	40,84	40,44	0,40
2012	Dmax	105,66	103,04	2,62	84,10	82,41	1,69
	Dmed	67,51	66,42	1,09	60,99	60,12	0,87
	Dmin	56,55	55,81	0,74	34,48	34,16	0,32
2013	Dmax	132,61	128,37	4,24	97,88	95,61	2,27
	Dmed	91,37	89,4	1,97	66,24	65,21	1,03
	Dmin	68,64	67,5	1,14	38,73	38,39	0,34
2014	Dmax	107,54	104,94	2,60	87,74	85,94	1,80
	Dmed	85,26	83,56	1,70	61,56	60,66	0,90
	Dmin	58,31	57,5	0,81	33,67	33,4	0,27
2015	Dmax	122,17	118,73	3,44	105,73	103,03	2,70
	Dmed	86,35	84,62	1,73	53,07	52,4	0,67
	Dmin	60,40	59,55	0,85	28,58	28,38	0,20
2016	Dmax	87,67	85,87	1,80	75,36	74,01	1,35
	Dmed	62,55	61,62	0,93	54,39	53,66	0,73
	Dmin	48,07	47,51	0,56	28,26	28,06	0,20
2017	Dmax	87,35	85,53	1,82	76,44	75,03	1,41
	Dmed	59,35	58,51	0,84	52,95	52,23	0,72
	Dmin	44,32	43,85	0,47	29,67	29,45	0,22
2018	Dmax	94,77	83,04	11,73	78,60	77,08	1,52
	Dmed	59,23	58,4	0,83	56,14	55,38	0,76
	Dmin	47,44	46,9	0,54	33,27	33	0,27
2019	Dmax	89,25	87,3	1,95	79,51	77,93	1,58
	Dmed	62,25	61,31	0,94	57,90	57,07	0,83
	Dmin	44,23	43,76	0,47	32,53	32,25	0,28
2020	Dmax	87,07	85,17	1,90	81,61	79,91	1,70
	Dmed	62,11	61,19	0,92	59,44	58,56	0,88
	Dmin	43,57	43,12	0,45	33,70	33,4	0,30

LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ USANDO CONDUCTOR ACCC/TW Brant 467 MCM							
Año	DEMANDA	Época Lluviosa			Época Estiaje		
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T
		Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]	Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]
2011	Dmax	106,23	103,71	2,52	95,08	93,04	2,04
	Dmed	77,65	76,31	1,34	61,50	60,65	0,85
	Dmin	71,33	70,19	1,14	40,89	40,52	0,37
2012	Dmax	105,77	103,32	2,45	84,20	82,63	1,57
	Dmed	67,60	66,59	1,01	61,08	60,26	0,82
	Dmin	56,65	55,96	0,69	34,49	34,23	0,26
2013	Dmax	132,74	128,78	3,96	98,01	95,89	2,12
	Dmed	91,50	89,66	1,84	66,33	65,37	0,96
	Dmin	68,77	67,71	1,06	38,80	38,47	0,33
2014	Dmax	107,67	105,24	2,43	87,84	86,17	1,67
	Dmed	85,38	83,79	1,59	61,64	60,81	0,83
	Dmin	58,42	57,66	0,76	33,73	33,48	0,25
2015	Dmax	122,29	119,08	3,21	105,82	103,29	2,53
	Dmed	86,47	84,85	1,62	53,14	52,52	0,62
	Dmin	60,50	59,7	0,80	28,61	28,42	0,19
2016	Dmax	87,77	86,08	1,69	75,48	74,17	1,31
	Dmed	62,64	61,77	0,87	54,45	53,77	0,68
	Dmin	48,15	47,64	0,51	28,29	28,11	0,18
2017	Dmax	87,48	85,73	1,75	76,52	75,19	1,33
	Dmed	59,48	58,65	0,83	52,99	52,33	0,66
	Dmin	44,39	43,95	0,44	29,71	29,5	0,21
2018	Dmax	84,85	83,23	1,62	78,66	77,24	1,42
	Dmed	59,31	58,54	0,77	56,22	55,52	0,70
	Dmin	47,51	47,01	0,50	33,31	33,05	0,26
2019	Dmax	89,32	87,49	1,83	79,56	78,08	1,48
	Dmed	62,37	61,5	0,87	57,98	57,21	0,77
	Dmin	44,30	43,86	0,44	32,56	32,3	0,26
2020	Dmax	87,13	85,36	1,77	81,65	80,06	1,59
	Dmed	62,19	61,32	0,87	59,49	58,66	0,83
	Dmin	43,65	43,23	0,42	33,73	33,45	0,28

LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ USANDO CONDUCTOR ACCC/TW Lark 532 MCM							
Año	DEMANDA	Época Lluviosa			Época Estiaje		
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T
		Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]	Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]
2011	Dmax	106,30	104,07	2,23	95,14	93,33	1,81
	Dmed	77,73	76,54	1,19	61,56	60,8	0,76
	Dmin	71,46	70,44	1,02	40,95	40,62	0,33
2012	Dmax	105,88	103,69	2,19	84,29	82,89	1,40
	Dmed	67,69	66,8	0,89	61,15	60,43	0,72
	Dmin	56,75	56,14	0,61	34,56	34,32	0,24
2013	Dmax	132,83	129,31	3,52	98,14	96,25	1,89
	Dmed	91,63	90	1,63	66,42	65,56	0,86
	Dmin	68,92	67,98	0,94	38,87	38,58	0,29
2014	Dmax	107,79	105,62	2,17	87,97	86,48	1,49
	Dmed	85,50	84,09	1,41	61,72	60,98	0,74
	Dmin	58,54	57,87	0,67	33,78	33,56	0,22
2015	Dmax	122,37	119,52	2,85	105,86	103,62	2,24
	Dmed	86,59	85,15	1,44	53,20	52,65	0,55
	Dmin	60,68	59,97	0,71	28,63	28,46	0,17
2016	Dmax	87,85	86,35	1,50	75,49	74,37	1,12
	Dmed	62,74	61,96	0,78	54,49	53,89	0,60
	Dmin	48,25	47,79	0,46	28,32	28,16	0,16
2017	Dmax	87,49	85,97	1,52	76,57	75,39	1,18
	Dmed	59,51	58,81	0,70	53,01	52,42	0,59
	Dmin	44,46	44,07	0,39	29,73	29,54	0,19
2018	Dmax	84,89	83,45	1,44	78,69	77,42	1,27
	Dmed	59,39	58,7	0,69	56,26	55,64	0,62
	Dmin	47,58	47,14	0,44	33,33	33,1	0,23
2019	Dmax	89,34	87,72	1,62	79,62	78,31	1,31
	Dmed	62,42	61,65	0,77	58,01	57,32	0,69
	Dmin	44,37	43,98	0,39	32,57	32,34	0,23
2020	Dmax	87,19	85,62	1,57	81,69	80,29	1,40
	Dmed	62,24	61,47	0,77	59,52	58,78	0,74
	Dmin	43,74	43,36	0,38	33,74	33,49	0,25

LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ USANDO CONDUCTOR ACCC/TW Hawk 610 MCM							
Año	DEMANDA	Época Lluviosa			Época Estiaje		
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T
		Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]	Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]
2011	Dmax	106,41	104,45	1,96	95,22	93,64	1,58
	Dmed	77,83	76,8	1,03	61,64	60,97	0,67
	Dmin	71,61	70,72	0,89	41,01	40,72	0,29
2012	Dmax	105,99	104,09	1,90	84,44	83,22	1,22
	Dmed	67,81	67,02	0,79	61,26	60,63	0,63
	Dmin	56,87	56,34	0,53	34,62	34,42	0,20
2013	Dmax	132,96	129,88	3,08	98,29	96,64	1,65
	Dmed	91,79	90,36	1,43	66,52	65,77	0,75
	Dmin	69,10	68,28	0,82	38,94	38,69	0,25
2014	Dmax	107,96	106,09	1,87	88,09	86,79	1,30
	Dmed	85,64	84,41	1,23	61,81	61,17	0,64
	Dmin	58,68	58,1	0,58	33,84	33,64	0,20
2015	Dmax	122,50	120	2,50	106,04	104,09	1,95
	Dmed	86,73	85,47	1,26	53,28	52,8	0,48
	Dmin	60,80	60,19	0,61	28,66	28,51	0,15
2016	Dmax	87,95	86,63	1,32	75,57	74,58	0,99
	Dmed	62,92	62,24	0,68	54,56	54,03	0,53
	Dmin	48,35	47,95	0,40	28,36	28,22	0,14
2017	Dmax	87,63	86,31	1,32	76,64	75,61	1,03
	Dmed	59,60	58,99	0,61	53,05	52,54	0,51
	Dmin	44,55	44,21	0,34	29,76	29,6	0,16
2018	Dmax	85,02	83,76	1,26	78,73	77,62	1,11
	Dmed	59,49	58,88	0,61	56,32	55,77	0,55
	Dmin	47,73	47,34	0,39	33,35	33,16	0,19
2019	Dmax	89,46	88,05	1,41	79,65	78,51	1,14
	Dmed	62,50	61,82	0,68	58,05	57,45	0,60
	Dmin	44,45	44,11	0,34	32,59	32,39	0,20
2020	Dmax	87,23	85,88	1,35	81,72	80,49	1,23
	Dmed	62,38	61,71	0,67	59,56	58,91	0,65
	Dmin	43,84	43,51	0,33	33,77	33,55	0,22

4.3.2 CORRIDAS DE FLUJO CON CONDUCTOR TIPO ACCR.

LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ USANDO CONDUCTOR ACCR_297-T16 297 MCM							
Año	DEMANDA	Época Lluviosa			Época Estiaje		
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T
		Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]	Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]
2011	Dmax	106,18	102,4	3,78	95,09	92,03	3,06
	Dmed	77,48	75,48	2,00	61,41	60,13	1,28
	Dmin	70,95	69,24	1,71	40,76	40,2	0,56
2012	Dmax	105,34	101,97	3,37	83,99	81,62	2,37
	Dmed	67,37	65,85	1,52	60,86	59,64	1,22
	Dmin	56,32	55,29	1,03	34,30	33,92	0,38
2013	Dmax	132,70	126,74	5,96	97,71	94,53	3,18
	Dmed	91,15	88,39	2,76	66,12	64,67	1,45
	Dmin	68,25	66,67	1,58	38,59	38,11	0,48
2014	Dmax	107,39	103,74	3,65	87,62	85,11	2,51
	Dmed	85,02	82,63	2,39	61,42	60,17	1,25
	Dmin	57,98	56,85	1,13	33,60	33,22	0,38
2015	Dmax	122,09	117,27	4,82	105,80	102,02	3,78
	Dmed	86,06	83,63	2,43	52,96	52,02	0,94
	Dmin	60,16	58,97	1,19	28,59	28,31	0,28
2016	Dmax	87,59	85,07	2,52	75,33	73,44	1,89
	Dmed	62,38	61,07	1,31	54,37	53,37	1,00
	Dmin	47,86	47,08	0,78	28,23	27,96	0,27
2017	Dmax	87,35	84,8	2,55	76,43	74,45	1,98
	Dmed	59,20	58,02	1,18	53,01	52,02	0,99
	Dmin	44,17	43,51	0,66	29,68	29,36	0,32
2018	Dmax	84,82	82,39	2,43	78,72	76,59	2,13
	Dmed	59,08	57,91	1,17	56,16	55,1	1,06
	Dmin	47,30	46,55	0,75	33,28	32,89	0,39
2019	Dmax	89,37	86,64	2,73	79,70	77,5	2,20
	Dmed	62,24	60,93	1,31	57,97	56,81	1,16
	Dmin	44,07	43,41	0,66	32,58	32,19	0,39
2020	Dmax	87,24	84,59	2,65	81,84	79,48	2,36
	Dmed	62,07	60,78	1,29	59,51	58,26	1,25
	Dmin	43,33	42,7	0,63	33,75	33,33	0,42

LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ USANDO CONDUCTOR ACCR_340-T16 340 MCM							
Año	DEMANDA	Época Lluviosa			Época Estiaje		
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T
		Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]	Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]
2011	Dmax	106,28	102,95	3,33	95,16	92,46	2,70
	Dmed	77,60	75,84	1,76	61,49	60,36	1,13
	Dmin	71,14	69,63	1,51	40,95	40,48	0,47
2012	Dmax	105,76	102,53	3,23	84,14	82,06	2,08
	Dmed	67,50	66,16	1,34	60,98	59,91	1,07
	Dmin	56,48	55,57	0,91	34,40	34,06	0,34
2013	Dmax	132,81	127,27	5,54	97,89	95,09	2,80
	Dmed	91,34	88,91	2,43	66,24	64,97	1,27
	Dmin	68,49	67,09	1,40	38,70	38,27	0,43
2014	Dmax	107,56	104,34	3,22	87,78	85,57	2,21
	Dmed	85,20	83,09	2,11	61,54	60,44	1,10
	Dmin	58,17	57,17	1,00	33,67	33,34	0,33
2015	Dmax	122,21	117,97	4,24	105,94	102,61	3,33
	Dmed	96,24	94,1	2,14	53,05	52,23	0,82
	Dmin	60,33	59,28	1,05	28,62	28,37	0,25
2016	Dmax	87,71	85,48	2,23	75,44	73,78	1,66
	Dmed	62,53	61,37	1,16	54,44	53,54	0,90
	Dmin	48,00	47,32	0,68	28,27	28,03	0,24
2017	Dmax	87,47	85,23	2,24	76,51	74,76	1,75
	Dmed	59,31	58,27	1,04	53,05	52,17	0,88
	Dmin	44,28	43,7	0,58	29,71	29,43	0,28
2018	Dmax	84,92	82,79	2,13	78,75	76,87	1,88
	Dmed	59,19	58,16	1,03	56,22	55,29	0,93
	Dmin	47,41	46,75	0,66	33,32	32,98	0,34
2019	Dmax	89,44	87,05	2,39	79,72	77,77	1,95
	Dmed	62,32	61,17	1,15	58,01	56,99	1,02
	Dmin	44,17	43,59	0,58	32,60	32,26	0,34
2020	Dmax	87,28	84,96	2,32	81,84	79,76	2,08
	Dmed	62,16	61,02	1,14	59,56	58,47	1,09
	Dmin	43,49	42,94	0,55	33,77	33,4	0,37

LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ USANDO CONDUCTOR ACCR_405-T16 405 MCM							
Año	DEMANDA	Época Lluviosa			Época Estiaje		
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T
		Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]	Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]
2011	Dmax	106,42	103,61	2,81	95,28	92,99	2,29
	Dmed	77,75	76,26	1,49	61,6	60,65	0,95
	Dmin	71,37	70,1	1,27	40,94	40,52	0,42
2012	Dmax	105,94	103,21	2,73	84,32	82,56	1,76
	Dmed	67,67	66,54	1,13	61,14	60,23	0,91
	Dmin	56,68	55,91	0,77	34,51	34,23	0,28
2013	Dmax	132,98	128,56	4,42	98,13	95,76	2,37
	Dmed	91,56	89,54	2,02	66,41	65,33	1,08
	Dmin	68,78	67,6	1,18	38,82	38,46	0,36
2014	Dmax	107,82	105,11	2,71	87,96	86,1	1,86
	Dmed	85,47	83,69	1,78	61,76	60,78	0,98
	Dmin	58,43	57,59	0,84	33,75	33,47	0,28
2015	Dmax	122,50	118,91	3,59	106,03	103,22	2,81
	Dmed	86,56	84,75	1,81	53,20	52,51	0,69
	Dmin	60,53	59,65	0,88	28,67	28,45	0,22
2016	Dmax	87,91	86,03	1,88	75,56	74,16	1,40
	Dmed	62,70	61,73	0,97	54,54	53,78	0,76
	Dmin	48,18	47,6	0,58	28,33	28,13	0,20
2017	Dmax	87,59	85,69	1,90	76,65	75,18	1,47
	Dmed	59,45	58,57	0,88	53,10	52,36	0,74
	Dmin	44,42	43,93	0,49	29,76	29,52	0,24
2018	Dmax	85,02	83,22	1,80	78,84	77,25	1,59
	Dmed	59,34	58,47	0,87	56,30	55,51	0,79
	Dmin	47,56	47	0,56	33,37	33,08	0,29
2019	Dmax	89,52	87,48	2,04	79,76	78,1	1,66
	Dmed	62,42	61,45	0,97	58,07	57,2	0,87
	Dmin	44,34	43,85	0,49	32,63	32,34	0,29
2020	Dmax	87,33	85,36	1,97	81,86	80,09	1,77
	Dmed	62,28	61,32	0,96	59,62	58,7	0,92
	Dmin	43,66	43,19	0,47	33,80	33,49	0,31

LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ USANDO CONDUCTOR ACCR_470-T16 470 MCM							
Año	DEMANDA	Época Lluviosa			Época Estiaje		
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T
		Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]	Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]
2011	Dmax	106,51	104,06	2,45	95,33	93,35	1,98
	Dmed	77,86	76,56	1,30	61,67	60,84	0,83
	Dmin	71,54	70,43	1,11	41,01	40,65	0,36
2012	Dmax	106,06	103,68	2,38	84,44	82,9	1,54
	Dmed	67,79	66,81	0,98	61,25	60,46	0,79
	Dmin	56,81	56,14	0,67	34,59	34,34	0,25
2013	Dmax	133,10	129,24	3,86	98,29	96,23	2,06
	Dmed	91,76	89,97	1,79	66,52	65,58	0,94
	Dmin	68,97	67,95	1,02	38,91	38,6	0,31
2014	Dmax	107,97	105,6	2,37	88,11	86,49	1,62
	Dmed	85,62	84,08	1,54	61,81	61	0,81
	Dmin	58,59	57,86	0,73	33,83	33,58	0,25
2015	Dmax	122,61	119,49	3,12	106,09	103,64	2,45
	Dmed	86,71	85,14	1,57	53,29	52,68	0,61
	Dmin	60,67	59,9	0,77	28,69	28,51	0,18
2016	Dmax	88,01	86,37	1,64	75,64	74,41	1,23
	Dmed	62,82	61,97	0,85	54,60	53,94	0,66
	Dmin	48,30	47,79	0,51	28,37	28,19	0,18
2017	Dmax	87,67	86,01	1,66	76,72	75,44	1,28
	Dmed	59,60	58,84	0,76	53,13	52,49	0,64
	Dmin	44,52	44,09	0,43	29,79	29,59	0,20
2018	Dmax	85,08	83,51	1,57	78,87	77,49	1,38
	Dmed	59,48	58,73	0,75	56,38	55,69	0,69
	Dmin	47,65	47,16	0,49	33,40	33,15	0,25
2019	Dmax	89,56	87,78	1,78	79,81	78,38	1,43
	Dmed	62,54	61,7	0,84	58,14	57,38	0,76
	Dmin	44,43	44	0,43	32,65	32,39	0,26
2020	Dmax	87,40	85,69	1,71	81,90	80,37	1,53
	Dmed	62,36	61,52	0,84	59,65	58,85	0,80
	Dmin	43,78	43,37	0,41	33,82	33,55	0,27

4.3.3 CORRIDAS DE FLUJO CON CONDUCTOR TIPO ACSS.

LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ USANDO CONDUCTOR ACSS Ostrich 300 MCM							
Año	DEMANDA	Época Lluviosa			Época Estiaje		
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T
		Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]	Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]
2011	Dmax	106,18	102,43	3,75	95,06	92,06	3,00
	Dmed	77,48	75,5	1,98	61,41	60,14	1,27
	Dmin	70,96	69,29	1,67	40,76	40,21	0,55
2012	Dmax	105,64	102	3,64	83,99	81,65	2,34
	Dmed	67,37	65,87	1,50	60,86	59,65	1,21
	Dmin	56,33	55,31	1,02	34,31	33,93	0,38
2013	Dmax	132,69	126,8	5,89	97,71	94,56	3,15
	Dmed	91,15	88,42	2,73	66,12	64,69	1,43
	Dmin	68,26	66,69	1,57	38,60	38,11	0,49
2014	Dmax	107,38	103,77	3,61	87,62	85,14	2,48
	Dmed	85,02	82,66	2,36	61,42	60,19	1,23
	Dmin	57,99	56,87	1,12	33,60	33,23	0,37
2015	Dmax	122,08	117,32	4,76	105,79	102,05	3,74
	Dmed	86,00	83,66	2,34	52,96	52,03	0,93
	Dmin	60,17	58,99	1,18	28,59	28,31	0,28
2016	Dmax	87,58	85,09	2,49	75,33	73,45	1,88
	Dmed	62,39	61,09	1,30	54,37	53,36	1,01
	Dmin	47,86	47,09	0,77	28,23	27,96	0,27
2017	Dmax	87,34	84,82	2,52	76,43	74,47	1,96
	Dmed	59,20	58,04	1,16	53,01	52,03	0,98
	Dmin	44,17	43,52	0,65	29,68	29,37	0,31
2018	Dmax	84,81	82,41	2,40	78,71	76,6	2,11
	Dmed	59,08	57,92	1,16	56,16	55,11	1,05
	Dmin	47,30	46,56	0,74	33,28	32,89	0,39
2019	Dmax	89,36	86,66	2,70	79,69	77,51	2,18
	Dmed	62,24	60,95	1,29	57,96	56,82	1,14
	Dmin	44,07	43,42	0,65	32,57	32,19	0,38
2020	Dmax	87,23	84,61	2,62	81,83	79,49	2,34
	Dmed	62,07	60,79	1,28	59,50	58,27	1,23
	Dmin	43,34	42,72	0,62	33,75	33,34	0,41

LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ USANDO CONDUCTOR ACSS Oriole 336 MCM							
Año	DEMANDA	Época Lluviosa			Época Estiaje		
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T
		Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]	Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]
2011	Dmax	106,35	103,02	3,33	95,22	92,53	2,69
	Dmed	77,65	75,68	1,97	61,53	60,41	1,12
	Dmin	71,19	69,68	1,51	40,86	40,38	0,48
2012	Dmax	105,84	102,6	3,24	84,20	82,12	2,08
	Dmed	67,55	66,21	1,34	61,03	59,95	1,08
	Dmin	56,52	55,61	0,91	34,42	34,08	0,34
2013	Dmax	132,91	127,66	5,25	97,96	95,16	2,80
	Dmed	91,41	88,97	2,44	66,29	65,02	1,27
	Dmin	68,53	67,13	1,40	38,72	38,29	0,43
2014	Dmax	107,63	104,42	3,21	87,84	85,63	2,21
	Dmed	85,26	83,15	2,11	61,58	60,48	1,10
	Dmin	58,21	57,21	1,00	33,69	33,36	0,33
2015	Dmax	122,30	118,05	4,25	106,01	102,68	3,33
	Dmed	86,30	84,16	2,14	53,09	52,27	0,82
	Dmin	60,37	59,32	1,05	28,64	28,39	0,25
2016	Dmax	87,77	85,54	2,23	75,50	73,83	1,67
	Dmed	62,57	61,41	1,16	54,48	53,58	0,90
	Dmin	48,03	47,35	0,68	28,29	28,05	0,24
2017	Dmax	87,53	85,29	2,24	76,57	74,81	1,76
	Dmed	59,35	58,32	1,03	53,09	52,21	0,88
	Dmin	44,31	43,73	0,58	29,73	29,46	0,27
2018	Dmax	84,98	82,85	2,13	78,81	76,93	1,88
	Dmed	59,23	58,2	1,03	56,26	55,33	0,93
	Dmin	47,45	46,79	0,66	33,34	33	0,34
2019	Dmax	89,51	87,11	2,40	79,78	77,83	1,95
	Dmed	62,36	61,21	1,15	58,05	57,03	1,02
	Dmin	44,21	43,62	0,59	32,62	32,28	0,34
2020	Dmax	87,35	85,02	2,33	81,90	79,82	2,08
	Dmed	62,21	61,06	1,15	59,60	58,51	1,09
	Dmin	43,52	42,97	0,55	33,79	33,43	0,36

LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ USANDO CONDUCTOR ACSS Ibis 398 MCM							
Año	DEMANDA	Época Lluviosa			Época Estiaje		
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T
		Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]	Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]
2011	Dmax	106,39	103,52	2,87	95,24	92,92	2,32
	Dmed	77,73	76,21	1,52	61,58	60,61	0,97
	Dmin	71,34	70,04	1,30	40,92	40,5	0,42
2012	Dmax	105,91	103,12	2,79	84,30	82,5	1,80
	Dmed	67,65	66,5	1,15	61,12	60,19	0,93
	Dmin	56,65	55,87	0,78	34,50	34,2	0,30
2013	Dmax	132,96	128,43	4,53	98,09	95,68	2,41
	Dmed	91,56	89,46	2,10	66,39	65,29	1,10
	Dmin	68,74	67,53	1,21	38,81	38,44	0,37
2014	Dmax	107,79	105,01	2,78	87,94	86,03	1,91
	Dmed	85,44	83,62	1,82	61,69	60,74	0,95
	Dmin	58,40	57,54	0,86	33,74	33,46	0,28
2015	Dmax	122,47	118,81	3,66	106,02	103,14	2,88
	Dmed	86,52	84,68	1,84	53,18	52,48	0,70
	Dmin	60,51	59,6	0,91	28,66	28,44	0,22
2016	Dmax	87,89	85,97	1,92	75,55	74,11	1,44
	Dmed	62,68	61,68	1,00	54,52	53,75	0,77
	Dmin	48,15	47,56	0,59	28,32	28,12	0,20
2017	Dmax	87,57	85,64	1,93	76,60	75,09	1,51
	Dmed	59,43	58,54	0,89	53,09	52,34	0,75
	Dmin	44,40	43,9	0,50	29,75	29,51	0,24
2018	Dmax	85,00	83,16	1,84	78,83	77,21	1,62
	Dmed	59,32	58,43	0,89	56,29	55,48	0,81
	Dmin	47,54	46,96	0,58	33,36	33,07	0,29
2019	Dmax	89,50	87,43	2,07	79,75	78,06	1,69
	Dmed	62,41	61,41	1,00	58,06	57,17	0,89
	Dmin	44,32	43,82	0,50	32,62	32,33	0,29
2020	Dmax	87,32	85,31	2,01	81,85	80,05	1,80
	Dmed	62,26	61,28	0,98	59,61	58,67	0,94
	Dmin	43,64	43,16	0,48	33,79	33,48	0,31

LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ USANDO CONDUCTOR ACSS Flicker 477 MCM							
Año	DEMANDA	Época Lluviosa			Época Estiaje		
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T
		Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]	Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]
2011	Dmax	106,50	104,09	2,41	95,32	93,37	1,95
	Dmed	77,85	76,58	1,27	61,67	60,85	0,82
	Dmin	71,54	70,45	1,09	41,01	40,65	0,36
2012	Dmax	106,05	103,71	2,34	84,43	82,92	1,51
	Dmed	67,79	66,82	0,97	61,25	60,45	0,80
	Dmin	56,81	56,16	0,65	34,59	34,35	0,24
2013	Dmax	133,08	129,29	3,79	98,28	96,26	2,02
	Dmed	91,76	90	1,76	66,52	65,59	0,93
	Dmin	68,98	67,97	1,01	38,91	38,6	0,31
2014	Dmax	107,96	105,64	2,32	88,11	86,51	1,60
	Dmed	85,62	84,1	1,52	61,81	61,01	0,80
	Dmin	58,60	57,88	0,72	33,83	33,59	0,24
2015	Dmax	122,60	119,53	3,07	106,08	103,66	2,42
	Dmed	86,71	85,16	1,55	53,29	52,69	0,60
	Dmin	60,67	59,92	0,75	28,69	28,5	0,19
2016	Dmax	88,00	86,39	1,61	75,63	74,42	1,21
	Dmed	62,82	61,99	0,83	54,59	53,94	0,65
	Dmin	48,30	47,81	0,49	28,37	28,2	0,17
2017	Dmax	87,86	86,03	1,83	76,71	75,45	1,26
	Dmed	59,60	58,85	0,75	53,13	52,49	0,64
	Dmin	44,52	44,1	0,42	29,79	29,59	0,20
2018	Dmax	85,07	83,52	1,55	78,86	77,5	1,36
	Dmed	59,48	58,74	0,74	56,37	55,7	0,67
	Dmin	47,65	47,17	0,48	33,40	33,15	0,25
2019	Dmax	89,54	87,8	1,74	79,80	78,39	1,41
	Dmed	62,54	61,71	0,83	58,13	57,39	0,74
	Dmin	44,43	44,01	0,42	32,64	32,39	0,25
2020	Dmax	87,38	85,7	1,68	81,89	80,38	1,51
	Dmed	62,35	61,53	0,82	59,65	58,85	0,80
	Dmin	43,78	43,38	0,40	33,81	33,55	0,26

4.3.4 CORRIDAS DE FLUJO CON CONDUCTOR TIPO ACAR.

LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ USANDO CONDUCTOR ACAR 550 MCM							
Año	DEMANDA	Época Lluvioso			Época Estiaje		
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T
		Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]	Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]
2011	Dmax	106,49	104,12	2,37	95,31	93,39	1,92
	Dmed	77,95	76,6	1,35	61,66	60,86	0,80
	Dmin	71,54	70,47	1,07	41,00	40,66	0,34
2012	Dmax	106,04	103,74	2,30	84,48	82,95	1,53
	Dmed	67,79	66,84	0,95	61,25	60,48	0,77
	Dmin	56,82	56,17	0,65	34,59	34,35	0,24
2013	Dmax	133,07	129,34	3,73	98,28	96,29	1,99
	Dmed	91,76	90,03	1,73	66,52	65,61	0,91
	Dmin	68,99	68	0,99	38,91	38,61	0,30
2014	Dmax	107,96	105,67	2,29	88,11	86,53	1,58
	Dmed	85,62	84,13	1,49	61,81	61,03	0,78
	Dmin	58,60	57,89	0,71	33,88	33,59	0,29
2015	Dmax	122,58	119,57	3,01	106,06	103,69	2,37
	Dmed	86,71	85,19	1,52	53,29	52,7	0,59
	Dmin	60,75	60	0,75	28,69	28,5	0,19
2016	Dmax	88,00	86,41	1,59	75,62	74,44	1,18
	Dmed	62,82	62	0,82	54,59	53,95	0,64
	Dmin	48,30	47,82	0,48	28,37	28,2	0,17
2017	Dmax	87,59	86,04	1,55	76,70	75,46	1,24
	Dmed	59,60	58,86	0,74	53,12	52,49	0,63
	Dmin	44,52	44,11	0,41	29,78	29,59	0,19
2018	Dmax	85,05	83,53	1,52	78,85	77,51	1,34
	Dmed	59,48	58,75	0,73	56,37	55,7	0,67
	Dmin	47,65	47,18	0,47	33,39	33,15	0,24
2019	Dmax	89,58	87,81	1,77	79,78	78,4	1,38
	Dmed	62,53	61,72	0,81	58,12	57,39	0,73
	Dmin	44,48	44,02	0,46	32,64	32,39	0,25
2020	Dmax	87,37	85,71	1,66	81,87	80,39	1,48
	Dmed	62,35	61,54	0,81	59,64	58,86	0,78
	Dmin	43,79	43,39	0,40	33,81	33,55	0,26

LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ USANDO CONDUCTOR ACAR 600 MCM							
Año	DEMANDA	Época Lluvioso			Época Estiaje		
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T
		Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]	Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]
2011	Dmax	106,59	104,41	2,18	95,39	93,62	1,77
	Dmed	77,94	76,78	1,16	61,73	60,99	0,74
	Dmin	71,66	70,67	0,99	41,06	40,74	0,32
2012	Dmax	106,15	104,03	2,12	84,58	83,16	1,42
	Dmed	67,89	67,01	0,88	61,33	60,62	0,71
	Dmin	56,91	56,32	0,59	34,65	34,43	0,22
2013	Dmax	133,19	129,75	3,44	98,41	96,57	1,84
	Dmed	91,89	90,3	1,59	66,60	65,77	0,83
	Dmin	69,12	68,21	0,91	38,98	38,7	0,28
2014	Dmax	108,13	106,02	2,11	88,21	86,76	1,45
	Dmed	85,74	84,36	1,38	61,89	61,17	0,72
	Dmin	58,71	58,06	0,65	33,87	33,66	0,21
2015	Dmax	122,70	119,91	2,79	106,24	104,05	2,19
	Dmed	86,83	85,42	1,41	53,35	52,81	0,54
	Dmin	60,85	60,16	0,69	28,71	28,55	0,16
2016	Dmax	88,09	86,62	1,47	75,70	74,6	1,10
	Dmed	62,91	62,15	0,76	54,65	54,06	0,59
	Dmin	48,39	47,94	0,45	28,41	28,25	0,16
2017	Dmax	87,73	86,24	1,49	76,78	75,63	1,15
	Dmed	59,67	59	0,67	53,16	52,58	0,58
	Dmin	44,59	44,21	0,38	29,82	29,63	0,19
2018	Dmax	85,13	83,72	1,41	78,90	77,66	1,24
	Dmed	59,56	58,89	0,67	56,42	55,81	0,61
	Dmin	47,72	47,29	0,43	33,43	33,2	0,23
2019	Dmax	89,59	88	1,59	79,83	78,55	1,28
	Dmed	62,60	61,85	0,75	58,17	57,5	0,67
	Dmin	44,50	44,11	0,39	32,66	32,44	0,22
2020	Dmax	87,42	85,89	1,53	81,91	80,54	1,37
	Dmed	62,42	61,67	0,75	59,68	58,96	0,72
	Dmin	43,87	43,5	0,37	33,84	33,59	0,25

LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ USANDO CONDUCTOR ACAR 650 MCM							
Año	DEMANDA	Época Lluvioso			Época Estiaje		
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T
		Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]	Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]
2011	Dmax	106,66	104,63	2,03	95,45	93,81	1,64
	Dmed	78,00	76,93	1,07	61,78	61,09	0,69
	Dmin	71,75	70,83	0,92	41,10	40,8	0,30
2012	Dmax	106,23	104,26	1,97	84,68	83,37	1,31
	Dmed	67,95	67,14	0,81	61,39	60,74	0,65
	Dmin	56,99	56,43	0,56	34,69	34,49	0,20
2013	Dmax	133,27	130,09	3,18	98,50	96,8	1,70
	Dmed	91,99	90,51	1,48	66,67	65,89	0,78
	Dmin	69,23	68,38	0,85	39,03	38,76	0,27
2014	Dmax	108,22	106,28	1,94	88,28	86,94	1,34
	Dmed	85,83	84,55	1,28	61,95	61,28	0,67
	Dmin	58,79	58,19	0,60	33,91	33,71	0,20
2015	Dmax	122,78	120,19	2,59	106,30	104,27	2,03
	Dmed	86,91	85,61	1,30	53,40	52,9	0,50
	Dmin	60,93	60,29	0,64	28,73	28,57	0,16
2016	Dmax	88,15	86,79	1,36	75,75	74,73	1,02
	Dmed	62,98	62,28	0,70	54,69	54,14	0,55
	Dmin	48,45	48,04	0,41	28,43	28,28	0,15
2017	Dmax	87,84	86,47	1,37	76,82	75,75	1,07
	Dmed	59,73	59,1	0,63	53,19	52,65	0,54
	Dmin	44,65	44,29	0,36	29,84	29,67	0,17
2018	Dmax	85,23	83,93	1,30	78,93	77,78	1,15
	Dmed	59,62	58,99	0,63	56,46	55,89	0,57
	Dmin	47,78	47,37	0,41	33,45	33,24	0,21
2019	Dmax	89,68	88,22	1,46	79,85	78,67	1,18
	Dmed	62,65	61,95	0,70	58,20	57,58	0,62
	Dmin	44,56	44,19	0,37	32,68	32,47	0,21
2020	Dmax	87,45	86,04	1,41	81,93	80,66	1,27
	Dmed	62,53	61,83	0,70	59,71	59,04	0,67
	Dmin	43,93	43,59	0,34	33,85	33,63	0,22

LINEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ USANDO CONDUCTOR ACAR 700 MCM							
Año	DEMANDA	Época Lluvioso			Época Estiaje		
		BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T	BARRA PUCARÁ	BARRA MULALÓ	L/T
		Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]	Potencia Salida [MW]	Potencia Llegada [MW]	Pérdidas [MW]
2011	Dmax	106,64	104,91	1,73	95,42	94,02	1,40
	Dmed	78,03	77,11	0,92	61,78	61,2	0,58
	Dmin	71,82	71,03	0,79	41,12	40,87	0,25
2012	Dmax	106,24	104,55	1,69	84,66	83,57	1,09
	Dmed	67,99	67,3	0,69	61,48	60,87	0,61
	Dmin	57,05	56,57	0,48	34,73	34,55	0,18
2013	Dmax	133,25	130,52	2,73	98,55	97,09	1,46
	Dmed	92,05	90,78	1,27	66,70	66,03	0,67
	Dmin	69,33	68,6	0,73	39,06	38,84	0,22
2014	Dmax	108,25	106,57	1,68	88,31	87,15	1,16
	Dmed	85,88	84,78	1,10	61,97	61,4	0,57
	Dmin	58,87	58,35	0,52	33,93	33,76	0,17
2015	Dmax	122,89	120,68	2,21	106,24	104,5	1,74
	Dmed	86,95	85,84	1,11	53,42	52,99	0,43
	Dmin	60,99	60,44	0,55	28,76	28,63	0,13
2016	Dmax	88,15	86,98	1,17	75,79	74,92	0,87
	Dmed	63,09	62,49	0,60	54,69	54,22	0,47
	Dmin	48,51	48,15	0,36	28,44	28,31	0,13
2017	Dmax	87,82	86,65	1,17	76,80	75,89	0,91
	Dmed	59,75	59,22	0,53	53,19	52,73	0,46
	Dmin	44,69	44,38	0,31	29,84	29,69	0,15
2018	Dmax	85,20	84,08	1,12	78,88	77,89	0,99
	Dmed	59,65	59,11	0,54	56,45	55,96	0,49
	Dmin	47,87	47,52	0,35	33,47	33,29	0,18
2019	Dmax	89,63	88,38	1,25	79,80	78,78	1,02
	Dmed	62,65	62,05	0,60	58,17	57,64	0,53
	Dmin	44,58	44,28	0,30	32,66	32,48	0,18
2020	Dmax	87,39	86,18	1,21	81,86	80,77	1,09
	Dmed	62,54	61,94	0,60	59,68	59,11	0,57
	Dmin	43,98	43,69	0,29	33,84	33,64	0,20

**4.4. CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA JOULE
PARA LOS CONDUCTORES DE CATEGORÍA HTLS y
CONVENCIONAL PROPUESTOS, PARA EL PERIODO 2011 – 2020.**

4.4.1. PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA JOULE CON CONDUCTORES TIPO ACCC/TW

AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2011	1	435	2700,00	1420,00	1230,00	2190,00	960,00	400,00	7056140	4395300	11451440
		467	2520,00	1340,00	1140,00	2040,00	850,00	370,00	6599320	4009460	10608780
		532	2230,00	1190,00	1020,00	1810,00	760,00	330,00	5865860	3570840	9436700
		610	1960,00	1030,00	890,00	1580,00	670,00	290,00	5116020	3132220	8248240
2012	2	435	2620,00	1090,00	740,00	1690,00	870,00	320,00	5580120	3645460	9225580
		467	2450,00	1010,00	690,00	1570,00	820,00	260,00	5197920	3346980	8544900
		532	2190,00	890,00	610,00	1400,00	720,00	240,00	4611880	2977520	7589400
		610	1900,00	790,00	530,00	1220,00	630,00	200,00	4034940	2584400	6619340
2013	3	435	4240,00	1970,00	1140,00	2270,00	1030,00	340,00	9311120	4497220	13808340
		467	3960,00	1840,00	1060,00	2120,00	960,00	330,00	8688680	4216940	12905620
		532	3520,00	1630,00	940,00	1890,00	860,00	290,00	7709520	3760120	11469640
		610	3080,00	1430,00	820,00	1650,00	750,00	250,00	6748560	3276000	10024560
2014	4	435	2600,00	1700,00	810,00	1800,00	900,00	270,00	6786780	3718260	10505040
		467	2430,00	1590,00	760,00	1670,00	830,00	250,00	6349980	3439800	9789780
		532	2170,00	1410,00	670,00	1490,00	740,00	220,00	5638360	3063060	8701420
		610	1870,00	1230,00	580,00	1300,00	640,00	200,00	4890340	2675400	7565740
2015	5	435	3440,00	1730,00	850,00	2700,00	670,00	200,00	7671300	4004000	11675300
		467	3210,00	1620,00	800,00	2530,00	620,00	190,00	7179900	3741920	10921820
		532	2850,00	1440,00	710,00	2240,00	550,00	170,00	6377280	3317860	9695140
		610	2500,00	1260,00	610,00	1950,00	480,00	150,00	5567380	2893800	8461180
2016	6	435	1800,00	930,00	560,00	1350,00	730,00	200,00	4247880	2884700	7132580
		467	1690,00	870,00	510,00	1310,00	680,00	180,00	3956680	2724540	6681220
		532	1500,00	780,00	460,00	1120,00	600,00	160,00	3538080	2373280	5911360
		610	1320,00	680,00	400,00	990,00	530,00	140,00	3094000	2094820	5188820
2017	7	435	1820,00	840,00	470,00	1410,00	720,00	220,00	3954860	2953860	6908720
		467	1750,00	830,00	440,00	1330,00	660,00	210,00	3823820	2755480	6579300
		532	1520,00	700,00	390,00	1180,00	590,00	190,00	3296020	2458820	5754840
		610	1320,00	610,00	340,00	1030,00	510,00	160,00	2868320	2127580	4995900
2018	8	435	11730,00	830,00	540,00	1520,00	760,00	270,00	1,3E+07	3208660	16278080
		467	1620,00	770,00	500,00	1420,00	700,00	260,00	3694600	2992080	6686680
		532	1440,00	690,00	440,00	1270,00	620,00	230,00	3286920	2660840	5953260
		610	1260,00	610,00	390,00	1110,00	550,00	190,00	2895620	2322320	5217940

AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2019	9	435	1950,00	940,00	470,00	1580,00	830,00	280,00	4255160	3407040	7662200
		467	1830,00	870,00	440,00	1480,00	770,00	260,00	3969420	3174080	7143500
		532	1620,00	770,00	390,00	1310,00	690,00	230,00	3514420	2824640	6339060
		610	1410,00	680,00	340,00	1140,00	600,00	200,00	3077620	2457000	5534620
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2020	10	435	1900,00	920,00	450,00	1700,00	880,00	300,00	4140500	3640000	7780500
		467	1770,00	870,00	420,00	1590,00	830,00	280,00	3882060	3416140	7298200
		532	1570,00	770,00	380,00	1400,00	740,00	250,00	3452540	3030300	6482840
		610	1350,00	670,00	330,00	1230,00	650,00	220,00	2988440	2662660	5651100

4.4.2. PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA JOULE CON CONDUCTORES TIPO ACCR

AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2011	1	297	3780,00	2000,00	1710,00	3060,00	1280,00	560,00	9880780	6031480	15912260
		340	3330,00	1760,00	1510,00	2700,00	1130,00	470,00	8706880	5283460	13990340
		405	2810,00	1490,00	1270,00	2290,00	950,00	420,00	7349160	4500860	11850020
		470	2450,00	1300,00	1110,00	1980,00	830,00	360,00	6413680	3902080	10315760
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2012	2	297	3370,00	1520,00	1030,00	2370,00	1220,00	380,00	7520240	4999540	12519780
		340	3230,00	1340,00	910,00	2080,00	1070,00	340,00	6868680	4397120	11265800
		405	2730,00	1130,00	770,00	1760,00	910,00	280,00	5802160	3716440	9518600
		470	2380,00	980,00	670,00	1540,00	790,00	250,00	5046860	3248700	8295560
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2013	3	297	5960,00	2760,00	1580,00	3180,00	1450,00	480,00	13034840	6319040	19353880
		340	5540,00	2430,00	1400,00	2800,00	1270,00	430,00	11757200	5563740	17320940
		405	4420,00	2020,00	1180,00	2370,00	1080,00	360,00	9631440	4711980	14343420
		470	3860,00	1790,00	1020,00	2060,00	940,00	310,00	8441160	4093180	12534340
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2014	4	297	3650,00	2390,00	1130,00	2510,00	1250,00	380,00	9522240	5181540	14703780
		340	3220,00	2110,00	1000,00	2210,00	1100,00	330,00	8408400	4553640	12962040
		405	2710,00	1780,00	840,00	1860,00	980,00	280,00	7081620	3934840	11016460
		470	2370,00	1540,00	730,00	1620,00	810,00	250,00	6155240	3357900	9513140
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2015	5	297	4820,00	2430,00	1190,00	3780,00	940,00	280,00	10758020	5609240	16367260
		340	4240,00	2140,00	1050,00	3330,00	820,00	250,00	9473100	4932200	14405300
		405	3590,00	1810,00	880,00	2810,00	690,00	220,00	8002540	4173260	12175800
		470	3120,00	1570,00	770,00	2450,00	610,00	180,00	6957860	3634540	10592400
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2016	6	297	2520,00	1310,00	780,00	1890,00	1000,00	270,00	5955040	3982160	9937200
		340	2230,00	1160,00	680,00	1660,00	900,00	240,00	5254340	3541720	8796060
		405	1880,00	970,00	580,00	1400,00	760,00	200,00	4426240	2984800	7411040
		470	1640,00	850,00	510,00	1230,00	660,00	180,00	3874780	2615340	6490120

AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2017	7	297	2550,00	1180,00	660,00	1980,00	990,00	320,00	5549180	4127760	9676940
		340	2240,00	1040,00	580,00	1750,00	880,00	280,00	4881240	3652740	8533980
		405	1900,00	880,00	490,00	1470,00	740,00	240,00	4133220	3077620	7210840
		470	1660,00	760,00	430,00	1280,00	640,00	200,00	3598140	2657200	6255340
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2018	8	297	2430,00	1170,00	750,00	2130,00	1060,00	390,00	5569200	4506320	10075520
		340	2130,00	1030,00	660,00	1880,00	930,00	340,00	4893980	3960320	8854300
		405	1800,00	870,00	560,00	1590,00	790,00	290,00	4138680	3359720	7498400
		470	1570,00	750,00	490,00	1380,00	690,00	250,00	3596320	2921100	6517420
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2019	9	297	2730,00	1310,00	660,00	2200,00	1160,00	390,00	5949580	4752020	10701600
		340	2390,00	1150,00	580,00	1950,00	1020,00	340,00	5217940	4187820	9405760
		405	2040,00	970,00	490,00	1660,00	870,00	290,00	4424420	3569020	7993440
		470	1780,00	840,00	430,00	1430,00	760,00	260,00	3852940	3110380	6963320
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2020	10	297	2650,00	1290,00	630,00	2360,00	1250,00	420,00	5791240	5110560	10901800
		340	2320,00	1140,00	550,00	2080,00	1090,00	370,00	5086900	4482660	9569560
		405	1970,00	960,00	470,00	1770,00	920,00	310,00	4309760	3792880	8102640
		470	1710,00	840,00	410,00	1530,00	800,00	270,00	3756480	3290560	7047040

4.4.3. PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA JOULE CON CONDUCTORES TIPO ACSS

AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2011	1	300	3750,00	1980,00	1670,00	3000,00	1270,00	550,00	9751560	5942300	15693860
		336	3330,00	1970,00	1510,00	2690,00	1120,00	480,00	9089080	5272540	14361620
		398	2870,00	1520,00	1300,00	2320,00	970,00	420,00	7507500	4564560	12072060
		477	2410,00	1270,00	1090,00	1950,00	820,00	360,00	6289920	3856580	10146500
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2012	2	300	3640,00	1500,00	1020,00	2340,00	1210,00	380,00	7713160	4954040	12667200
		336	3240,00	1340,00	910,00	2080,00	1082,00	340,00	6877780	4418960	11296740
		398	2790,00	1150,00	780,00	1800,00	930,00	300,00	5909540	3822000	9731540
		477	2340,00	970,00	650,00	1510,00	800,00	240,00	4959500	3223220	8182720
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2013	3	300	5890,00	2730,00	1570,00	3150,00	1430,00	490,00	12900160	6271720	19171880
		336	5250,00	2440,00	1400,00	2800,00	1270,00	430,00	11511500	5563740	17075240
		398	4530,00	2100,00	1210,00	2410,00	1100,00	370,00	9926280	4801160	14727440
		477	3790,00	1760,00	1010,00	2020,00	930,00	310,00	8306480	4038580	12345060
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2014	4	300	3610,00	2360,00	1120,00	2480,00	1230,00	370,00	9414860	5101460	14516320
		336	3210,00	2110,00	1000,00	2210,00	1100,00	330,00	8399300	4553640	12952940
		398	2780,00	1820,00	860,00	1910,00	950,00	280,00	7250880	3925740	11176620
		477	2320,00	1520,00	720,00	1600,00	800,00	240,00	6056960	3305120	9362080

AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2015	5	300	4760,00	2340,00	1180,00	3740,00	930,00	280,00	10523240	5554640	16077880
		336	4250,00	2140,00	1050,00	3330,00	820,00	250,00	9482200	4932200	14414400
		398	3660,00	1840,00	910,00	2880,00	700,00	220,00	8169980	4255160	12425140
		477	3070,00	1550,00	750,00	2420,00	600,00	190,00	6843200	3605420	10448620
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2016	6	300	2490,00	1300,00	770,00	1880,00	1010,00	270,00	5893160	3991260	9884420
		336	2230,00	1160,00	680,00	1670,00	900,00	240,00	5254340	3550820	8805160
		398	1920,00	1000,00	590,00	1440,00	770,00	200,00	4533620	3039400	7573020
		477	1610,00	830,00	490,00	1210,00	650,00	170,00	3778320	2562560	6340880
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2017	7	300	2520,00	1160,00	650,00	1960,00	980,00	310,00	5469100	4074980	9544080
		336	2240,00	1030,00	580,00	1760,00	880,00	270,00	4863040	3645460	8508500
		398	1930,00	890,00	500,00	1510,00	750,00	240,00	4195100	3132220	7327320
		477	1830,00	750,00	420,00	1260,00	640,00	200,00	3718260	2639000	6357260
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2018	8	300	2400,00	1160,00	740,00	2110,00	1050,00	390,00	5507320	4469920	9977240
		336	2130,00	1030,00	660,00	1880,00	930,00	340,00	4893980	3960320	8854300
		398	1840,00	890,00	580,00	1620,00	810,00	290,00	4244240	3423420	7667660
		477	1550,00	740,00	480,00	1360,00	670,00	250,00	3543540	2866500	6410040
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2019	9	300	2700,00	1290,00	650,00	2180,00	1140,00	380,00	5869500	4681040	10550540
		336	2400,00	1150,00	590,00	1950,00	1020,00	340,00	5243420	4187820	9431240
		398	2070,00	1000,00	500,00	1690,00	890,00	290,00	4522700	3632720	8155420
		477	1740,00	830,00	420,00	1410,00	740,00	250,00	3781960	3039400	6821360
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2020	10	300	2620,00	1280,00	620,00	2340,00	1230,00	410,00	5729360	5039580	10768940
		336	2330,00	1150,00	550,00	2080,00	1090,00	360,00	5114200	4466280	9580480
		398	2010,00	980,00	480,00	1800,00	940,00	310,00	4398940	3856580	8255520
		477	1680,00	820,00	400,00	1510,00	800,00	260,00	3676400	3255980	6932380

4.4.4. PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA JOULE CON CONDUCTORES TIPO ACAR

AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2011	1	550	2370,00	1350,00	1070,00	1920,00	800,00	340,00	6366360	3760120	10126480
		600	2180,00	1160,00	990,00	1770,00	740,00	320,00	5716620	3481660	9198280
		650	2030,00	1070,00	920,00	1640,00	690,00	300,00	5301660	3239600	8541260
		700	1730,00	920,00	790,00	1400,00	580,00	250,00	4542720	2739100	7281820
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2012	2	550	2300,00	950,00	650,00	1530,00	770,00	240,00	4886700	3186820	8073520
		600	2120,00	880,00	590,00	1420,00	710,00	220,00	4497220	2944760	7441980
		650	1970,00	810,00	560,00	1310,00	650,00	200,00	4184180	2702700	6886880
		700	1690,00	690,00	480,00	1090,00	610,00	180,00	3579940	2396940	5976880

AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2013	3	550	3730,00	1730,00	990,00	1990,00	910,00	300,00	8164520	3958500	12123020
		600	3440,00	1590,00	910,00	1840,00	830,00	280,00	7514780	3643640	11158420
		650	3180,00	1480,00	850,00	1700,00	780,00	270,00	6979700	3408860	10388560
		700	2730,00	1270,00	730,00	1460,00	670,00	220,00	5991440	2908360	8899800
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2014	4	550	2290,00	1490,00	710,00	1580,00	780,00	290,00	5958680	3332420	9291100
		600	2110,00	1380,00	650,00	1450,00	720,00	210,00	5496400	2973880	8470280
		650	1940,00	1280,00	600,00	1340,00	670,00	200,00	5077800	2766400	7844200
		700	1680,00	1100,00	520,00	1160,00	570,00	170,00	4382560	2371460	6754020
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2015	5	550	3010,00	1520,00	750,00	2370,00	590,00	190,00	6734000	3541720	10275720
		600	2790,00	1410,00	690,00	2190,00	540,00	160,00	6235320	3237780	9473100
		650	2590,00	1300,00	640,00	2030,00	500,00	160,00	5771220	3019380	8790600
		700	2210,00	1110,00	550,00	1740,00	430,00	130,00	4932200	2578940	7511140
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2016	6	550	1590,00	820,00	480,00	1180,00	640,00	170,00	3725540	2517060	6242600
		600	1470,00	760,00	450,00	1100,00	590,00	160,00	3458000	2336880	5794880
		650	1360,00	700,00	410,00	1020,00	550,00	150,00	3183180	2174900	5358080
		700	1170,00	600,00	360,00	870,00	470,00	130,00	2746380	1860040	4606420
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2017	7	550	1550,00	740,00	410,00	1240,00	630,00	190,00	3428880	2586220	6015100
		600	1490,00	670,00	380,00	1150,00	580,00	190,00	3197740	2413320	5611060
		650	1370,00	630,00	360,00	1070,00	540,00	170,00	2982980	2234960	5217940
		700	1170,00	530,00	310,00	910,00	460,00	150,00	2537080	1911000	4448080
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2018	8	550	1520,00	730,00	470,00	1340,00	670,00	240,00	3481660	2831920	6313580
		600	1410,00	670,00	430,00	1240,00	610,00	230,00	3206840	2615340	5822180
		650	1300,00	630,00	410,00	1150,00	570,00	210,00	3001180	2427880	5429060
		700	1120,00	540,00	350,00	990,00	490,00	180,00	2575300	2087540	4662840
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2019	9	550	1770,00	810,00	460,00	1380,00	730,00	250,00	3838380	2993900	6832280
		600	1590,00	750,00	390,00	1280,00	670,00	220,00	3450720	2744560	6195280
		650	1460,00	700,00	370,00	1180,00	620,00	210,00	3208660	2546180	5754840
		700	1250,00	600,00	300,00	1020,00	530,00	180,00	2720900	2187640	4908540
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA JOULE [kW]						PÉRDIDAS DE ENERGÍA JOULE [kWh]			
		PERIODO LLUVIOSO			PERIODO ESTIAJE			PERIODO		TOTAL	
		Dmax	Dmed	Dmin	Dmax	Dmed	Dmin	LLUVIOSO	ESTIAJE		
2020	10	550	1660,00	810,00	400,00	1480,00	780,00	260,00	3640000	3192280	6832280
		600	1530,00	750,00	370,00	1370,00	720,00	250,00	3363360	2966600	6329960
		650	1410,00	700,00	340,00	1270,00	670,00	220,00	3114020	2735460	5849480
		700	1210,00	600,00	290,00	1090,00	570,00	200,00	2668120	2356900	5025020

**4.5. ANÁLISIS DE LA PRESENCIA DEL EFECTO CORONA PARA
LOS DIFERENTES CONDUCTORES DE CATEGORÍA HTLS y
CONVENCIONAL PROPUESTOS**

4.5.1. ANÁLISIS DEL EFECTO CORONA PARA LOS CONDUCTORES TIPO ACCC/TW

Datos necesarios para el análisis del efecto corona			
VN	voltaje nominal	[kV]	138
n	conductor por fase	Adimensional	1
Y	altura promedio sobre el nivel del mar	[m]	2900
θ	temperatura media del ambiente	[°C]	13,5
h	presión barométrica	[cm Hg]	52,8025
δ	factor de corrección de la densidad del aire	Adimensional	0,72265
DMG	distancia media geométrica	[cm]	1259
S	separación entre subconductores	[cm]	-
R	radio de los subconductores	[cm]	-
Umax	tensión compuesta mas elevada	[KV]	145
mc	coeficiente de rugosidad	Adimensional	0,87
mt - seco	coeficiente meteorológico seco húmedo	Adimensional	1
mt-lluvioso	coeficiente meteorológico lluvioso húmedo	Adimensional	0,8

ACCC/TW Linnet		435	MCM	Tiempo Lluvioso	Tiempo Seco
A	Sección del conductor	[mm ²]	248,65	Corona	No Corona
r	Radio del conductor	[cm]	0,9145		
β	Factor de la disposiciones de haces	Adimensional	1		
Uc.seco.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Seco	[KV]	152,6568863		
Uc.llu.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Lluvioso	[KV]	122,125509		

ACCC /TW Brant		467	MCM	Tiempo Lluvioso	Tiempo Seco
A	Sección del conductor	[mm ²]	284,42	Corona	No Corona
r	Radio del conductor	[cm]	0,9765		
β	Factor de la disposiciones de haces	Adimensional	1		
Uc.seco.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Seco	[KV]	161,5270375		
Uc.llu.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Lluvioso	[KV]	129,22163		

ACCC/TW Lark		532	MCM	Tiempo Lluvioso	Tiempo Seco
A	Sección del conductor	[mm ²]	309,74	Corona	No Corona
r	Radio del conductor	[cm]	1,025		
β	Factor de la disposiciones de haces	Adimensional	1		
Uc.seco.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Seco	[KV]	168,4020772		
Uc.llu.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Lluvioso	[KV]	134,7216618		

ACCC/TW Hawk		610	MCM	Tiempo Lluvioso	Tiempo Seco
A	Sección del conductor	[mm ²]	349,27	Corona	No Corona
r	Radio del conductor	[cm]	1,089		
β	Factor de la disposiciones de haces	Adimensional	1		
Uc.seco.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Seco	[KV]	177,3935415		
Uc.llu.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Lluvioso	[KV]	141,9148332		

4.5.2. ANÁLISIS DEL EFECTO CORONA PARA LOS CONDUCTORES TIPO ACCR

Datos necesarios para el análisis del efecto corona			
VN	voltaje nominal	[KV]	138
n	conductor por fase	Adimensional	1
Y	altura promedio sobre el nivel del mar	[m]	2900
θ	temperatura media del ambiente	[°C]	13,5
h	presión barométrica	[cm Hg]	52,8025
δ	factor de corrección de la densidad del aire	Adimensional	0,72265
DMG	distancia media geométrica	[cm]	1259
S	separación entre subconductores	[cm]	-
R	radio de los subconductores	[cm]	-
Umax	tensión compuesta mas elevada	[KV]	145
mc	coeficiente de rugosidad	Adimensional	0,87
mt - seco	coeficiente meteorológico seco húmedo	Adimensional	1
mt-lluvioso	coeficiente meteorológico lluvioso húmedo	Adimensional	0,8

ACCR_297-T16		297	MCM	Tiempo Lluvioso	Tiempo Seco
A	Sección del conductor	[mm ²]	175	Corona	Corona
r	Radio del conductor	[cm]	0,86		
β	Factor de la disposiciones de haces	Adimensional	1		
Uc.seco.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Seco	[KV]	144,7797238		
Uc.llu.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Lluvioso	[KV]	115,8237791		

ACCR_340-T16		340	MCM	Tiempo Lluvioso	Tiempo Seco
A	Sección del conductor	[mm ²]	200	Corona	No Corona
r	Radio del conductor	[cm]	0,92		
β	Factor de la disposiciones de haces	Adimensional	1		
Uc.seco.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Seco	[KV]	153,4475853		
Uc.llu.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Lluvioso	[KV]	122,7580683		

ACCR_405-T16		405	MCM	Tiempo Lluvioso	Tiempo Seco
A	Sección del conductor	[mm ²]	239	Corona	No Corona
r	Radio del conductor	[cm]	1,005		
β	Factor de la disposiciones de haces	Adimensional	1		
Uc.seco.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Seco	[KV]	165,5735782		
Uc.llu.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Lluvioso	[KV]	132,4588626		

ACCR_470-T16		470	MCM	Tiempo Lluvioso	Tiempo Seco
A	Sección del conductor	[mm ²]	277	Corona	No Corona
r	Radio del conductor	[cm]	1,08		
β	Factor de la disposiciones de haces	Adimensional	1		
Uc.seco.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Seco	[KV]	176,1344869		
Uc.llu.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Lluvioso	[KV]	140,9075896		

4.5.3. ANÁLISIS DEL EFECTO CORONA PARA LOS CONDUCTORES TIPO ACSS

Datos necesarios para el análisis del efecto corona			
VN	voltaje nominal	[KV]	138
n	conductor por fase	Adimensional	1
Y	altura promedio sobre el nivel del mar	[m]	2900
θ	temperatura media del ambiente	[°C]	13,5
h	presión barométrica	[cm Hg]	52,8025
δ	factor de corrección de la densidad del aire	Adimensional	0,72265
DMG	distancia media geométrica	[cm]	1259
S	separación entre subconductores	[cm]	-
R	radio de los subconductores	[cm]	-
Umax	tensión compuesta mas elevada	[KV]	145
mc	coeficiente de rugosidad	Adimensional	0,87
mt - seco	coeficiente meteorológico seco húmedo	Adimensional	1
mt- lluvioso	coeficiente meteorológico lluvioso húmedo	Adimensional	0,8

ACSS Ostrich		300	MCM	Tiempo Lluvioso	Tiempo Seco
A	Sección del conductor	[mm ²]	176,70932	Corona	No Corona
r	Radio del conductor	[cm]	0,8635		
β	Factor de la disposiciones de haces	Adimensional	1		
Uc.seco.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Seco	[KV]	145,28794		
Uc.llu.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Lluvioso	[KV]	116,23035		

ACSS Oriole		336	MCM	Tiempo Lluvioso	Tiempo Seco
A	Sección del conductor	[mm ²]	210,25764	Corona	No Corona
r	Radio del conductor	[cm]	0,941		
β	Factor de la disposiciones de haces	Adimensional	1		
Uc.seco.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Seco	[KV]	156,45967		
Uc.llu.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Lluvioso	[KV]	125,16774		

ACSS Ibis		398	MCM	Tiempo Lluvioso	Tiempo Seco
A	Sección del conductor	[mm ²]	233,99953	Corona	No Corona
r	Radio del conductor	[cm]	0,9945		
β	Factor de la disposiciones de haces	Adimensional	1		
Uc.seco.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Seco	[KV]	164,08495		
Uc.llu.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Lluvioso	[KV]	131,26796		

ACSS Flicker		477	MCM	Tiempo Lluvioso	Tiempo Seco
A	Sección del conductor	[mm ²]	273,09623	Corona	No Corona
r	Radio del conductor	[cm]	1,0745		
β	Factor de la disposiciones de haces	Adimensional	1		
Uc.seco.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Seco	[KV]	175,36421		
Uc.llu.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Lluvioso	[KV]	140,29137		

4.5.4. ANÁLISIS DEL EFECTO CORONA PARA LOS CONDUCTORES TIPO ACAR

Datos necesarios para el análisis del efecto corona			
VN	voltaje nominal	[KV]	138
n	conductor por fase	Adimensional	1
Y	altura promedio sobre el nivel del mar	[m]	2900
θ	temperatura media del ambiente	[°C]	13,5
h	presión barométrica	[cm Hg]	52,8025
δ	factor de corrección de la densidad del aire	Adimensional	0,72265
DMG	distancia media geométrica	[cm]	1259
S	separación entre subconductores	[cm]	-
R	radio de los subconductores	[cm]	-
Umax	tensión compuesta mas elevada	[KV]	145
mc	coeficiente de rugosidad	Adimensional	0,87
mt - seco	coeficiente meteorológico seco húmedo	Adimensional	1
mt-lluvioso	coeficiente meteorológico lluvioso húmedo	Adimensional	0,8

ACAR		550	MCM	Tiempo Lluvioso	Tiempo Seco
A	Sección del conductor	[mm ²]	279	Corona	No Corona
r	Radio del conductor	[cm]	1,085		
β	Factor de la disposiciones de haces	Adimensional	1		
Uc.seco.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Seco	[KV]	176,8341746		
Uc.llu.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Lluvioso	[KV]	141,4673397		

ACAR		600	MCM	Tiempo Lluvioso	Tiempo Seco
A	Sección del conductor	[mm ²]	304	No Corona	No Corona
r	Radio del conductor	[cm]	1,1305		
β	Factor de la disposiciones de haces	Adimensional	1		
Uc.seco.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Seco	[KV]	183,1771741		
Uc.llu.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Lluvioso	[KV]	146,5417392		

ACAR		650	MCM	Tiempo Lluvioso	Tiempo Seco
A	Sección del conductor	[mm ²]	329	No Corona	No Corona
r	Radio del conductor	[cm]	1,179		
β	Factor de la disposiciones de haces	Adimensional	1		
Uc.seco.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Seco	[KV]	189,8918499		
Uc.llu.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Lluvioso	[KV]	151,9134799		

ACAR		700	MCM	Tiempo Lluvioso	Tiempo Seco
A	Sección del conductor	[mm ²]	355	No Corona	No Corona
r	Radio del conductor	[cm]	1,2215		
β	Factor de la disposiciones de haces	Adimensional	1		
Uc.seco.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Seco	[KV]	195,7378883		
Uc.llu.	Tensión compuesta crítica disruptiva - Tiempo Lluvioso	[KV]	156,5903106		

**4.6. CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA
CORONA PARA LOS CONDUCTORES DE CATEGORÍA HTLS y
CONVENCIONAL PROPUESTOS, PARA EL PERIODO 2011 – 2020.**

4.6.1. PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA CORONA CON CONDUCTORES TIPO ACCC/TW

AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2011	1	435	139,91	0,00	254642,14	0,00	254642,14
		467	68,79	0,00	125197,58	0,00	125197,58
		532	29,91	0,00	54430,62	0,00	54430,62
		610	2,78	0,00	5054,83	0,00	5054,83
2012	2	435	139,91	0,00	254642,14	0,00	254642,14
		467	68,79	0,00	125197,58	0,00	125197,58
		532	29,91	0,00	54430,62	0,00	54430,62
		610	2,78	0,00	5054,83	0,00	5054,83
2013	3	435	139,91	0,00	254642,14	0,00	254642,14
		467	68,79	0,00	125197,58	0,00	125197,58
		532	29,91	0,00	54430,62	0,00	54430,62
		610	2,78	0,00	5054,83	0,00	5054,83
2014	4	435	139,91	0,00	254642,14	0,00	254642,14
		467	68,79	0,00	125197,58	0,00	125197,58
		532	29,91	0,00	54430,62	0,00	54430,62
		610	2,78	0,00	5054,83	0,00	5054,83
2015	5	435	139,91	0,00	254642,14	0,00	254642,14
		467	68,79	0,00	125197,58	0,00	125197,58
		532	29,91	0,00	54430,62	0,00	54430,62
		610	2,78	0,00	5054,83	0,00	5054,83
2016	6	435	139,91	0,00	254642,14	0,00	254642,14
		467	68,79	0,00	125197,58	0,00	125197,58
		532	29,91	0,00	54430,62	0,00	54430,62
		610	2,78	0,00	5054,83	0,00	5054,83
2017	7	435	139,91	0,00	254642,14	0,00	254642,14
		467	68,79	0,00	125197,58	0,00	125197,58
		532	29,91	0,00	54430,62	0,00	54430,62
		610	2,78	0,00	5054,83	0,00	5054,83
2018	8	435	139,91	0,00	254642,14	0,00	254642,14
		467	68,79	0,00	125197,58	0,00	125197,58
		532	29,91	0,00	54430,62	0,00	54430,62
		610	2,78	0,00	5054,83	0,00	5054,83

AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2019	9	435	139,91	0,00	254642,14	0,00	254642,14
		467	68,79	0,00	125197,58	0,00	125197,58
		532	29,91	0,00	54430,62	0,00	54430,62
		610	2,78	0,00	5054,83	0,00	5054,83
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2020	10	435	139,91	0,00	254642,14	0,00	254642,14
		467	68,79	0,00	125197,58	0,00	125197,58
		532	29,91	0,00	54430,62	0,00	54430,62
		610	2,78	0,00	5054,83	0,00	5054,83

4.6.2. PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA CORONA CON CONDUCTORES TIPO ACCR

AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2011	1	297	220,7351299	0,012581964	401769,9952	54,95801858	401824,9532
		340	132,67927	0	241476,2714	0	241476,2714
		405	44,08806479	0	80240,27791	0	80240,27791
		470	4,866698027	0	8857,390408	0	8857,390408
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2012	2	297	220,7351299	0,012581964	401769,9952	54,95801858	401824,9532
		340	132,67927	0	241476,2714	0	241476,2714
		405	44,08806479	0	80240,27791	0	80240,27791
		470	4,866698027	0	8857,390408	0	8857,390408
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2013	3	297	220,7351299	0,012581964	401769,9952	54,95801858	401824,9532
		340	132,67927	0	241476,2714	0	241476,2714
		405	44,08806479	0	80240,27791	0	80240,27791
		470	4,866698027	0	8857,390408	0	8857,390408
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2014	4	297	220,7351299	0,012581964	401769,9952	54,95801858	401824,9532
		340	132,67927	0	241476,2714	0	241476,2714
		405	44,08806479	0	80240,27791	0	80240,27791
		470	4,866698027	0	8857,390408	0	8857,390408
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2015	5	297	220,7351299	0,012581964	401769,9952	54,95801858	401824,9532
		340	132,67927	0	241476,2714	0	241476,2714
		405	44,08806479	0	80240,27791	0	80240,27791
		470	4,866698027	0	8857,390408	0	8857,390408

AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2016	6	297	220,7351299	0,012581964	401769,9952	54,95801858	401824,9532
		340	132,67927	0	241476,2714	0	241476,2714
		405	44,08806479	0	80240,27791	0	80240,27791
		470	4,866698027	0	8857,390408	0	8857,390408
2017	7	297	220,7351299	0,012581964	401769,9952	54,95801858	401824,9532
		340	132,67927	0	241476,2714	0	241476,2714
		405	44,08806479	0	80240,27791	0	80240,27791
		470	4,866698027	0	8857,390408	0	8857,390408
2018	8	297	220,7351299	0,012581964	401769,9952	54,95801858	401824,9532
		340	132,67927	0	241476,2714	0	241476,2714
		405	44,08806479	0	80240,27791	0	80240,27791
		470	4,866698027	0	8857,390408	0	8857,390408
2019	9	297	220,7351299	0,012581964	401769,9952	54,95801858	401824,9532
		340	132,67927	0	241476,2714	0	241476,2714
		405	44,08806479	0	80240,27791	0	80240,27791
		470	4,866698027	0	8857,390408	0	8857,390408
2020	10	297	220,7351299	0,012581964	401769,9952	54,95801858	401824,9532
		340	132,67927	0	241476,2714	0	241476,2714
		405	44,08806479	0	80240,27791	0	80240,27791
		470	4,866698027	0	8857,390408	0	8857,390408

4.6.3. PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA CORONA CON CONDUCTORES TIPO ACSS.

AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2011	1	300	215,0623502	0	391413,4773	0	391413,4773
		336	106,6850368	0	194166,767	0	194166,767
		398	52,58196115	0	95699,1693	0	95699,1693
		477	6,426232499	0	11695,74315	0	11695,74315
2012	2	300	215,0623502	0	391413,4773	0	391413,4773
		336	106,6850368	0	194166,767	0	194166,767
		398	52,58196115	0	95699,1693	0	95699,1693
		477	6,426232499	0	11695,74315	0	11695,74315
2013	3	300	215,0623502	0	391413,4773	0	391413,4773
		336	106,6850368	0	194166,767	0	194166,767
		398	52,58196115	0	95699,1693	0	95699,1693
		477	6,426232499	0	11695,74315	0	11695,74315

AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2014	4	300	215,0623502	0	391413,4773	0	391413,4773
		336	106,6850368	0	194166,767	0	194166,767
		398	52,58196115	0	95699,1693	0	95699,1693
		477	6,426232499	0	11695,74315	0	11695,74315
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2015	5	300	215,0623502	0	391413,4773	0	391413,4773
		336	106,6850368	0	194166,767	0	194166,767
		398	52,58196115	0	95699,1693	0	95699,1693
		477	6,426232499	0	11695,74315	0	11695,74315
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2016	6	300	215,0623502	0	391413,4773	0	391413,4773
		336	106,6850368	0	194166,767	0	194166,767
		398	52,58196115	0	95699,1693	0	95699,1693
		477	6,426232499	0	11695,74315	0	11695,74315
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2017	7	300	215,0623502	0	391413,4773	0	391413,4773
		336	106,6850368	0	194166,767	0	194166,767
		398	52,58196115	0	95699,1693	0	95699,1693
		477	6,426232499	0	11695,74315	0	11695,74315
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2018	8	300	215,0623502	0	391413,4773	0	391413,4773
		336	106,6850368	0	194166,767	0	194166,767
		398	52,58196115	0	95699,1693	0	95699,1693
		477	6,426232499	0	11695,74315	0	11695,74315
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2019	9	300	215,0623502	0	391413,4773	0	391413,4773
		336	106,6850368	0	194166,767	0	194166,767
		398	52,58196115	0	95699,1693	0	95699,1693
		477	6,426232499	0	11695,74315	0	11695,74315
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2020	10	300	215,0623502	0	391413,4773	0	391413,4773
		336	106,6850368	0	194166,767	0	194166,767
		398	52,58196115	0	95699,1693	0	95699,1693
		477	6,426232499	0	11695,74315	0	11695,74315

4.6.4. PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA CORONA CON CONDUCTORES TIPO ACAR

AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2011	1	550	3,63	0,00	6615,37	0,00	6615,37
		600	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		650	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2012	2	550	3,63	0,00	6615,37	0,00	6615,37
		600	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		650	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2013	3	550	3,63	0,00	6615,37	0,00	6615,37
		600	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		650	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2014	4	550	3,63	0,00	6615,37	0,00	6615,37
		600	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		650	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2015	5	550	3,63	0,00	6615,37	0,00	6615,37
		600	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		650	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2016	6	550	3,63	0,00	6615,37	0,00	6615,37
		600	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		650	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2017	7	550	3,63	0,00	6615,37	0,00	6615,37
		600	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		650	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2018	8	550	3,63	0,00	6615,37	0,00	6615,37
		600	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		650	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2019	9	550	3,63	0,00	6615,37	0,00	6615,37
		600	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		650	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AÑO	MCM	PÉRDIDAS DE POTENCIA CORONA [kW]		PÉRDIDAS DE ENERGÍA CORONA [kWh]			
		ÉPOCA		ÉPOCA		TOTAL	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA		
2020	10	550	3,63	0,00	6615,37	0,00	6615,37
		600	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		650	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		700	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

ANEXO Nº 5

**CÁLCULO DEL CONDUCTOR MÁS ECONÓMICO Y
PRESUPUESTO DEL PROYECTO**

5.1 PRECIO UNITARIO DE LOS CONDUCTORES DE CATEGORÍA HTLS Y CONVENCIONAL SELECCIONADOS PARA EL ESTUDIO DE LA REPOTENCIACIÓN.

Nombre Cable	Calibre [MCM]	Precio [US\$/m]	Número Fases	Costo del conductor 35 [km] CS [US\$]
ACCC/TW "Linnet"	435	9,8	3	1029000
ACCC/TW "Brant"	467	13,4	3	1407000
ACCC/TW "Lark"	532	11,9	3	1249500
ACCC/TW "Hawk"	610	12,2	3	1281000
ACCR_297-T16	297	11,748	3	1233540
ACCR_340-T16	340	13,194	3	1385370
ACCR_405-T16	405	15,551	3	1632855
ACCR_470-T16	470	18,704	3	1963920
ACSS/Ostrich	300	4,37	3	458850
ACSS/Oriole	336,4	5,698	3	598290
ACSS/Ibis	397,5	5,788	3	607740
ACSS/Flicker	477	6,424	3	674520
ACAR	550	8,611	3	904155
ACAR	600	9,041	3	949305
ACAR	650	9,472	3	994560
ACAR	700	10,247	3	1075935

**5.3. CÁLCULO DE LOS COSTOS DE PÉRDIDAS POR EFECTO
JOULE Y CORONA, PARA LOS CONDUCTORES DE CATEGORÍA
HTLS SELECCIONADOS.**

5.3.1. COSTO DE PÉRDIDAS PARA CONDUCTOR TIPO ACCC/TW.

AÑO	MCM	COSTO DE PÉRDIDAS JUOLE [US\$]					COSTO DE PÉRDIDAS CORONA [US\$]					COSTO DE PERDIDAS JOULE + CORONA [US\$]		
		POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	TOTAL	VAN TOTAL	
		P. LLUVIOSO	P. ESTIAJE	TOTAL	TOTAL		E. LLUVIOSA	E. SECA	TOTAL	TOTAL				
2011	1	435	92340	74898	167238	684521,3	851759,3	4785,034	0	4785,034	15221,49	20006,52	871765,7994	810944,9297
		467	86184	69768	155952	634150,4	790102,4	2352,614	0	2352,614	7483,811	9836,424	799938,8577	744129,17
		532	76266	61902	138168	564088,2	702256,2	1022,817	0	1022,817	3253,645	4276,462	706532,6411	657239,6661
		610	67032	54036	121068	493046,8	614114,8	94,98642	0	94,98642	302,1577	397,1441	614511,9383	571639,0124
AÑO	MCM	COSTO DE PÉRDIDAS JUOLE [US\$]					COSTO DE PÉRDIDAS CORONA [US\$]					COSTO DE PERDIDAS JOULE + CORONA [US\$]		
		POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	TOTAL	VAN TOTAL	
		P. LLUVIOSO	P. ESTIAJE	TOTAL	TOTAL		E. LLUVIOSA	E. SECA	TOTAL	TOTAL				
2012	2	435	89604	57798	147402	551468,3	698870,3	4785,034	0	4785,034	15221,49	20006,52	718876,7921	622067,5324
		467	83790	53694	137484	510779,9	648263,9	2352,614	0	2352,614	7483,811	9836,424	658100,3668	569475,7095
		532	74898	47880	122778	453664	576442	1022,817	0	1022,817	3253,645	4276,462	580718,4363	502514,6015
		610	64980	41724	106704	395677,7	502381,7	94,98642	0	94,98642	302,1577	397,1441	502778,8119	435070,9027
AÑO	MCM	COSTO DE PÉRDIDAS JUOLE [US\$]					COSTO DE PÉRDIDAS CORONA [US\$]					COSTO DE PERDIDAS JOULE + CORONA [US\$]		
		POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	TOTAL	VAN TOTAL	
		P. LLUVIOSO	P. ESTIAJE	TOTAL	TOTAL		E. LLUVIOSA	E. SECA	TOTAL	TOTAL				
2013	3	435	145008	77634	222642	825407,3	1048049	4785,034	0	4785,034	15221,49	20006,52	1068055,854	859742,8484
		467	135432	72504	207936	771446,3	979382,3	2352,614	0	2352,614	7483,811	9836,424	989218,7656	796282,1009
		532	120384	64638	185022	685609,2	870631,2	1022,817	0	1022,817	3253,645	4276,462	874907,6625	704266,1703
		610	105336	56430	161766	599228,1	760994,1	94,98642	0	94,98642	302,1577	397,1441	761391,2427	612889,9283
AÑO	MCM	COSTO DE PÉRDIDAS JUOLE [US\$]					COSTO DE PÉRDIDAS CORONA [US\$]					COSTO DE PERDIDAS JOULE + CORONA [US\$]		
		POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	TOTAL	VAN TOTAL	
		P. LLUVIOSO	P. ESTIAJE	TOTAL	TOTAL		E. LLUVIOSA	E. SECA	TOTAL	TOTAL				
2014	4	435	88920	61560	150480	627949,3	778429,3	4785,034	0	4785,034	15221,49	20006,52	798435,793	597869,1448
		467	83106	57114	140220	585193,9	725413,9	2352,614	0	2352,614	7483,811	9836,424	735250,3137	550555,8244
		532	74214	50958	125172	520136,1	645308,1	1022,817	0	1022,817	3253,645	4276,462	649584,5438	486409,2505
		610	63954	44460	108414	452249,7	560663,7	94,98642	0	94,98642	302,1577	397,1441	561060,8183	420122,638
AÑO	MCM	COSTO DE PÉRDIDAS JUOLE [US\$]					COSTO DE PÉRDIDAS CORONA [US\$]					COSTO DE PERDIDAS JOULE + CORONA [US\$]		
		POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	TOTAL	VAN TOTAL	
		P. LLUVIOSO	P. ESTIAJE	TOTAL	TOTAL		E. LLUVIOSA	E. SECA	TOTAL	TOTAL				
2015	5	435	117648	92340	209988	697902,7	907890,7	4785,034	0	4785,034	15221,49	20006,52	927897,2548	646334,8428
		467	109782	86526	196308	652862,7	849170,7	2352,614	0	2352,614	7483,811	9836,424	859007,1368	598348,8364
		532	97470	76608	174078	579536,7	753614,7	1022,817	0	1022,817	3253,645	4276,462	757891,1505	527915,6233
		610	85500	66690	152190	505775,5	657965,5	94,98642	0	94,98642	302,1577	397,1441	658362,6398	458588,18

AÑO	MCM	COSTO DE PÉRDIDAS JUOLE [US\$]					COSTO DE PÉRDIDAS CORONA [US\$]					COSTO DE PERDIDAS JOULE + CORONA [US\$]		
		POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	TOTAL	VAN TOTAL	
		P. LLUVIOSO	P. ESTIAJE	TOTAL	TOTAL		E. LLUVIOSA	E. SECA	TOTAL	TOTAL				
2016	6	435	61560	46170	107730	426357,1	534087,1	4785,034	0	4785,034	15221,49	20006,52	554093,6241	359031,346
		467	57798	44802	102600	399376,6	501976,6	2352,614	0	2352,614	7483,811	9836,424	511813,0312	331635,1488
		532	51300	38304	89604	353357,5	442961,5	1022,817	0	1022,817	3253,645	4276,462	447237,9173	289792,96
		610	45144	33858	79002	310166,9	389168,9	94,98642	0	94,98642	302,1577	397,1441	389566,0484	252423,8083
2017	7	435	62244	48222	110466	412975,6	523441,6	4785,034	0	4785,034	15221,49	20006,52	543448,1687	327566,0471
		467	59850	45486	105336	393284,2	498620,2	2352,614	0	2352,614	7483,811	9836,424	508456,6612	306474,7445
		532	51984	40356	92340	344001,3	436341,3	1022,817	0	1022,817	3253,645	4276,462	440617,7777	265584,525
		610	45144	35226	80370	298634,9	379004,9	94,98642	0	94,98642	302,1577	397,1441	379402,0625	228686,4526
2018	8	435	401166	51984	453150	973038,5	1426189	4785,034	0	4785,034	15221,49	20006,52	1446195,032	810884,7844
		467	55404	48564	103968	399703	503671	2352,614	0	2352,614	7483,811	9836,424	513507,4081	287924,7506
		532	49248	43434	92682	355533,3	448215,3	1022,817	0	1022,817	3253,645	4276,462	452491,7637	253713,1425
		610	43092	37962	81054	311907,6	392961,6	94,98642	0	94,98642	302,1577	397,1441	393358,7255	220557,1159
2019	9	435	66690	54036	120726	458015,7	578741,7	4785,034	0	4785,034	15221,49	20006,52	598748,1892	312297,1599
		467	62586	50616	113202	427009,9	540211,9	2352,614	0	2352,614	7483,811	9836,424	550048,2804	286896,0924
		532	55404	44802	100206	378923,7	479129,7	1022,817	0	1022,817	3253,645	4276,462	483406,1125	252136,639
		610	48222	38988	87210	330837,4	418047,4	94,98642	0	94,98642	302,1577	397,1441	418444,5892	218253,7821
2020	10	435	64980	58140	123120	465087,2	588207,2	4785,034	0	4785,034	15221,49	20006,52	608213,69	295101,5895
		467	60534	54378	114912	436257,2	551169,2	2352,614	0	2352,614	7483,811	9836,424	561005,6276	272196,5243
		532	53694	47880	101574	387518,2	489092,2	1022,817	0	1022,817	3253,645	4276,462	493368,7057	239379,5004
		610	46170	42066	88236	337800,2	426036,2	94,98642	0	94,98642	302,1577	397,1441	426433,2977	206902,8469

5.3.2. COSTO DE PÉRDIDAS PARA CONDUCTOR TIPO ACCR

AÑO	MCM	COSTO DE PÉRDIDAS JUOLE [US\$]					COSTO DE PÉRDIDAS CORONA [US\$]					COSTO DE PERDIDAS JOULE + CORONA [US\$]		
		POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	TOTAL	VAN TOTAL	
		P. LLUVIOSO	P. ESTIAJE	TOTAL	TOTAL		E. LLUVIOSA	E. SECA	TOTAL	TOTAL				
2011	1	297	129276	104652	233928	951171,3	1185099	7549,141	0,430303	7549,572	24019,49	31569,06	1216668,314	1131784,478
		340	113886	92340	206226	836286,6	1042513	4537,631	0	4537,631	14434,49	18972,12	1061484,68	987427,6097
		407	96102	78318	174420	708346,8	882766,8	1507,812	0	1507,812	4796,443	6304,255	889071,0502	827042,8374
		470	83790	67716	151506	616634,9	768140,9	166,4411	0	166,4411	529,4594	695,9004	768836,7702	715196,9955
2012	2	297	115254	81054	196308	748382,4	944690,4	7549,141	0,430303	7549,572	24019,49	31569,06	976259,4294	844789,1223
		340	110466	71136	181602	673424,5	855026,5	4537,631	0	4537,631	14434,49	18972,12	873998,5774	756299,4721
		407	93366	60192	153558	568983,8	722541,8	1507,812	0	1507,812	4796,443	6304,255	728846,0883	630694,2895
		470	81396	52668	134064	495875,4	629939,4	166,4411	0	166,4411	529,4594	695,9004	630635,295	545709,2872
2013	3	297	203832	108756	312588	1156898	1469486	7549,141	0,430303	7549,572	24019,49	31569,06	1501054,591	1208289,758
		340	189468	95760	285228	1035377	1320605	4537,631	0	4537,631	14434,49	18972,12	1339576,626	1078306,364
		407	151164	81054	232218	857392,3	1089610	1507,812	0	1507,812	4796,443	6304,255	1095914,529	882167,9831
		470	132012	70452	202464	749252,7	951716,7	166,4411	0	166,4411	529,4594	695,9004	952412,6083	766654,5956
2014	4	297	124830	85842	210672	878933,2	1089605	7549,141	0,430303	7549,572	24019,49	31569,06	1121174,213	839535,845
		340	110124	75582	185706	774818,9	960524,9	4537,631	0	4537,631	14434,49	18972,12	979497,0197	733447,8872
		407	92682	63612	156294	658519,9	814813,9	1507,812	0	1507,812	4796,443	6304,255	821118,1676	614853,7189
		470	81054	55404	136458	568657,5	705115,5	166,4411	0	166,4411	529,4594	695,9004	705811,3571	528511,9181
2015	5	297	164844	129276	294120	978369,3	1272489	7549,141	0,430303	7549,572	24019,49	31569,06	1304058,394	908353,1314
		340	145008	113886	258894	861091,2	1119985	4537,631	0	4537,631	14434,49	18972,12	1138957,329	793350,5597
		407	122778	96102	218880	727820,6	946700,6	1507,812	0	1507,812	4796,443	6304,255	953004,8755	663823,7727
		470	106704	83790	190494	633171,3	823665,3	166,4411	0	166,4411	529,4594	695,9004	824361,2028	574215,912

AÑO	MCM	COSTO DE PÉRDIDAS JUOLE [US\$]					COSTO DE PÉRDIDAS CORONA [US\$]					COSTO DE PERDIDAS JOULE + CORONA [US\$]		
		POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	TOTAL	VAN TOTAL	
		P. LLUVIOSO	P. ESTIAJE	TOTAL	TOTAL		E. LLUVIOSA	E. SECA	TOTAL	TOTAL				
2016	6	297	86184	64638	150822	594006,1	744828,1	7549,141	0,430303	7549,572	24019,49	31569,06	776397,1273	503075,4616
		340	76266	56772	133038	525793,3	658831,3	4537,631	0	4537,631	14434,49	18972,12	677803,3992	439190,5198
		407	64296	47880	112176	443002,3	555178,3	1507,812	0	1507,812	4796,443	6304,255	561482,5817	363819,1062
		470	56088	42066	98154	387953,4	486107,4	166,4411	0	166,4411	529,4594	695,9004	486803,3136	315429,8142
AÑO	MCM	COSTO DE PÉRDIDAS JUOLE [US\$]					COSTO DE PÉRDIDAS CORONA [US\$]					COSTO DE PERDIDAS JOULE + CORONA [US\$]		
		POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	TOTAL	VAN TOTAL	
		P. LLUVIOSO	P. ESTIAJE	TOTAL	TOTAL		E. LLUVIOSA	E. SECA	TOTAL	TOTAL				
2017	7	297	87210	67716	154926	578448,8	733374,8	7549,141	0,430303	7549,572	24019,49	31569,06	764943,8256	461073,6398
		340	76608	59850	136458	510127,2	646585,2	4537,631	0	4537,631	14434,49	18972,12	665557,3051	401167,9275
		407	64980	50274	115254	431035,2	546289,2	1507,812	0	1507,812	4796,443	6304,255	552593,4265	333078,396
		470	56772	43776	100548	373919,2	474467,2	166,4411	0	166,4411	529,4594	695,9004	475163,1043	286406,8898
AÑO	MCM	COSTO DE PÉRDIDAS JUOLE [US\$]					COSTO DE PÉRDIDAS CORONA [US\$]					COSTO DE PERDIDAS JOULE + CORONA [US\$]		
		POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	TOTAL	VAN TOTAL	
		P. LLUVIOSO	P. ESTIAJE	TOTAL	TOTAL		E. LLUVIOSA	E. SECA	TOTAL	TOTAL				
2018	8	297	83106	72846	155952	602274,3	758226,3	7549,141	0,430303	7549,572	24019,49	31569,06	789795,3437	442840,0131
		340	72846	64296	137142	529274,6	666416,6	4537,631	0	4537,631	14434,49	18972,12	685388,7534	384299,0048
		407	61560	54378	115938	448224,4	564162,4	1507,812	0	1507,812	4796,443	6304,255	570466,6131	319861,904
		470	53694	47196	100890	389585,3	490475,3	166,4411	0	166,4411	529,4594	695,9004	491171,1984	275400,7879
AÑO	MCM	COSTO DE PÉRDIDAS JUOLE [US\$]					COSTO DE PÉRDIDAS CORONA [US\$]					COSTO DE PERDIDAS JOULE + CORONA [US\$]		
		POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	TOTAL	VAN TOTAL	
		P. LLUVIOSO	P. ESTIAJE	TOTAL	TOTAL		E. LLUVIOSA	E. SECA	TOTAL	TOTAL				
2019	9	297	93366	75240	168606	639698,8	808304,8	7549,141	0,430303	7549,572	24019,49	31569,06	839873,9017	438064,3465
		340	81738	66690	148428	562238,7	710666,7	4537,631	0	4537,631	14434,49	18972,12	729638,8264	380567,5531
		407	69768	56772	126540	477815,9	604355,9	1507,812	0	1507,812	4796,443	6304,255	610660,1241	318510,2283
		470	60876	48906	109782	416239,4	526021,4	166,4411	0	166,4411	529,4594	695,9004	526717,3168	274727,0473
AÑO	MCM	COSTO DE PÉRDIDAS JUOLE [US\$]					COSTO DE PÉRDIDAS CORONA [US\$]					COSTO DE PERDIDAS JOULE + CORONA [US\$]		
		POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	TOTAL	VAN TOTAL	
		P. LLUVIOSO	P. ESTIAJE	TOTAL	TOTAL		E. LLUVIOSA	E. SECA	TOTAL	TOTAL				
2020	10	297	90630	80712	171342	651666	823008	7549,141	0,430303	7549,572	24019,49	31569,06	854577,0569	414635,5993
		340	79344	71136	150480	572030	722510	4537,631	0	4537,631	14434,49	18972,12	741482,1352	359762,6299
		407	67374	60534	127908	484343,4	612251,4	1507,812	0	1507,812	4796,443	6304,255	618555,6633	300119,4522
		470	58482	52326	110808	421243,9	532051,9	166,4411	0	166,4411	529,4594	695,9004	532747,7635	258485,9802

5.3.3. COSTO DE PÉRDIDAS PARA CONDUCTOR TIPO ACSS

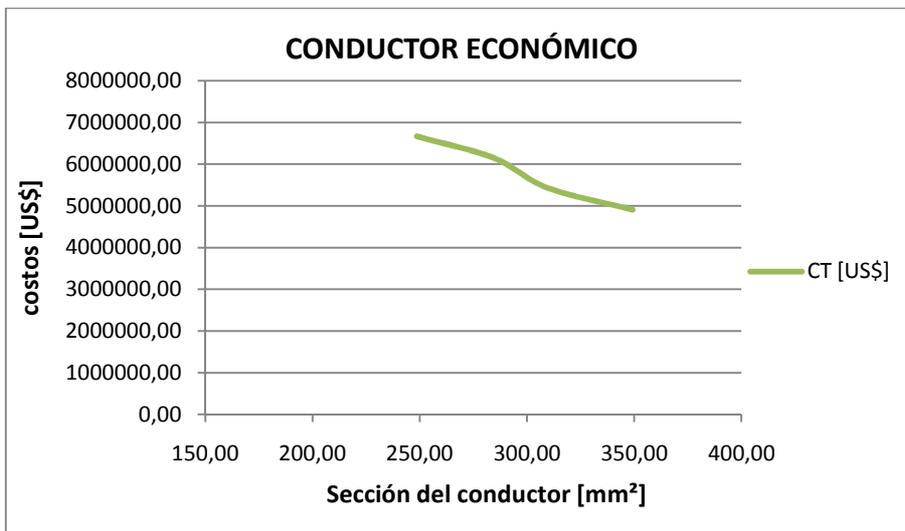
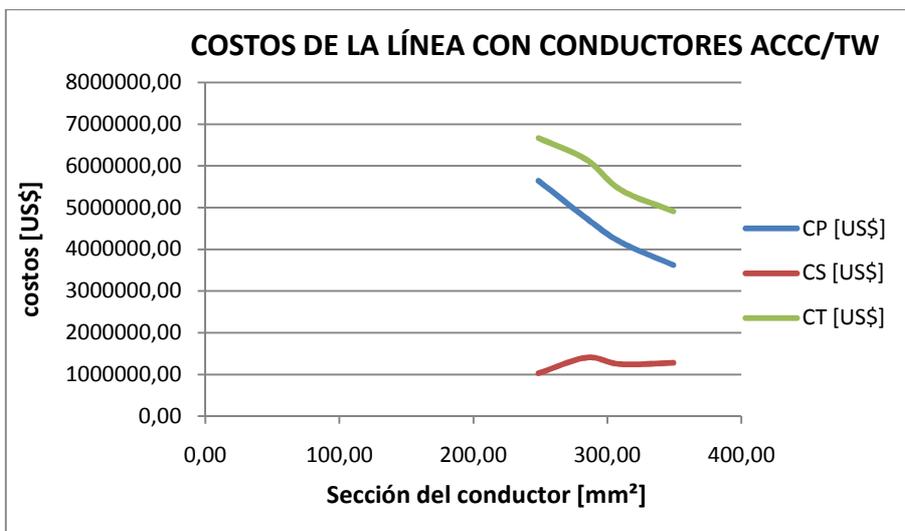
AÑO	MCM	COSTO DE PÉRDIDAS JUOLE [US\$]					COSTO DE PÉRDIDAS CORONA [US\$]					COSTO DE PERDIDAS JOULE + CORONA [US\$]		
		POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	TOTAL	VAN TOTAL	
		P. LLUVIOSO	P. ESTIAJE	TOTAL	TOTAL		E. LLUVIOSA	E. SECA	TOTAL	TOTAL				
2011	1	300	128250	102600	230850	938116,2	1168966	7355,132	0	7355,132	23397,13	30752,26	1199718,44	1116017,153
		336	113886	91998	205884	858480,2	1064364	3648,628	0	3648,628	11606,51	15255,14	1079619,338	1004297,059
		398	98154	79344	177498	721619,5	899117,5	1798,303	0	1798,303	5720,514	7518,817	906636,2752	843382,5816
		477	82422	66690	149112	606517,2	755629,2	219,7772	0	219,7772	699,1247	918,9019	756548,0859	703765,6613
2012	2	300	124488	80028	204516	757194,5	961710,5	7355,132	0	7355,132	23397,13	30752,26	992462,8116	858810,4373
		336	110808	71136	181944	675273,9	857217,9	3648,628	0	3648,628	11606,51	15255,14	872473,0712	754979,4018
		398	95418	61560	156978	581712,5	738690,5	1798,303	0	1798,303	5720,514	7518,817	746209,3517	645719,2875
		477	80028	51642	131670	489130,3	620800,3	219,7772	0	219,7772	699,1247	918,9019	621719,1726	537993,8757
2013	3	300	201438	107730	309168	1146018	1455186	7355,132	0	7355,132	23397,13	30752,26	1485938,563	1196121,952
		336	179550	95760	275310	1020690	1296000	3648,628	0	3648,628	11606,51	15255,14	1311254,687	1055508,32
		398	154926	82422	237348	880347,5	1117695	1798,303	0	1798,303	5720,514	7518,817	1125214,27	905753,1196
		477	129618	69084	198702	737938,3	936640,3	219,7772	0	219,7772	699,1247	918,9019	937559,2085	754698,1944
2014	4	300	123462	84816	208278	867727,5	1076006	7355,132	0	7355,132	23397,13	30752,26	1106757,809	828740,8335
		336	109782	75582	185364	774274,9	959638,9	3648,628	0	3648,628	11606,51	15255,14	974894,0824	730001,2054
		398	95076	65322	160398	668093,6	828491,6	1798,303	0	1798,303	5720,514	7518,817	836010,4537	626005,0707
		477	79344	54720	134064	559627,7	693691,7	219,7772	0	219,7772	699,1247	918,9019	694610,596	520124,7823
2015	5	300	162792	127908	290700	961071,4	1251771	7355,132	0	7355,132	23397,13	30752,26	1282523,619	893352,8982
		336	145350	113886	259236	861635,2	1120871	3648,628	0	3648,628	11606,51	15255,14	1136126,315	791378,5924
		398	125172	98496	223668	742725,2	966393,2	1798,303	0	1798,303	5720,514	7518,817	973911,9853	678386,8005
		477	104994	82764	187758	624576,7	812334,7	219,7772	0	219,7772	699,1247	918,9019	813253,611	566478,823

AÑO	MCM	COSTO DE PÉRDIDAS JUOLE [US\$]					COSTO DE PÉRDIDAS CORONA [US\$]					COSTO DE PERDIDAS JOULE + CORONA [US\$]		
		POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	POTENCIA			ENERGÍA	TOTAL	TOTAL	VAN TOTAL	
		P. LLUVIOSO	P. ESTIAJE	TOTAL	TOTAL		E. LLUVIOSA	E. SECA	TOTAL	TOTAL				
2016	6	300	85158	64296	149454	590851,1	740305,1	7355,132	0	7355,132	23397,13	30752,26	771057,3543	499615,4941
		336	76266	57114	133380	526337,2	659717,2	3648,628	0	3648,628	11606,51	15255,14	674972,3851	437356,1316
		398	65664	49248	114912	452684,8	567596,8	1798,303	0	1798,303	5720,514	7518,817	575115,6601	372652,8164
		477	55062	41382	96444	379032,4	475476,4	219,7772	0	219,7772	699,1247	918,9019	476395,3448	308685,851
2017	7	300	86184	67032	153216	570506,9	723722,9	7355,132	0	7355,132	23397,13	30752,26	754475,1905	454763,6187
		336	76608	60192	136800	508604,1	645404,1	3648,628	0	3648,628	11606,51	15255,14	660659,2369	398215,5929
		398	66006	51642	117648	437997,9	555645,9	1798,303	0	1798,303	5720,514	7518,817	563164,6969	339450,2811
		477	62586	43092	105678	380011,6	485689,6	219,7772	0	219,7772	699,1247	918,9019	486608,4757	293305,6435
2018	8	300	82080	72162	154242	596399,5	750641,5	7355,132	0	7355,132	23397,13	30752,26	781393,7626	438129,2279
		336	72846	64296	137142	529274,6	666416,6	3648,628	0	3648,628	11606,51	15255,14	681671,7777	382214,8882
		398	62928	55404	118332	458342	576674	1798,303	0	1798,303	5720,514	7518,817	584192,8608	327558,2418
		477	53010	46512	99522	383166,6	482688,6	219,7772	0	219,7772	699,1247	918,9019	483607,4529	271159,7789
2019	9	300	92340	74556	166896	630669,1	797565,1	7355,132	0	7355,132	23397,13	30752,26	828317,3434	432036,6367
		336	82080	66690	148770	563761,8	712531,8	3648,628	0	3648,628	11606,51	15255,14	727786,9432	379601,6414
		398	70794	57798	128592	487498,4	616090,4	1798,303	0	1798,303	5720,514	7518,817	623609,2025	325264,2536
		477	59508	48222	107730	407753,6	515483,6	219,7772	0	219,7772	699,1247	918,9019	516402,5173	269347,0184
2020	10	300	89604	80028	169632	643724,2	813356,2	7355,132	0	7355,132	23397,13	30752,26	844108,4218	409556,2811
		336	79686	71136	150822	572682,8	723504,8	3648,628	0	3648,628	11606,51	15255,14	738759,9134	358441,8245
		398	68742	61560	130302	493482	623784	1798,303	0	1798,303	5720,514	7518,817	631302,7801	306304,2758
		477	57456	51642	109098	414389,9	523487,9	219,7772	0	219,7772	699,1247	918,9019	524406,8488	254439,019

**5.3. EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA PARA LOS
CONDUCTORES DE CATEGORÍA HTLS ESCOGIDOS PARA EL
ESTUDIO DE REPOTENCIACIÓN.**

5.3.1. EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA CONDUCTOR TIPO ACCC/TW.

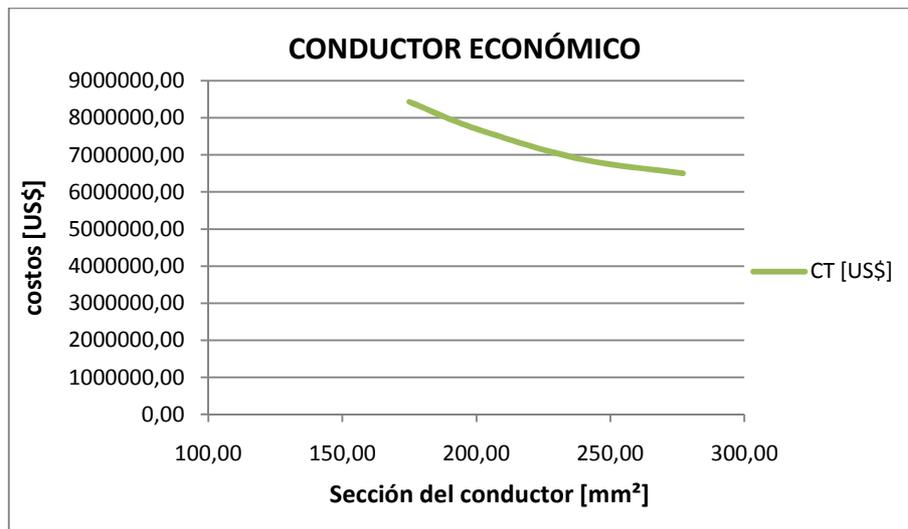
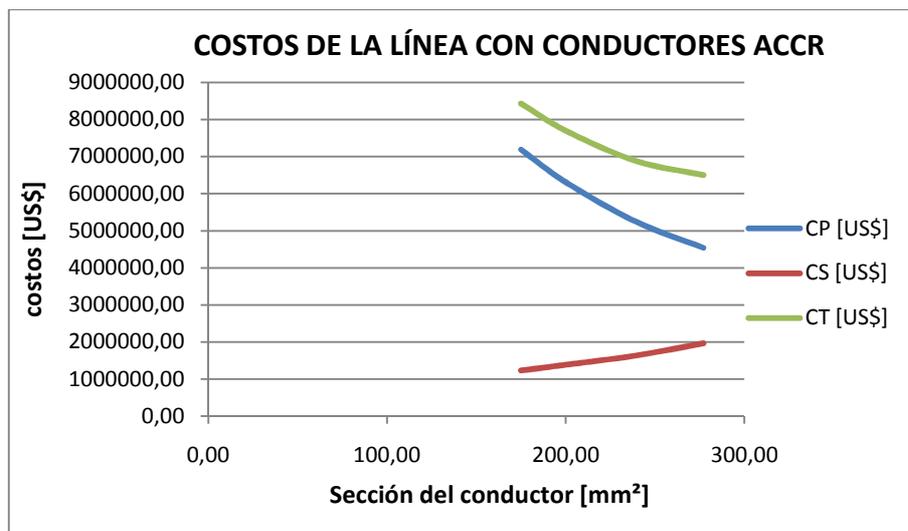
COSTOS DE LA LÍNEA CON CONDUCTORES ACCC/TW				
NOMBRE CLAVE	ACCC/TW "Lineet"	ACCC/TW "Brant"	ACCC/TW "Lark"	ACCC/TW "Hawk"
(AWG) o MCM	435,00	467,00	532,00	610,00
SECCIÓN [mm ²]	248,65	284,42	309,74	349,27
CJ [US\$]	5504513,84	4676400,89	4149598,10	3622408,64
CC [US\$]	137326,39	67518,01	29353,98	2726,03
CP [US\$]	5641840,23	4743918,90	4178952,08	3625134,67
CS [US\$]	1029000,00	1407000,00	1249500,00	1281000,00
CT [US\$]	6670840,23	6150918,90	5428452,08	4906134,67



Conductor Económico						
ACCC/TW "Hawk"	Calibre [MCM]	610	Sección [mm ²]	349,27	CT [US\$]	4906134,67

5.3.2. EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA CONDUCTOR TIPO ACCR

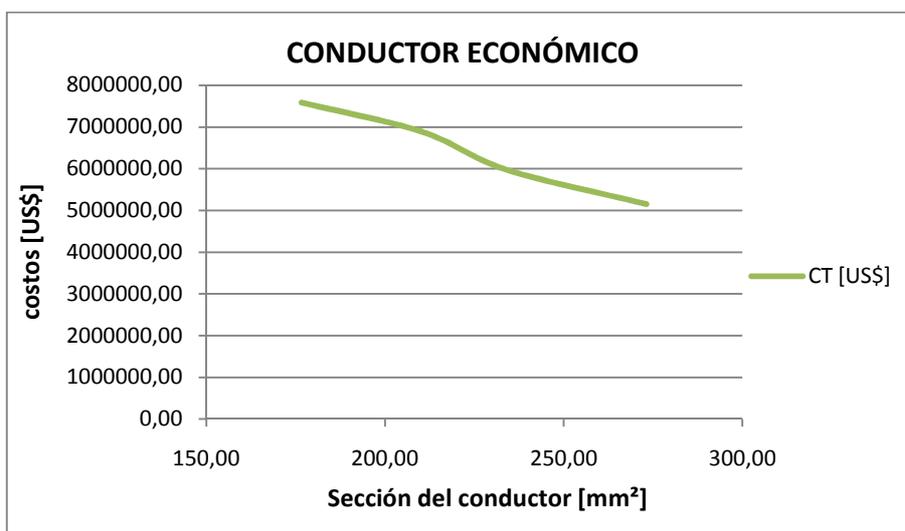
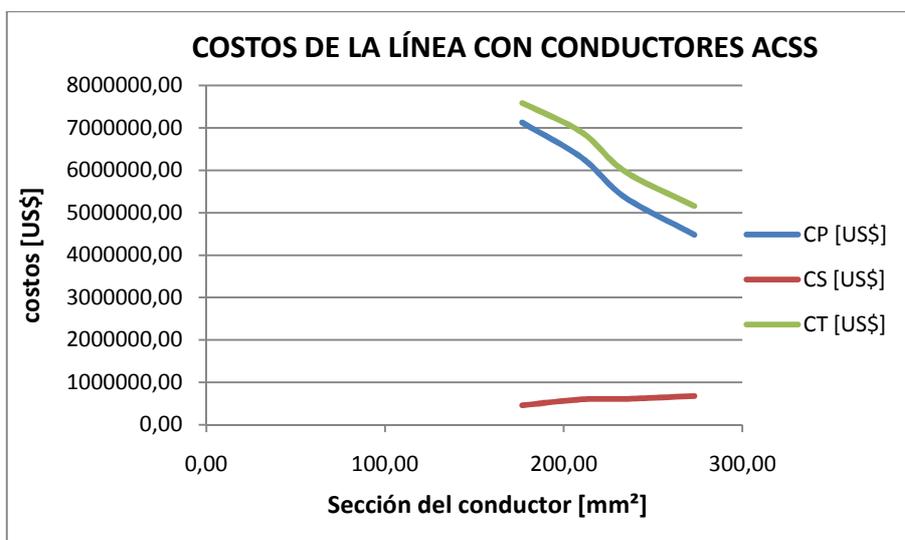
COSTOS DE LA LÍNEA CON CONDUCTORES ACCR				
NOMBRE CLAVE	ACCR_297-T16	ACCR_340-T16	ACCR_405-T16	ACCR_470-T16
(AWG) o MCM	297	340	405	470
SECCIÓN [mm ²]	175,00	200,00	239,00	277,00
CJ[US\$]	6975748,81	6183593,38	5210698,77	4535962,51
CC [US\$]	216692,58	130226,14	43272,91	4776,72
CP [US\$]	7192441,40	6313819,53	5253971,69	4540739,23
CS [US\$]	1233585,48	1385377,48	1632836,53	1963963,62
CT [US\$]	8426026,87	7699197,01	6886808,22	6504702,85



Conductor Económico				
ACCR_470-T16	Calibre [MCM]	470	Sección [mm ²]	277
	CT [US\$]			6504702,85

5.3.3 EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA CONDUCTOR TIPO ACSS

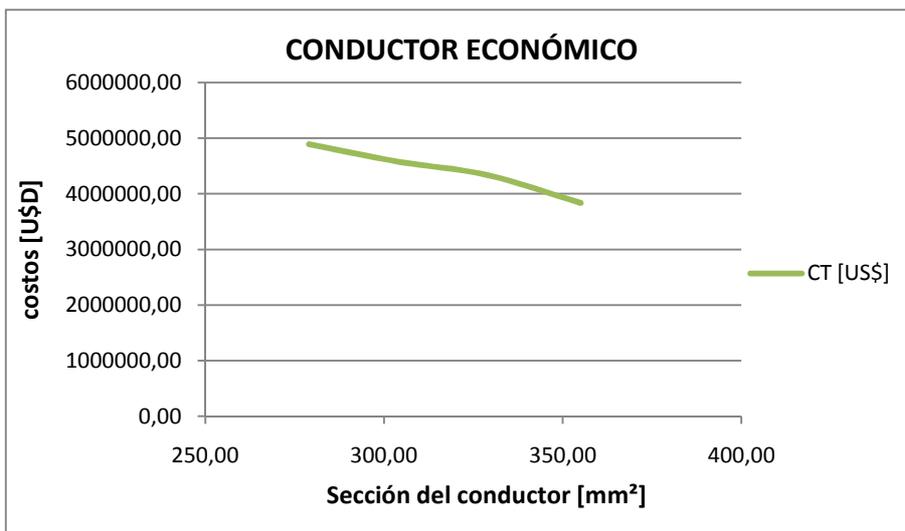
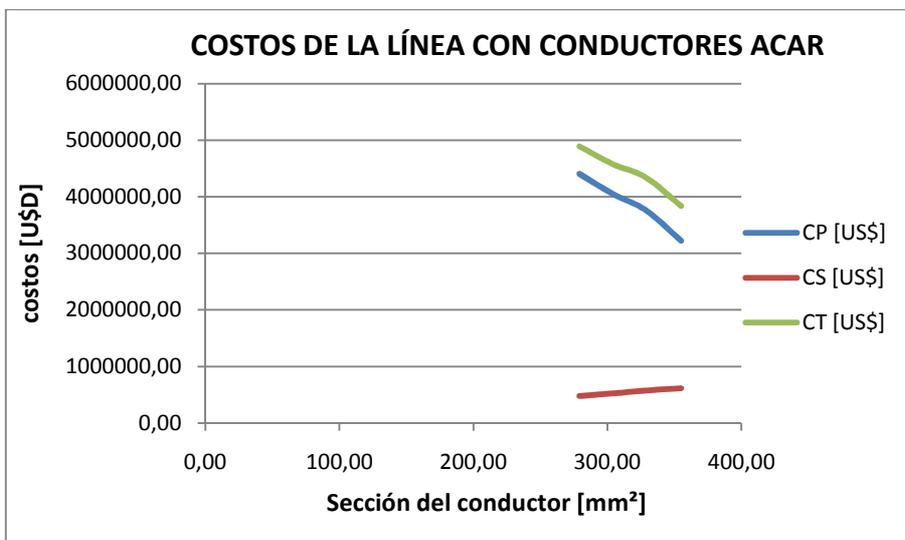
COSTOS DE LA LÍNEA CON CONDUCTORES ACSS				
NOMBRE CLAVE	ACSS Ostrich	ACSS Linnet	ACSS Ibis	ACSS Flicker
(AWG) o MCM	300	336	398	477
SECCIÓN [mm ²]	176,71	210,26	234,00	273,10
CJ[US\$]	6916058,50	6187282,13	5318866,96	4473691,23
CC [US\$]	211086,03	104712,52	51609,77	6307,42
CP [US\$]	7127144,53	6291994,66	5370476,73	4479998,65
CS [US\$]	458851,19	598286,98	607739,19	674471,21
CT [US\$]	7585995,73	6890281,63	5978215,92	5154469,86



Conductor Económico						
ACSS Flicker	Calibre [MCM]	477	Seccion [mm ²]	273,096228	CT [US\$]	5154469,86

5.3.4 EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA CONDUCTOR TIPO ACAR

COSTOS DE LA LÍNEA CON CONDUCTORES ACAR				
NOMBRE CLAVE	ACAR	ACAR	ACAR	ACAR
(AWG) o MCM	550,00	600,00	650,00	700,00
SECCIÓN [mm ²]	279,00	304,00	329,00	355,00
CJ [US\$]	4405660,65	4052500,76	3758560,10	3222338,89
CC [US\$]	3567,61	0,00	0,00	0,00
CP [US\$]	4409228,26	4052500,76	3758560,10	3222338,89
CS [US\$]	480900,00	523950,00	577500,00	614250,00
CT [US\$]	4890128,26	4576450,76	4336060,10	3836588,89



Conductor Económico x [km]						
ACAR	Calibre [MCM]	700	Seccion [mm ²]	355	CT [US\$]	3836588,89

ANEXO N° 6**CÁLCULO MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSPORTE DE
ENERGÍA ELÉCTRICA**

6.1 HIPÓTESIS A CONSIDERADAS PARA EL CÁLCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES SELECCIONADOS PARA EL ESTUDIO DE LA REPOTENCIACIÓN.

Para el cálculo mecánico de la línea de transmisión Pucará Mulaló se plantea los siguientes estados o hipótesis de acuerdo a las normas del EX INECEL:

Estado I.- Este estado corresponde a la mínima temperatura, define la flecha mínima de los conductores, al igual que una de las condiciones para definir la tensión máxima de los conductores. Las condiciones para el cálculo son:

- Zona II
- Temperatura: -5°C
- Viento: 0 Km/h

Para este estado, se recomienda que la tensión mecánica del conductor no exceda el 33,33 % de la tensión de rotura.

Estado II.- Define una condición de máxima carga mecánica de los conductores; pero no asegura una condición de flecha máxima. Las condiciones para el cálculo mecánico son:

- Zona II
- Temperatura: 5°C
- Viento: 90 Km / h

Los porcentajes de las tensiones máximas admisibles, son iguales a las señaladas en el estado I.

Estado III.- Corresponde a la condición de operación normal de la línea, conocido como el estado de todos los días o "EDS" (EVERY DAY STREES), es el que define las tensiones y flechas normales, para los conductores de fase. Las condiciones que se aplican para el cálculo son:

- Zona II
- Temperatura: 15 °C
- Viento: 0 Km / h

Para la aplicación de la ecuación de cambio de estado para el cálculo de tensiones, se establece al ESTADO III como condición inicial, con lo que se llegan a determinar los valores para el resto de estados.

Para este proyecto, la tensión mecánica de partida en el estado III (T_{EDS}), se establece para los conductores en el 20% de la tensión de rotura.

Estado IV.- Define la flecha máxima y tensión mínima de los conductores, corresponde a la máxima temperatura. Las condiciones de cálculo para este estado son:

- Zona II
- Temperatura: Transportando máxima carga (516 Amperios)
- Viento: 0 Km / h

6.2 CÁLCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES

ANEXO 6.2.1. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR ACCC/TW Linnet	
Vano	350 [m]

DATOS DEL CONDUCTOR	
α	0,00001917 [1/°C]
E	7704 [Kg/mm ²]
S	248,65 [mm ²]
T_R	7460 [Kg]
Φ_c	18,29 [mm]
P	0,664 [Kg/m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"	
DATOS	
% T_R	22 [%]
t_1	15 [°C]
v_1	0 [km/h]
CÁLCULOS:	
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0 [Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,664 [Kg/m]

ESTADO I "CONDICION FINAL"	
DATOS	
t_2	-5 [°C]
v_2	0 [km/h]
CÁLCULOS:	
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0 [Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,664 [Kg/m]

CONDICION INICIAL		ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		CONDICION FINAL	
T_1	1641 [kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		T_2	1931 [kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	6,20 [m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{\alpha^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	-775,19	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	5,27 [m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2472 [m]	$K_2 = \frac{\alpha^2 P_1^2 S E}{24}$	4310878111	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2908 [m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"	
DATOS	
% T_R	22 [%]
t_1	15 [°C]
v_1	0 [km/h]
CÁLCULOS:	
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0 [Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,664 [Kg/m]

ESTADO II "CONDICION FINAL"	
DATOS	
t_2	5 [°C]
v_2	90 [km/h]
CÁLCULOS:	
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0,729 [Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,986 [Kg/m]

CONDICION INICIAL		ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		CONDICION FINAL	
T_1	1641 [kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		T_2	2263 [kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	6,20 [m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{\alpha^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	-407,97	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	6,67 [m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2472 [m]	$K_2 = \frac{\alpha^2 P_1^2 S E}{24}$	9503388911	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2296 [m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"	
DATOS	
% T_R	22 [%]
t_1	15 [°C]
v_1	0 [km/h]
CÁLCULOS:	
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0 [Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,664 [Kg/m]

ESTADO IV "CONDICION FINAL"	
DATOS	
t_2	59,4 [°C]
v_2	0 [km/h]
CÁLCULOS:	
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0 [Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,664 [Kg/m]

CONDICION INICIAL		ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		CONDICION FINAL	
T_1	1641 [kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		T_2	1235 [kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	6,20 [m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{\alpha^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	1589,71	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	8,24 [m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2472 [m]	$K_2 = \frac{\alpha^2 P_1^2 S E}{24}$	4310878111	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1860 [m]

ANEXO 6.2.2. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR ACCC/TW Brant

Vano 350 [m]

DATOS DEL CONDUCTOR

α	0,00001755	[1/°C]
E	7704	[Kg/mm ²]
S	284,42	[mm ²]
T_R	11783	[Kg]
Φc	19,53	[mm]
P	0,743	[Kg/m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"

DATOS

% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]

CÁLCULOS:

$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,743	[Kg/m]

ESTADO I "CONDICION FINAL"

DATOS

t_2	-5	[°C]
v_2	0	[km/h]

CÁLCULOS:

$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,743	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		CONDICION FINAL	
T_1	2592 [kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		T_2	3089 [kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	4,39 [m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	-2442,56	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	3,68 [m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	3489 [m]	$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$	6174174230	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	4158 [m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"

DATOS

% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]

CÁLCULOS:

$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,743	[Kg/m]

ESTADO II "CONDICION FINAL"

DATOS

t_2	5	[°C]
v_2	90	[km/h]

CÁLCULOS:

$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0,778	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	1,076	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		CONDICION FINAL	
T_1	2592 [kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		T_2	3269 [kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	4,39 [m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	-2058,01	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	5,04 [m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	3489 [m]	$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$	12946317738	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	3039 [m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"

DATOS

% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]

CÁLCULOS:

$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,743	[Kg/m]

ESTADO IV "CONDICION FINAL"

DATOS

t_2	54,6	[°C]
v_2	0	[km/h]

CÁLCULOS:

$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,743	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		CONDICION FINAL	
T_1	2592 [kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		T_2	1886 [kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	4,39 [m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	-150,64	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	6,03 [m]
				$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	

$$C_1 = \frac{T_1}{P_1} \quad 3489 \quad [\text{m}]$$

$$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 SE}{24} \quad 6174174230$$

$$C_2 = \frac{T_2}{P_2} \quad 2539 \quad [\text{m}]$$

ANEXO 6.2.3. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR
ACCC/TW Lark

Vano 350 [m]

DATOS DEL CONDUCTOR	
α	0,00001868 [1/°C]
E	7704 [Kg/mm ²]
S	309,74 [mm ²]
T_R	10342 [Kg]
Φ_C	20,50 [mm]
P	0,823 [Kg/m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"	
DATOS	
% T_R	22 [%]
t_1	15 [°C]
v_1	0 [km/h]
CÁLCULOS:	
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0 [Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,823 [Kg/m]

ESTADO I "CONDICION FINAL"	
DATOS	
t_2	-5 [°C]
v_2	0 [km/h]
CÁLCULOS:	
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0 [Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,823 [Kg/m]

CONDICION INICIAL	ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO	CONDICION FINAL
T_1 2275 [kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$	T_2 2703 [kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$ 5,54 [m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 SE}{24 T_1^2}$ -1573,12	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$ 4,66 [m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$ 2765 [m]	$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 SE}{24}$ 8249698667	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$ 3284 [m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"	
DATOS	
% T_R	22 [%]
t_1	15 [°C]
v_1	0 [km/h]
CÁLCULOS:	
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0 [Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,823 [Kg/m]

ESTADO II "CONDICION FINAL"	
DATOS	
t_2	5 [°C]
v_2	90 [km/h]
CÁLCULOS:	
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0,817 [Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	1,160 [Kg/m]

CONDICION INICIAL	ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO	CONDICION FINAL
T_1 2275 [kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$	T_2 2976 [kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$ 5,54 [m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 SE}{24 T_1^2}$ -1127,37	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$ 5,97 [m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$ 2765 [m]	$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 SE}{24}$ 16375506549	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$ 2567 [m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"	
DATOS	
% T_R	22 [%]
t_1	15 [°C]
v_1	0 [km/h]
CÁLCULOS:	
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0 [Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,823 [Kg/m]

ESTADO IV "CONDICION FINAL"	
DATOS	
t_2	51,3 [°C]
v_2	0 [km/h]
CÁLCULOS:	
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0 [Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,823 [Kg/m]

CONDICION INICIAL			ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		CONDICION FINAL		
T_1	2275	[kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		T_2	1752	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	5,54	[m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{\alpha^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	936,45	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	7,20	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2765	[m]	$K_2 = \frac{\alpha^2 P_2^2 S E}{24}$	8249698667	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2129	[m]

ANEXO 6.2.4. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR ACCC/TW Hawk

Vano 350 [m]

DATOS DEL CONDUCTOR

α	0,0000195	[1/°C]
E	7714	[Kg/mm ²]
S	349,27	[mm ²]
T_R	10574	[Kg]
Φc	21,78	[mm]
P	0,931	[Kg/m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"

DATOS	
% T_R	22 [%]
t_1	15 [°C]
v_1	0 [km/h]
CÁLCULOS:	
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0 [Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,931 [Kg/m]

ESTADO I "CONDICION FINAL"

DATOS	
t_2	-5 [°C]
v_2	0 [km/h]
CÁLCULOS:	
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0 [Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,931 [Kg/m]

CONDICION INICIAL			ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		CONDICION FINAL		
T_1	2326	[kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		T_2	2750	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	5,42	[m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{\alpha^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	-1174,42	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	5,18	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2827	[m]	$K_2 = \frac{\alpha^2 P_2^2 S E}{24}$	119199694583	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2954	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"

DATOS	
% T_R	22 [%]
t_1	15 [°C]
v_1	0 [km/h]
CÁLCULOS:	
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0 [Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,931 [Kg/m]

ESTADO II "CONDICION FINAL"

DATOS	
t_2	5 [°C]
v_2	90 [km/h]
CÁLCULOS:	
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0,868 [Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	1,273 [Kg/m]

CONDICION INICIAL			ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		CONDICION FINAL		
T_1	2326	[kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		T_2	3048	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	5,42	[m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{\alpha^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	-649,03	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	6,40	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2827	[m]	$K_2 = \frac{\alpha^2 P_2^2 S E}{24}$	22275930364	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2394	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"

DATOS	
% T_R	22 [%]
t_1	15 [°C]
v_1	0 [km/h]
CÁLCULOS:	

ESTADO IV "CONDICION FINAL"

DATOS	
t_2	47,35 [°C]
v_2	0 [km/h]
CÁLCULOS:	

$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,931	[Kg/m]

$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,931	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	2326	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	5,42	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2827	[m]

ECUACION CAMBIO DE ESTADO		
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		
$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$		1575,96
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$		119199694583

CONDICION FINAL		
T_2	1862	[kg]
$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	7,66	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2000	[m]

ANEXO 6.2.5. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR ACCR_297-T16	
Vano	350 [m]

DATOS DEL CONDUCTOR		
α	0,0000167	[1/°C]
E	8946	[Kg/mm ²]
S	175,00	[mm ²]
T_R	5492	[Kg]
Φ_c	17,20	[mm]
P	0,5016	[Kg/m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
$\% T_R$	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,5016	[Kg/m]

ESTADO I "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	-5	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,5016	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	1208	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	6,36	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2409	[m]

ECUACION CAMBIO DE ESTADO		
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		
$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$		-353,92
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$		2010512813

CONDICION FINAL		
T_2	1392	[kg]
$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	5,52	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2775	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
$\% T_R$	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,5016	[Kg/m]

ESTADO II "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	5	[°C]
v_2	90	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0,685	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,8493	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	1208	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	6,36	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2409	[m]

ECUACION CAMBIO DE ESTADO		
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		
$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$		-92,48
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$		5763430993

CONDICION FINAL		
T_2	1824	[kg]
$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	7,13	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2148	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
$\% T_R$	22	[%]

ESTADO IV "CONDICION FINAL"		
DATOS		

t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,5016	[Kg/m]

t_2	76,8	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,5016	[Kg/m]

CONDICION INICIAL			ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO			CONDICION FINAL		
T_1	1208	[kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$			T_2	870	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	6,36	[m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{\alpha^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$		1784,71	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	8,83	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2409	[m]	$K_2 = \frac{\alpha^2 P_2^2 S E}{24}$		2010512813	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1735	[m]

ANEXO 6.2.6. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR ACCR_340-T16

Vano 350 [m]

DATOS DEL CONDUCTOR		
α	0,0000167	[1/°C]
E	8976	[Kg/mm ²]
S	200,00	[mm ²]
T_R	6309	[Kg]
Φ_c	18,40	[mm]
P	0,574	[Kg/m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
$\% T_R$	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,574	[Kg/m]

ESTADO I "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	-5	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,574	[Kg/m]

CONDICION INICIAL			ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO			CONDICION FINAL		
T_1	1388	[kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$			T_2	1600	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	6,34	[m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{\alpha^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$		-420,48	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	5,50	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2418	[m]	$K_2 = \frac{\alpha^2 P_2^2 S E}{24}$		3018988588	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2787	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
$\% T_R$	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,574	[Kg/m]

ESTADO II "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	5	[°C]
v_2	90	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0,733	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,9311	[Kg/m]

CONDICION INICIAL			ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO			CONDICION FINAL		
T_1	1388	[kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$			T_2	1824	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	6,34	[m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{\alpha^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$		-120,68	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	7,13	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2418	[m]	$K_2 = \frac{\alpha^2 P_2^2 S E}{24}$		7943846958	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2148	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,574	[Kg/m]

ESTADO IV "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	68	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,574	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	1388	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	6,34	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2418	[m]

ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		
$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	1768,05	
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$	3018988588	

CONDICION FINAL		
T_2	1037	[kg]
$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	8,48	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1807	[m]

ANEXO 6.2.7. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR ACCR_405-T16

Vano 350 [m]

DATOS DEL CONDUCTOR		
α	0,0000167	[1/°C]
E	8953	[Kg/mm ²]
S	239,00	[mm ²]
T_R	7489	[Kg]
ΦC	20,10	[mm]
P	0,684	[Kg/m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,684	[Kg/m]

ESTADO I "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	-5	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,684	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	1388	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	6,34	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2418	[m]

ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		
$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	-479,87	
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$	5109795693	

CONDICION FINAL		
T_2	1898	[kg]
$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	5,52	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2773	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,684	[Kg/m]

ESTADO II "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	5	[°C]
v_2	90	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0,801	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	1,053	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	1388	[kg]

ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		

CONDICION FINAL		
T_2	2338	[kg]

$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	6,34	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2418	[m]

$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	-120,68
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$	7943846958

$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	6,90	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2219	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,684	[Kg/m]

ESTADO IV "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	58,9	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,684	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	1388	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	6,34	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2418	[m]

ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		
$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	1803,54	
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$	5109795693	

CONDICION FINAL		
T_2	1286	[kg]
$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	8,15	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1879	[m]

ANEXO 6.2.8. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR ACCR_470-T16

Vano 350 [m]

DATOS DEL CONDUCTOR		
α	0,0000167	[1/°C]
E	8968	[Kg/mm ²]
S	277	[mm ²]
T_R	8715	[Kg]
Φc	21,6	[mm]
P	0,794	[Kg/m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,794	[Kg/m]

ESTADO I "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	-5	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,794	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	1917	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	6,34	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2417	[m]

ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		
$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	-572,49	
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$	7993578063	

CONDICION FINAL		
T_2	2210	[kg]
$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	5,50	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2783	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,794	[Kg/m]

ESTADO II "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	5	[°C]
v_2	90	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0,861	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	1,171	[Kg/m]

CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,6144	[Kg/m]

CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0,688	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,922	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	1280	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	7,35	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2083	[m]

ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		
$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$		-179,59
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$		6452531866

CONDICION FINAL		
T_2	1804	[kg]
$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	7,84	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1955	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
$\% T_R$	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,6144	[Kg/m]

ESTADO IV "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	76,5	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,6144	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	1280	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	7,35	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2083	[m]

ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		
$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$		2235,75
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$		2862317135

CONDICION FINAL		
T_2	948	[kg]
$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	9,93	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1543	[m]

ANEXO 6.2.10. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR
ACSS Oriole

Vano 350 [m]

DATOS DEL CONDUCTOR		
α	0,000018442	[1/°C]
E	9056	[Kg/mm ²]
S	210	[mm ²]
T_R	8682	[Kg]
ΦC	18,82	[mm]
P	0,7859	[Kg/m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
$\% T_R$	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,7859	[Kg/m]

ESTADO I "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	-5	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,7859	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	1910	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	6,30	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2430	[m]

ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		
$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$		-968,13
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$		5995358165

CONDICION FINAL		
T_2	2203	[kg]
$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	5,46	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2803	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,7859	[Kg/m]

ESTADO II "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	5	[°C]
v_2	90	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0,750	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	1,086	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		CONDICION FINAL	
T_1	1910 [kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		T_2	2480 [kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	6,30 [m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{\alpha^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	-617,41	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	6,71 [m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2430 [m]	$K_2 = \frac{\alpha^2 P_2^2 S E}{24}$	11453442058	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2283 [m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,7859	[Kg/m]

ESTADO IV "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	67,8	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,7859	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		CONDICION FINAL	
T_1	1910 [kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		T_2	1414 [kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	6,30 [m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{\alpha^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	1785,13	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{\alpha \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	8,52 [m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2430 [m]	$K_2 = \frac{\alpha^2 P_2^2 S E}{24}$	5995358165	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1799 [m]

ANEXO 6.2.11. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR ACS S Ibis	
Vano	350 [m]

DATOS DEL CONDUCTOR	
α	0,000019367 [1/°C]
E	8337 [Kg/mm ²]
S	234 [mm ²]
T_R	7500 [Kg]
Φ_c	19,89 [mm]
P	0,8142 [Kg/m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,8142	[Kg/m]

ESTADO I "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	-5	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,8142	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		CONDICION FINAL	
T_1	1650 [kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		T_2	1870 [kg]

$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	7,56	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2027	[m]

$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	-18,98
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$	6601045131

$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	6,67	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2296	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,8142	[Kg/m]

ESTADO II "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	5	[°C]
v_2	90	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0,792	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	1,136	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	1650	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	7,56	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2027	[m]

ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		
$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	396,80	
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$	12854794686	

CONDICION FINAL		
T_2	2217	[kg]
$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	7,85	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1952	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,8142	[Kg/m]

ESTADO IV "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	60	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,8142	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	1650	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	7,56	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	2027	[m]

ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		
$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	2474,83	
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$	6601045131	

CONDICION FINAL		
T_2	1319	[kg]
$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	9,46	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1620	[m]

ANEXO 6.2.12. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR
ACSS Filcker

Vano 350 [m]

DATOS DEL CONDUCTOR		
α	0,000019891	[1/°C]
E	8050	[Kg/mm ²]
S	273	[mm ²]
T_R	7455	[Kg]
ΦC	21,49	[mm]
P	0,9142	[Kg/m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,9142	[Kg/m]

ESTADO I "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	-5	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi C$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,9142	[Kg/m]

CONDICION INICIAL			ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO			CONDICION FINAL		
T_1	1640	[kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$			T_2	1830	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	8,54	[m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	970,81	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	7,66	[m]	
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	1794	[m]	$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$	9374881962	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2001	[m]	

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,9142	[Kg/m]

ESTADO II "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	5	[°C]
v_2	90	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0,856	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	1,253	[Kg/m]

CONDICION INICIAL			ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO			CONDICION FINAL		
T_1	1640	[kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$			T_2	2207	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	8,54	[m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	396,80	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	8,70	[m]	
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	1794	[m]	$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$	12854794686	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1762	[m]	

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,9142	[Kg/m]

ESTADO IV "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	53	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,9142	[Kg/m]

CONDICION INICIAL			ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO			CONDICION FINAL		
T_1	1640	[kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$			T_2	1385	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	8,54	[m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	3506,19	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	10,12	[m]	
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	1794	[m]	$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$	9374881962	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1514	[m]	

ANEXO 6.2.13. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR ACAR 550	
Vano	350 [m]

DATOS DEL CONDUCTOR	
α	0,000023 [1/°C]
E	6403 [Kg/mm ²]
S	279 [mm ²]
T_R	6530 [Kg]
Φ_C	21,7 [mm]
P	0,766 [Kg/m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		

ESTADO I "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	-5	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		

$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,766	[Kg/m]

$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,766	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	1437	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	8,17	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	1875	[m]

ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		
$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$		334,02
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$		5350200916

CONDICION FINAL		
T_2	1644	[kg]
$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	7,14	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2147	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
$\%T_R$	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,766	[Kg/m]

ESTADO II "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	5	[°C]
v_2	90	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0,865	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	1,155	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	1437	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	8,17	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	1875	[m]

ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		
$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$		744,90
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$		12166559557

CONDICION FINAL		
T_2	2077	[kg]
$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	8,52	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1798	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
$\%T_R$	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,766	[Kg/m]

ESTADO IV "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	51,7	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,766	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	1437	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	8,17	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	1875	[m]

ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		
$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$		2663,71
$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$		5350200916

CONDICION FINAL		
T_2	1180	[kg]
$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	9,95	[m]
$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1540	[m]

ANEXO 6.2.14. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR ACAR 600	
Vano	350 [m]

DATOS DEL CONDUCTOR		
α	0,000023	[1/°C]
E	6403	[Kg/mm ²]
S	304	[mm ²]
T_R	7166	[Kg]
Φ_c	22,61	[mm]
P	0,833	[Kg/m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
$\%T_R$	22	[%]

ESTADO I "CONDICION FINAL"		
DATOS		

t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,833	[Kg/m]

t_2	-5	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,833	[Kg/m]

CONDICION INICIAL			ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO			CONDICION FINAL		
T_1	1577	[kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$			T_2	1808	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	8,10	[m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$		301,87	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	7,06	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	1893	[m]	$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$		6894010416	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2170	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,833	[Kg/m]

ESTADO II "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	5	[°C]
v_2	90	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0,901	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	1,227	[Kg/m]

CONDICION INICIAL			ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO			CONDICION FINAL		
T_1	1577	[kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$			T_2	2238	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	8,10	[m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$		794,57	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	8,40	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	1893	[m]	$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$		14957136854	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1824	[m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,833	[Kg/m]

ESTADO IV "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	49	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,833	[Kg/m]

CONDICION INICIAL			ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO			CONDICION FINAL		
T_1	1577	[kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$			T_2	1308	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	8,10	[m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$		2719,44	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	9,76	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	1893	[m]	$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$		6894010416	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1571	[m]

ANEXO 6.2.15. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR ACAR 650	
Vano	350 [m]

DATOS DEL CONDUCTOR		
α	0,000023	[1/°C]
E	6403	[Kg/mm ²]
S	329	[mm ²]
T_R	7755	[Kg]
Φ_C	23,59	[mm]
P	0,905	[Kg/m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,905	[Kg/m]

ESTADO I "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	-5	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,905	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		CONDICION FINAL	
T_1	1706 [kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		T_2	1955 [kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	8,13 [m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	350,34	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	7,09 [m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	1885 [m]	$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$	8806460778	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2160 [m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,905	[Kg/m]

ESTADO II "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	5	[°C]
v_2	90	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0,940	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	1,305	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		CONDICION FINAL	
T_1	1706 [kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		T_2	2385 [kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	8,13 [m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	834,85	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	8,39 [m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	1885 [m]	$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$	18305518822	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1828 [m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,905	[Kg/m]

ESTADO IV "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t_2	47	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi c$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,905	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO		CONDICION FINAL	
T_1	1706 [kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$		T_2	1431 [kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	8,13 [m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$	2869,82	$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	9,69 [m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	1885 [m]	$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$	8806460778	$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1581 [m]

ANEXO 6.2.16. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR ACAR 700

DATOS DEL CONDUCTOR		
α	0,000023	[1/°C]
E	6403	[Kg/mm ²]

Vano	350 [m]
------	---------

S	355 [mm ²]
T _R	8118 [Kg]
Φ _C	24,43 [mm]
P	0,974 [Kg/m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
%T _R	22	[%]
t ₁	15	[°C]
v ₁	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600}\right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,974	[Kg/m]

ESTADO I "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t ₂	-5	[°C]
v ₂	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600}\right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,974	[Kg/m]

CONDICION INICIAL			ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO			CONDICION FINAL		
T ₁	1786	[kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$			T ₂	2036	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	8,36	[m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$			$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	7,33	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	1834	[m]	619,16			$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	2090	[m]
			$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$					
			11006636290					

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
%T _R	22	[%]
t ₁	15	[°C]
v ₁	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600}\right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,974	[Kg/m]

ESTADO II "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t ₂	5	[°C]
v ₂	90	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600}\right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0,973	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	1,377	[Kg/m]

CONDICION INICIAL			ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO			CONDICION FINAL		
T ₁	1786	[kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$			T ₂	2468	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	8,36	[m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$			$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	8,55	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	1834	[m]	1141,97			$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1793	[m]
			$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$					
			21999328009					

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
%T _R	22	[%]
t ₁	15	[°C]
v ₁	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600}\right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,974	[Kg/m]

ESTADO IV "CONDICION FINAL"		
DATOS		
t ₂	45	[°C]
v ₂	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600}\right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_C$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,974	[Kg/m]

CONDICION INICIAL			ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO			CONDICION FINAL		
T ₁	1786	[kg]	$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$			T ₂	1521	[kg]
$f_1 = \frac{T_1}{P_1} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_1}{2 \cdot T_1} \right) - 1 \right)$	8,36	[m]	$K_1 = E S \alpha (t_2 - t_1) - T_1 + \frac{a^2 P_1^2 S E}{24 T_1^2}$			$f_2 = \frac{T_2}{P_2} \left(\cosh \left(\frac{a \cdot P_2}{2 \cdot T_2} \right) - 1 \right)$	9,81	[m]
$C_1 = \frac{T_1}{P_1}$	1834	[m]	3233,19			$C_2 = \frac{T_2}{P_2}$	1562	[m]
			$K_2 = \frac{a^2 P_2^2 S E}{24}$					
			11006636290					

6.3 CÁLCULO DE LAS HIPÓTESIS DE CARGA PARA LA TORRE TIPO N Y TIPO C CON EL CONDUCTOR ACCR_470-T16 470 [MCM]

ANEXO 6.3.1 CÁLCULO DE LAS HIPÓTESIS DE CARGA PARA TORRE DE SUSPENSIÓN - TIPO N CON ÁNGULO MÁXIMO DE 1 GRADO						
CARGA EN [kg] (CONDUCTOR ACCR_470-T16 470 MCM Y CABLE DE GUARDIA 3/8" Φ)						
HIPOTESIS		1A	2A	3A	3B	4A
C. GUARDIA	CV	398	(341) 398	199	398	398
	TC	228	70	35	70	119
	LC	----	----	734	----	196
CONDUCTOR	CV	897	(667) 897	897	449	897
	TC	543	166	166	83	286
	LC	----	----	----	1725	460
DATOS						
Presión viento [kg/m ²]		39,8				
Vano peso [m]		700				
Vano medio a 1 ° [m]		350				
Peso unitario conductor [kg/m]		0,794				
Diámetro conductor [m]		0,0216				
Tmax conductor[kg]		2644				
Teds conductor [kg]		1917				
Flecha conductor [m]		7,9				
Peso unitario c. guardia [kg/m]		0,406				
Diámetro c. guardia [m]		0,0095				
Tmax c. guardia[kg]		1190				
Teds c. guardia [kg]		815				
Flecha c. guardia [m]		7,45				
Peso aisladores [kg]		56				
Peso accesorios [kg]		29				
viento cadena aisladores [kg]		18				
Angulo de estructura		1				
f.s carga vertical		1,4				
f.s efecto viento		1,5				
f.s efecto ángulo		1,4				
f.s sobrecarga vertical		1,2				
f.s sobrecarga longitudinal		1,2				
f.s desequilibrio longitudinal		1,2				
f.s remate		1,4				
Montaje		1,2				
Notas:						
El valor entre paréntesis corresponde a la sobrecarga vertical						

ANEXO 6.3.2 CÁLCULO DE LAS HIPÓTESIS DE CARGA PARA TORRE DE ANCLAJE PARA ÁNGULO DE HASTA 60 GRADOS - TIPO C																																																									
CARGA EN [kg] (CONDUCTOR ACCR_470-T16 470 MCM Y CABLE DE GUARDIA 3/8" Φ EXTRA HIGH STRENGTH)																																																									
HIPOTESIS		1A	2A	3A	3B	4A	5A																																																		
C. GUARDIA	CV	682	585 682	341	682	682	682																																																		
	TC	2006	1226	876	1751	1311	1751																																																		
	LC	----	----	1237	----	714	----																																																		
CONDUCTOR	CV	1558	1143 1558	1558	779	1558	1558																																																		
	TC	4529	2891	3909	1954	3098	3909																																																		
	LC	----	----	----	2748	1586	----																																																		
<p>DATOS</p> <table> <tr> <td>Presión viento [kg/m²]</td> <td>39,8</td> </tr> <tr> <td>Vano peso [m]</td> <td>1200</td> </tr> <tr> <td>Vano medio a 60 ° [m]</td> <td>600</td> </tr> <tr> <td>Peso unitario conductor [kg/m]</td> <td>0,794</td> </tr> <tr> <td>Diámetro conductor [m]</td> <td>0,0216</td> </tr> <tr> <td>Tmax conductor[kg]</td> <td>2644</td> </tr> <tr> <td>Teds conductor [kg]</td> <td>1917</td> </tr> <tr> <td>Flecha conductor [m]</td> <td>7,9</td> </tr> <tr> <td>Peso unitario c. guardia [kg/m]</td> <td>0,406</td> </tr> <tr> <td>Diámetro c. guardia [m]</td> <td>0,0095</td> </tr> <tr> <td>Tmax c. guardia[kg]</td> <td>1190</td> </tr> <tr> <td>Teds c. guardia [kg]</td> <td>815</td> </tr> <tr> <td>Flecha c. guardia [m]</td> <td>7,45</td> </tr> <tr> <td>Peso aisladores [kg]</td> <td>112</td> </tr> <tr> <td>Peso accesorios [kg]</td> <td>48</td> </tr> <tr> <td>viento cadena aisladores [kg]</td> <td>36</td> </tr> <tr> <td>Angulo de estructura</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>f.s carga vertical</td> <td>1,4</td> </tr> <tr> <td>f.s efecto viento</td> <td>1,5</td> </tr> <tr> <td>f.s efecto ángulo</td> <td>1,4</td> </tr> <tr> <td>f.s sobrecarga vertical</td> <td>1,2</td> </tr> <tr> <td>f.s sobrecarga longitudinal</td> <td>1,2</td> </tr> <tr> <td>f.s desequilibrio longitudinal</td> <td>1,2</td> </tr> <tr> <td>f.s remate</td> <td>1,4</td> </tr> <tr> <td>Montaje</td> <td>1,2</td> </tr> </table> <p>Notas: El valor entre paréntesis corresponde a la sobrecarga vertical</p>								Presión viento [kg/m ²]	39,8	Vano peso [m]	1200	Vano medio a 60 ° [m]	600	Peso unitario conductor [kg/m]	0,794	Diámetro conductor [m]	0,0216	Tmax conductor[kg]	2644	Teds conductor [kg]	1917	Flecha conductor [m]	7,9	Peso unitario c. guardia [kg/m]	0,406	Diámetro c. guardia [m]	0,0095	Tmax c. guardia[kg]	1190	Teds c. guardia [kg]	815	Flecha c. guardia [m]	7,45	Peso aisladores [kg]	112	Peso accesorios [kg]	48	viento cadena aisladores [kg]	36	Angulo de estructura	60	f.s carga vertical	1,4	f.s efecto viento	1,5	f.s efecto ángulo	1,4	f.s sobrecarga vertical	1,2	f.s sobrecarga longitudinal	1,2	f.s desequilibrio longitudinal	1,2	f.s remate	1,4	Montaje	1,2
Presión viento [kg/m ²]	39,8																																																								
Vano peso [m]	1200																																																								
Vano medio a 60 ° [m]	600																																																								
Peso unitario conductor [kg/m]	0,794																																																								
Diámetro conductor [m]	0,0216																																																								
Tmax conductor[kg]	2644																																																								
Teds conductor [kg]	1917																																																								
Flecha conductor [m]	7,9																																																								
Peso unitario c. guardia [kg/m]	0,406																																																								
Diámetro c. guardia [m]	0,0095																																																								
Tmax c. guardia[kg]	1190																																																								
Teds c. guardia [kg]	815																																																								
Flecha c. guardia [m]	7,45																																																								
Peso aisladores [kg]	112																																																								
Peso accesorios [kg]	48																																																								
viento cadena aisladores [kg]	36																																																								
Angulo de estructura	60																																																								
f.s carga vertical	1,4																																																								
f.s efecto viento	1,5																																																								
f.s efecto ángulo	1,4																																																								
f.s sobrecarga vertical	1,2																																																								
f.s sobrecarga longitudinal	1,2																																																								
f.s desequilibrio longitudinal	1,2																																																								
f.s remate	1,4																																																								
Montaje	1,2																																																								

ANEXO 6.3.3 CÁLCULO DE LAS HIPÓTESIS DE CARGA PARA TORRE DE REMATE - TIPO C				
CARGA EN [kg] (CONDUCTOR ACCR_470-T16 470 MCM Y CABLE DE GUARDIA 3/8" Φ EXTRA HIGH STRENGTH)				
HIPOTESIS		1A	2A	3A
C. GUARDIA	CV	279	239 279	279
	TC	340	85	85
	LC	1666	1666	----
CONDUCTOR	CV	769	467 769	769
	TC	828	207	207
	LC	3702	3702	----
DATOS				
Presión viento [kg/m ²]		39,8		
Vano peso [m]		490		
Vano medio a 60 ° [m]		600		
Peso unitario conductor [kg/m]		0,794		
Diámetro conductor [m]		0,0216		
Tmax conductor[kg]		2644		
Teds conductor [kg]		1917		
Flecha conductor [m]		7,9		
Peso unitario c. guardia [kg/m]		0,406		
Diámetro c. guardia [m]		0,0095		
Tmax c. guardia[kg]		1190		
Teds c. guardia [kg]		815		
Flecha c. guardia [m]		7,45		
Peso aisladores [kg]		112		
Peso accesorios [kg]		48		
viento cadena aisladores [kg]		36		
Angulo de estructura		0		
f.s carga vertical		1,4		
f.s efecto viento		1,5		
f.s efecto ángulo		1,4		
f.s sobrecarga vertical		1,2		
f.s sobrecarga longitudinal		1,2		
f.s desequilibrio longitudinal		1,2		
f.s remate		1,4		
Montaje		1,2		
Notas:				
El valor entre paréntesis corresponde a la sobrecarga vertical				

6.4 RESULTADO DEL PROGRAMA SAP 2000

6.4.1 PARA TORRE TIPO N

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006									
Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
1	L55x55x4	Beam	No Messages	0,276488	PMM	DSTL15	4,192	No Messages	No Messages
2	L60x60x4	Brace	No Messages	0,565084	PMM	DSTL15	3,46823	No Messages	No Messages
3	L60x60x4	Brace	No Messages	0,881607	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
4	L35x35x4	Beam	No Messages	0,121368	PMM	DSTL15	1,048	No Messages	No Messages
5	L35x35x4	Beam	No Messages	0,133672	PMM	DSTL19	1,048	No Messages	No Messages
6	L35x35x4	Brace	No Messages	0,084705	PMM	DSTL19	0	No Messages	No Messages
7	L35x35x4	Brace	No Messages	0,087817	PMM	DSTL15	0	No Messages	No Messages
8	L70x70x4	Brace	No Messages	0,215561	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
9	L60x60x4	Brace	No Messages	0,188151	PMM	DSTL15	0	No Messages	No Messages
10	L55x55x4	Brace	No Messages	0,190259	PMM	COMBO 3B	3,99573	No Messages	No Messages
11	L50x50x4	Brace	No Messages	0,288274	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
12	L50x50x4	Brace	No Messages	0,277903	PMM	COMBO 3B	3,52497	No Messages	No Messages
13	L50x50x4	Brace	No Messages	0,314577	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
14	L50x50x4	Brace	No Messages	0,294569	PMM	COMBO 3B	3,02981	No Messages	No Messages
15	L45x45x4	Brace	No Messages	0,463228	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
16	L45x45x4	Brace	No Messages	0,451918	PMM	COMBO 3B	2,58183	No Messages	No Messages
17	L45x45x4	Brace	No Messages	0,546664	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
18	L45x45x4	Brace	No Messages	0,519682	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
19	L45x45x4	Brace	No Messages	0,623417	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
20	L45x45x4	Brace	No Messages	0,601741	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
21	L45x45x4	Brace	No Messages	0,557014	PMM	COMBO 3B	2,58183	No Messages	No Messages
22	L45x45x4	Brace	No Messages	0,517956	PMM	COMBO 3B	2,81589	No Messages	No Messages
23	L50x50x4	Brace	No Messages	0,38541	PMM	COMBO 3B	3,02981	No Messages	No Messages
24	L50x50x4	Brace	No Messages	0,375124	PMM	COMBO 3B	3,25631	No Messages	No Messages
25	L50x50x4	Brace	No Messages	0,412249	PMM	COMBO 3B	3,52497	No Messages	No Messages
26	L50x50x4	Brace	No Messages	0,421816	PMM	COMBO 3B	3,74402	No Messages	No Messages
27	L55x55x4	Brace	No Messages	0,364927	PMM	COMBO 3B	3,99573	No Messages	No Messages
28	L60x60x4	Brace	No Messages	0,306165	PMM	COMBO 3B	4,25292	No Messages	No Messages
29	L70x70x4	Brace	No Messages	0,425579	PMM	COMBO 3B	2,79634	No Messages	No Messages
30	L45x45x4	Brace	No Messages	0,461029	PMM	COMBO 3B	1,36098	No Messages	No Messages
31	L45x45x4	Brace	No Messages	0,763629	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
32	L45x45x4	Brace	No Messages	0,708953	PMM	COMBO 3B	2,472	No Messages	No Messages
33	L45x45x4	Brace	No Messages	0,643396	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
34	L45x45x4	Brace	No Messages	0,623945	PMM	COMBO 3B	2,9211	No Messages	No Messages
35	L50x50x4	Brace	No Messages	0,435268	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
36	L50x50x4	Brace	No Messages	0,454963	PMM	COMBO 3B	3,40647	No Messages	No Messages
37	L50x50x4	Brace	No Messages	0,439042	PMM	COMBO 3B	3,62058	No Messages	No Messages
38	L55x55x4	Brace	No Messages	0,351899	PMM	COMBO 3B	3,86912	No Messages	No Messages
39	L55x55x4	Brace	No Messages	0,352732	PMM	COMBO 3B	4,1237	No Messages	No Messages
40	L60x60x4	Brace	No Messages	0,305001	PMM	COMBO 3B	4,38327	No Messages	No Messages
41	L60x60x4	Brace	No Messages	0,334571	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
42	L55x55x4	Brace	No Messages	0,382283	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
43	L55x55x4	Brace	No Messages	0,369803	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
44	L50x50x4	Brace	No Messages	0,459075	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
45	L50x50x4	Brace	No Messages	0,463074	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
46	L50x50x4	Brace	No Messages	0,450454	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
47	L45x45x4	Brace	No Messages	0,626115	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
48	L45x45x4	Brace	No Messages	0,663	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
49	L45x45x4	Brace	No Messages	0,705103	PMM	COMBO 3B	2,472	No Messages	No Messages
50	L45x45x4	Brace	No Messages	0,794218	PMM	COMBO 3B	2,18766	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
51	L45x45x4	Brace	No Messages	0,463251	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
52	L55x55x4	Beam	No Messages	0,243078	PMM	DSTL19	2,096	No Messages	No Messages
53	L60x60x4	Brace	No Messages	0,131374	PMM	COMBO 3B	2,25733	No Messages	No Messages
54	L60x60x4	Brace	No Messages	0,12004	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
55	L60x60x4	Brace	No Messages	0,721635	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
56	L60x60x4	Brace	No Messages	0,872819	PMM	COMBO 3B	1,73411	No Messages	No Messages
57	L35x35x4	Beam	No Messages	0,117828	PMM	DSTL19	1,048	No Messages	No Messages
58	L35x35x4	Beam	No Messages	0,117829	PMM	DSTL19	0	No Messages	No Messages
59	L45x45x4	Brace	No Messages	0,266359	PMM	COMBO 3B	1,36098	No Messages	No Messages
60	L45x45x4	Brace	No Messages	0,433968	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
61	L45x45x4	Brace	No Messages	0,381896	PMM	COMBO 3B	2,472	No Messages	No Messages
62	L45x45x4	Brace	No Messages	0,361488	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
63	L45x45x4	Brace	No Messages	0,346737	PMM	COMBO 3B	2,9211	No Messages	No Messages
64	L50x50x4	Brace	No Messages	0,254254	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
65	L50x50x4	Brace	No Messages	0,265791	PMM	COMBO 3B	3,40647	No Messages	No Messages
66	L50x50x4	Brace	No Messages	0,266981	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
67	L55x55x4	Brace	No Messages	0,221347	PMM	COMBO 3B	3,86912	No Messages	No Messages
68	L55x55x4	Brace	No Messages	0,233691	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
69	L60x60x4	Brace	No Messages	0,203737	PMM	COMBO 3B	4,38327	No Messages	No Messages
70	L60x60x4	Brace	No Messages	0,187415	PMM	COMBO 3B	4,38327	No Messages	No Messages
71	L55x55x4	Brace	No Messages	0,226206	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
72	L55x55x4	Brace	No Messages	0,208927	PMM	COMBO 3B	3,86912	No Messages	No Messages
73	L50x50x4	Brace	No Messages	0,261128	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
74	L50x50x4	Brace	No Messages	0,253052	PMM	COMBO 3B	3,40647	No Messages	No Messages
75	L50x50x4	Brace	No Messages	0,247285	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
76	L45x45x4	Brace	No Messages	0,331372	PMM	COMBO 3B	2,9211	No Messages	No Messages
77	L45x45x4	Brace	No Messages	0,342768	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
78	L45x45x4	Brace	No Messages	0,365497	PMM	COMBO 3B	2,472	No Messages	No Messages
79	L45x45x4	Brace	No Messages	0,389296	PMM	COMBO 3B	1,09383	No Messages	No Messages
80	L45x45x4	Brace	No Messages	0,234299	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
81	L55x55x4	Beam	No Messages	0,243226	PMM	DSTL15	2,096	No Messages	No Messages
82	L60x60x4	Brace	No Messages	0,080839	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
83	L60x60x4	Brace	No Messages	0,080833	PMM	COMBO 1	2,25733	No Messages	No Messages
84	L60x60x4	Brace	No Messages	0,38811	PMM	COMBO 3B	1,73411	No Messages	No Messages
85	L60x60x4	Brace	No Messages	0,436068	PMM	COMBO 3B	1,73411	No Messages	No Messages
86	L35x35x4	Beam	No Messages	0,117957	PMM	DSTL15	1,048	No Messages	No Messages
87	L35x35x4	Beam	No Messages	0,11796	PMM	DSTL15	0	No Messages	No Messages
88	L80x80x6A	Column	No Messages	0,539617	PMM	COMBO 1	1,30702	No Messages	No Messages
89	L80x80x6A	Column	No Messages	0,457208	PMM	COMBO 4	1,30702	No Messages	No Messages
90	L55x55x4	Beam	No Messages	0,276485	PMM	DSTL19	4,192	No Messages	No Messages
91	L60x60x4	Brace	No Messages	0,850257	PMM	COMBO 3B	1,73411	No Messages	No Messages
92	L60x60x4	Brace	No Messages	0,566559	PMM	DSTL15	3,46823	No Messages	No Messages
93	L35x35x4	Beam	No Messages	0,121239	PMM	DSTL19	1,048	No Messages	No Messages
94	L35x35x4	Beam	No Messages	0,133822	PMM	DSTL15	1,048	No Messages	No Messages
95	L35x35x4	Brace	No Messages	0,084859	PMM	DSTL15	0	No Messages	No Messages
96	L35x35x4	Brace	No Messages	0,087661	PMM	DSTL19	0	No Messages	No Messages
97	L70x70x4	Brace	No Messages	0,377352	PMM	COMBO 3B	2,79634	No Messages	No Messages
98	L60x60x4	Brace	No Messages	0,30244	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
99	L55x55x4	Brace	No Messages	0,358818	PMM	COMBO 3B	3,99573	No Messages	No Messages
100	L50x50x4	Brace	No Messages	0,415844	PMM	COMBO 3B	3,74402	No Messages	No Messages
101	L50x50x4	Brace	No Messages	0,41114	PMM	COMBO 3B	3,52497	No Messages	No Messages
102	L50x50x4	Brace	No Messages	0,368759	PMM	COMBO 3B	3,25631	No Messages	No Messages
103	L50x50x4	Brace	No Messages	0,38244	PMM	COMBO 3B	3,02981	No Messages	No Messages
104	L45x45x4	Brace	No Messages	0,501293	PMM	COMBO 3B	1,40794	No Messages	No Messages
105	L45x45x4	Brace	No Messages	0,545986	PMM	COMBO 3B	2,58183	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
106	L45x45x4	Brace	No Messages	0,590517	PMM	COMBO 3B	2,36582	No Messages	No Messages
107	L45x45x4	Brace	No Messages	0,592052	PMM	COMBO 3B	1,005	No Messages	No Messages
108	L45x45x4	Brace	No Messages	0,575924	PMM	COMBO 3B	2,01	No Messages	No Messages
109	L45x45x4	Brace	No Messages	0,594205	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
110	L45x45x4	Brace	No Messages	0,501809	PMM	COMBO 3B	2,58183	No Messages	No Messages
111	L45x45x4	Brace	No Messages	0,502712	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
112	L50x50x4	Brace	No Messages	0,334287	PMM	COMBO 3B	3,02981	No Messages	No Messages
113	L50x50x4	Brace	No Messages	0,349248	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
114	L50x50x4	Brace	No Messages	0,335765	PMM	COMBO 3B	3,52497	No Messages	No Messages
115	L50x50x4	Brace	No Messages	0,345138	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
116	L55x55x4	Brace	No Messages	0,253705	PMM	COMBO 3B	3,99573	No Messages	No Messages
117	L60x60x4	Brace	No Messages	0,214682	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
118	L70x70x4	Brace	No Messages	0,213212	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
119	L35x35x4	Brace	No Messages	0,09127	PMM	DSTL19	1,61433	No Messages	No Messages
120	L35x35x4	Brace	No Messages	0,091273	PMM	DSTL19	0	No Messages	No Messages
121	L50x50x4A	Beam	No Messages	0,076822	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
122	L45x30x4	Beam	No Messages	0,18243	PMM	COMBO 4	1,02	No Messages	No Messages
123	L65x65x4A	Brace	No Messages	0,11557	PMM	COMBO 3	1,53717	No Messages	No Messages
124	L64x64x4,8A	Beam	No Messages	0,525259	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
125	L64x64x4,8A	Beam	No Messages	0,703804	PMM	COMBO 4	2,54169	No Messages	No Messages
126	L35x35x4	Beam	No Messages	0,032389	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
127	L35x35x4	Beam	No Messages	0,055767	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
128	L50x50x4	Brace	No Messages	0,979017	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
129	L50x50x4	Brace	No Messages	0,802035	PMM	COMBO 3B	2,78975	No Messages	No Messages
130	L70x70x5A	Beam	No Messages	0,238795	PMM	COMBO 3B	1,02	No Messages	No Messages
131	L70x70x5A	Beam	No Messages	0,16879	PMM	COMBO 3B	1,02	No Messages	No Messages
132	L50x50x4A	Beam	No Messages	0,153164	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
133	L50x50x4A	Beam	No Messages	0,143297	PMM	COMBO 3B	1,02	No Messages	No Messages
134	L45x30x4	Beam	No Messages	0,200236	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
135	L50x50x4A	Beam	No Messages	0,031488	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
136	L65x65x4A	Brace	No Messages	0,249758	PMM	COMBO 4	1,53717	No Messages	No Messages
137	L65x65x4A	Brace	No Messages	0,190272	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
138	L65x65x4A	Brace	No Messages	0,250049	PMM	COMBO 4	1,53717	No Messages	No Messages
139	L70x70x5A	Beam	No Messages	0,352626	PMM	COMBO 3B	1,22219	No Messages	No Messages
140	L70x70x5A	Beam	No Messages	0,440082	PMM	COMBO 3B	1,46662	No Messages	No Messages
141	L50x50x4A	Beam	No Messages	0,74688	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
142	L35x35x4	Beam	No Messages	0,069227	PMM	COMBO 3B	0,55636	No Messages	No Messages
143	L35x35x4	Beam	No Messages	0,110932	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
144	L50x50x4	Brace	No Messages	0,973047	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
145	L50x50x4	Brace	No Messages	0,92673	PMM	COMBO 2	2,92441	No Messages	No Messages
146	L45x30x4	Beam	No Messages	0,079471	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
147	L65x65x4A	Brace	No Messages	0,230304	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
148	L50x50x4A	Beam	No Messages	0,065837	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
149	L45x45x4	Beam	No Messages	0,064795	PMM	COMBO 3B	1,02	No Messages	No Messages
150	L64x64x4,8A	Beam	No Messages	0,153079	PMM	COMBO 4	1,02	No Messages	No Messages
151	L64x64x4,8A	Beam	No Messages	0,067997	PMM	COMBO 4	1,02	No Messages	No Messages
152	L50x50x4A	Beam	No Messages	0,05313	PMM	COMBO 4	1,02	No Messages	No Messages
153	L64x64x4,8A	Beam	No Messages	0,415373	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
154	L64x64x4,8A	Beam	No Messages	0,729629	PMM	COMBO 4	2,54169	No Messages	No Messages
155	L35x35x4	Beam	No Messages	0,02348	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
156	L35x35x4	Beam	No Messages	0,082823	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
157	L50x50x4A	Beam	No Messages	0,105848	PMM	COMBO 4	1,4425	No Messages	No Messages
158	L50x50x4	Brace	No Messages	0,909815	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
159	L50x50x4	Brace	No Messages	0,762918	PMM	COMBO 3	2,78975	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
161	L45x30x4	Beam	No Messages	0,050714	PMM	COMBO 3B	1,02	No Messages	No Messages
165	L45x45x4	Beam	No Messages	0,060884	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
166	L45x45x4	Brace	No Messages	0,322618	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
167	L64x64x4,8A	Beam	No Messages	0,046044	PMM	COMBO 3B	1,02	No Messages	No Messages
168	L64x64x4,8A	Beam	No Messages	0,112902	PMM	COMBO 3	1,02	No Messages	No Messages
169	L50x50x4A	Beam	No Messages	0,167506	PMM	COMBO 3B	1,4425	No Messages	No Messages
170	L45x45x4	Beam	No Messages	0,131221	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
171	L50x50x4	Brace	No Messages	0,668017	PMM	COMBO 1	1,53717	No Messages	No Messages
172	L65x65x4A	Brace	No Messages	0,300043	PMM	COMBO 4	1,53717	No Messages	No Messages
173	L45x30x4	Beam	No Messages	0,600464	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
174	L65x65x4A	Brace	No Messages	0,177628	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
175	L45x30x4	Beam	No Messages	0,049135	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
176	L70x70x5A	Brace	No Messages	0,163003	PMM	COMBO 3	1,53717	No Messages	No Messages
177	L45x30x4	Beam	No Messages	0,535177	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
178	L65x65x4A	Brace	No Messages	0,191073	PMM	COMBO 1	0,76859	No Messages	No Messages
179	L70x70x5A	Brace	No Messages	0,368234	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
180	L45x30x4	Beam	No Messages	0,11102	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
181	L70x70x5A	Brace	No Messages	0,21944	PMM	COMBO 4	1,53717	No Messages	No Messages
182	L65x65x4A	Brace	No Messages	0,218091	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
183	L70x70x5A	Brace	No Messages	0,350599	PMM	COMBO 2	1,53717	No Messages	No Messages
184	L45x45x4	Beam	No Messages	0,380953	PMM	COMBO 4	1,02	No Messages	No Messages
185	L50x50x4	Brace	No Messages	0,71139	PMM	COMBO 4	1,53717	No Messages	No Messages
186	L55x55x4	Brace	No Messages	0,195313	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
187	L55x55x4	Brace	No Messages	0,214957	PMM	COMBO 3	2,17318	No Messages	No Messages
188	L35x35x4	Beam	No Messages	0,06256	PMM	COMBO 3	0,4886	No Messages	No Messages
189	L35x35x4	Brace	No Messages	0,045149	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
190	L55x55x4	Brace	No Messages	0,190955	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
191	L55x55x4	Brace	No Messages	0,219611	PMM	COMBO 3	2,17318	No Messages	No Messages
192	L35x35x4	Beam	No Messages	0,050299	PMM	COMBO 3	0,4886	No Messages	No Messages
193	L35x35x4	Brace	No Messages	0,063949	PMM	COMBO 3	1,33424	No Messages	No Messages
194	L45x45x4	Brace	No Messages	0,340928	PMM	COMBO 3	1,53717	No Messages	No Messages
195	L65x65x4A	Brace	No Messages	0,105823	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
196	L65x65x4A	Brace	No Messages	0,123121	PMM	COMBO 4	0,76859	No Messages	No Messages
197	L65x65x4A	Brace	No Messages	0,136138	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
202	L70x70x5A	Column	No Messages	0,196867	PMM	COMBO 1	2,3	No Messages	No Messages
203	L70x70x5A	Column	No Messages	0,227379	PMM	COMBO 3	1,15	No Messages	No Messages
204	L70x70x5A	Column	No Messages	0,258589	PMM	COMBO 4	2,3	No Messages	No Messages
205	L70x70x5A	Column	No Messages	0,326989	PMM	COMBO 4	1,15	No Messages	No Messages
206	L35x35x4	Brace	No Messages	0,091407	PMM	DSTL15	0	No Messages	No Messages
207	L35x35x4	Brace	No Messages	0,091402	PMM	DSTL15	1,61433	No Messages	No Messages
208	L80x80x6A	Column	No Messages	0,185054	PMM	COMBO 3	1,15	No Messages	No Messages
209	L80x80x6A	Column	No Messages	0,25594	PMM	COMBO 4	1,15	No Messages	No Messages
210	L80x80x6A	Column	No Messages	0,204876	PMM	COMBO 1	1,15	No Messages	No Messages
211	L80x80x6A	Column	No Messages	0,319406	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
212	L80x80x6A	Column	No Messages	0,332422	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
213	L80x80x6A	Column	No Messages	0,279369	PMM	COMBO 4	1,65891	No Messages	No Messages
214	L80x80x6A	Column	No Messages	0,35195	PMM	COMBO 1	3,97134	No Messages	No Messages
215	L80x80x6A	Column	No Messages	0,324854	PMM	COMBO 4	1,96053	No Messages	No Messages
216	L80x80x6A	Column	No Messages	0,403679	PMM	COMBO 1	6,08268	No Messages	No Messages
217	L80x80x6A	Column	No Messages	0,35325	PMM	COMBO 4	2,0108	No Messages	No Messages
218	L80x80x6A	Column	No Messages	0,453374	PMM	COMBO 1	7,03781	No Messages	No Messages
219	L80x80x6A	Column	No Messages	0,394204	PMM	COMBO 4	4,02161	No Messages	No Messages
220	L80x80x6A	Column	No Messages	0,384431	PMM	COMBO 1	1,30702	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
221	L80x80x6A	Column	No Messages	0,227751	PMM	COMBO 1	1,65891	No Messages	No Messages
222	L80x80x6A	Column	No Messages	0,253795	PMM	COMBO 1	1,96053	No Messages	No Messages
223	L80x80x6A	Column	No Messages	0,298421	PMM	COMBO 1	4,02161	No Messages	No Messages
224	L80x80x6A	Column	No Messages	0,329123	PMM	COMBO 1	7,03781	No Messages	No Messages
225	L80x80x6A	Column	No Messages	0,612184	PMM	COMBO 4	1,30702	No Messages	No Messages
226	L80x80x6A	Column	No Messages	0,408268	PMM	COMBO 4	3,56918	No Messages	No Messages
227	L80x80x6A	Column	No Messages	0,42629	PMM	COMBO 4	3,97134	No Messages	No Messages
228	L80x80x6A	Column	No Messages	0,487482	PMM	COMBO 4	6,08268	No Messages	No Messages
229	L80x80x6A	Column	No Messages	0,521159	PMM	COMBO 4	4,02161	No Messages	No Messages

6.4.2 PARA TORRE TIPO C (ANCLAJE)

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
1	L*70*70*4	Beam	No Messages	0,416133	PMM	DSTL10	5,506	No Messages	No Messages
2	L*70*70*4	Beam	No Messages	0,496011	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
3	L*70*70*4	Beam	No Messages	0,423797	PMM	COMBO 1	2,753	No Messages	No Messages
4	L*70*70*4	Beam	No Messages	0,390437	PMM	DSTL10	2,753	No Messages	No Messages
5	L*100*100*5	Beam	No Messages	0,528182	PMM	DSTL9	3,7155	No Messages	No Messages
6	L*100*100*5	Beam	No Messages	0,521714	PMM	DSTL10	3,7155	No Messages	No Messages
7	L*100*100*5	Beam	No Messages	0,528282	PMM	DSTL10	7,431	No Messages	No Messages
8	L*110*110*6	Brace	No Messages	0,432714	PMM	COMBO 4	5,08962	No Messages	No Messages
9	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,168483	PMM	DSTL9	0,92887	No Messages	No Messages
10	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,174525	PMM	DSTL9	1,85775	No Messages	No Messages
11	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,167895	PMM	COMBO 1	1,00318	No Messages	No Messages
12	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,252424	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
13	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,185667	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
14	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,266846	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
15	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,32863	PMM	COMBO 1	1,46055	No Messages	No Messages
16	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,176976	PMM	COMBO 4	1,57739	No Messages	No Messages
17	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,386856	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
18	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,279151	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
19	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,174022	PMM	COMBO 1	1,34371	No Messages	No Messages
20	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,402266	PMM	COMBO 1	1,66345	No Messages	No Messages
21	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,434141	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
22	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,407015	PMM	COMBO 3B	4,43756	No Messages	No Messages
23	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,399716	PMM	COMBO 3B	2,21878	No Messages	No Messages
24	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,427515	PMM	COMBO 4	4,43756	No Messages	No Messages
25	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,358863	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
26	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,225871	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
27	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,290568	PMM	COMBO 4	1,89687	No Messages	No Messages
28	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,297525	PMM	COMBO 1	1,85775	No Messages	No Messages
29	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,214185	PMM	COMBO 1	2,59057	No Messages	No Messages
30	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,252542	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
31	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,357979	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
32	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,23095	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
33	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,635599	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
34	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,590751	PMM	COMBO 3B	3,33313	No Messages	No Messages
35	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,533021	PMM	COMBO 5	0	No Messages	No Messages
36	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,799791	PMM	COMBO 4	1,92411	No Messages	No Messages
37	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,268529	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
38	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,181902	PMM	COMBO 1	0,80568	No Messages	No Messages
39	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,358295	PMM	COMBO 1	1,40318	No Messages	No Messages
40	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,338873	PMM	COMBO 1	1,40318	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006									
Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
41	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,384896	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
42	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,320669	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
43	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,502595	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
44	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,490568	PMM	COMBO 1	1,94761	No Messages	No Messages
45	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,357166	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
46	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,366152	PMM	COMBO 4	1,90174	No Messages	No Messages
47	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,414297	PMM	COMBO 4	2,39311	No Messages	No Messages
48	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,398986	PMM	COMBO 3B	2,39311	No Messages	No Messages
49	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,494102	PMM	COMBO 4	2,9692	No Messages	No Messages
50	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,510559	PMM	COMBO 4	2,9692	No Messages	No Messages
51	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,548225	PMM	COMBO 3B	3,41087	No Messages	No Messages
52	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,579275	PMM	COMBO 4	3,41087	No Messages	No Messages
53	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,604833	PMM	COMBO 4	3,95779	No Messages	No Messages
54	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,570883	PMM	COMBO 3B	3,95779	No Messages	No Messages
55	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,51202	PMM	COMBO 3B	2,11612	No Messages	No Messages
56	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,521859	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
57	L*64*64*4,8A	Beam	No Messages	0,378973	PMM	COMBO 1	0,51867	No Messages	No Messages
58	L*64*64*4,8A	Beam	No Messages	0,34471	PMM	COMBO 1	1,556	No Messages	No Messages
59	L*76*76*4,8	Beam	No Messages	0,189922	PMM	COMBO 4	1,556	No Messages	No Messages
60	L*76*76*4,8	Beam	No Messages	0,174018	PMM	COMBO 4	1,556	No Messages	No Messages
61	L*55*55*4	Beam	No Messages	0,443761	PMM	COMBO 1	2,05411	No Messages	No Messages
62	L*55*55*4	Beam	No Messages	0,455119	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
63	L*55*55*4	Beam	No Messages	0,284236	PMM	COMBO 4	4,10823	No Messages	No Messages
64	L*55*55*4	Beam	No Messages	0,313439	PMM	COMBO 1	2,05411	No Messages	No Messages
65	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,82729	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
66	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,866607	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
67	L*50*50*5	Brace	No Messages	0,382843	PMM	COMBO 3B	1,12117	No Messages	No Messages
68	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,547732	PMM	COMBO 3B	2,69942	No Messages	No Messages
69	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,578279	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
70	L*55*55*4A	Brace	No Messages	0,50134	PMM	COMBO 3B	3,68498	No Messages	No Messages
71	L*65*65*4	Brace	No Messages	0,16678	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
72	L*65*65*4	Brace	No Messages	0,176503	PMM	COMBO 4	2,53769	No Messages	No Messages
73	L*55*55*4A	Brace	No Messages	0,474169	PMM	COMBO 3B	3,68498	No Messages	No Messages
74	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,586256	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
75	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,536814	PMM	COMBO 3B	2,69942	No Messages	No Messages
76	L*50*50*5	Brace	No Messages	0,427953	PMM	COMBO 4	2,24234	No Messages	No Messages
77	L*100*100*5	Beam	No Messages	0,528264	PMM	DSTL9	7,431	No Messages	No Messages
78	L*110*110*6	Brace	No Messages	0,371829	PMM	COMBO 4	5,08962	No Messages	No Messages
79	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,211537	PMM	COMBO 1	0,92887	No Messages	No Messages
80	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,196039	PMM	DSTL10	1,85775	No Messages	No Messages
81	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,258298	PMM	COMBO 1	1,00318	No Messages	No Messages
82	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,191257	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
83	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,196006	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
84	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,161008	PMM	COMBO 5	0	No Messages	No Messages
85	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,241449	PMM	COMBO 5	0	No Messages	No Messages
86	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,149407	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
87	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,33573	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
88	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,310577	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
89	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,166878	PMM	COMBO 1	2,9211	No Messages	No Messages
90	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,454001	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
91	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,267244	PMM	COMBO 3B	4,43756	No Messages	No Messages
92	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,617164	PMM	COMBO 4	4,43756	No Messages	No Messages
93	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,388357	PMM	COMBO 3B	2,21878	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
94	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,480494	PMM	COMBO 4	2,21878	No Messages	No Messages
95	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,221994	PMM	COMBO 5	0	No Messages	No Messages
96	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,161744	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
97	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,215061	PMM	COMBO 1	1,89687	No Messages	No Messages
98	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,379858	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
99	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,272883	PMM	COMBO 4	2,59057	No Messages	No Messages
100	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,310653	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
101	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,198778	PMM	COMBO 5	1,3765	No Messages	No Messages
102	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,381742	PMM	COMBO 4	1,3765	No Messages	No Messages
103	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,579636	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
104	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,448687	PMM	COMBO 4	3,33313	No Messages	No Messages
105	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,622371	PMM	COMBO 4	1,92411	No Messages	No Messages
106	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,198313	PMM	COMBO 5	0	No Messages	No Messages
107	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,294642	PMM	COMBO 1	0,80568	No Messages	No Messages
108	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,294685	PMM	COMBO 1	1,40318	No Messages	No Messages
109	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,415381	PMM	COMBO 4	1,40318	No Messages	No Messages
110	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,278064	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
111	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,391403	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
112	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,424326	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
113	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,558461	PMM	COMBO 4	1,94761	No Messages	No Messages
114	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,760072	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
115	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,913068	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
116	L*50*50*5	Brace	No Messages	0,356073	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
117	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,407652	PMM	COMBO 3B	2,69942	No Messages	No Messages
118	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,45175	PMM	COMBO 3B	3,17354	No Messages	No Messages
119	L*55*55*4A	Brace	No Messages	0,408551	PMM	COMBO 3B	3,68498	No Messages	No Messages
120	L*65*65*4	Brace	No Messages	0,139392	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
121	L*65*65*4	Brace	No Messages	0,250791	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
122	L*55*55*4A	Brace	No Messages	0,59952	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
123	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,695363	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
124	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,623783	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
125	L*50*50*5	Brace	No Messages	0,494105	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
126	L*110*110*6	Brace	No Messages	0,325747	PMM	COMBO 5	5,08962	No Messages	No Messages
127	L*110*110*6	Brace	No Messages	0,456528	PMM	COMBO 3B	5,08962	No Messages	No Messages
128	L*110*110*6	Brace	No Messages	0,65165	PMM	COMBO 4	5,08962	No Messages	No Messages
129	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,194323	PMM	DSTL9	0,92888	No Messages	No Messages
130	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,243579	PMM	DSTL9	1,85775	No Messages	No Messages
131	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,183891	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
132	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,212578	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
133	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,24358	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
134	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,26138	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
135	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,326508	PMM	COMBO 1	1,46055	No Messages	No Messages
136	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,180504	PMM	COMBO 1	1,57739	No Messages	No Messages
137	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,469576	PMM	COMBO 1	1,66345	No Messages	No Messages
138	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,239606	PMM	COMBO 1	1,46055	No Messages	No Messages
139	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,155844	PMM	COMBO 1	1,34371	No Messages	No Messages
140	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,419588	PMM	COMBO 1	1,66345	No Messages	No Messages
141	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,566101	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
142	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,582203	PMM	COMBO 1	4,43756	No Messages	No Messages
143	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,666503	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
144	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,525224	PMM	COMBO 3B	4,43756	No Messages	No Messages
145	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,509154	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
146	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,33838	PMM	COMBO 1	2,59057	No Messages	No Messages
147	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,437314	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
148	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,48083	PMM	COMBO 1	1,85775	No Messages	No Messages
149	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,327153	PMM	COMBO 1	2,59057	No Messages	No Messages
150	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,350123	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006									
Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
151	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,451676	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
152	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,425988	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
153	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,446077	PMM	COMBO 4	1,66657	No Messages	No Messages
154	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,383879	PMM	COMBO 3B	1,66657	No Messages	No Messages
155	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,721183	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
156	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,290871	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
157	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,213917	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
158	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,37193	PMM	COMBO 1	1,40318	No Messages	No Messages
159	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,364951	PMM	COMBO 1	1,40318	No Messages	No Messages
160	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,39951	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
161	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,333465	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
162	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,566443	PMM	COMBO 1	1,94761	No Messages	No Messages
163	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,512491	PMM	COMBO 1	1,94761	No Messages	No Messages
164	L*110*110*6	Brace	No Messages	0,428836	PMM	DSTL10	5,08962	No Messages	No Messages
165	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,425269	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
166	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,300484	PMM	COMBO 4	1,90174	No Messages	No Messages
167	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,410778	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
168	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,472731	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
169	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,587906	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
170	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,538475	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
171	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,645779	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
172	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,516357	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
173	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,493081	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
174	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,636187	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
175	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,545948	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
176	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,4033	PMM	COMBO 4	2,11612	No Messages	No Messages
177	L*110*110*6	Brace	No Messages	0,429584	PMM	DSTL9	5,08962	No Messages	No Messages
178	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,253881	PMM	COMBO 1	0,92888	No Messages	No Messages
179	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,220693	PMM	DSTL9	1,85775	No Messages	No Messages
180	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,269437	PMM	COMBO 1	1,00319	No Messages	No Messages
181	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,172112	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
182	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,220694	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
183	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,151272	PMM	COMBO 5	0	No Messages	No Messages
184	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,245084	PMM	COMBO 1	1,46055	No Messages	No Messages
185	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,149137	PMM	COMBO 1	1,57739	No Messages	No Messages
186	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,332543	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
187	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,335729	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
188	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,199122	PMM	COMBO 1	1,34371	No Messages	No Messages
189	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,398397	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
190	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,598503	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
191	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,497358	PMM	COMBO 4	4,43756	No Messages	No Messages
192	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,439291	PMM	COMBO 3B	2,21878	No Messages	No Messages
193	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,54462	PMM	COMBO 3B	4,43756	No Messages	No Messages
194	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,406721	PMM	COMBO 1	1,85775	No Messages	No Messages
195	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,258671	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
196	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,322952	PMM	COMBO 1	1,89687	No Messages	No Messages
197	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,503787	PMM	COMBO 1	1,85775	No Messages	No Messages
198	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,310637	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
199	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,375347	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
200	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,358357	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
201	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,425757	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
202	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,507793	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
203	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,480482	PMM	COMBO 4	3,33313	No Messages	No Messages
204	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,780939	PMM	COMBO 3B	1,24172	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
205	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,525285	PMM	COMBO 5	1,92411	No Messages	No Messages
206	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,183362	PMM	COMBO 1	0,80568	No Messages	No Messages
207	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,275013	PMM	COMBO 1	0,80568	No Messages	No Messages
208	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,322953	PMM	COMBO 1	1,40318	No Messages	No Messages
209	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,349035	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
210	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,290107	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
211	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,397173	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
212	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,423636	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
213	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,505679	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
214	L*110*110*6	Brace	No Messages	0,531703	PMM	COMBO 1	5,08962	No Messages	No Messages
215	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,04437	PMM	DSTL9	1,92569	No Messages	No Messages
216	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,052158	PMM	COMBO 3	1,60572	No Messages	No Messages
217	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,097641	PMM	COMBO 1	1,61294	No Messages	No Messages
218	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,198835	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
219	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,08857	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
220	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,09852	PMM	DSTL9	0	No Messages	No Messages
221	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,134113	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
222	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,113587	PMM	DSTL9	0	No Messages	No Messages
223	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,184865	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
224	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,081309	PMM	COMBO 1	0,80647	No Messages	No Messages
225	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,058275	PMM	COMBO 4	1,60572	No Messages	No Messages
226	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,056187	PMM	DSTL10	1,92569	No Messages	No Messages
227	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,115059	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
228	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,11108	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
229	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,108839	PMM	DSTL10	1,61294	No Messages	No Messages
230	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,18122	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
231	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,544943	PMM	COMBO 5	0	No Messages	No Messages
232	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,181855	PMM	COMBO 4	1,556	No Messages	No Messages
233	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,501435	PMM	COMBO 2	1,556	No Messages	No Messages
234	L*45*45*4	Brace	No Messages	0,685293	PMM	COMBO 1	1,92892	No Messages	No Messages
235	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,79209	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
236	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,727138	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
237	L*55*55*4A	Brace	No Messages	0,277004	PMM	COMBO 5	0	No Messages	No Messages
238	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,805557	PMM	COMBO 5	0	No Messages	No Messages
239	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,844763	PMM	COMBO 5	0	No Messages	No Messages
240	L*60*60*4A	Brace	No Messages	0,845887	PMM	COMBO 5	0	No Messages	No Messages
241	L*45*45*4	Brace	No Messages	0,829144	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
242	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,902201	PMM	COMBO 4	1,92303	No Messages	No Messages
243	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,931652	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
244	L*55*55*4A	Brace	No Messages	0,241875	PMM	COMBO 5	1,92892	No Messages	No Messages
245	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,64261	PMM	COMBO 5	0	No Messages	No Messages
246	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,700083	PMM	COMBO 5	0	No Messages	No Messages
247	L*60*60*4A	Brace	No Messages	0,895331	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
248	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,50709	PMM	COMBO 5	1,556	No Messages	No Messages
249	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,7819	PMM	COMBO 3	1,556	No Messages	No Messages
250	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,149236	PMM	COMBO 4	1,556	No Messages	No Messages
251	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,706264	PMM	COMBO 3	1,556	No Messages	No Messages
252	L*45*45*4	Brace	No Messages	0,651727	PMM	COMBO 1	1,92892	No Messages	No Messages
253	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,610142	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
254	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,58732	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
255	L*55*55*4A	Brace	No Messages	0,368467	PMM	COMBO 5	0	No Messages	No Messages
256	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,893117	PMM	COMBO 3B	1,92303	No Messages	No Messages
257	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,918532	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
258	L*60*60*4A	Brace	No Messages	0,924192	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
259	L*45*45*4	Brace	No Messages	0,695675	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
260	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,678396	PMM	COMBO 1	1,92303	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
261	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,687967	PMM	COMBO 1	1,92303	No Messages	No Messages
262	L*55*55*4A	Brace	No Messages	0,36128	PMM	COMBO 5	1,92892	No Messages	No Messages
263	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,753728	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
264	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,821196	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
265	L*60*60*4A	Brace	No Messages	0,930449	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
266	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,466438	PMM	COMBO 3B	1,556	No Messages	No Messages
267	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,701462	PMM	COMBO 1	1,556	No Messages	No Messages
268	L*65*65*4	Beam	No Messages	0,126603	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
269	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,14518	PMM	COMBO 4	1,556	No Messages	No Messages
270	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,653714	PMM	COMBO 4	1,92892	No Messages	No Messages
271	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,876011	PMM	COMBO 4	1,92303	No Messages	No Messages
272	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,933938	PMM	COMBO 4	1,92303	No Messages	No Messages
273	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,638754	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
274	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,694286	PMM	COMBO 4	1,92303	No Messages	No Messages
275	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,670401	PMM	COMBO 4	1,92303	No Messages	No Messages
276	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,936382	PMM	COMBO 4	1,92892	No Messages	No Messages
277	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,844331	PMM	COMBO 4	1,92303	No Messages	No Messages
278	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,820178	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
279	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,844757	PMM	COMBO 4	1,92892	No Messages	No Messages
280	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,75244	PMM	COMBO 4	1,92303	No Messages	No Messages
281	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,823085	PMM	COMBO 4	1,92303	No Messages	No Messages
282	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,874455	PMM	COMBO 3B	1,92892	No Messages	No Messages
283	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,396679	PMM	COMBO 1	0,51867	No Messages	No Messages
284	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,768376	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
285	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,776588	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
286	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,716935	PMM	COMBO 1	1,556	No Messages	No Messages
287	L*76*76*4,8	Beam	No Messages	0,766296	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
288	L*76*76*4,8	Beam	No Messages	0,959173	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
289	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,052106	PMM	COMBO 4	0,78025	No Messages	No Messages
290	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,101568	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
291	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,874458	PMM	COMBO 4	2,20052	No Messages	No Messages
292	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,655791	PMM	COMBO 4	2,20052	No Messages	No Messages
293	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,856428	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
294	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,858812	PMM	COMBO 2	3,09659	No Messages	No Messages
295	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,332832	PMM	COMBO 4	2,20052	No Messages	No Messages
296	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,35787	PMM	COMBO 4	2,20052	No Messages	No Messages
297	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,736839	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
298	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,908509	PMM	COMBO 4	2,59154	No Messages	No Messages
299	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,018512	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
300	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,067822	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
301	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,718584	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
302	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,555815	PMM	COMBO 3	2,8312	No Messages	No Messages
303	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,682352	PMM	COMBO 1	0,51867	No Messages	No Messages
304	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,191171	PMM	COMBO 3	1,556	No Messages	No Messages
305	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,3146	PMM	COMBO 3	1,556	No Messages	No Messages
306	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,224169	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
307	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,195906	PMM	COMBO 3	1,92303	No Messages	No Messages
308	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,683748	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
309	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,537773	PMM	COMBO 3B	1,92303	No Messages	No Messages
310	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,613789	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
311	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,705858	PMM	COMBO 5	1,92892	No Messages	No Messages
312	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,516608	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
313	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,259144	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
314	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,296232	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
315	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,471845	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
316	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,601192	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
317	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,572537	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
318	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,706382	PMM	COMBO 3B	1,92892	No Messages	No Messages
319	L*65*65*4	Beam	No Messages	0,076619	PMM	COMBO 3B	1,556	No Messages	No Messages
320	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,820392	PMM	COMBO 1	0,51867	No Messages	No Messages
321	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,621048	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
322	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,606292	PMM	COMBO 5	0	No Messages	No Messages
323	LL*51*51*4,8	Beam	No Messages	0,119953	PMM	COMBO 4	1,556	No Messages	No Messages
324	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,605069	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
325	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,767443	PMM	COMBO 4	2,0003	No Messages	No Messages
326	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,355113	PMM	COMBO 4	1,93961	No Messages	No Messages
327	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,48059	PMM	COMBO 4	1,00015	No Messages	No Messages
328	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,951646	PMM	COMBO 1	1,88945	No Messages	No Messages
329	L*35*35*4	Column	No Messages	0,275926	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
330	L*35*35*4	Column	No Messages	0,124857	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
331	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,195869	PMM	COMBO 3B	1,86279	No Messages	No Messages
332	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,930938	PMM	COMBO 3B	1,158	No Messages	No Messages
333	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,267291	PMM	COMBO 5	0	No Messages	No Messages
334	L*110*110*8A	Column	No Messages	0,758527	PMM	COMBO 1	1,14	No Messages	No Messages
335	L*110*110*8A	Column	No Messages	0,759661	PMM	COMBO 1	1,14	No Messages	No Messages
336	L*110*110*8A	Column	No Messages	0,66209	PMM	COMBO 1	1,14	No Messages	No Messages
337	L*110*110*8A	Column	No Messages	0,666521	PMM	COMBO 1	1,14	No Messages	No Messages
338	L*80*80*6A	Column	No Messages	0,557274	PMM	COMBO 1	3,4	No Messages	No Messages
339	L*89*89*7,9A	Column	No Messages	0,541502	PMM	COMBO 1	2,27	No Messages	No Messages
340	L*80*80*6A	Column	No Messages	0,677419	PMM	COMBO 4	3,4	No Messages	No Messages
341	L*89*89*7,9A	Column	No Messages	0,595068	PMM	COMBO 1	2,27	No Messages	No Messages
342	L*80*80*6A	Column	No Messages	0,573507	PMM	COMBO 1	3,4	No Messages	No Messages
343	L*89*89*7,9A	Column	No Messages	0,603605	PMM	COMBO 1	2,27	No Messages	No Messages
344	L*80*80*6A	Column	No Messages	0,599423	PMM	COMBO 1	2,27	No Messages	No Messages
345	L*89*89*7,9A	Column	No Messages	0,659444	PMM	COMBO 1	2,27	No Messages	No Messages
346	L*110*110*9A	Brace	No Messages	0,691526	PMM	COMBO 1	3,74275	No Messages	No Messages
347	L*110*110*9A	Brace	No Messages	0,807043	PMM	COMBO 4	3,07623	No Messages	No Messages
348	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,885056	PMM	COMBO 4	1,17922	No Messages	No Messages
349	L*110*110*9A	Brace	No Messages	0,832146	PMM	COMBO 1	3,74275	No Messages	No Messages
350	L*110*110*9A	Brace	No Messages	0,967839	PMM	COMBO 4	3,07623	No Messages	No Messages
351	L*110*110*9A	Brace	No Messages	0,615663	PMM	COMBO 1	3,74275	No Messages	No Messages
352	L*110*110*9A	Brace	No Messages	0,761318	PMM	COMBO 1	3,07623	No Messages	No Messages
353	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,787332	PMM	COMBO 1	1,17922	No Messages	No Messages
354	L*110*110*9A	Brace	No Messages	0,756265	PMM	COMBO 1	3,74275	No Messages	No Messages
355	L*110*110*9A	Brace	No Messages	0,922897	PMM	COMBO 1	3,07623	No Messages	No Messages
356	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,930555	PMM	COMBO 1	1,17922	No Messages	No Messages
357	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,309264	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
358	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,322322	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
359	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,400562	PMM	COMBO 4	1,92411	No Messages	No Messages
360	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,354806	PMM	COMBO 4	1,24172	No Messages	No Messages
361	L*110*110*8A	Brace	No Messages	1,010927	PMM	COMBO 4	1,17922	No Messages	No Messages
362	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,987467	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
363	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,961278	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
364	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,523682	PMM	COMBO 1	1,50949	No Messages	No Messages
365	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,354431	PMM	COMBO 1	0,50676	No Messages	No Messages
366	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,488035	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
367	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,386861	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
368	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,423721	PMM	COMBO 1	1,33698	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
369	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,51365	PMM	COMBO 3	1,50949	No Messages	No Messages
370	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,343126	PMM	COMBO 3	1,01352	No Messages	No Messages
371	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,477878	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
372	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,361267	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
373	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,410712	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
374	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,499002	PMM	COMBO 1	1,50949	No Messages	No Messages
375	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,330144	PMM	COMBO 1	1,01352	No Messages	No Messages
376	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,450819	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
377	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,336328	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
378	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,373668	PMM	COMBO 1	1,33698	No Messages	No Messages
379	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,5578	PMM	COMBO 4	1,50949	No Messages	No Messages
380	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,37432	PMM	COMBO 4	1,01352	No Messages	No Messages
381	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,518372	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
382	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,384903	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
383	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,446471	PMM	COMBO 4	1,33698	No Messages	No Messages
384	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,411268	PMM	COMBO 4	0,96951	No Messages	No Messages
385	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,429667	PMM	COMBO 4	0,96951	No Messages	No Messages
386	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,266679	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
387	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,326548	PMM	COMBO 4	0,96951	No Messages	No Messages
388	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,94604	PMM	COMBO 5	1,88945	No Messages	No Messages
389	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,868054	PMM	COMBO 5	1,8	No Messages	No Messages

6.4.3 PARA TORRE TIPO C (REMATE)

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
1	L*70*70*4	Beam	No Messages	0,415736	PMM	DSTL10	5,506	No Messages	No Messages
2	L*70*70*4	Beam	No Messages	0,440918	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
3	L*70*70*4	Beam	No Messages	0,498373	PMM	COMBO 1	2,753	No Messages	No Messages
4	L*70*70*4	Beam	No Messages	0,410676	PMM	COMBO 1	2,753	No Messages	No Messages
5	L*100*100*5	Beam	No Messages	0,52816	PMM	DSTL9	3,7155	No Messages	No Messages
6	L*100*100*5	Beam	No Messages	0,521719	PMM	DSTL10	3,7155	No Messages	No Messages
7	L*100*100*5	Beam	No Messages	0,528311	PMM	DSTL10	7,431	No Messages	No Messages
8	L*110*110*6	Brace	No Messages	0,281639	PMM	COMBO 1	6,78615	No Messages	No Messages
9	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,198304	PMM	COMBO 1	0,92887	No Messages	No Messages
10	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,174401	PMM	DSTL9	1,85775	No Messages	No Messages
11	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,200151	PMM	COMBO 1	1,00318	No Messages	No Messages
12	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,253453	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
13	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,18093	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
14	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,272679	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
15	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,321102	PMM	COMBO 1	1,46055	No Messages	No Messages
16	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,186356	PMM	COMBO 1	1,57739	No Messages	No Messages
17	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,401362	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
18	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,222668	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
19	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,132533	PMM	COMBO 2	1,34371	No Messages	No Messages
20	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,26889	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
21	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,207869	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
22	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,446858	PMM	COMBO 1	4,43756	No Messages	No Messages
23	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,280221	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
24	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,375371	PMM	COMBO 1	2,21878	No Messages	No Messages
25	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,476756	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
26	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,283357	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
27	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,369783	PMM	COMBO 1	1,89687	No Messages	No Messages
28	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,369224	PMM	COMBO 1	1,85775	No Messages	No Messages
29	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,222334	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
30	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,292307	PMM	COMBO 1	1,89687	No Messages	No Messages
31	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,452219	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
32	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,326944	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
33	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,40786	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
34	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,258236	PMM	COMBO 2	3,33313	No Messages	No Messages
35	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,360074	PMM	COMBO 1	1,24172	No Messages	No Messages
36	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,623578	PMM	COMBO 1	3,16583	No Messages	No Messages
37	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,266735	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
38	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,20175	PMM	COMBO 1	0,80568	No Messages	No Messages
39	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,342345	PMM	COMBO 1	1,40318	No Messages	No Messages
40	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,274082	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
41	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,440838	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
42	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,30829	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
43	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,555598	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
44	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,398841	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
45	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,408884	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
46	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,428269	PMM	COMBO 1	1,90174	No Messages	No Messages
47	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,520467	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
48	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,495305	PMM	COMBO 2	2,39311	No Messages	No Messages
49	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,659947	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
50	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,649513	PMM	COMBO 1	2,9692	No Messages	No Messages
51	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,685737	PMM	COMBO 1	3,41087	No Messages	No Messages
52	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,709999	PMM	COMBO 1	3,41087	No Messages	No Messages
53	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,649378	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
54	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,58535	PMM	COMBO 1	3,95779	No Messages	No Messages
55	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,522986	PMM	COMBO 1	2,11612	No Messages	No Messages
56	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,633683	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
57	L*64*64*4,8A	Beam	No Messages	0,157889	PMM	COMBO 1	1,556	No Messages	No Messages
58	L*64*64*4,8A	Beam	No Messages	0,104973	PMM	COMBO 1	1,556	No Messages	No Messages
59	L*76*76*4,8A	Beam	No Messages	0,398365	PMM	COMBO 2	1,556	No Messages	No Messages
60	L*76*76*4,8A	Beam	No Messages	0,349075	PMM	COMBO 1	1,556	No Messages	No Messages
61	L*55*55*4	Beam	No Messages	0,264771	PMM	COMBO 1	4,10823	No Messages	No Messages
62	L*55*55*4	Beam	No Messages	0,252397	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
63	L*55*55*4	Beam	No Messages	0,372753	PMM	COMBO 1	2,05411	No Messages	No Messages
64	L*55*55*4	Beam	No Messages	0,437872	PMM	COMBO 1	2,05411	No Messages	No Messages
65	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,86335	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
66	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,55172	PMM	COMBO 2	6,3114	No Messages	No Messages
67	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,343191	PMM	COMBO 1	2,24234	No Messages	No Messages
68	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,419775	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
69	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,385341	PMM	COMBO 1	3,17354	No Messages	No Messages
70	L*55*55*4A	Brace	No Messages	0,304427	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
71	L*65*65*4	Brace	No Messages	0,300567	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
72	L*65*65*4	Brace	No Messages	0,374024	PMM	COMBO 1	2,53769	No Messages	No Messages
73	L*55*55*4A	Brace	No Messages	0,74302	PMM	COMBO 1	3,68498	No Messages	No Messages
74	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,823877	PMM	COMBO 1	3,17354	No Messages	No Messages
75	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,761459	PMM	COMBO 1	2,69942	No Messages	No Messages
76	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,81944	PMM	COMBO 1	2,24234	No Messages	No Messages
77	L*100*100*5	Beam	No Messages	0,528357	PMM	DSTL9	7,431	No Messages	No Messages
78	L*110*110*6	Brace	No Messages	0,262329	PMM	COMBO 2	5,08962	No Messages	No Messages
79	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,205251	PMM	COMBO 1	0,92887	No Messages	No Messages
80	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,195925	PMM	DSTL10	1,85775	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
81	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,251228	PMM	COMBO 1	1,00318	No Messages	No Messages
82	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,191166	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
83	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,195964	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
84	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,181675	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
85	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,202716	PMM	COMBO 2	1,46055	No Messages	No Messages
86	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,149394	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
87	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,343795	PMM	COMBO 2	1,66345	No Messages	No Messages
88	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,296497	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
89	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,166366	PMM	COMBO 1	1,34371	No Messages	No Messages
90	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,441999	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
91	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,170069	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
92	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,508101	PMM	COMBO 1	4,43756	No Messages	No Messages
93	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,327808	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
94	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,45036	PMM	COMBO 2	4,43756	No Messages	No Messages
95	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,375591	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
96	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,260391	PMM	COMBO 2	2,59057	No Messages	No Messages
97	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,30423	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
98	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,453076	PMM	COMBO 1	1,85775	No Messages	No Messages
99	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,298331	PMM	COMBO 1	2,59057	No Messages	No Messages
100	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,366053	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
101	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,310839	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
102	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,465793	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
103	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,466898	PMM	COMBO 1	1,66657	No Messages	No Messages
104	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,318479	PMM	COMBO 1	3,33313	No Messages	No Messages
106	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,69089	PMM	COMBO 2	3,16583	No Messages	No Messages
107	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,175762	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
108	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,302126	PMM	COMBO 1	0,80568	No Messages	No Messages
109	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,237014	PMM	COMBO 2	1,40318	No Messages	No Messages
110	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,422306	PMM	COMBO 1	1,40318	No Messages	No Messages
111	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,307231	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
112	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,414153	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
113	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,471473	PMM	COMBO 2	1,94761	No Messages	No Messages
114	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,574069	PMM	COMBO 1	1,94761	No Messages	No Messages
115	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,630477	PMM	COMBO 2	4,5682	No Messages	No Messages
116	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,852728	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
117	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,373229	PMM	COMBO 2	2,24234	No Messages	No Messages
118	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,493568	PMM	COMBO 2	2,69942	No Messages	No Messages
119	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,459475	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
120	L*55*55*4A	Brace	No Messages	0,3575	PMM	COMBO 2	3,68498	No Messages	No Messages
121	L*65*65*4	Brace	No Messages	0,354006	PMM	COMBO 2	2,53769	No Messages	No Messages
122	L*65*65*4	Brace	No Messages	0,402038	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
123	L*55*55*4A	Brace	No Messages	0,838522	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
124	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,949982	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
125	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,881904	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
126	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,916283	PMM	COMBO 2	2,24234	No Messages	No Messages
127	L*110*110*6	Brace	No Messages	0,215459	PMM	COMBO 2	5,08962	No Messages	No Messages
128	L*110*110*6	Brace	No Messages	0,221951	PMM	COMBO 1	5,08962	No Messages	No Messages
129	L*110*110*6	Brace	No Messages	0,840926	PMM	COMBO 1	5,08962	No Messages	No Messages
130	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,220898	PMM	COMBO 1	0,92888	No Messages	No Messages
131	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,243432	PMM	DSTL9	1,85775	No Messages	No Messages
132	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,218535	PMM	COMBO 1	1,00319	No Messages	No Messages
133	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,203866	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
134	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,243434	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
135	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,253424	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
136	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,31626	PMM	COMBO 1	1,46055	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
137	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,164034	PMM	COMBO 1	1,57739	No Messages	No Messages
138	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,448066	PMM	COMBO 1	1,66345	No Messages	No Messages
139	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,242633	PMM	COMBO 1	1,46055	No Messages	No Messages
140	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,123068	PMM	COMBO 1	2,9211	No Messages	No Messages
141	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,276351	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
142	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,226006	PMM	COMBO 1	2,21878	No Messages	No Messages
143	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,254542	PMM	COMBO 1	4,43756	No Messages	No Messages
144	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,410801	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
145	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,329517	PMM	COMBO 1	2,21878	No Messages	No Messages
146	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,37841	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
147	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,253299	PMM	COMBO 1	2,59057	No Messages	No Messages
148	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,305248	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
149	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,246614	PMM	COMBO 1	1,85775	No Messages	No Messages
150	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,132348	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
151	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,1683	PMM	COMBO 2	1,89687	No Messages	No Messages
152	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,350922	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
153	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,228221	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
154	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,319814	PMM	COMBO 1	1,66657	No Messages	No Messages
155	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,282907	PMM	COMBO 1	3,33313	No Messages	No Messages
156	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,403356	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
158	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,271238	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
159	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,207384	PMM	COMBO 1	0,80568	No Messages	No Messages
160	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,337436	PMM	COMBO 1	1,40318	No Messages	No Messages
161	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,221995	PMM	COMBO 2	1,40318	No Messages	No Messages
162	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,390992	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
163	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,294096	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
164	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,549601	PMM	COMBO 1	1,94761	No Messages	No Messages
165	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,350978	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
166	L*110*110*6	Brace	No Messages	0,640906	PMM	COMBO 1	6,78615	No Messages	No Messages
167	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,373703	PMM	COMBO 2	1,90174	No Messages	No Messages
168	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,379165	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
169	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,522335	PMM	COMBO 1	2,39311	No Messages	No Messages
170	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,498673	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
171	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,653044	PMM	COMBO 2	2,9692	No Messages	No Messages
172	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,635476	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
173	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,685183	PMM	COMBO 2	3,41087	No Messages	No Messages
174	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,665993	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
175	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,587937	PMM	COMBO 1	3,95779	No Messages	No Messages
176	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,563521	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
177	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,50308	PMM	COMBO 2	2,11612	No Messages	No Messages
178	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,516481	PMM	COMBO 1	2,11612	No Messages	No Messages
179	L*110*110*6	Brace	No Messages	0,426149	PMM	DSTL9	5,08962	No Messages	No Messages
180	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,256507	PMM	COMBO 1	0,92888	No Messages	No Messages
181	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,220663	PMM	DSTL9	1,85775	No Messages	No Messages
182	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,272049	PMM	COMBO 1	1,00319	No Messages	No Messages
183	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,17203	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
184	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,220664	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
185	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,180478	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
186	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,249986	PMM	COMBO 2	1,46055	No Messages	No Messages
187	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,143675	PMM	COMBO 2	1,57739	No Messages	No Messages
188	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,333829	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
189	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,35173	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
190	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,196705	PMM	COMBO 1	1,34371	No Messages	No Messages
191	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,400304	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
192	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,235862	PMM	COMBO 2	2,21878	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
193	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,274077	PMM	COMBO 1	4,43756	No Messages	No Messages
194	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,221926	PMM	COMBO 2	2,21878	No Messages	No Messages
195	L*75*75*4	Brace	No Messages	0,257965	PMM	COMBO 2	2,21878	No Messages	No Messages
196	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,229568	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
197	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,188408	PMM	COMBO 2	2,59057	No Messages	No Messages
198	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,20298	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
199	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,381036	PMM	COMBO 1	1,85775	No Messages	No Messages
200	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,232909	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
201	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,288093	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
202	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,24336	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
203	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,367988	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
204	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,366318	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
205	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,40274	PMM	COMBO 1	3,33313	No Messages	No Messages
206	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,332165	PMM	COMBO 1	1,24172	No Messages	No Messages
207	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,292797	PMM	COMBO 2	1,92411	No Messages	No Messages
208	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,191632	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
209	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,290035	PMM	COMBO 1	0,80568	No Messages	No Messages
210	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,333106	PMM	COMBO 2	1,40318	No Messages	No Messages
211	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,3918	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
212	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,271668	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
213	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,401999	PMM	COMBO 1	1,3765	No Messages	No Messages
214	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,39704	PMM	COMBO 2	1,94761	No Messages	No Messages
215	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,512788	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
216	L*110*110*6	Brace	No Messages	0,430812	PMM	COMBO 2	5,08962	No Messages	No Messages
217	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,473683	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
218	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,274016	PMM	COMBO 1	1,556	No Messages	No Messages
219	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,257546	PMM	COMBO 3	1,556	No Messages	No Messages
220	L*45*45*4	Brace	No Messages	0,758435	PMM	COMBO 2	1,92892	No Messages	No Messages
221	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,550527	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
222	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,493916	PMM	COMBO 1	0,96151	No Messages	No Messages
223	L*55*55*4A	Brace	No Messages	0,330208	PMM	COMBO 1	1,92892	No Messages	No Messages
224	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,29364	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
225	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,382205	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
226	L*60*60*4A	Brace	No Messages	0,269375	PMM	COMBO 3	1,92892	No Messages	No Messages
227	L*45*45*4	Brace	No Messages	0,580135	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
228	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,531435	PMM	COMBO 1	1,92303	No Messages	No Messages
229	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,589285	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
230	L*55*55*4A	Brace	No Messages	0,361071	PMM	COMBO 2	1,92892	No Messages	No Messages
231	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,245994	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
232	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,218435	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
233	L*60*60*4A	Brace	No Messages	0,606731	PMM	COMBO 1	1,92892	No Messages	No Messages
234	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,066523	PMM	COMBO 1	1,556	No Messages	No Messages
235	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,284901	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
236	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,319392	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
237	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,595284	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
238	L*45*45*4	Brace	No Messages	0,68061	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
239	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,494819	PMM	COMBO 2	1,92303	No Messages	No Messages
240	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,464839	PMM	COMBO 2	1,92303	No Messages	No Messages
241	L*55*55*4A	Brace	No Messages	0,443195	PMM	COMBO 2	1,92892	No Messages	No Messages
242	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,675301	PMM	COMBO 1	1,92303	No Messages	No Messages
243	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,664338	PMM	COMBO 1	1,92303	No Messages	No Messages
244	L*60*60*4A	Brace	No Messages	0,858182	PMM	COMBO 1	1,92892	No Messages	No Messages
245	L*45*45*4	Brace	No Messages	0,546096	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
246	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,412538	PMM	COMBO 2	1,92303	No Messages	No Messages
247	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,495069	PMM	COMBO 2	1,92303	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
248	L*55*55*4A	Brace	No Messages	0,390697	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
249	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,453765	PMM	COMBO 1	1,92303	No Messages	No Messages
250	L*50*50*4A	Brace	No Messages	0,581924	PMM	COMBO 1	1,92303	No Messages	No Messages
251	L*60*60*4A	Brace	No Messages	0,685487	PMM	COMBO 2	1,92892	No Messages	No Messages
252	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,192427	PMM	COMBO 2	1,556	No Messages	No Messages
253	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,253864	PMM	COMBO 1	1,556	No Messages	No Messages
254	L*65*65*4	Beam	No Messages	0,357498	PMM	COMBO 2	1,556	No Messages	No Messages
255	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,45127	PMM	COMBO 1	1,556	No Messages	No Messages
256	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,585059	PMM	COMBO 1	1,92892	No Messages	No Messages
257	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,891802	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
258	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,91061	PMM	COMBO 1	1,92303	No Messages	No Messages
259	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,866324	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
260	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,723729	PMM	COMBO 1	1,92303	No Messages	No Messages
261	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,733889	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
262	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,957415	PMM	COMBO 1	1,92892	No Messages	No Messages
263	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,869989	PMM	COMBO 1	1,92303	No Messages	No Messages
264	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,887733	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
265	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,917159	PMM	COMBO 1	1,92892	No Messages	No Messages
266	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,751593	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
267	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,755593	PMM	COMBO 1	1,92303	No Messages	No Messages
268	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,797489	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
269	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,20632	PMM	COMBO 1	1,556	No Messages	No Messages
270	L*45*45*4A	Beam	No Messages	0,233747	PMM	COMBO 3	0	No Messages	No Messages
271	L*45*45*4A	Beam	No Messages	0,76349	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
272	L*45*45*4A	Beam	No Messages	0,196365	PMM	COMBO 2	1,556	No Messages	No Messages
273	L*76*76*4,8A	Beam	No Messages	0,774259	PMM	COMBO 1	1,4354	No Messages	No Messages
274	L*76*76*4,8A	Beam	No Messages	0,857852	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
275	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,085861	PMM	COMBO 2	0,78025	No Messages	No Messages
276	L*40*40*4	Beam	No Messages	0,1006	PMM	COMBO 1	1,81187	No Messages	No Messages
277	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,865104	PMM	COMBO 2	2,20052	No Messages	No Messages
278	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,735247	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
279	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,997586	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
280	L*55*55*4	Brace	No Messages	0,89049	PMM	COMBO 3	3,09659	No Messages	No Messages
281	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,62628	PMM	COMBO 2	2,20052	No Messages	No Messages
282	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,607646	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
283	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,635632	PMM	COMBO 1	1,23916	No Messages	No Messages
284	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,707947	PMM	COMBO 2	2,59154	No Messages	No Messages
285	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,061097	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
287	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,918966	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
288	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,886877	PMM	COMBO 3	2,8312	No Messages	No Messages
289	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,242768	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
290	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,232166	PMM	COMBO 1	1,556	No Messages	No Messages
291	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,307162	PMM	COMBO 1	1,556	No Messages	No Messages
292	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,394562	PMM	COMBO 2	1,92303	No Messages	No Messages
293	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,392271	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
294	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,625302	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
295	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,582982	PMM	COMBO 1	1,92303	No Messages	No Messages
296	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,640827	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
297	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,542295	PMM	COMBO 2	1,92892	No Messages	No Messages
298	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,641058	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
299	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,401873	PMM	COMBO 2	1,92303	No Messages	No Messages
300	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,420511	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
301	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,49923	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
302	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,617405	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
303	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,623605	PMM	COMBO 1	1,92303	No Messages	No Messages
304	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,651626	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
305	L*65*65*4	Beam	No Messages	0,156448	PMM	COMBO 2	1,556	No Messages	No Messages
306	L*45*45*4A	Beam	No Messages	0,19319	PMM	COMBO 1	1,556	No Messages	No Messages
307	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,518999	PMM	COMBO 2	2,20052	No Messages	No Messages
308	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,904725	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
309	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,576821	PMM	COMBO 1	1,23916	No Messages	No Messages
310	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,753931	PMM	COMBO 2	2,59154	No Messages	No Messages
311	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,055133	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
313	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,977406	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
314	L*50*50*4	Brace	No Messages	0,781824	PMM	COMBO 1	2,8312	No Messages	No Messages
317	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,044382	PMM	DSTL9	1,92569	No Messages	No Messages
318	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,048897	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
319	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,06437	PMM	COMBO 2	1,61294	No Messages	No Messages
320	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,103614	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
323	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,08857	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
324	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,150061	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
325	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,134113	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
326	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,113585	PMM	DSTL9	0	No Messages	No Messages
327	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,071355	PMM	COMBO 1	1,11693	No Messages	No Messages
328	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,106984	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
329	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,064221	PMM	COMBO 1	1,60572	No Messages	No Messages
330	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,058775	PMM	COMBO 2	1,92569	No Messages	No Messages
331	L*40*40*4	Brace	No Messages	0,115053	PMM	DSTL10	0	No Messages	No Messages
332	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,104609	PMM	DSTL9	0	No Messages	No Messages
333	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,123406	PMM	COMBO 1	1,61294	No Messages	No Messages
334	L*35*35*4	Brace	No Messages	0,181271	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
335	L*110*110*8A	Column	No Messages	0,703103	PMM	COMBO 1	1,14	No Messages	No Messages
336	L*110*110*8A	Column	No Messages	0,47265	PMM	COMBO 2	1,14	No Messages	No Messages
337	L*110*110*8A	Column	No Messages	0,595868	PMM	COMBO 2	1,14	No Messages	No Messages
338	L*110*110*8A	Column	No Messages	0,716261	PMM	COMBO 1	1,14	No Messages	No Messages
339	L*80*80*6A	Column	No Messages	0,408908	PMM	COMBO 2	2,27	No Messages	No Messages
340	L*89*89*7.3A	Column	No Messages	0,557573	PMM	COMBO 2	2,27	No Messages	No Messages
341	L*80*80*6A	Column	No Messages	0,609874	PMM	COMBO 1	3,4	No Messages	No Messages
342	L*89*89*7.3A	Column	No Messages	0,64755	PMM	COMBO 1	2,27	No Messages	No Messages
343	L*80*80*6A	Column	No Messages	0,215415	PMM	COMBO 2	2,27	No Messages	No Messages
344	L*89*89*7.3A	Column	No Messages	0,530519	PMM	COMBO 2	3,4	No Messages	No Messages
345	L*80*80*6A	Column	No Messages	0,48362	PMM	COMBO 1	2,27	No Messages	No Messages
346	L*89*89*7.3A	Column	No Messages	0,724087	PMM	COMBO 1	2,27	No Messages	No Messages
347	L*110*110*9A	Brace	No Messages	0,70629	PMM	COMBO 1	3,74275	No Messages	No Messages
348	L*110*110*9A	Brace	No Messages	0,854977	PMM	COMBO 1	3,07623	No Messages	No Messages
349	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,927113	PMM	COMBO 1	1,17922	No Messages	No Messages
350	L*110*110*9A	Brace	No Messages	0,801819	PMM	COMBO 1	3,74275	No Messages	No Messages
351	L*110*110*9A	Brace	No Messages	0,961522	PMM	COMBO 1	3,07623	No Messages	No Messages
353	L*110*110*9A	Brace	No Messages	0,612925	PMM	COMBO 2	3,74275	No Messages	No Messages
354	L*110*110*9A	Brace	No Messages	0,701985	PMM	COMBO 2	3,07623	No Messages	No Messages
355	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,77104	PMM	COMBO 2	1,17922	No Messages	No Messages
356	L*110*110*9A	Brace	No Messages	0,486531	PMM	COMBO 2	3,74275	No Messages	No Messages
357	L*110*110*9A	Brace	No Messages	0,556765	PMM	COMBO 2	3,07623	No Messages	No Messages
358	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,640236	PMM	COMBO 2	1,17922	No Messages	No Messages
359	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,070656	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
360	L*35*35*4	Beam	No Messages	0,103151	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
286	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,41087	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
312	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,263536	PMM	COMBO 2	1,01352	No Messages	No Messages

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006

Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	Location	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	m	Text	Text
361	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,398918	PMM	COMBO 2	1,42323	No Messages	No Messages
362	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,322645	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
363	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,36089	PMM	COMBO 2	1,33698	No Messages	No Messages
364	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,447758	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
365	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,310104	PMM	COMBO 1	1,01352	No Messages	No Messages
366	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,425758	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
367	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,31622	PMM	COMBO 1	1,18603	No Messages	No Messages
368	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,372662	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
369	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,37922	PMM	COMBO 2	1,50949	No Messages	No Messages
370	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,252084	PMM	COMBO 2	1,01352	No Messages	No Messages
371	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,352263	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
372	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,251577	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
373	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,287541	PMM	COMBO 2	1,33698	No Messages	No Messages
374	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,554026	PMM	COMBO 1	1,50949	No Messages	No Messages
375	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,415439	PMM	COMBO 1	1,01352	No Messages	No Messages
376	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,555356	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
377	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,405578	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
378	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,47542	PMM	COMBO 1	1,33698	No Messages	No Messages
321	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,192176	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
322	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,202396	PMM	COMBO 2	0	No Messages	No Messages
352	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,550721	PMM	COMBO 1	1,92411	No Messages	No Messages
379	L*60*60*4	Brace	No Messages	0,42724	PMM	COMBO 1	1,24172	No Messages	No Messages
380	L*110*110*8A	Brace	No Messages	1,016889	PMM	COMBO 1	1,17922	No Messages	No Messages
381	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,966615	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
382	L*110*110*8A	Brace	No Messages	0,91718	PMM	COMBO 1	0	No Messages	No Messages
379	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,5578	PMM	COMBO 4	1,50949	No Messages	No Messages
380	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,37432	PMM	COMBO 4	1,01352	No Messages	No Messages
381	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,518372	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
382	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,384903	PMM	COMBO 4	0	No Messages	No Messages
383	L*70*70*5A	Brace	No Messages	0,446471	PMM	COMBO 4	1,33698	No Messages	No Messages
384	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,411268	PMM	COMBO 4	0,96951	No Messages	No Messages
385	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,429667	PMM	COMBO 4	0,96951	No Messages	No Messages
386	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,266679	PMM	COMBO 3B	0	No Messages	No Messages
387	L*45*45*4	Beam	No Messages	0,326548	PMM	COMBO 4	0,96951	No Messages	No Messages
388	L*45*45*4A	Brace	No Messages	0,94604	PMM	COMBO 5	1,88945	No Messages	No Messages
389	L*76*64*4,8A	Beam	No Messages	0,868054	PMM	COMBO 5	1,8	No Messages	No Messages

6.5 CÁLCULO DEL VANO REGULADOR, PARA CADA TRAMO DE LA LINE DE TRANSMISIÓN PUCARA MULALÓ

Tramo	Estructura	Vano [m]	Vano Regulador [m]
1	1-2	528	528,00
2	2-3	322	323,51
	3-4	325	
3	4-5	244	371,02
	5-6	325	
	6-7	489	
	7-8	388	
	8-9	288	
	9-10	398	
4	10-11	268	476,73
	11-12	502	
	12-13	397	
	13-14	302	
	14-15	494	
	15-16	300	
5	16-17	611	411,43
	17-18	252	
	18-19	374	
	19-20	280	
	20-21	562	
6	21-22	334	422,59
	22-23	441	
	23-24	474	
	24-25	228	
7	25-26	359	346,81
	26-27	379	
	27-28	386	
	28-29	372	
	29-30	331	
	30-31	284	
	31-32	286	
32-33	329		
8	33-34	234	397,92
	34-35	460	
	35-36	376	
	36-37	416	

9	37-38	286	357,45
	38-39	316	
	39-40	347	
	40-41	340	
	41-42	382	
	42-43	272	
	43-44	320	
	44-45	400	
	45-46	315	
	46-47	266	
	47-48	284	
	48-49	346	
	49-50	351	
	50-51	381	
	51-52	356	
	55-53	346	
	53-54	344	
54-55	326		
55-56	532		
56-57	348		
10	57-58	355	440,57
	58-59	352	
	59-60	304	
	60-61	346	
	61-62	332	
	62-63	255	
	63-64	533	
	64-65	671	
	65-66	266	
	66-67	372	
12	67-68	320	457,64
	68-69	270	
	69-70	293	
	70-71	290	
	71-72	535	
	72-73	296	
13	73-74	269	457,64
	74-75	356	
	75-76	267	
	76-77	651	
	77-78	290	
14	78-79	359	387,77
	79-80	464	
	80-81	230	

15	81-82	320	363,96
	82-83	280	
	83-84	308	
	84-85	321	
	85-86	449	
	86-87	314	
	87-88	316	
	88-89	384	
	89-90	305	
	90-91	419	
	91-92	290	
	92-93	456	
	93-94	335	
	94-95	385	
	95-96	324	
96-97	328		
97-98	427		
16	98-99	165	499,17
	99-100	578	
	100-101	472	
17	101-102	268	372,88
	102-103	372	
	103-104	400	
	104-105	415	
	105-106	390	
	106-107	379	
	107-108	366	
	108-109	376	
	109-110	392	
	110-111	390	
	111-112	344	
112-113	309		
18	113-114	357	358,99
	114-115	349	
	115-116	370	
	116-117	357	
	117-118	361	

6.5 CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR ACCR_470-T16 470 [MCM], PARA DETERMINAR LA TENSIÓN DE TENDIDO Y LA FLECHA DE REGULACIÓN

Para calcular la tensión de tendido se tomo como condición inicial el estado III, y una variación de temperatura de cinco en cinco grados. El intervalo de temperaturas esta comprendido entre (-5 y 30) grados centígrados.

ANEXO 6.2.8. CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR ACCR_470-T16		
Vano: α_r	357,45 [m]	

DATOS DEL CONDUCTOR	
α	0,0000167 [1/°C]
E	8968 [Kg/mm ²]
S	277 [mm ²]
T_R	8715 [Kg]
Φ_c	21,6 [mm]
P	0,794 [Kg/m]

ESTADO III "CONDICION INICIAL"		
DATOS		
% T_R	22	[%]
t_1	15	[°C]
v_1	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv1} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_1 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_1 = \sqrt{P^2 + P_{sv1}^2}$	0,794	[Kg/m]

ESTADO PARA EL TENDIDO		
DATOS		
t_2	(-5;30)	[°C]
v_2	0	[km/h]
CÁLCULOS:		
$P_{sv2} = 0,85 \cdot 1 \left(\frac{v_2 \cdot 1000}{3600} \right)^2 \cdot \frac{1}{16} \cdot \Phi_c$	0	[Kg/m]
$P_2 = \sqrt{P^2 + P_{sv2}^2}$	0,794	[Kg/m]

CONDICION INICIAL		
T_1	1917	[kg]

ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO
$T_2^3 + K_1 T_2^2 - K_2 = 0$

ESTADO PARA EL TENDIDO		
t_2 [°C]	T_2 [kg]	$f_r = \frac{\alpha^2 \cdot P}{8 \cdot T}$ [m]
-5	2201	5,76
0	2122	5,97
5	2049	6,19
10	1981	6,40
15	1917	6,61
20	1858	6,83
25	1802	7,04
30	1750	7,25

**6.6 TABLA DE TENDIDO PARA EL CONDUCTOR ACCR_470-T16
470 [MCM], TOMANDO COMO EJEMPLO EL TRAMO 9 DE LA
LÍNEA DE TRANSMISIÓN PUCARÁ MULALÓ**

Tramo	Estructura	Vano [m]	Tem [°C]	-5	0	5	10	15	20	25	30
			Flecha reg. [m]	5,76	5,97	6,19	6,4	6,61	6,83	7,04	7,25
			Tensión [kg]	2201	2122	2049	1981	1917	1858	1802	1750
9	37-38	286	FLECHA [m]	3,69	3,82	3,96	4,10	4,23	4,37	4,51	4,64
	38-39	316		4,50	4,67	4,84	5,00	5,17	5,34	5,50	5,67
	39-40	347		5,43	5,63	5,83	6,03	6,23	6,44	6,63	6,83
	40-41	340		5,21	5,40	5,60	5,79	5,98	6,18	6,37	6,56
	41-42	382		6,58	6,82	7,07	7,31	7,55	7,80	8,04	8,28
	42-43	272		3,34	3,46	3,58	3,71	3,83	3,95	4,08	4,20
	43-44	320		4,62	4,78	4,96	5,13	5,30	5,47	5,64	5,81
	44-45	400		7,21	7,48	7,75	8,01	8,28	8,55	8,82	9,08
	45-46	315		4,47	4,64	4,81	4,97	5,13	5,30	5,47	5,63
	46-47	266		3,19	3,31	3,43	3,54	3,66	3,78	3,90	4,01
	47-48	284		3,64	3,77	3,91	4,04	4,17	4,31	4,44	4,58
	48-49	346		5,40	5,59	5,80	6,00	6,19	6,40	6,60	6,79
	49-50	351		5,55	5,76	5,97	6,17	6,37	6,59	6,79	6,99
	50-51	381		6,54	6,78	7,03	7,27	7,51	7,76	8,00	8,24
	51-52	356		5,71	5,92	6,14	6,35	6,56	6,77	6,98	7,19
	55-53	346		5,40	5,59	5,80	6,00	6,19	6,40	6,60	6,79
	53-54	344		5,33	5,53	5,73	5,93	6,12	6,33	6,52	6,71
	54-55	326		4,79	4,97	5,15	5,32	5,50	5,68	5,86	6,03
55-56	532	12,76	13,22	13,71	14,18	14,64	15,13	15,59	16,06		
56-57	348	5,46	5,66	5,87	6,07	6,27	6,47	6,67	6,87		
V. Regulador [m]		357,45									

ANEXO N° 7

**COMPORTAMIENTO DE VOLTAJE, INTENSIDAD DE
CORRIENTE, POTENCIA REACTIVA Y ACTIVA CON EL
CONDUCTOR RECOMENDADO (ACCR_470-T16)**

Año	Estación	Demanda	Barra						Línea 138 kV Pucará - Mualó						
			Mualó			Pucará			Mualó			Pucará			L/T
			UI [kV]	u [p.u]	phiu [deg]	UI [kV]	u [p.u]	phiu [deg]	P [MW]	Q [MVAR]	% LOAD	P [MW]	Q [MVAR]	% [LOAD]	I [Amp]
2011	Estiaje	Máxima	134,92	0,98	14,58	139,53	1,01	19,39	-93,35	-10,98	34,11	95,33	17,19	34,11	400,00
		Media	136,70	0,99	7,81	139,87	1,01	22,19	-60,84	-10,18	22,10	61,67	11,47	22,10	260,00
		Mínima	137,92	1,00	22,48	139,75	1,01	24,52	-40,65	-5,41	14,56	41,01	4,69	14,56	170,00
2011	Lluvioso	Máxima	134,74	0,98	2,65	139,18	1,01	8,11	-104,06	-6,07	37,88	106,52	14,26	37,88	210,00
		Media	136,13	0,99	3,09	139,03	1,01	7,09	-76,56	-3,11	27,56	77,86	6,40	27,56	320,00
		Mínima	136,08	0,99	5,66	137,54	1,00	9,50	-70,43	6,48	25,51	71,54	-3,96	25,51	300,00
2012	Estiaje	Máxima	135,71	0,98	13,84	139,22	1,01	18,15	-82,90	-5,92	29,99	84,44	10,21	29,99	130,00
		Media	137,76	1,00	18,99	140,32	1,02	22,05	-60,46	-5,60	21,58	61,25	6,71	21,58	250,00
		Mínima	139,47	1,01	20,65	140,71	1,02	22,55	-34,34	-2,54	12,09	34,59	1,29	12,09	140,00
2012	Lluvioso	Máxima	136,05	0,99	4,39	140,08	1,02	9,78	-103,68	-3,29	37,33	106,06	11,15	37,33	440,00
		Media	136,24	0,99	3,80	138,43	1,00	7,34	-66,81	-0,49	24,01	67,79	2,46	24,01	280,00
		Mínima	139,25	1,01	8,99	140,58	1,02	11,89	-56,14	2,87	19,81	56,81	-2,32	19,81	230,00
2013	Estiaje	Máxima	135,66	0,98	12,98	139,32	1,01	18,03	-96,23	-2,57	34,75	98,29	9,28	34,75	410,00
		Media	137,46	1,00	17,60	140,35	1,02	20,92	-66,52	-6,70	23,48	66,52	8,42	23,48	280,00
		Mínima	139,07	1,01	19,26	140,44	1,02	21,22	-38,60	-2,35	13,62	38,91	1,41	13,62	160,00
2013	Lluvioso	Máxima	133,19	0,97	-7,28	138,54	1,00	-0,33	-129,24	-3,76	47,54	133,10	17,96	47,54	560,00
		Media	136,27	0,99	-4,89	138,96	1,01	-0,11	-89,97	2,78	32,35	91,76	2,59	32,35	380,00
		Mínima	137,32	1,00	4,36	138,25	1,00	8,06	-67,95	9,83	24,58	68,97	-7,68	24,58	290,00
2014	Estiaje	Máxima	137,44	1,00	12,51	141,05	1,02	16,90	-86,49	-6,01	30,89	88,11	10,64	30,89	360,00
		Media	137,76	1,00	19,94	140,36	1,02	23,03	-61,00	-5,74	21,78	61,81	6,91	21,78	260,00
		Mínima	138,65	1,00	20,35	140,14	1,02	22,03	-33,58	-4,65	11,97	33,83	3,41	11,97	140,00
2014	Lluvioso	Máxima	138,96	1,01	1,03	142,97	1,04	6,30	-105,60	-3,50	37,24	107,97	11,21	37,24	440,00
		Media	136,89	0,99	-0,50	139,33	1,01	3,93	-84,08	2,78	30,10	85,62	1,55	30,10	350,00
		Mínima	137,70	1,00	11,16	138,73	1,01	14,26	-57,86	5,99	20,76	58,59	-5,11	20,76	240,00
2015	Estiaje	Máxima	134,35	0,97	-52,49	139,31	1,01	-47,09	-103,64	-10,17	37,96	106,09	18,40	37,96	450,00
		Media	137,68	1,00	26,73	140,12	1,02	29,37	-52,68	-6,85	18,90	53,29	7,17	18,90	220,00
		Mínima	138,47	1,00	26,69	140,34	1,02	28,06	-28,51	-8,99	10,57	28,69	5,51	10,57	120,00

Año	Estación	Demanda	Barra						Línea 138 kV Pucará - Mualó						
			Mualó			Pucará			Mualó			Pucará			L/T
			UI [kV]	u [p.u]	phiu [deg]	UI [kV]	u [p.u]	phiu [deg]	P [MW]	Q [MVAR]	% LOAD	P [MW]	Q [MVAR]	% [LOAD]	I [Amp]
2015	Lluvioso	Máxima	136,84	0,99	-2,09	141,07	1,02	4,09	-119,49	0,24	42,76	122,61	10,74	42,76	500,00
		Media	137,64	1,00	-2,54	139,84	1,01	1,94	-85,14	4,89	30,37	86,71	-0,46	30,37	360,00
		Mínima	138,38	1,00	9,21	139,89	1,01	12,34	-59,90	2,64	21,25	60,67	-1,64	21,25	250,00
2016	Estiaje	Máxima	137,19	0,99	18,26	141,03	1,02	21,96	-74,41	-11,59	26,88	75,64	14,54	26,88	320,00
		Media	136,75	0,99	24,73	139,83	1,01	27,41	-53,94	-11,44	19,74	54,60	12,01	19,74	230,00
		Mínima	137,00	0,99	25,21	138,51	1,00	26,63	-28,19	-6,00	10,30	28,37	4,54	10,30	120,00
2016	Lluvioso	Máxima	137,00	0,99	9,76	140,96	1,02	14,12	-86,37	-8,97	21,82	88,01	13,67	21,82	370,00
		Media	135,98	0,99	10,68	137,99	1,00	13,97	-61,97	-0,43	22,32	62,82	1,85	22,32	260,00
		Mínima	48,00	0,99	16,18	137,80	1,00	18,73	-47,79	0,57	17,17	48,30	-0,63	17,17	200,00
2017	Estiaje	Máxima	135,99	0,99	17,20	139,97	1,01	21,01	-75,44	-12,04	27,51	76,72	15,27	27,51	320,00
		Media	136,37	0,99	24,77	139,83	1,01	27,34	-52,49	-14,73	19,58	53,13	15,25	19,58	230,00
		Mínima	135,59	0,98	23,61	137,37	1,00	25,10	-29,59	-7,65	11,04	29,79	6,34	11,04	130,00
2017	Lluvioso	Máxima	136,31	0,99	8,53	140,73	1,02	12,85	-86,01	-12,35	31,22	87,67	17,14	31,22	370,00
		Media	136,64	0,99	12,98	138,89	1,01	16,03	-58,84	-3,36	21,12	59,60	4,37	21,12	250,00
		Mínima	136,29	0,99	18,05	137,86	1,00	20,37	-44,09	-2,14	15,86	44,52	1,77	15,86	190,00
2018	Estiaje	Máxima	136,22	0,99	17,25	141,00	1,02	21,06	-77,49	-17,86	28,59	78,87	21,50	28,59	340,00
		Media	138,66	1,00	24,43	141,87	1,03	27,11	-55,69	-12,31	20,14	56,38	12,93	20,14	240,00
		Mínima	137,62	1,00	23,22	139,71	1,01	24,83	-33,15	-9,44	12,26	33,40	8,27	12,26	140,00
2018	Lluvioso	Máxima	136,39	0,99	14,73	140,99	1,02	18,89	-83,51	-14,66	30,44	85,08	19,09	30,44	360,00
		Media	136,69	0,99	14,22	138,91	1,01	17,27	-58,73	-3,15	21,07	59,48	4,14	21,07	250,00
		Mínima	136,58	0,99	16,76	138,33	1,00	19,22	-47,16	-2,74	16,96	47,65	2,61	16,96	200,00
2019	Estiaje	Máxima	136,01	0,99	15,91	141,00	1,02	19,76	-78,38	-19,18	29,05	79,81	23,02	29,05	340,00
		Media	137,58	1,00	22,07	141,13	1,02	24,85	-57,38	-14,38	21,06	58,14	15,29	21,06	250,00
		Mínima	136,55	0,99	23,04	138,84	1,01	24,62	-32,39	-11,04	12,27	32,65	9,89	12,27	140,00
2019	Lluvioso	Máxima	135,57	0,98	9,89	140,72	1,02	14,27	-87,78	-17,35	32,32	89,56	22,65	32,32	380,00
		Media	136,67	0,99	12,35	139,59	1,01	15,48	-61,70	-7,91	22,29	62,54	9,27	22,29	260,00
		Mínima	136,14	0,99	17,72	137,75	1,00	10,03	-44,00	-2,44	15,85	44,43	2,07	15,85	190,00

Año	Estación	Demanda	Barra						Línea 138 kV Pucará - Mulaló						
			Mulaló			Pucará			Mulaló			Pucará			L/T
			UI [kV]	u [p.u]	phiu [deg]	UI [kV]	u [p.u]	phiu [deg]	P [MW]	Q [MVAR]	% LOAD	P [MW]	Q [MVAR]	% [LOAD]	I [Amp]
2020	Estiaje	Máxima	135,21	0,98	14,54	140,51	1,02	18,50	-80,37	-20,78	30,06	81,90	25,06	30,06	350,00
		Media	136,33	0,99	22,23	140,08	1,02	25,12	-58,85	-15,25	21,84	59,65	16,44	21,84	260,00
		Mínima	136,33	0,99	22,27	138,70	1,01	23,91	-33,55	-11,38	12,72	33,82	10,32	12,72	150,00
2020	Lluvioso	Máxima	135,16	0,98	10,84	140,34	1,02	15,13	-85,69	-18,14	31,73	87,40	23,18	31,73	120,00
		Media	136,26	0,99	12,78	139,05	1,01	15,94	-61,52	-6,80	22,24	62,36	8,16	22,24	260,00
		Mínima	137,49	1,00	18,54	138,52	1,00	20,84	-43,37	1,86	15,50	43,78	-2,35	15,50	180,00