



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

Facultad de Electrotecnia y Computación - F.E.C

Guía metodológica para la aplicación de Normas de Diseño de redes eléctricas de Media Tensión y su aplicación en el Diseño de una red de distribución radial para la Residencial Santiago de los Caballeros, León, Nicaragua

Autor

Henry Alexander Fonseca García.

Tutor

Ing. Ramiro Arcia Lacayo

Managua, Nicaragua. Agosto del 2016

DEDICATORIA

Dedico esta Monografía a mi Señor Jesucristo el cual me ha dado la fortaleza y sabiduría; de su mano me tomo para guiarme por el camino del hombre justo y humilde, porque durante las etapas más difíciles de mi vida, me extendió su mano “En mi angustia clamé al SEÑOR, y él me respondió. Salmos 120:1

A mis padres Mauricio Fonseca Pereira y Martha Lorena Garcia Martínez, por su apoyo incondicional, por los consejos durante mi etapa universitaria, por todas las ocasiones que no permitieron que mi caminar corriera peligro, por sus oraciones intercesoras y por los buenos ejemplos de vida que hoy son pilares de mi carácter.

A mi Esposa Katlin López de Fonseca quien ha sido mi brazo de apoyo, mi compañera y amiga, por acompañarme durante el proceso de culminación de estudios universitarios. A mi hijo Samuel Fonseca López y a mi futura hija, por ser el motivo de inspiración para finalizar esta etapa profesional y continuar proponiéndome nuevos objetivos.

A mis compañeros de trabajo por el apoyo brindado; Bayardo Poveda, Freddy Morales, Benito Guido Cisneros, Oliver Rojas, Leónidas Ramírez, Fedor Tovar, sus aportes fueron fundamentales para la culminación del trabajo monográfico.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco infinitamente a Dios por haberme dado discernimiento para poder culminar mi formación profesional.

Agradezco a mis padres por apoyarme incondicionalmente, ustedes han sido guías y amigos, gracias a ellos este triunfo fue posible.

Agradezco de manera muy especial al tutor Ing. Ramiro Arcia por ser el principal guía en el trabajo monográfico, lo bendigo en el nombre de Jesús y que el favor de Dios sea evidente en su vida y descendientes.

Agradezco a todos mis docentes y compañeros quienes de diferentes maneras dieron un aporte positivo al desarrollo de mi formación profesional.

RESUMEN EJECUTIVO

La presente monografía es una referencia al lector que indaga acerca del diseño de redes monofásicas, expansión y mejoras del sistema de distribución en media tensión. Estructuramos la monografía con tres capítulos, para guiar de la mejor manera al lector, explicando los alcances y objetivos específicos, lo que permitirá dar una idea general de su contenido.

En el primer capítulo contiene los principales títulos del protocolo y propósito de la monografía, estos se estarán desarrollando con mayor detalle, en los capítulos II y III. Hemos definidos un objetivo general y 5 específicos permitirá dar una idea específica del trabajo presentado, debemos aclarar que todo aspecto técnico no contenido en el trabajo, pueden leer las recopilaciones de normativas, reglamentos y leyes descrito en el marco teórico.

En los capítulos II y III desarrollamos el tema, abarca conceptos y definiciones esenciales relacionadas al diseño de redes monofásicas en LAMT, y además también se expone el proceso de selección de transformadores, censo de carga, cálculos mecánicos, Cálculos eléctricos, elaboración de planos requeridos en el diseño de líneas aéreas monofásica en 7.6KV según MANUAL PROYECTO TIPO CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN 13.2/24.9 KV el cual utiliza las distribuidoras de electricidad DISNORTE - DISSUR para construcción de nuevas redes, hojas de estaqueos, presupuesto y estudio impacto ambiental. Como parte fundamental en este trabajo monográfico esta un ejemplo de diseño en el que se trata de llevar de la mano al lector durante todo el desarrollo de los cálculos, explicándoles de manera muy sencilla; con el fin de que luego pueda aplicar este proceso en sus propios diseños, sin embargo es importante aclarar que todas las redes construidas por el gobierno de Nicaragua a través del Ministerio de Energía y Minas aplican como referencia la norma ENEL 1998, ejemplo; Proyectos PER o PENSER Componente 1 y 2; para el resto de construcción la distribuidora exige que sea bajo la normativa tipo. En las conclusiones se deja entre ver las ventajas de realizar un diseño que cumpla con los requisitos, para los trabajos de diseño y construcción de circuitos aéreos primarios y sus respectivos secundarios.

En anexos el lector encontrara tablas y gran variedad de información que le ayudaran a seguir ampliando sobre el tema de diseño de redes de distribución. Es de mucha importancia, y hacemos énfasis en esto, que el lector conozca y domine las distintas normas de diseño de redes de distribución que actualmente se utilizan en nuestro país.

CONTENIDO

CAPITULO I.....	1
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	2
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	4
1.3 OBJETIVOS.....	5
1.3.1 GENERAL.....	5
1.3.2 ESPECÍFICOS.....	5
1.4 MARCO TEORICO.....	6
1.4.1 REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN SU TENSIÓN NOMINAL.....	6
1.4.1.1 Redes de distribución de media tensión o primarias.....	6
1.4.1.2 Redes de distribución de baja tensión o secundarias.....	6
1.4.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN SU UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	7
1.4.2.1 Redes de distribución urbana.....	7
1.4.2.2 Redes de distribución rural.....	7
1.4.3 REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN SU TIPO DE CONSTRUCCIÓN.....	7
1.4.3.1 Redes de distribución subterráneas.....	7
1.4.3.2 Redes de distribución aéreas.....	8
1.4.4 ESPECIFICACIONES MANUAL DE CONSTRUCCIÓN REDES DISTRIBUCIÓN NORMATIVA TIPO.....	8
1.4.4.1 Materiales.....	8
1.4.4.2 Postes.....	8
1.4.4.3 Según su Longitud.....	9
1.4.4.4 Según el material de construcción.....	9
1.4.4.5 Conductores.....	9

1.4.4.6	Cruceta	9
1.4.4.7	Aisladores	10
1.4.4.8	Herrajes	10
1.4.4.9	Transformadores	11
1.4.4.10	Armados de Media Tensión.....	11
1.4.4.11	Armado de alineación	12
1.4.4.12	Armado Angulo.....	12
1.4.4.13	Armado Anclaje	12
1.4.4.14	Armado Fin de Línea	13
1.4.4.15	Armado de Angulo 90°	13
1.4.4.16	Retenidas.....	14
1.4.4.17	Puesta a Tierra.....	14
1.4.4.18	Criterios para el cálculo mecánico.....	14
1.4.4.19	Tipo de Suelo	15
1.4.4.20	Punto de Entronque.....	15
1.5	DISEÑO METODOLOGICO.....	16
CAPITULO II.....		17
2	INTRODUCCIÓN	17
2.1	OBJETIVO.....	18
2.2	DEFINICIONES	18
2.3	ABREVIATURAS.....	20
2.4	NORMATIVAS.....	21
2.4.1	LEY NO. 272 – LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	21
2.4.2	NORMATIVA DE SERVICIO ELÉCTRICO	21
2.4.3	NORMATIVA DE CALIDAD DEL SERVICIO	22
2.4.4	NORMATIVA DE OPERACIÓN.....	22
2.4.4.1	Variación de Voltaje.....	22
2.4.4.2	Variación de Frecuencia.....	23

2.4.5	NORMATIVA DE ALUMBRADO PUBLICO	23
2.4.6	CÓDIGO INSTALACIONES ELÉCTRICAS NICARAGUA.....	23
2.4.7	MANUALES DE CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN	23
2.4.7.1	Proyecto Tipo Líneas Eléctricas Aéreas 13,2, 24,9, 34,5 kv.....	23
2.4.7.2	Conductores	24
2.4.7.3	Distancias de Seguridad	24
2.4.7.4	Cimentaciones	25
2.4.7.5	Dispositivos de protección	25
2.4.8	NORMA DE CONSTRUCCIÓN DE REDES MEDIA 7,6/ 13,2 KV Y BAJA TENSIÓN EN POSTE DE CONCRETO (ENEL 1998).....	26
2.4.8.1	Derecho de vía.....	26
2.4.8.2	Estaqueo.....	26
2.4.8.3	Instalación de los Postes	26
2.4.8.4	Montaje de Herrajes (Primarios y Secundarios).....	26
2.4.8.5	Selección y uso de conductores.....	27
2.4.8.6	Transformadores	27
2.4.8.7	Montaje Primario Monofásico Media Tensión.....	28
2.4.8.8	Ramales Monofásicos Primarios.....	28
2.4.8.9	Remate de línea Primaria Monofásicas	28
2.4.9	ARQUITECTURA DE RED AEREA CARIBE	28
2.4.9.1	Objeto	28
2.4.9.2	Campo de aplicación.....	29
2.4.9.3	Alcance	29
2.4.9.4	Modelos de Red Media Tensión (MT).....	29
2.4.9.5	Tipo de Conexión de Neutro a Tierra.....	29
2.4.9.6	Tramos aéreos en redes urbanas	30
2.4.9.7	Derivada	30
2.4.9.8	Racimo.....	30
2.4.10	CRITERIOS BÁSICOS PARA DISEÑO DE LA RED.....	31

2.4.10.1	Primer caso: Peticiones de menos de 25 KW.	31
2.4.10.2	Segundo caso: Peticiones entre 25 y 120 KW.	31
2.4.10.3	Tercer caso: Peticiones mayores de 120KW	31
2.4.10.4	Censo de las cargas eléctricas para el diseño.	32
2.4.10.5	Uso de Transformadores de distribución.	32
2.4.10.6	Uso de Conductores, barra secundaria.	33
2.4.10.7	Uso de cajas de derivación y herrajes.	33
2.4.10.8	Uso de Retenidas	33
2.4.10.9	Uso de Postes	33
2.4.11	PARA EL DISEÑO DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICA DEBE CONTENER.	34
2.4.11.1	Cálculos eléctricos:	34
2.4.11.2	Cálculos mecánicos	34
2.4.11.3	Diseño de planos.	34
2.4.11.4	Estaqueo.	34
2.4.11.5	Presupuesto.	34
2.4.11.6	Impacto Ambiental	34
CAPITULO III	35
3	INTRODUCCIÓN	35
3.1	OBJETIVO.....	37
3.2	CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	37
3.2.1	CENSO DE CARGA.....	37
3.2.1.1	Demanda media.....	37
3.2.1.2	Demandada por Lote	38
3.2.1.3	Factor de carga	38
3.2.2	SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES.....	40
3.2.2.1	Determinar los KVA Requeridos	40
3.2.2.2	Selección de Números de Transformadores	40
3.2.3	DISTRIBUCIÓN DE CARGA	42

3.2.3.1	Definir los datos generales de la instalación	42
3.2.3.2	Determinada la potencia nominal transformador se procede a distribuir la carga de manera uniforme.	43
3.2.4	SELECCIÓN DEL CONDUCTOR.....	43
3.2.5	CALCULO DE CAÍDAS DE VOLTAJE.....	44
3.2.5.1	Cálculo de la caída de tensión	45
3.2.5.2	Un ejemplo de cómo calcular las caídas de voltaje P0-P13	45
3.2.5.3	Calcular la caída de tensión del tramo P0-P13	46
3.2.5.4	Calcular la caída de tensión acumulada final P0-P13	46
3.2.5.5	Corriente del tramo P0-P13.....	47
3.2.5.6	Calcular la impedancia del conductor entre el coseno ϕ de la línea (ohm/km); Ψ P0-P13	47
3.3	CALCULOS MECANICOS	48
3.3.1	DEFINICIONES	48
3.3.1.1	Tipos de Esfuerzos	48
3.3.1.2	Esfuerzo Transversal (Ft):.....	48
3.3.1.3	Esfuerzo Longitudinal (Fl):.....	49
3.3.1.4	Esfuerzo Vertical (Fv):	49
3.3.1.5	Esfuerzo Equivalente:.....	49
3.3.1.6	Calculo de apoyos	50
3.3.1.7	Apoyo de alineación (AL).....	50
3.3.1.8	Apoyo de Angulo (AG).....	51
3.3.1.9	Apoyos de fin de línea (FL)	51
3.3.1.10	Apoyos de anclaje (AC).....	51
3.3.1.11	Eoloviano.....	53
3.3.2	EJEMPLO CALCULO MECÁNICO EN MEDIA TENSIÓN.....	53
3.3.2.1	Se tienen los siguientes datos del Tipo de Red:	53
3.3.2.2	Características mecánicas del conductor de fase y neutro.....	54
3.3.2.3	Definición de Cantones, vanos y tipos de apoyos:	54

3.3.2.3.1	Cálculo de Vano de Regulación:.....	54
3.3.2.3.2	Los valores que nos interesan son	56
3.3.2.3.3	Para el cálculo de los esfuerzo debemos verificar el tipo de Apoyo.....	56
3.3.2.3.4	Calculo para el punto de apoyo P10.....	56
3.3.2.3.4.1	Esfuerzo equivalente transversal Total.....	58
3.3.2.3.5	Calculo para el punto de apoyo P11.....	58
3.3.2.3.5.1	Esfuerzo Equivalente Transversal Total	59
3.3.2.3.6	Calculo para el punto de apoyo P12.....	59
3.3.2.3.6.1	Esfuerzo Equivalente Transversal Total	60
3.3.2.3.7	Calculo para el punto de apoyo P9 aplica esfuerzo transversal y longitudinal.	60
3.3.2.3.7.1	Esfuerzo Transversal	60
3.3.2.3.7.2	Esfuerzo Longitudinal	61
3.3.2.3.7.2.1	Esfuerzo equivalente longitudinal total	62
3.3.2.3.8	Calculo para el punto de apoyo P13 Fin de línea	62
3.3.2.3.8.1	Esfuerzo Transversal	62
3.3.2.3.8.2	Esfuerzo Longitudinal	63
3.3.2.3.8.3	Esfuerzo Equivalente Longitudinal Total.....	64
3.3.2.4	Resultados Finales.	64
3.3.3	EJEMPLO CALCULO MECÁNICO EN MEDIA TENSIÓN.....	64
3.3.3.1	Se tienen los siguientes datos del Tipo de Red	65
3.3.3.2	Características mecánicas del conductor de fase y neutro.....	65
3.3.3.3	Definición de Cantones, vanos y tipos de apoyos	65
3.3.3.4	Cálculo de Vano de Regulación	66
3.3.3.4.1	Los valores que nos interesan son	67
3.3.3.4.2	Calculo para el punto de apoyo P2.....	67
3.3.3.4.2.1.1	Esfuerzo Equivalente Transversal Total	68
3.3.3.4.3	Esfuerzo Longitudinal	68
3.3.4	EJEMPLOS DE CÁLCULO MECANICO BT	69
3.3.4.1	Se tienen los siguientes datos del Tipo de Red:	69

3.3.4.2	Características mecánicas del conductor de fase y neutro:.....	69
3.3.4.3	Definición de Cantones, vanos y tipos de apoyos:	70
3.3.4.3.1	Cálculo de Vano de Regulación:.....	70
3.3.4.3.2	Los valores que nos interesan son:	71
3.3.4.3.3	Calculo para el punto de apoyo P13.17.....	72
3.3.4.3.3.1	Esfuerzo Equivalente Transversal Total	73
3.4	VANOS DE REGULACIÓN.....	73
3.5	CARACTERISTICA DE LOS APOYOS	73
3.6	TABLA DE TENDIDO	74
3.7	DISEÑO DE PLANOS.....	74
3.8	ESTAQUEO.....	75
3.9	PRESUPUESTO.....	76
3.9.1	QUE DEBE CONTENER UN PRESUPUESTO	76
3.9.2	VARIABLES CONTEMPLADAS EN EL PRESUPUESTO.....	77
3.9.3	CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS.....	77
3.9.4	VALOR TOTAL DEL PROYECTO	77
3.10	ESTUDIO IMPACTO AMBIENTAL.....	78
	CONCLUSIONES	79
	ANEXOS.....	I
	ANEXO 1. CAIDAS DE VOLTAJE	I
	ANEXO 2. CENSO DE CARGA DN-DS SANTIAGO DE LOS CABALLEROS.....	II
	ANEXO 3. CALCULOS MECANICOS	III
	ANEXO 4. ESTRUCTURAS	XVIII
	ANEXO 5. CALMECON CONDUCTOR RAVEN.....	XX
	ANEXO 6. PRESUPUESTO	XXI
	ANEXO 7. SELECCIÓN TRANSFORMADORES TABLAS DN-DS	XXI
	ANEXO 8. PERDIDAS EN VACÍO TRANSFORMADORES TABLAS DN-DS.....	XXI

ANEXO 9. CALCULO DE TENDIDO TRIPLEX 1/ 0	XXI
ANEXO 10. CALCULO MECÁNICO TRIPLEX 1/ 0	XXI
ANEXO 11. PRESENTACIÓN DE CÁLCULOS MECÁNICOS v1.1	XXI
ANEXO 12. AUTORIZACIÓN DE ENTRONQUE DISNORTE-DISSUR	XXI
ANEXO 13. FACTORES DE DEMANDA O SIMULTANEIDAD	XXI
ANEXO 14. LEY No_ 272 DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA	XXI
ANEXO 15. NORMA CONSTRUCCIÓN ALUMBRADO PÚBLICO	XXI
ANEXO 16. NORMATIVA CALIDAD SERVICIO	XXI
ANEXO 17. NORMATIVA SERVICIO ELÉCTRICO	XXI
ANEXO 18. TABLA CONSUMO EQUIPOS INE.....	XXI
ANEXO 19. REFORMA A LA LEY 272	XXI
ANEXO 20. NORMATIVA DE INSTALACIÓN DE ENLACE	XXI
ANEXO 21. MANUALES NORMA TIPO	XXI
ANEXO 22. MANUALES NORMA ENEL	XXI
ANEXO 23. CÓDIGO INSTALACIONES ELÉCTRICAS NICARAGUA.....	XXI
ANEXO 24. SP6100901 SECCIONADORES MONOFÁSICOS.....	XXI
ANEXO 25. REFORMAS ALUMBRADO PÚBLICO	XXI
ANEXO 26. TABLA ARMADOS 13.2-24.9KV	XXI
ANEXO 27. SELECCIÓN DE FUSIBLE	XXI
ANEXO 28. PLANOS MT, BT, ALUMBRADO PÚBLICO.....	XXI
BIBLIOGRAFIA	80

CAPITULO I

1 INTRODUCCIÓN

El presente trabajo monográfico presenta una propuesta de Guía metodológica para la aplicación de normas de Diseño de redes eléctricas de media tensión en 7.6 KV y su aplicación en el diseño de la red monofásica de distribución de energía eléctrica para el residencial Santiago de los Caballeros ubicada al sur este de la ciudad de León, se aplicará MANUAL PROYECTO TIPO DE CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN 13.2/24.9 KV para el diseño de redes de distribución de energía eléctrica y se plasmará en breves detalles los pasos de cómo aplicar dichas normativas en un diseño monofásico en 7.6 KV, de manera que el documento pueda ser útil a futuros estudiantes de la carrera Ingeniería Eléctrica que cursen la asignatura de Redes de Distribución.

Como primera etapa del diseño de una red de distribución se debe especificar el punto de entronque (conexión a la red de media tensión existente) ya que de esto depende la aprobación para energizar la derivación a construir, esto es importante ya que Disnorte - DISSUR toma ciertos parámetros para evaluar la factibilidad del punto de conexión, esto también dependerá de la distancia, demanda de la instalación y nivel de voltaje solicitado.

Como segunda etapa se debe definir la cantidad de lotes y el censo de carga promedio que cada vivienda demandará del sistema; se deberá considerar factores de demanda, factor de carga, factor de potencia; este dato nos permitirá determinar la potencia en KVA y el número de transformadores que tendremos en nuestro diseño; debemos considerar que el censo de carga este sujeto al Nivel Económico de las personas que habitaran en el residencial y los aparatos eléctricos que son de uso cotidiano.

Una vez definida la Potencia Promedio y total que demandara del sistema el residencial la siguiente etapa seria definir la ubicación de los postes, tomando en consideración que la distancia entre la vivienda y el punto de conexión en el poste, las acometidas no deberán superar los 30¹ m. Luego es determinar el punto medio para la ubicación de los transformadores de acuerdo al número de viviendas que se conectarán, pero como no siempre es posible hacerlo, debemos considerar caídas de tensión² al punto más largo 4.2%; dejando 0.8% para la caída de tensión de la acometida o sea de la red de DISNORTE-DISSUR a la fachada de la vivienda en donde está ubicado el medidor de energía eléctrica.

¹ Normativa de Instalaciones de Enlace

² Normativa de Calidad del Servicio NCS 3.1.6 Variaciones admitidas en la etapa 2

Con la ubicación de los centros de transformación se procede a trazar la red de media tensión, luego los cálculos eléctricos y mecánicos lo que garantizara una red confiable y segura. La red que diseñemos debe permitir una posible ampliación de red para otra urbanización, esto permite optimizar la red de distribución,

Por último, se definirá los pasos a seguir para la elaboración del presupuesto de construcción de la red y un estudio de impacto ambiental, este último permitirá determinar si existen afectaciones a la flora y fauna.

Con todo lo anterior expuesto, el diseño permitirá adaptarse a las necesidades energéticas del usuario final, por lo que es de mucha importancia que tanto el diseño como el montaje estén enfocados en tener una red Flexible, confiable, segura, eficiente y que cumpla con los estándares de operación y calidad que exigen las Normativas vigentes en Nicaragua.

1.1 ANTECEDENTES

A comienzos de los 90, el gobierno de la presidenta Violeta Chamorro comenzó la reforma del sector eléctrico con el objetivo de asegurar una cobertura eficiente de la demanda, promover la eficiencia económica y atraer los recursos para la ampliación de la infraestructura. En 1992 INE inicio a negociar contratos y concesiones con inversionistas privados; se creó la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) en 1994 como compañía pública a cargo de la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y de la coordinación de las operaciones antes asignadas al INE. El INE mantuvo las funciones de planificación, elaboración de políticas, regulación y normativas. El proceso de reforma se consolidó en 1998 con la Ley N° 272 (Ley de la Industria Eléctrica, LIE) y la Ley N° 271 (Ley Orgánica del INE), se reestructura ENEL en cuatro compañías, generación (Hidrogena, GEOSA, GECSA y GEMOSA) y dos compañías de distribución (Disnorte y Dissur) ambas adquiridas por Unión Fenosa y después fusionada en una sola compañía; y una compañía de transmisión (Entresa ahora Enatrel). En enero de 2007, poco después de que asumiera la presidencia Daniel Ortega, se creó el Ministerio de Energía y Minas (MEM), que reemplazó a la CNE. El nuevo ministerio heredó las responsabilidades de la CNE junto con algunas competencias adicionales del INE. En ese mismo año, se alcanzó un acuerdo entre Unión Fenosa y el gobierno de Nicaragua, donde se invertirá en la mejora y modernización de la red de distribución eléctrica.

En 2001, solo el 47% de la población de Nicaragua tenía acceso a la electricidad. Los programas de electrificación desarrollados por la antigua Comisión Nacional de Energía (CNE) con recursos del Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional (FODIEN), el Banco Interamericano de Desarrollo, el Banco Mundial y el Fondo de Contravalor Suizo para la Electrificación Rural (FCOSER), han aumentado el acceso a un 55% (el 68% según el censo, que también tiene en

cuenta las conexiones ilegales) en 2006. Sin embargo, esta cobertura todavía se encuentra entre las más bajas de la región y muy inferior al promedio del 94,6 de América Latina y Centro América³.

La cobertura en las áreas rurales es inferior al 40%, mientras que en áreas urbanas alcanza el 92%. En 2004, la Comisión Nacional de Energía (CNE) desarrolló el Plan Nacional de Electrificación Rural (PLANER), que estableció objetivos y cifras de inversión para el período 2004-2013. Su objetivo es acercar la energía al 90% de las áreas rurales del país para finales de 2012. La Política de Electrificación Rural fue aprobada en septiembre de 2006 como guía principal para la implementación del PLANER (Plan de electrificación Rural)⁴. Las redes de Distribución en Nicaragua se diseñarían y construirían bajo el Manual Norma ENEL 1998, esta especificaba derechos de vía, distancias de seguridad, montaje de Postes, estructuras aéreas de distribución entre otros, ofreciendo las garantías de una red confiable y perdurable. Con la privatización en el año 2000 de las distribuidoras Disnorte-Dissur, se espera un plan sistemático de inversión y modernización de las redes existentes, pero esto no fue efectivo, hasta que en el año 2006, a través del decreto legislativo No. 5557 "Decreto de aprobación del protocolo de entendimiento entre las empresas de electricidad del Norte S.A , Distribuidora de electricidad del sur S.A (DISSUR) y el gobierno de Nicaragua, estableció en el anexo No 2 Plan de inversión 2007-2011; por ello la empresa distribuidora impulso una nueva normativa para construcción de redes de Distribución Norma Tipo, la cual contemplaba configuración especiales como redes chilenas, red invertida (Secundario arriba, primario por debajo), red en bandera entre otras, así como la instalación de equipos seccionadores, postes de mayor Danaje y nuevos productos existente en la industria eléctrica; es importante recalcar que la red existente antes del año 2006, en el territorio Nicaragüense era de un 80% postes de Pino y crucetas de madera, lo que representaba un reto mayúsculo para las distribuidoras en cuanto a efecto visible en la modernización de las redes distribución. Unión Fenosa inicio un programa de capacitación para el manejo del nuevo manual de construcción de redes, acudiendo los diferentes contratistas y la cámara de construcción de Nicaragua, no así los ministerios del gobierno de Nicaragua, quienes se opusieron al cambio, sin embargo, la nueva normativa permite adaptarse a los cambios que necesitaba el país en ámbito de electrificación, urbanización, ofreciendo una mayor durabilidad y estabilidad del sistema de distribución de energía. Actualmente en Nicaragua se manejan dos manuales de construcción de redes; Norma ENEL 1998 rectificada bajo resolución INE No 08-01-2006 y Norma Tipo siendo está pendiente de resolución de aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minas, sin embargo las distribuidoras exigen que toda construcción bajo el concepto aporte reembolsable debe cumplir

³ Tomado: https://es.wikipedia.org/wiki/Sector_el%C3%A9ctrico_en_Nicaragua#cite_note-8

⁴ Decree No. 61-2005

con los criterios de construcción de la norma tipo, no así las construcciones de redes que realice el estado de Nicaragua, la cual utiliza la Norma ENEL 1998.

Debemos destacar que los manuales de construcción varían según el país, por los niveles de tensión, tipo de carga, estrategias de construcción, clima y terreno, por ejemplo, Guatemala construye sus redes bajo la norma Caribe, México utiliza Normativa Comisión Federal de Electricidad⁵, Chile Norma de Distribución NSEG⁶ y en Colombia se utiliza Norma Técnica Colombiana⁷.

1.2 JUSTIFICACIÓN

En vista de las muchas necesidades de la sociedad Nicaragüense quiero hacer un pequeño pero importante aporte, como egresado de la carrera de Ing. Eléctrica estamos en la capacidad de diseñar la red de electrificación de la urbanización Santiago de los Caballeros, con esto la municipalidad de León no tendría que invertir en costo de diseños porque la universidad a través de mi persona estaría donando el diseño.

Este diseño contaría con una guía metodológica que describirá como diseñar una red radial de distribución eléctrica monofásica bajo la normativa Tipo y aplicando normativas complementarias tales como NSE; CIEN, NCS. El Proyecto Tipo servirá a futuros estudiantes como fuente de información para elaboración de diseños o ampliación de redes primarias y secundarias, ya que esta normativa no es muy conocida por los estudiantes de la carrera de Ingeniería Eléctrica, ya que la mayoría de los diseños que se realizan en la materia de Diseños de Redes Eléctricas se hace bajo norma ENEL 1998.

La urbanización Santiago de los Caballeros esta ubicada en el Departamento de León en el costado sur este de la ciudad y comprende un área de construcción de 565 por 260 m cuadrados para un total de 264 lotes con áreas de 10 por 25 m cuadrados para terrenos esquineros y 13 por 25 m cuadrados el resto de lotes.

Realizaremos una descripción por tipo de materiales a utilizar y precio unitario, lo que nos permitirá determinar el costo del proyecto, el cual se reconocerá a través de aporte reembolsable, al ser recepcionadas por Disnorte – Dissur. También realizaremos un estudio de impacto ambiental en la zona donde se realizará la construcción de red, lo que permitirá conocer el tipo de flora y fauna en

⁵ Tomado: <http://www.cfe.gob.mx/Industria/InformacionCliente/Paginas/Normas-de-distribucion.aspx>

⁶ Tomado: La regulación del Segmento Distribución en Chile, Comisión Nacional de Energía 2006, Marco regulatorio y Reglamentario, Normas Técnicas aplicables al sector página 26

⁷ Tomado: www.essa.com.co Norma Técnica

la zona, para evitar cualquier impedimento al solicitar permiso de construcción al Ministerio del Ambiente y Los Recursos Naturales.

Con este estudio pretendo contribuir a la actualización e incremento del material bibliográfico de la biblioteca Esman Marín con el fin de que el alumnado de ingeniería eléctrica cuente con información de alta relevancia y calidad del sector eléctrico. Ya que hoy por hoy el profesional no solo debe contar con bases sólidas en su formación académica, sino que también debe tener amplio conocimiento y dominio del ambiente en el que aspira laborar para impactar de manera positiva en el desarrollo de la sociedad Nicaragüense, catalogarse como un profesional emprendedor de alto prestigio y valores humanos como los que hasta momento ha formado la Universidad líder en Ciencia y Tecnologías, UNI.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 GENERAL

- ✚ Proponer una Guía metodológica para la aplicación de normas de Diseño de redes eléctricas de media tensión 7.6/13.2 KV.

1.3.2 ESPECÍFICOS

- ✚ Su aplicación en el diseño de una red de distribución monofásica para el residencial León Santiago de los Caballeros ubicada al sur este de la ciudad de León.
- ✚ Presentar una recopilación de los artículos más esenciales referidos al diseño de redes eléctricas monofásicas de media tensión en 13.2/7.6 KV tomados de las distintas normativas vigentes en Nicaragua.
- ✚ Aplicar las normativas de diseño con el proceso metodológico propuesto para una red de distribución monofásica radial para el residencial León Santiago de los Caballeros, León, Nicaragua.
- ✚ Calcular presupuesto para la normalización Residencial Santiago de los Caballeros en el municipio de León.
- ✚ Diseñar y elaborar plano con el nuevo trazado y diseño de las redes de distribución eléctrica de media (M) y baja tensión (BT).
- ✚ Realizar estudio de impacto ambiental, el cual será determinante para la extensión de permiso de construcción por parte del Ministerio del Ambiente y Los Recursos Naturales

1.4 MARCO TEORICO

La distribución de energía eléctrica ha evolucionado a través de los años, desde los conceptos iniciales y las discusiones sobre el uso de la corriente alterna o la corriente directa hasta el avance tecnológico de las maquinas eléctricas y las diferentes fuentes de generación de energía eléctrica.

La competencia entre los líderes y promotores de los dos tipos de corriente, la corriente directa (DC) de Thomas Edison y la corriente alterna (AC) de Nikola Tesla y George Westinghouse, para determinar cuál era la mejor opción a usar en la transmisión/distribución de energía eléctrica era conocida como La Guerra de Corrientes. Al final, la corriente alterna AC se convirtió en la forma dominante de transmisión de energía debido al perfeccionamiento del generador en AC y al invento del transformador en 1885. El generador de corriente alterna era capaz de producir energía de forma económica mediante turbinas hidroeléctricas y el transformador permitía elevar o disminuir el nivel de tensión de la energía eléctrica dependiendo de la necesidad. Los transformadores de potencia instalados en las centrales eléctricas podrían ser utilizados para elevar la tensión de los generadores y los transformadores instalados en subestaciones locales podrían reducir la tensión para alimentar las cargas. Con el aumento de la tensión en la transmisión y distribución de energía, se redujo la intensidad de corriente, el calibre necesario en los conductores y las pérdidas en distribución. Este hecho hizo que sea más económico distribuir la energía a largas distancias.

1.4.1 REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN SU TENSIÓN NOMINAL

1.4.1.1 Redes de distribución de media tensión o primarias

Es el conjunto de equipos o elementos que se utilizan para transportar la energía eléctrica desde una subestación de distribución hasta un centro de transformación de media tensión, se considera una red de distribución primaria cuando los niveles de tensión son de Media Tensión (MT), considerados superiores a 1000 V e inferior a 24,7 KV.

1.4.1.2 Redes de distribución de baja tensión o secundarias

Es el conjunto de equipos o elementos que se utilizan para transportar la energía eléctrica a tensiones nominales menores o iguales a 1000 V. Este tipo de redes es el utilizado para llevar la energía eléctrica desde los transformadores de distribución tipo poste hasta las acometidas de los usuarios finales.

1.4.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN SU UBICACIÓN GEOGRÁFICA

1.4.2.1 Redes de distribución urbana

Son las redes de distribución ubicadas dentro de las ciudades y/o en el sector urbano de los municipios. Las principales características de las redes de distribución urbana son las siguientes:

- a. Usuarios muy concentrados.
- b. Cargas monofásicas y trifásicas.
- c. En general se usan postes de concreto.
- d. Mayor densidad de clientes industriales y comerciales.

1.4.2.2 Redes de distribución rural

Estas redes son las encargadas de llevar el servicio de energía eléctrica a zonas dispersas de los municipios. Las áreas rurales no cuentan con calles y no están organizados por manzanas. Por lo general se encuentran en zonas dedicadas a la agricultura y la ganadería. Las principales características de las redes de distribución rural son las siguientes:

- a. Usuarios dispersos.
- b. Principalmente cuenta con usuarios residenciales.
- c. Poca demanda de energía.
- d. Dificultad para acceder a algunos tramos de las redes.
- e. Presencia de fallas en los circuitos debido al contacto de las redes con las ramas de los árboles.

1.4.3 REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN SU TIPO DE CONSTRUCCIÓN

1.4.3.1 Redes de distribución subterráneas

Este tipo de redes consiste en instalar los conductores eléctricos debajo de las calles, ocultos a la vista, ya sea directamente o por medio de tuberías o ductos. Adicionalmente, las redes de distribución eléctrica subterránea presentan ciertas ventajas para la labor del mantenimiento y calidad del servicio en cuanto a continuidad. Algunas de estas son:

- a. La mayor parte de los daños que se presentan en redes aéreas no afectan a las redes subterráneas.
- b. No interfieren con el aspecto de las ciudades, pues no están a la vista.

- c. Son mucho más seguras porque no están expuestas a aves ni a humanos.
- d. No están expuestas a vandalismo.
- e. Se evitan realizar algunos planes de mantenimiento preventivo como poda y lavado.

Este tipo de redes también presenta unas desventajas en comparación con las redes aéreas. Algunas de estas son:

- a. La inversión inicial es mucho mayor
- b. Se dificulta la localización de daños o causas de falla
- c. El mantenimiento es más complicado y reparaciones más demoradas.
- d. Están expuestas a la humedad y a la acción de roedores si no se tienen las precauciones adecuadas en su construcción y/o mantenimiento.

1.4.3.2 Redes de distribución aéreas

En este tipo de redes el conductor va soportado sobre aisladores instalados en crucetas que a su vez se encuentran en postes.

1.4.4 ESPECIFICACIONES MANUAL DE CONSTRUCCIÓN REDES DISTRIBUCIÓN NORMATIVA TIPO

1.4.4.1 Materiales

Todos los materiales usados en la construcción de redes de distribución eléctrica, deben tener una certificación que asegure el cumplimiento de las normas Tipo para cada uno de los materiales.

1.4.4.2 Postes

Los apoyos serán de hormigón Pretensado Centrifugado o Vibrado, de resistencia adecuada al esfuerzo que hayan de soportar y estarán descritos en las respectivas Especificaciones Técnicas.⁸

Fotografía 1 Postes de Concreto



Fuente

Fotografía 2 Identificación por Color



Fuente

⁸ Especificación Técnica de Materiales Poste de Hormigón Pretensado Centrifugado o Vibrado
Pág. 5

1.4.4.3 Según su Longitud

La longitud de los apoyos depende principalmente del nivel de tensión de las redes de distribución que se van a apoyar sobre el poste. Para las redes de Media Tensión únicamente primario apoyos de 10.5 metros; con transformador 12 metros y de baja tensión se definen apoyos de 9 metros.

1.4.4.4 Según el material de construcción

Los apoyos para las estructuras pueden ser de madera, metálicos y de hormigón. Se debe evitar el uso de los postes de madera, estos presentan varias desventajas en cuanto a su vida útil y su resistencia. En las figuras a continuación se encuentran algunas placas características de determinados postes.

Fotografía 3 Placa Característica en poste 12m/500daN



Fuente Propia

1.4.4.5 Conductores

Los conductores son los encargados del transporte de energía, son el elemento más delicado de todo el conjunto en las redes de distribución ya que dependiendo del buen estado de estos así será la calidad en el servicio de energía. Los cables usados para el Primario será ACSR9 y para baja tensión AWG + ACSR10. Para conductores desnudos ACSR usados en distribución de media tensión el calibre mínimo será el #2 AWG aunque el calibre más usado actualmente es el 1/0 AWG. Para red trenzada en distribución secundaria el calibre mínimo usado es el 1/0 AWG con Neutro ACSR.

1.4.4.6 Cruceta

Son la estructura que va anclada a los postes por medio de herrajes, sobre estas se colocan los aisladores, dependiendo del tipo de estructura así será la cantidad de crucetas necesarias y el tipo

⁹ Especificación Técnica Conductores Desnudos de Aluminio con Alma de Acero ACSR

¹⁰ Especificación Técnica Conductores Trenzados de Aluminio para Baja Tensión

de aisladores que se instalaran en estas. Su función es sostener horizontalmente las líneas y cuentan con el tamaño adecuado para dar la separación mínima adecuada a cada nivel de tensión.¹¹

1.4.4.7 Aisladores

Para el diseño del aislamiento de las líneas eléctricas aéreas se han seleccionado aisladores que garanticen que no existan saltos de arcos eléctricos en condiciones de operación, sobretensiones transitorias, humedad, temperatura, lluvia o acumulaciones de suciedad, sal y otros contaminantes que no son desprendidos de una manera natural¹².

Fotografía 4 Aisladores Tipo poste



Fuente Propia

Fotografía 5 Aisladores tipos suspensión



Fuente Propia

1.4.4.8 Herrajes

Se consideran herrajes a todas las partes metálicas presentes en cada tipo de estructura cuya función es fijar o asegurar todos los materiales usados en el poste y entre estos mismos.

Fotografía 6 Herrajes más utilizados



Fuente Propia

¹¹ Especificación Técnica de Materiales Crucetas Metálicas y Soportes

¹² Especificación Técnica Aisladores de Porcelana Tipo Poste

1.4.4.9 Transformadores

En los sistemas de distribución todos los transformadores son usados para reducir los niveles de tensión de la energía eléctrica en ese punto. Las relaciones de transformación de tensión más comunes en distribución son las presentadas en la Tabla 1.

Tabla 1 Transformadores

Código	Denominación	Descripción
441 208	TPA-10-13,2	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 10 kVA 13,2/0,24 kV
441 209	TPA-25-13,2	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 25 kVA 13,2/0,24 kV
441 210	TPA-50-13,2	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 50 kVA 13,2/0,24 kV
441 211	TPA-75-13,2	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 75 kVA 13,2/0,24 kV
458 416	TPA-10-24,9	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 10 kVA 24,9/0,24 kV
458 417	TPA-25-24,9	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 25 kVA 24,9/0,24 kV
458 418	TPA-50-24,9	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 50 kVA 24,9/0,24 kV
458 419	TPA-75-24,9	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 75 kVA 24,9/0,24 kV
441 212	TPA-10-34,5	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 10 kVA 34,5/0,24 kV
441 213	TPA-25-34,5	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 25 kVA 34,5/0,24 kV
441 214	TPA-50-34,5	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 50 kVA 34,5/0,24 kV
441 215	TPA-75-34,5	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 75 kVA 34,5/0,24 kV

Tomado de Especificaciones Técnicas
Transformadores Monofásicos Tipo
Poste Autoprotegido pág. 5

1.4.4.10 Armados de Media Tensión

Se le llama armados al conjunto de crucetas, aisladores y herrajes que se instalan en un poste. Las principales características que diferencian a los armados son la cantidad de crucetas y el tipo de aisladores. La cantidad y tipo de armados que se instalen en un apoyo define el tipo de estructura y la función que va a tener ese punto dentro del sistema.

1.4.4.11 Armado de alineación

Este armado se utiliza cuando el conductor de la red forma un ángulo de 0° a 5° al pasar por el punto o apoyo donde se va a instalar el armado.

Fotografía 7 Armado en alineación



Fuente Propia

1.4.4.12 Armado Angulo

Este armado se utiliza cuando el conductor de la red de distribución forma un ángulo entre 5° y 30° al realizar un cambio de dirección. Estos cambios de dirección en el conductor se pueden deber a la forma de la carretera, en el caso que las líneas se encuentren paralelas a alguna vía, que en un punto realiza una curva.

Fotografía 8 Armado en ángulo



Fuente Propia

1.4.4.13 Armado Anclaje

Este armado se utiliza cuando el conductor de la red forma un ángulo de 30° a 60° al realizar un cambio de dirección en su paso por este apoyo o cuando en un punto de la red se quiere realizar un corte o amarre. Cuando se está construyendo una línea nueva, normalmente se colocan los anclajes según la longitud de los conductores que vienen en cada bobina, aunque esto lo define el diseñador.

Fotografía 9 Armado en anclaje



Fuente Propia

1.4.4.14 Armado Fin de Línea

Este armado se utiliza en el inicio de un tramo de red aérea luego de un tramo subterráneo como por ejemplo en la salida de una subestación de distribución y también en el comienzo y final de una derivación o ramal.

Fotografía 10 Armado fin de línea



Fuente Propia

1.4.4.15 Armado de Angulo 90°

Este armado se utiliza cuando el desvío o cambio de dirección que sufre la línea es un ángulo entre 60° y 90°. Es muy común encontrar estos armados en algunas esquinas dentro de las ciudades. Este armado es básicamente la combinación de dos armados fin de línea. Cuenta con 4 crucetas seis cadenas de amarre y sus respectivos herrajes. Normalmente se hace necesario instalar retenidas en este tipo de armados, pero actualmente se usan postes auto-soportados para evitar las retenidas.

Fotografía 11 Armado 90°

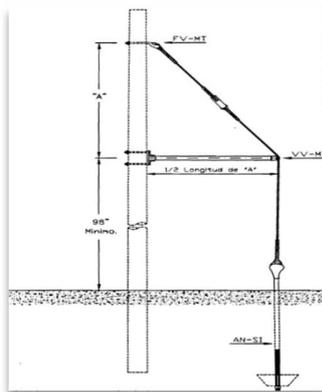


Fuente

1.4.4.16 Retenidas

Se utiliza cuando el resultante de la suma esfuerzo longitudinal y transversal superan el Danaje del apoyo, actualmente se utilizan retenidas a compresión, retenida sencilla, retenida aéreas, la diferencia radica en la distancia del apoyo al punto de anclaje.

Fotografía 12 Retenida Compresión



Tomado Anexo Norma Enel 1998 Anclaje Vertical (Retenida a Compresión)

1.4.4.17 Puesta a Tierra

La puesta a tierra de los apoyos se realizará con electrodos de difusión vertical o con anillo cerrado alrededor del apoyo. Se conectarán a tierra el conductor (cable de cobre No 2 AWG) neutro, todos los herrajes y los posibles equipos que se instalen tanto en los apoyos de hormigón como en los metálicos, siguiendo las indicaciones descritas en el presente apartado. La resistencia de puesta a tierra deberá ser lo más cercana posible a 0Ω . El valor de la resistencia de puesta a tierra, medido en cualquier apoyo de la línea, no será mayor de 5Ω

1.4.4.18 Criterios para el cálculo mecánico

Todo diseño de una red de distribución debe realizarse bajo los criterios de una norma, podrán existir diversos textos que expongan las expresiones de cálculo, pero estos se aplican con norma específica, en nuestro caso, aplicamos el Proyecto Tipo:

- Velocidad de Viento a 120 km/h, Área B
- Altitud menor de 2000 m, Zona 1
- Hipótesis de condiciones normales
- Hipótesis de condiciones anormales
- Temperatura calculo mecánico entre 20° y 50°

1.4.4.19 Tipo de Suelo

El suelo se cataloga tierra vegetal compactada ¹³

Fotografía 13 Vista panorámica del proyecto



Fuente Propia

1.4.4.20 Punto de Entronque

Punto autorizado para conectar la nueva construcción de red MT en el CT 3540-10197 Circuito LNII3010, fase a conectar "S", autorización 1725, se instalar cuchillas cortocircuito de expulsión tipo K de 15 KA. Disnorte realiza un dictamen de conectividad donde evalúa la carga del circuito, caída de tensión y fusible a instalar, en anexos se adjunta la hoja de autorización.

Fotografía 14 Punto de Entronque



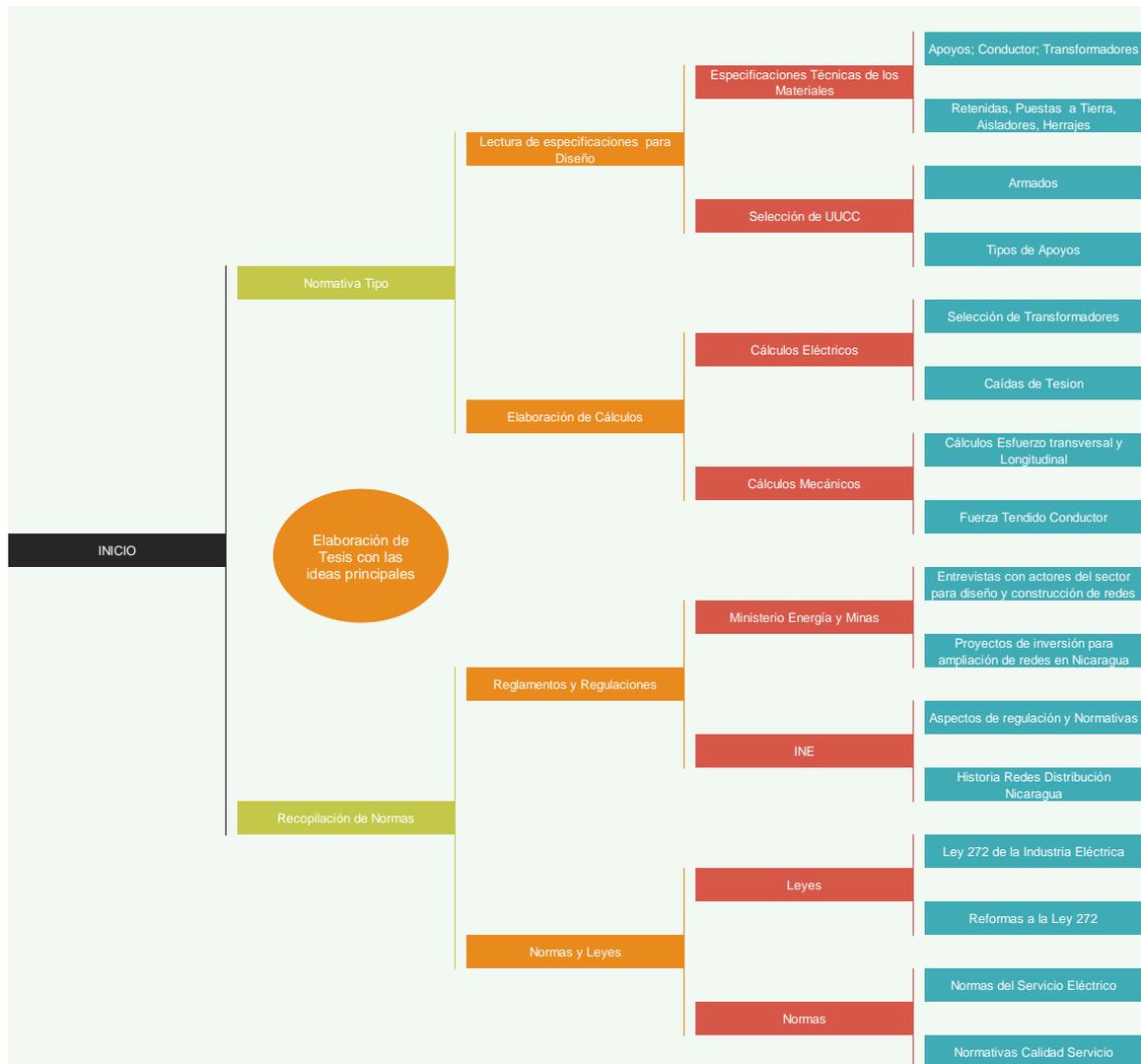
Fuente Propia

¹³ Memoria LAM Pagina 79 Tipos de terrenos tabla 35

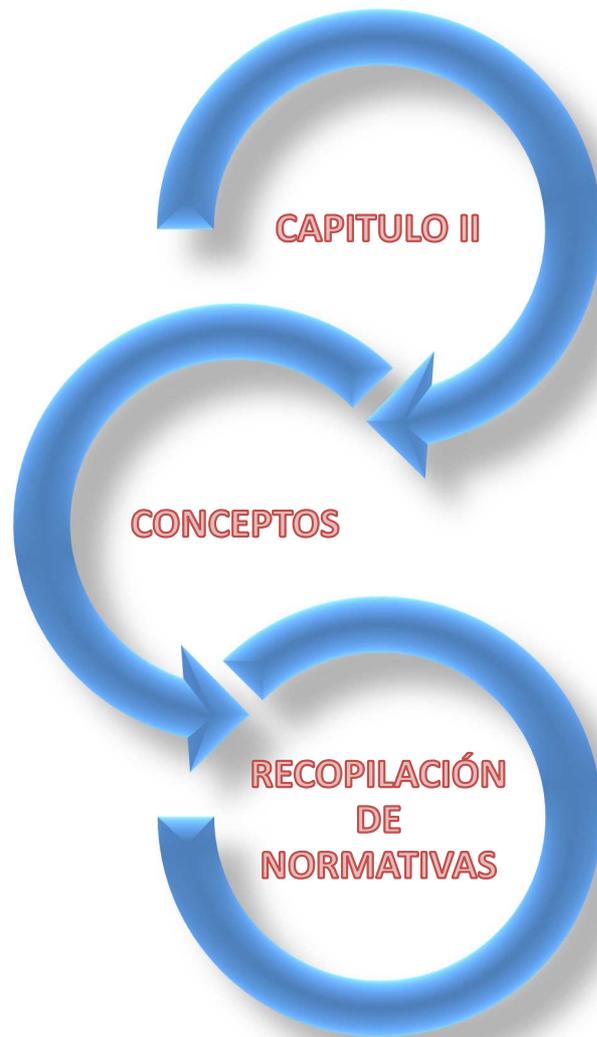
1.5 DISEÑO METODOLOGICO

Para realizar el diseño de la red en el Residencial Santiago de los Caballeros seguiremos las siguientes actividades:

Grafico 1 Flujoograma Actividades



Fuente Propia



CAPITULO II

2 INTRODUCCIÓN

Es importante conocer el significado de conceptos que son utilizados en la norma Tipo, esto permitirá una correcta interpretación lo que incidirá en el correcto diseño logrando una instalación eléctrica libre de peligro, conveniente o adecuada para el buen servicio, o para la futura expansión del uso de la electricidad. Una red que cumple con todos los criterios de diseño orientados en las normativas técnicas aprobadas por los órganos competentes alargara su vida útil evitando los continuos mantenimientos que se ejecuten en la red.

Otro aspecto importante que debe tener muy en cuenta todo diseñador es que las especificaciones técnicas de los materiales empleados en la construcción de líneas de distribución de 7.6/13.2 KV que se ha venido utilizando hasta la fecha en su mayor parte se ha actualizado ya sea por la aplicación de nuevos productos de la industria eléctrica o bien sustituyendo a muchos de los que tradicionalmente se han adquirido. Esto con el fin de crear un estándar y tener un mejor aprovechamiento en la operación y mantenimiento de la red.

Cada material a utilizar en las construcciones de redes de distribución tiene sus propias características técnicas y están normados bajo términos técnicos, de diseño, de fabricación, características funcionales, pruebas, embalaje, transporte y condiciones climáticas. Por tanto, todos los elementos de la instalación deberán cumplir estrictamente con la calidad y características antes descritas. Es muy importante detallar siempre que especificaciones técnicas (de los materiales) deben cumplirse para la construcción de redes en Nicaragua, para esto el diseñador debe auxiliarse del texto "Especificaciones técnicas" Norma Tipo.

Los alcances de esta monografía permitirán su aplicación en futuros diseños ya que obedecen a disposiciones de todo proceso de electrificación de redes de baja y media tensión en 7,6/ 13,2 KV según la clasificación dada por la dirección general de electricidad.

Un dato importante de conocer para el diseño de una red es la carga que se conectara a un sistema de distribución eléctrica, para ello se debe detallar a través del censo de carga que tipo de aparatos eléctricos existirán de igual forma esto permitirá conocer la demanda total en la instalación.

Como diseñadores debemos tomar en cuenta los conceptos básicos comprendidos en la normativa Tipo los cuales son útiles para la aplicación en las selecciones de estructuras de la red de distribución eléctrica.

2.1 OBJETIVO

- ✚ Brindar al lector una breve recopilación de las normativas de diseño en media tensión de redes de distribución, en particular los artículos referidos al diseño de redes monofásicas en 13.2/7.6 KV, también algunos conceptos y criterios de diseño enfocados en garantizar una red de distribución segura, eficiente, confiable y flexible.

Debido a que en este capítulo solo se ha recopilado la información esencialmente relacionada con el diseño de redes de media y baja tensión en 7,6/ 13,2 KV, el lector deberá revisar cualquier información complementaria en los anexos y medios digitales que se adjuntaron al presente trabajo monográfico.

2.2 DEFINICIONES¹⁴

A continuación, se presenta un glosario técnico que ayudara al lector a interpretar de una mejor manera lo expuesto en esta guía metodológica.

- ✚ Acometida: Son los conductores que enlazan el sistema de distribución de la Empresa de Distribución con el punto de entrega al cliente.
- ✚ Sólidamente a Tierra: Significa una conexión a tierra en la cual no se ha insertado intencionalmente ningún dispositivo limitador de corriente.
- ✚ Fuerza: Es la acción que se ejerce al interactuar un cuerpo sobre otro provocando un cambio en su estado inicial
- ✚ La Fuerza es una magnitud física y su unidad de medida en el Sistema Internacional de Unidades es el Newton (N), por ser parte del sistema métrico decimal sus múltiplos son: Deca Newton (daN); 1 daN= 10 Newton; 1KN = 100 daN.
- ✚ LAM: Líneas Aéreas Media Tensión.
- ✚ NSEG: Normativa Servicio Eléctrico y Gas
- ✚ ACSR: conductor de aluminio con centro de acero galvanizado
- ✚ AWG: calibre de alambre estadounidense
- ✚ AAC: Todo conductor con aleación de aluminio
- ✚ Carga Eléctrica: Entiéndase por carga eléctrica todo aquel elemento, aparato, equipo o máquina herramienta que al ser conectado a una fuente de energía eléctrica sea capaz de demandar cualquier cantidad de dicha energía.

¹⁴ Definiciones buscador de Google.

- ✚ Factor de Carga: Es la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en dicho lapso.
- ✚ Carga Demandada: Potencia eléctrica demandada en cualquier instante por una instalación eléctrica de un cliente o consumidor o un elemento específico de ella.
- ✚ Carga Instalada: Es la suma de las potencias nominales de los aparatos consumidores de energía eléctrica instalados en el sistema propio del cliente, y que no es necesariamente igual a la carga contratada y/o demandada.
- ✚ Censo de carga: Carga instalada y consumo promedio de los equipos eléctricos instalados en el sitio donde se suministra la energía eléctrica.
- ✚ Código de Instalaciones Eléctricas de Nicaragua: Es el conjunto de disposiciones que regulan las instalaciones eléctricas en baja tensión y el consecuente uso de la energía eléctrica, de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento.
- ✚ Consumidor o Usuario final: Es la persona natural o jurídica que hace uso de la energía eléctrica.
- ✚ Consumo: Es la energía eléctrica utilizada en un período de tiempo determinado registrada en distintas unidades de acuerdo a los diversos componentes del suministro.
- ✚ Consumo Promedio: Es la sumatoria de los consumos de un período dado dividido entre el total de los períodos.
- ✚ Demanda: Es el valor promedio de la carga o potencia durante un período de tiempo.
- ✚ Demanda Máxima: Es la mayor potencia integrada en períodos de 15 minutos que ha sido demandada por el cliente en un período de facturación, registrada en KW.
- ✚ Demandómetro: Es el dispositivo con el cual se puede registrar la Demanda Máxima.
- ✚ Empresa de Distribución: Es la empresa beneficiaria de una concesión de distribución.
- ✚ Factor de Potencia: Relación existente entre la potencia activa y la potencia aparente o total consumida.
- ✚ Frecuencia: El número de ciclos por segundo de una corriente eléctrica alterna.
- ✚ Dinamómetro: Instrumento para medir fuerzas, basado en la capacidad de deformación de los cuerpos elásticos.
- ✚ Medidor o Equipo de Medición: Es un instrumento que registra el consumo y los distintos parámetros eléctricos o combinaciones de éstos, como potencia y energía.

- ✚ Punto de Entrega: Es el punto donde la Empresa de Distribución se conecta con la instalación interna del cliente, y en el cual se instala el medidor.
- ✚ Servicio de Alumbrado Público: Servicio de Iluminación en calles, parques y sitios de uso y propiedad pública, que brinda un Distribuidor bajo contrato celebrado con la Alcaldía de la respectiva Municipalidad.
- ✚ Densidad de Carga: Es el cociente entre la carga instalada y el área de la zona de proyecto, se expresa, por ejemplo, en KVA / km²
- ✚ Transformador de Distribución: Es el equipo que transforma el voltaje del Sistema de Distribución Primario a voltaje del Sistema de Distribución Secundario y alimenta una red secundaria.
- ✚ Voltaje o Tensión Eléctrica: Es la diferencia de potencial eléctrico de valor efectivo o eficaz, medido en voltios, entre dos conductores cualesquiera de un circuito, o entre un conductor y tierra.
- ✚ Factor de Coincidencia o Simultaneidad: Es la probabilidad de ocurrencia del caso de que todos los usuarios estén consumiendo la máxima potencia al mismo tiempo.

2.3 ABREVIATURAS

A continuación se presenta el listado de abreviaturas más comunes utilizadas en esta guía metodológica.

- | | |
|---|--|
| ✚ AT: Alta Tensión | ✚ ENEL: Empresa Nicaragüense de Energía Eléctrica. |
| ✚ MT: Media Tensión | |
| ✚ BT: Baja Tensión | ✚ INE: Instituto Nicaragüense de Energía |
| ✚ CT: Centro de Transformación | ✚ LAMT: Líneas aéreas de media tensión |
| ✚ CIEN: Código de Instalaciones Eléctricas de Nicaragua. | ✚ LABT: Líneas aéreas de baja tensión |
| ✚ CIED: Código de Instalaciones Eléctricas de Distribución. | |
| ✚ CNDC: Centro Nacional de Despacho de Carga | |

2.4 **NORMATIVAS**¹⁵

A continuación se presenta una breve recopilación de las normativas de diseño en media tensión de redes de distribución, en particular los artículos referidos al diseño de redes monofásicas en 7.6 KV.

2.4.1 **LEY NO. 272 – LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA**

El siguiente artículo hace alusión al caso particular de las obras de aporte reembolsables las cuales son de mutuo acuerdo entre la empresa y el cliente cuando este solicita un servicio nuevo o aumento de potencia dentro del área de concesión y que el distribuidor no puede dar respuesta inmediata debido a la falta de condiciones de red.

Capítulo VII De la Distribución de Energía Eléctrica

Arto. 37. Cuando los usuarios soliciten un servicio que requiera de la construcción de una nueva obra no prevista en el Programa de inversiones del concesionario, los distribuidores podrán requerir de estos un aporte ya sea en efectivo o en obra, conforme las normas establecidas en la normativa respectiva, a conveniencia del solicitante. Este aporte devengará intereses y será reembolsable. La Normativa de Servicio Eléctrico definirá la tasa de interés y el plazo de reembolso.

2.4.2 **NORMATIVA DE SERVICIO ELÉCTRICO**

El siguiente artículo establece que cualquier obra o diseño ya sea propia del distribuidor o de un particular debe cumplir con el CIED aprobado por el INE.

TITULO 4: AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Capítulo 4.1: requisitos.

El diseño e instalación de las redes de distribución primarias y/o secundarias, debe cumplir las normas y criterios establecidos en el manual de estructuras aplicado por la Empresa de Distribución, el cual, a su vez, deberá cumplir los requerimientos del Código de Instalaciones Eléctricas de Distribución aprobado por el INE.

¹⁵ Normas, reformas, reglamentos que rigen el diseño y construcción redes distribución eléctrica Nicaragua.

2.4.3 NORMATIVA DE CALIDAD DEL SERVICIO

El presente artículo establece la obligación ineludible del distribuidor a brindar el servicio de energía a todos aquellos que estén dentro su área de concesión y define el rango dentro del cual puede variar la calidad de la tensión suministrada a nivel de distribución MT y BT.

TITULO 2: OBLIGACIONES DE CALIDAD PARA LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN

NCS 2.1.1 Obligaciones Generales. Es responsabilidad de cada Empresa de Distribución prestar el Servicio Público de Distribución a todos los Clientes que estén en su área de Concesión, con un nivel de calidad satisfactorio acorde con los parámetros mínimos establecidos en la presente Normativa, realizando para ello los trabajos e inversiones necesarios. El incumplimiento de las pautas preestablecidas dará lugar a la aplicación de descuentos tarifarios a la Empresa de Distribución, cuyo cálculo se basará en el perjuicio económico que le ocasiona al Cliente recibir un servicio en condiciones no satisfactorias y de acuerdo a las normas establecidas.

Anexo Técnico II – Etapa II NCS

Calidad de la tensión suministrada: Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas con respecto al valor nominal en el punto de suministro al cliente son las siguientes:

- ✚ Suministros desde la red primaria de distribución: -5%/ +5%
- ✚ Suministros desde la red secundaria de distribución: -5%/+5%
- ✚ Suministros rurales: -8%/+8%

2.4.4 NORMATIVA DE OPERACIÓN

El presente anexo tiene como objetivo definir los parámetros iniciales de desempeño mínimo en el Mercado Mayorista de Nicaragua para mantener los criterios de calidad y seguridad, así como los estudios a realizar para modificarlos.

ANEXO TÉCNICO: DESEMPEÑO MÍNIMO DEL SISTEMA

2.4.4.1 Variación de Voltaje

- ✚ En Condición de Operación Normal, el CNDC deberá tener como objetivo mantener el nivel de tensión dentro de un rango del +/- 5% del valor nominal.
- ✚ En condición de emergencia, el parámetro para el CNDC (Centro Nacional Despacho Carga) será mantener el nivel de tensión dentro de un rango entre +/- 10% del valor nominal.

2.4.4.2 Variación de Frecuencia

- ✚ En condición de Operación Normal, el CNDC deberá tener como objetivo mantener la frecuencia dentro de un rango entre 59.8 y 60.2 Hz.
- ✚ En condición de emergencia, el parámetro para el CNDC será mantener la frecuencia dentro de un rango 59.4 y 60.6 Hz por tiempo indefinido.

2.4.5 NORMATIVA DE ALUMBRADO PUBLICO

Las líneas eléctricas aéreas de alumbrado público de nueva construcción de tensión nominal 240 V, frecuencia nominal de 60 Hz con conductores trenzados de aluminio, aleación de aluminio o aluminio acero en el área de concesión de Disnorte-Dissur. La clasificación de los niveles promedio mínimos de iluminación, para calles y avenidas de uso público, estarán determinados por las tablas siguientes:

Tabla 2 Niveles de iluminación

ZONA	COMERCIAL	INTERMEDIO	RESIDENCIAL
CLASIFICACIÓN DE VIAS	LUX	LUX	LUX
PRINCIPAL PAVIMENTO-CLASE A	12	8	6
VIA MAYOR	9	6	5
PAVIMENTO-CLASE A			
LOCAL PAVIMENTO-CLASE A	6	5	4
PRINCIPAL PAVIMENTO-CLASE A1 y B1	17	12	9
COLECTORA ó VIA MAYOR PAVIMENTO-CLASE A1 y B1	13	9	7
LOCAL PAVIMENTO-CLASE A1 y B1	9	7	4

Tomado Norma Construcción Alumbrado Público, Clasificación del Nivel de iluminación pág. 5

2.4.6 CÓDIGO INSTALACIONES ELÉCTRICAS NICARAGUA

Este código rige de forma obligatoria para las empresas públicas y privadas, proyectos, montadores electricistas, así como para toda persona natural o jurídica relacionada con los trabajos en instalaciones eléctricas del sistema de utilización y que estén autorizado para ello. Los criterios de instalación de equipos eléctricos están recopilados, por lo que el diseñador debe tomarlo en cuenta para los diseños.

2.4.7 MANUALES DE CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

A continuación, se presenta una breve recopilación de los manuales de construcción utilizados en diseño en media tensión de redes de distribución, en particular los artículos referidos al diseño de redes monofásicas en 7.6 KV.

2.4.7.1 Proyecto Tipo Líneas Eléctricas Aéreas 13,2, 24,9, 34,5 kv

Las características generales comunes en todos los Proyectos Específicos que se realicen según el presente Proyecto Tipo serán las indicadas a continuación.

2.4.7.2 Conductores

Los conductores a emplear serán de aluminio – acero (ACSR), y quedarán definidos por la correspondiente Especificación Técnica. Las características principales se indican en la siguiente tabla:

Tabla 3 Conductores para LAMT Proyecto Tipo

Denominación		477 MCM (Hawk)	266 MCM (Partridge)	4/0 (Penguin)	1/0 (Raven)	
Sección transversal	Total (mm ²)	280,86	157,22	125,10	62,46	
	Aluminio (mm ²)	241,53	135,19	107,22	53,54	
	Acero (mm ²)	39,33	22,02	17,87	8,92	
Composición	Aluminio	Nº Alambres	26	26	6	6
		Diámetro	3,44	2,57	4,77	3,37
	Acero	Nº Alambres	7	7	1	1
		Diámetro	2,67	2,00	7,77	3,37
Diámetro nominal del cable (mm)		21,793	16,307	14,310	10,109	
Peso (daN/m)		0,956	0,535	0,433	0,212	
Carga de rotura (daN)		≥ 8 677	≥ 5 028	≥ 3 716	≥ 1 949	
Módulo de elasticidad (daN/mm ²)		7 700	7 700	8100	8 100	
Coeficiente dilatación lineal (°C ⁻¹)		18,9·10 ⁻⁶	18,9·10 ⁻⁶	19,1·10 ⁻⁶	19,1·10 ⁻⁶	
Resistencia eléctrica en C.C. a 20 °C (Ω/km)		0,1171	0,2092	0,2611	0,5232	
Resistencia eléctrica en C.A. a 20 °C (Ω/km)		0,1182	0,2112	0,2636	0,5281	
Resistencia eléctrica en C.A. a 75 °C (Ω/km)		0,1439	0,2570	0,3904	0,7169	
Intensidad máx. admisible (A) (*)	Tº ambiente 25 °C	696	480	375	251	
	Tº ambiente 35 °C	621	428	335	224	

Tomado Norma Tipo Memoria LAMT Característica Conductores pág. 7

2.4.7.3 Distancias de Seguridad

Las distancias mínimas de seguridad cumplen una doble función:

- ✚ Limitar la posibilidad de contacto entre personas y circuitos o Equipos.
- ✚ Impedir que las instalaciones de un distribuidor entren en
- ✚ Contacto con las instalaciones de otro o con la propiedad
- ✚ Pública o privada.

La altura mínima de los conductores sobre la rasante de la carretera o sobre las cabezas de los raíles, en el caso de vías de ferrocarril sin electrificar, será de:

Tabla 4 Distancias de Seguridad

Naturaleza de la superficie	Distancia de seguridad mínima (m)			
	Neutro	13,2 kV	24,9 kV	34,5 kV
Carreteras, calles y áreas de tránsito	5	6		
Aceras o caminos para peatones	3,5	5		
Ferrocarriles	7,2	8,1		

Tomado Norma Tipo Memoria LAM T Distancias de Seguridad pág. 66

2.4.7.4 Cimentaciones

Se utilizarán dos tipos de cimentación dependiendo de los esfuerzos que deba soportar el poste.

- ✚ La cimentación básica se realizará introduciendo el apoyo directamente en el terreno en un hoyo practicado para tal fin y, posteriormente, rellenando el hueco restante mediante capas alternas de grava y tierra, que serán apisonadas para darle consistencia a la cimentación.
- ✚ Cuando los esfuerzos que deba soportar el poste así lo aconsejen, se utilizará la cimentación del tipo mono-bloque en hormigón en masa. Para realizar este tipo de cimentación también se introducirá el poste en un hueco excavado para tal fin, pero dicho hueco se rellenará con hormigón, para conseguir una cimentación más firme del apoyo. En el caso de postes metálicos, el poste irá atornillado en pernos firmemente unidos a la cimentación, o puede ser empotrado en el terreno como los postes de otros materiales.

En terrenos normales o flojos las cimentaciones llevarán hormigón, ya que las fundaciones con el poste directamente enterrado obligan a perforaciones mayores, reduciéndose significativamente la altura útil del poste.

2.4.7.5 Dispositivos de protección

Además de las protecciones existentes en cabecera de línea, cuyas características y disposición se recogerán en el proyecto de la subestación suministradora, se dispondrán las protecciones en los transformadores autoprotegidos:

- ✚ Fusible Slofaf
- ✚ Pararrayos.

Las características principales de los sistemas de protección y de los dispositivos de maniobra se indican en las correspondientes Especificaciones Técnicas. En el documento “Criterios de Arquitectura de Red Área Caribe” se señala en qué situaciones se instalarán los dispositivos descritos en este apartado, mientras que en los planos adecuados del Documento nº 3 Planos se muestra su montaje.

2.4.8 NORMA DE CONSTRUCCIÓN DE REDES MEDIA 7,6/ 13,2 KV Y BAJA TENSIÓN EN POSTE DE CONCRETO (ENEL 1998)

El propósito de estas especificaciones es establecer los requisitos mínimos que deberán cumplir todos los trabajos de construcción de circuitos aéreos, primarios de 7,6/ 13,2 KV y sus respectivos secundarios en 480/240/120 voltios. Así también es una referencia a ingenieros y especialistas en la materia eléctrica dedicados a obras de expansión, rehabilitación y mejoras del sistema de distribución ENEL, tanto en las labores de planeamiento, diseño y realización de obra de construcción.

2.4.8.1 Derecho de vía

El interesado deberá garantizar por escrito a la Empresa Nicaragüense de Electricidad que tiene derecho legal para construir las líneas. El derecho de vía comprende una faja de terreno, por debajo de las líneas eléctricas y en dirección a la trayectoria de la ruta de la línea. El ancho de la faja, para líneas de distribución será de 12 metros en zonas montañosas y 6.1 metros en potreros, cerca de carreteras o vías férreas (en caso de existir). En caso que el derecho de vía atraviesa terrenos cultivados, se deberá indicar la zona para el movimiento de los grupos de obras civiles y equipo de manera que cause el menor daño posible a propiedad, cultivo.

2.4.8.2 Estaqueo

En el sitio de construcción de obra, la ubicación de los postes y anclajes deberá ser señalado a través de estacas, las cuales serán enumeradas en orden formal. Las estacas deberán pintarse de colores llamativos amarillo o rojo.

La ubicación de señalamiento de postes, la estaca indicara la posición del centro de este, haciendo referencia del punto antes de remover e iniciar la excavación.

2.4.8.3 Instalación de los Postes

Los postes deberán ser enterrados con verticalidad, alineados, excepto en puntos de ángulos, esquinas, terminales, uniones u otros puntos de esfuerzo de manera que los conductores queden en línea.

En dichos casos los postes serán enterrados desviados contra el esfuerzo del conductor para que después que los conductores hayan sido instalados a la tensión requerida el poste quede con adecuada verticalidad.

2.4.8.4 Montaje de HERRAJES (Primarios y Secundarios)

Se refiere a los criterios que deben cumplirse para que el proceso de instalación de herrajes primarios y secundarios sea el adecuado y a las especificaciones de construcción y diseño de la red en media tensión y baja tensión. En terrenos suaves se usará la unidad de anclaje para

retenidas D2-1, si el terreno es flojo usar la unidad D1-2 y conforme a entierre de ancla con piedra compactada (D-5) en correspondencia a la fuerza que se necesita contra restar.

2.4.8.5 Selección y uso de conductores

En general se deberá usar el conductor ACSR, para el secundario se podrá usar el ACSR o AA. El calibre mínimo del conductor que se permite para ambos casos es el #2, a excepción de #6 AA. El conductor primario troncal en aéreas urbanas no deberá ser menor del #1/0, el #2 se podrá usar en ramales de derivación corta. Salvo excepción de #4 en derivaciones bastante cortas y que presente poca carga y donde las ampliaciones son improbables.

En línea secundaria el calibre mínimo permitido será el calibre #2 AA. En aéreas donde existan problemas de corrosión deberán usarse conductores de aluminio AAA. Que presenten características eléctricas y mecánicas aceptables.

En instalaciones nuevas se podrá usar un conductor de neutro de igual calibre y/o como máximo se permitirá un número inferior al calibre de la fase. El conductor de neutro no deberá ser nunca mayor de 4/0 ACSR o equivalente, ni menor del #4 ACSR o equivalente.

2.4.8.6 Transformadores

Para cualquier montaje de transformador se deberá tener presente el tipo de poste y la capacidad del transformador. Los transformadores serán instalados como mínimo en postes de 35', no se deberá instalar transformadores en postes donde la línea forma ángulos mayores a 5 grados.

Para el montaje de un transformador convencional deberá hacerse conforme a las unidades:

✚ G-105; G-106; TR-104; TR-105; TR-106.

Para el montaje de dos transformadores en poste de 35' se usarán las estructuras denominadas:

✚ G-210; G-211; TR-211.

Para bancos de tres transformadores en poste 35' se usarán las estructuras denominadas:

✚ G-310; G-311; TR-311, siempre que las capacidades de cada uno sean inferiores a 75KVA.

Los bancos transformadores de 75 o 100 KVA deberán instalarse en plataforma área de madera tratada. Si por alguna razón es imposible usar dicha plataforma se permitirá la instalación exclusivamente en postes de 40'.

Los bancos de 3 x 75 KVA y 3 x 167 KVA deberán instalarse a nivel del piso en base de concreto.

2.4.8.7 Montaje Primario Monofásico Media Tensión

- a. En tramos rectos o con ángulos pequeños comprendidos hasta 5 grados se deberá usar la estructura o montaje tangente A1; M-101/C. Según corresponda.
- b. En tramos con ángulos de 6 a 30 grados se debe usar la estructura A2; M-102/C. Según corresponda.
- c. En tramos con ángulos 30 a 60 grados se deberá usar la estructura A3 o su equivalente M-103/C. Siempre que el conductor sea pequeño y permita doblado sin deteriorarse. En el caso contrario se deberá usar la estructura A4 o su equivalente M-104/C. Según corresponda.
- d. En tramos con ángulos muy grandes de 60 a 90 grados se deberá usar la estructura A4; M-104/C. Según corresponda.
- e. En todo remate sencillo de línea deberá usar una estructura A5; M-105/C. Según corresponda.

2.4.8.8 Ramales Monofásicos Primarios.

- a. Si el ramal monofásico se toma de una línea monofásica se deberán usar las estructuras A-5-1. Pero si el ramal se toma de una línea trifásica de 3 o 4 hilos se deberá usar la estructura A-5-2.
- b. Cuando se necesite conectar un ramal primario a unidades A-3 o A-4, se deberán utilizarse estructura A-5-4.

2.4.8.9 Remate de línea Primaria Monofásicas

Para balancear cargas mecánicas y seccionar, se deberá usar una estructura de doble remate sin cruceta A-6 o su equivalente M-106/C.

2.4.9 ARQUITECTURA DE RED AEREA CARIBE

2.4.9.1 Objeto

Establecer las reglas y criterios para la ordenación y desarrollo de la red de MT basada en criterios técnico económicos y adaptada a las particularidades del mercado finalidad:

-  Red sencilla y ordenada
-  Explotación ágil y fácil
-  Elevada calidad del servicio.

La estructura resultante será una solución de compromiso entre los siguientes factores:

-  Garantía de suministro.
-  Calidad de servicio y producto acorde con las exigencias requeridas.

- ✚ Segmentación de mercados.
- ✚ Adaptabilidad al crecimiento vegetativo.
- ✚ Ocupación máxima.
- ✚ Mínimas pérdidas.
- ✚ Óptima inversión.

2.4.9.2 Campo de aplicación

Los criterios de arquitectura de la red se aplicarán a todos los elementos de la red de distribución de media tensión, desde las salidas de las subestaciones hasta las instalaciones de los clientes. Se define como red de MT la red de tensión nominal superior a 1 KV e inferior a 36 KV.

2.4.9.3 Alcance

Se incluyen en la arquitectura de la red:

- ✚ Definición de los modelos de red (estructura).
- ✚ Elementos de operación, protección y señalización.
- ✚ Acceso de clientes a la red.
- ✚ Criterios de aplicación.

2.4.9.4 Modelos de Red Media Tensión (MT)

- ✚ Redes de Media tensión urbanas.
- ✚ Redes de Media Tensión rurales.

2.4.9.5 Tipo de Conexión de Neutro a Tierra

Tabla 5 Tipo de conexión de neutro a tierra

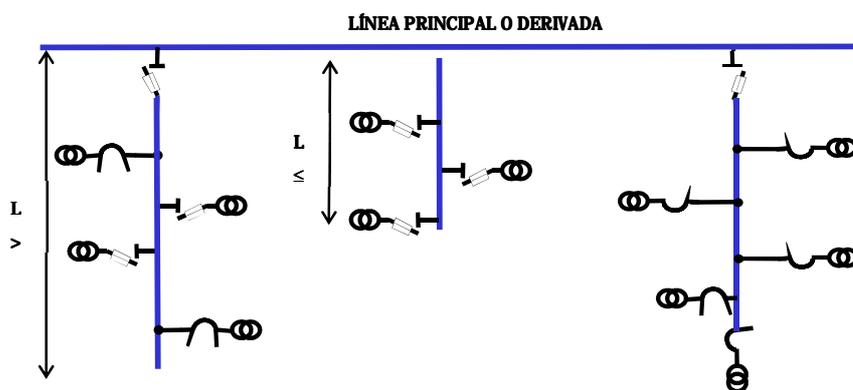
PAISES	PANAMA		NICARAGUA		COLOMBIA	
	GUATEMALA					
Tensión prioritaria (kV)	13,2	24,9	34,5	13,2	34,5	
Intensidad de cortocircuito máxima (kA)	16		12	16	12	
Tratamiento de neutro	4 hilos multiterrizado y neutro a tierra			3 hilos multiterrizado y neutro a tierra		
Tiempo máximo de despeje de falta (ms)	300					

Tomado Disnorte – Dissur Norma Caribe Pág. 36

2.4.9.6 Tramos aéreos en redes urbanas

Los ramales o pequeñas derivaciones con longitud inferior a 50 m se considerarán parte de la línea de la que derivan, a la que se conectarán rígidamente, en consecuencia, solo se instalará el elemento de corte o protección en el origen del ramal en caso de que este alimente transformadores auto protegidos y en consecuencia no lleven seccionador fusible para la protección individual de cada uno de ellos.

Grafico 2 Diagrama Unifilar Red MT



Fuente Propia

2.4.9.7 Derivada.

Línea conectada a la principal, que alimenta una determinada área o mercado a la que se conectan los centros de transformación y racimos.

2.4.9.8 Racimo.

Se denomina racimo a un grupo de transformadores con un elemento de protección de sobre intensidad común, que cumple las siguientes condiciones:

- ✚ El número máximo de transformadores agrupados no será superior a **8**.
- ✚ La distancia de cualquier transformador al punto donde está situada la protección del racimo será de **4 km** como máximo.
- ✚ La potencia total instalada para el racimo será: **600 KVA** en trifásico y **200 KVA** en monofásico
- ✚ Como protección común en el origen del racimo se podrá instalar un corta circuito fusible de expulsión (XS), o bien un auto seccionador (AS).

2.4.10 CRITERIOS BÁSICOS PARA DISEÑO DE LA RED

En Nicaragua la Red de distribución MT opera con los siguientes niveles de voltajes de distribución¹⁶:

✚ 7.6/13.2 KV para el casco urbano.

✚ 14.4/24.9 KV para zonas rurales.

Los métodos de conexión de una carga eléctrica a la red de distribución, esto más bien es algo análogo porque lo que se expresa es el criterio técnico tipología de medida¹⁷ el cual implícitamente nos indica la forma de conexión. La tipología de la medida hace un desglose en tres niveles diferentes de la potencia solicitada la cual debe expresar fielmente la carga eléctrica a conectar a la red de distribución.

2.4.10.1 Primer caso: Peticiones de menos de 25 KW.

Todos aquellos que aplican dentro de este rango pueden ser conectados a la barra secundaria de un transformador de distribución, esto debido a que los parámetros eléctricos de voltaje, corriente y potencia demandada son suficientemente bajos. Se exceptúa la atención de potencias de hasta 53kW desde redes de 480V.

2.4.10.2 Segundo caso: Peticiones entre 25 y 120 KW.

Este es un caso muy particular, aquí el proyectista debe considerar que este usuario con sus variaciones de carga puede causar fluctuaciones de voltaje a sus vecinos e incluso daños materiales, para aquellos que aplican dentro de este rango recomendamos instalar un centro de transformación exclusivo y si esto no es posible por razones de costo o por falta de condiciones de red el proyectista debe considerar re potenciar el transformador, hasta un máximo de 50 KVA para evitar altas pérdidas en vacío, e incluso re dimensionar el calibre de la barra secundaria para brindar un servicio de calidad a todos los que están conectados a ella.

2.4.10.3 Tercer caso: Peticiones mayores de 120KW

Aplica cuando los parámetros eléctricos de voltaje, corriente y potencia demandada son muy altos, aquí el proyectista definitivamente debe pensar en modificar la red primaria. Generalmente estos solicitantes en común acuerdo con la distribuidora, crearán ellos mismos las adecuaciones de red necesarias¹⁸ incluyendo ampliaciones de red para que la distribuidora pueda brindarles el servicio de energía, dichas instalaciones deberán cumplir con lo dispuesto en el manual de estructuras

¹⁶ Tomado de Normativa de servicio eléctrico, NSE 8.1.2, Características Técnicas del Servicio Eléctrico

¹⁷ Ver Normativa de enlace, apartado 1.5, Tipología de Medida

¹⁸ Ver normativa de servicio eléctrico, Título 4, NSE 4.1.1, NSE 4.3.1, NSE 4.4.1 y 4.4.2

aplicado por las Distribuidoras, el cual, a su vez, deberá cumplir los requerimientos del CIED aprobado por el INE.

A continuación, se exponen algunos criterios básicos para diseño de la red¹⁹, los cuales es de gran importancia considerarlos debido a la estética y eficiencia que debe cumplir el diseño de la red de distribución, son aspectos generales que se deben de cumplir.

2.4.10.4 Censo de las cargas eléctricas para el diseño

- ✚ Las cargas se tomarán de acuerdo con lo encontrado en terreno.
- ✚ Las construcciones de más de dos pisos con un solo medidor se les asignan dos veces la carga de un suministro.
- ✚ Lotes vacíos. Estos lotes serán considerados para el diseño y serán marcados en los planos. Se asumirá la carga de un suministro.
- ✚ Las áreas suburbanas de nivel bajo se considerarán como rurales

2.4.10.5 Uso de Transformadores de distribución

- ✚ Se utilizarán transformadores monofásicos de 7,6/13.2kv y 14,4/24,9kv de 10, 15, 25, 37.5 y 50 KVA.
- ✚ Se utilizarán transformadores trifásicos de 75 y 150kVA.
- ✚ Se podrán agrupar transformadores monofásicos para alimentar cargas trifásicas.
- ✚ Los transformadores deben quedar en lo posible en el centro de carga.
- ✚ Los transformadores existentes en paralelo deben ser desmontados.
- ✚ Las fases de los bajantes de los transformadores deben ser equilibradas en cuanto a corriente se refiere.
- ✚ Los transformadores existentes se reutilizarán si se encuentran en buen estado. Si requiere mantenimiento serán desmontados.
- ✚ La selección del transformador se hará cargándolo entre el 70% de su capacidad nominal desde el inicio de su instalación. Su Conexión e instalación de acuerdo con la norma vigente.

¹⁹ Tomados del documento criterios de diseño de redes BT, APLICADO EN REDES DIPE, PANAMA, ENERO 2002

2.4.10.6 Uso de Conductores, barra secundaria

- ✚ Se utilizarán conductores trenzados en conductor de aluminio con alma de acero respetando el límite del calibre mínimo que establece la norma vigente.
- ✚ El cálculo de la sección de los conductores se realizará considerando como límite la corriente máxima que soporta el conductor y la caída de tensión máxima que permite la norma vigente.
- ✚ Las derivaciones para ramales siempre se harán en poste.
- ✚ Los conductores no deberán sobre pasar el 86% de su capacidad nominal de conducción.
- ✚ La longitud máxima que puede tener el cable de una acometida es de 30m. En redes protegidas se aplica una longitud máxima de 60m.

2.4.10.7 Uso de cajas de derivación y herrajes

- ✚ Se aplicará la norma correspondiente para la definición de herrajes para red de baja tensión.
- ✚ Los conectores de cuña a presión se utilizarán para derivaciones de redes.
- ✚ Los conectores de perforación se utilizarán para la conexión de las acometidas a las cajas de derivación o derivaciones para acometidas a clientes.
- ✚ Las cajas de distribución se utilizarán para la conexión de 8 o más clientes. Hasta 7 clientes se utilizarán conectores de perforación y/o a compresión.
- ✚ Se recomienda un promedio de 8 acometidas por poste, para cumplir con los 30 metros que establece como máximo la normativa de enlace.

2.4.10.8 Uso de Retenidas

- ✚ Se utilizarán retenidas para todo remate de red, ángulo mayor a 5 grados o para apoyar una derivación. Estas deben ser instaladas sin que represente molestias de acceso y circulación o peligro para los habitantes de la zona.

2.4.10.9 Uso de Postes

- ✚ Las líneas de Baja Tensión se instalarán: Sobre postes nuevos y existentes que soporten líneas de Media Tensión, sobre postes nuevos que solo soporten líneas de Baja Tensión. El vano promedio entre estructuras que solo soportan línea primaria será de 60 metros, para estructuras que soportan línea primaria y secundaria o solo línea secundaria será de 40 metros.

- ✚ Generalmente se utilizarán postes de hormigón con las siguientes alturas:
- ✚ Poste BT: 9 metros
- ✚ Poste MT: 10.5 metros
- ✚ Poste con transformador: 12 metros
- ✚ Los postes se ubicarán en lo posible en los límites de lote y en zonas construidas se debe considerar que no afecten el acceso a la propiedad.

2.4.11 PARA EL DISEÑO DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICA DEBE CONTENER

2.4.11.1 Cálculos eléctricos:

Censo de carga

Distribución de carga y selección del transformador

Selección del conductor

Caídas de voltaje

2.4.11.2 Cálculos mecánicos

Esfuerzo Longitudinal

Esfuerzo Transversal

Esfuerzo apoyo

Calculo de retenidas

2.4.11.3 Diseño de planos

Plano de red MT

Plano de red BT

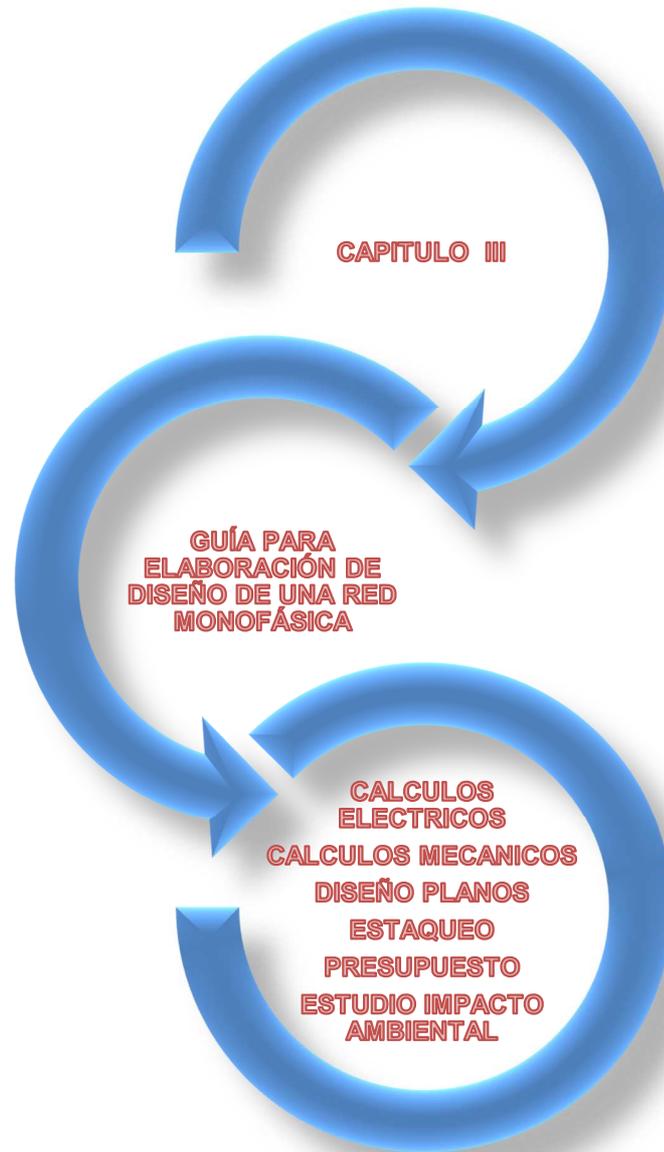
Plano de Alumbrado publico

Plano de estaqueo

2.4.11.4 Estaqueo

2.4.11.5 Presupuesto

2.4.11.6 Impacto Ambiental



CAPITULO III

3 INTRODUCCIÓN

En este capítulo abordare los Cálculos Eléctricos y Mecánicos a realizar en cualquier Proyecto Específico realizado según el presente Proyecto Tipo.

Iniciare con la proyección del censo de carga, para determinar los KW monofásicos, luego aplicare factor de demanda, factor de carga y con la potencia promedio por vivienda determinaremos el total de los KVA a demandar y el número exacto de transformadores a utilizar, para su ubicación en el plano, tratando que sea en el centro de carga para que los cálculos de caída de tensión, no superen el 4.2% en red BT y un 0.8% acometidas. El conductor a utilizar estará sujeto a la caída permisible desde el transformador hasta el punto más lejano de la carga, es importante que el diseñador contemple utilizar conductores numero 2 ó 1/0, en última instancia 2/0, ya que este último por el peso, disminuye la distancia entre los apoyos, lo que puede aumentar el número de postes y estructuras a utilizar; debido a esto es recomendable utilizar hasta el 1/0, ajustando así las distancias no mayores a 50 m y una flecha muy pronunciada²⁰.

Con la ubicación de los postes, transformadores y selección del conductor procedemos con los Cálculos Mecánicos. Los conductores de líneas eléctricas que se utilizan en la actualidad son heterogéneos, es decir, están compuestos de dos materiales, normalmente aluminio y acero.

Debido a esta condición de los conductores, el cálculo mecánico hay que hacerlo en función del módulo de elasticidad y del coeficiente de dilatación correspondientes a la proporción en que se encuentren el aluminio y el acero. Los cálculos mecánicos no son más que todos aquellos procedimientos para determinar las características mecánicas de los elementos de una red que garantizan la estabilidad física de la misma, tanto en condiciones normales como en condiciones anormales consideradas como probables.

- ✚ Cálculo mecánico del conductor
- ✚ Cálculo mecánico de los apoyos
- ✚ Cálculo de cimentaciones
- ✚ Cálculo de tendido de conductor

Además, los cálculos mecánicos de conductores dependerán de:

- ✚ Las características meteorológicas y geográficas de la zona en la que se instalen las líneas.

²⁰ Tomado de la Norma Tipo, capítulo 2, ítem 2.2.2.3, página 44

- ✚ La flecha que tomarán los conductores en los diferentes vanos y para las distintas hipótesis.
- ✚ Las características mecánicas de apoyos y crucetas utilizados en el presente Proyecto Tipo.
- ✚ La tensión mecánica a la que se verán sometidos los conductores al variar las condiciones ambientales en las distintas hipótesis.
- ✚ Su comportamiento frente a la posible aparición de fenómenos vibratorios. Para estas condiciones, a la hora de establecer las condiciones del EDS y del CHS, el presente Proyecto Tipo se guiará de las recomendaciones establecidas por la IEEE en el campo de las vibraciones eólicas.

Teniendo en cuenta las características meteorológicas y geográficas de los países incluidos en este Proyecto Tipo, se han definido dos áreas con dos zonas cada una en las que variarán las condiciones en las que se realizan los cálculos mecánicos del conductor para las distintas hipótesis. Son las siguientes:

- ✚ Área A-Zona 1: Será de aplicación en las zonas con velocidades del viento de 100 km/h con altitudes inferiores a los 2000 m.
- ✚ Área A-Zona 2: Se aplicará cuando las líneas se instalen en zonas con velocidades del viento de 100 km/h con altitudes superiores a los 2000 m.
- ✚ Área B-Zona 1: Será de aplicación en las zonas con velocidades del viento de 120 km/h con altitudes inferiores a los 2000 m.
- ✚ Área B-Zona 2: Se aplicará cuando las líneas se instalen en zonas con velocidades del viento de 120 km/h con altitudes superiores a los 2000 m.

Una vez definidas las zonas, se precisarán las características de las hipótesis de cálculo mecánico que serán de aplicación en cada una de ellas.

En principio no existe una regla general que indique el proceso exacto de cómo elaborar el diseño de una red eléctrica, tan solo se cuenta con textos de referencia; esto debido a que cada proyectista en base a su experiencia y conocimiento tiene una manera única de diseñar. Por lo que nos limitamos únicamente a sugerir un proceso metodológico para la elaboración de un diseño de redes monofásicas en media tensión 7,6 KV. Otro aspecto importante es que el diseñador en ocasiones deberá asumir ciertas condiciones bajo las cuales iniciara los cálculos, es decir, recurrirá al método del tanteo a prueba y error, luego deberá contrastar los resultados obtenidos con lo exigido en las normas de diseño, construcción y operación. Si bajo estas condiciones los resultados obtenidos del cálculo están dentro de los rangos permitidos y se cumple con las normas

el diseñador podrá avanzar en su proceso. Pero si estos no cumplen con las normas el diseñador deberá iniciar de nuevo con el proceso planteándose condiciones diferentes a fin de obtener mejores resultados, de acuerdo a lo exigido en las normas.

Con los resultados obtenidos es importante verificar en el plano que la ubicación de los apoyos, distancias y tipo de conductor correspondan a los cálculos eléctricos y mecánicos; luego debemos seleccionar los armados de los apoyos reflejando en la hoja de estaqueo; de esto dependerá la elaboración del presupuesto de la obra, la cual incluye materiales y mano de obra. En este capítulo incluiremos el estudio ambiental para determinar el impacto que se tendrá sobre la flora y fauna, la construcción de red.

3.1 OBJETIVO

- ✚ Brindar al lector información que pueda utilizar como referencia en el proceso de cálculo para proyectos de diseños de redes monofásicas de media tensión en 7.6 Kv.
- ✚ Conocer la metodología de los cálculos mecánicos para determinar los esfuerzos que serán sometidos los apoyos.
- ✚ Definir los armados de los apoyos
- ✚ Elaboración del presupuesto de materiales y mano de obra
- ✚ Elaboración de un estudio impacto ambiental.

3.2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

3.2.1 CENSO DE CARGA

El censo de carga es un formato que contiene; nombre, cantidad, potencia, voltaje nominal y horas uso de cada equipo eléctrico, para determinar el tipo de carga, potencia instalada y la potencia demandada. El diseñador deberá contemplar los aparatos eléctricos que utilizará los clientes según el nivel económico y social, para este caso seleccionamos aparatos eléctricos que normalmente utiliza una vivienda con perfil interés social.

3.2.1.1 Demanda media²¹

Es el consumo promedio de energía que tiene cada equipo en un intervalo de tiempo, es igual al producto de la cantidad de aparatos por la potencia nominal de estos por las horas uso, el nombre del aparato y la cantidad es un dato que se toma de campo.

²¹ La demanda promedio de los aparatos eléctricos se calculó según la Resolución INE No. 600-03-2009.

$$\text{Kwh/mes} = \frac{\text{Cantidad} \times \text{Potencia} \times \text{Horas uso}}{1000}$$

El censo de carga nos permite determinar la potencia que se demanda del sistema, la cual no necesariamente es la potencia instalada. La potencia instalada o carga instalada es la sumatoria de las potencias nominales de todos y cada uno de los equipos descritos en el censo de carga.

$$\text{Pot. instalada} = \sum_{i=1}^n \text{Pot. monofasica}$$

$$\text{Pot. instalada} = (65.55 + 569.53 + 203.21 + 96.90 + 190.38 + 180 + 120)/1000 = 1.43 \text{ KW}$$

Potencia nominal: se puede tomar de la placa característica de cada aparato o se puede calcular por mediciones de voltaje y corriente de operación.

3.2.1.2 Demandada por Lote

Es la demanda promedio que requiere un lote del sistema y resulta de sumar la demanda individual de todos los equipos descritos en el censo de carga por un factor de demanda.

$$\text{Demanda por lote} = \sum_{i=1}^n \text{Potencia monofasica} \times \text{Factor de Demanda}$$

$$\text{Demanda por lote} = 1.43 * 0.40 = 0.57 \text{ KW}$$

La demanda promedio por lote debemos aplicar un factor de carga²², en base a esta potencia se escoge la potencia del transformador a instalar por tanto es importante realizar correctamente el cálculo.

3.2.1.3 Factor de carga

Resulta de dividir la demanda media entre la demanda pico; se puede calcular para un aparato, una instalación o un sistema eléctrico que consuma energía eléctrica y depende directamente del nivel de uso de cada aparato, así como del uso final de la energía.

$$\text{Demanda promedio} = \sum_{i=1}^n \text{Demanda por Lote} \times \text{Factor de Carga}$$

$$\text{Demanda promedio} = 0.57 * 0.40 = 0.230 \text{ KW}$$

²² Factor de coincidencia: Este es un valor definido en la norma ENEL 1998, y varía en función de la cantidad de lotes, ver tablas de cálculo de caída de voltaje.

Por ejemplo, comparemos el uso que tiene una licuadora en un cafetín donde se utiliza para preparar refrescos al uso que tiene en un domicilio, en el cafetín es mucho mayor y lógicamente va a consumir mucha más energía por el tiempo de uso.

Lo cual también indica que la demanda promedio de este aparato es mayor en uno de los dos ambientes de manera que el factor de demanda varía en dependencia de su nivel de uso.

$$Pot. demandada = (\sum_{i=1}^{n=x} Demanda Promedio \times Numero de Lotes) + ((\sum_{i=1}^{n=x} Alumbrado Publico Tx1 \times factor Demanda \times factor de carga) + (\sum_{i=2}^{n=x} Alumbrado Publico Instalación Tx2 \times factor Demanda \times factor de carga) + (\sum_{i=3}^{n=x} Alumbrado Publico Instalación Tx3 \times factor Demanda \times factor de carga))$$

$$Pot. demandada = (0.230 * 264) + ((2.49 \times 1 \times 1) + (3.49 \times 1 \times 1) + (2.49 \times 1 \times 1)) = 69.19KW$$

El factor de coincidencia tiene un valor diferente para cada rango de evaluación, este depende directamente de la cantidad de usuarios.

Tabla 6 Factores de Carga y Demanda

2.1 Determinación de la Demanda gasNatural
fenosa

Factores de Demanda y de Cargas Típicas			Demandas en Residencias Típicas		
Instalación Típica	FD	FC	Clasificación	kW Instalados	kW Demandado
Residencias sin Aire/Acondicionado	32%	60%	Clase A	41.67	8.0
Residencias con Aire/Acondicionado	50%	70%	Clase B	26.05	5.0
Apartamentos	40%	50%	Clase C	15.63	3.0
Hospitales	40%	65%	Clase D	7.82	1.5
Escuelas	70%	80%	Clase E	5.21	1.0
Bancos y Financieras	70%	80%	Clase F	4.17	0.8
Iglesias	60%	70%	Clase G	3.13	0.6
Hoteles	50%	60%	Clase H	2.09	0.4
Oficinas	65%	80%			
Tiendas, Librerías, etc	65%	60%			
Supermercados	80%	75%			

Coeficiente de Simultaneidad	
Suministros	Factor
1	1.00
2 a 4	0.80
5 a 15	0.60
16 o más	0.40

Para el caso de Complejos Habitacionales, se han realizado diferentes estudios de Demanda por viviendas típicas y se ha determinado que el comportamiento de la misma se ajusta a los factores establecidos en las diferentes bibliografías consultadas, por lo que se han definido los tipos de Residencias clasificadas como se detalla en la Tabla de la derecha.

La Demanda de cada residencia debe ser afectada por el coeficiente de simultaneidad

Fuente Disnorte - Dissur

$$Fact. de carga = D. media / D. pico$$

Tabla 7 Ejemplo de un censo de carga

CENSO DE CARGA													
Proyecto de Residencial Santiago de los Caballeros "Derivación de la Red e instalación de transformador de 37.5KVA" CENSO DE CARGA TX1 Tipo de Instalación: Urbanización													
Equipos a Instalar				Carga Monofásica				Carga Trifásica					
Cant	Tipo	Descripción	Hilos	Vn (V)	In (A)	P (W)	Total (W)	Vn (V)	In (A)	P (W)	Total (W)		
1	Abanico	Abanico Extractor de 12"	2	115,00	0,60	65,55	65,55						
1	Hogar	Plancha de ropa 600W	2	110,00	5,45	569,53	569,53						
1	Refrigerador	Refrigeradoras sin Escarcha 12 pies cúbicos	2	115,00	1,86	203,21	203,21						
1	Hogar	Teatro en casa	2	120,00	0,85	96,90	96,90						
1	Hogar	Minicomponente mediano	2	120,00	1,67	190,38	190,38						
Equipos a Instalar no incluidos en Tablas de INE													
1	Hogar	Televisor Plasma a color de 32 pulgadas	2	120	1,50	180,00	180,00						
6	Hogar	Bombilla ahorrativa 20 W	2	120	0,16	20,00	120,00						
Potencia Total a Instalar				kW Monofásicos				1,43	kW Trifásicos Instalados				0,00
				Factor de Demanda				0,40	Factor de Demanda				0,6
				kW Monofásicos Máximos				0,57	kW Trifásicos Máximos				0,00
				Factor de Carga				0,40	Factor de Carga				0,7
				kW Monofásicos Promedio				0,23	kW Trifásicos Promedio				0,00
				Factor de Potencia				0,90	Factor de Potencia				0,9
				kVA Monofásicos				0,25	kVA Trifásicos Promedio				0,00

Tomado Anexo 6 de Este Documento

3.2.2 SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES.

3.2.2.1 Determinar los KVA Requeridos

En el diseño se contemplan 264 lotes más el alumbrado público, para determinar los KVA de nuestra instalación, se obtiene con la multiplicación de los números de lotes por los KVA requeridos por lote.

$$\frac{\text{Demanda Promedio}}{\text{Factor de Potencia}} = \text{KVA requeridos}$$

$$\frac{69.19}{0.90} = 76.9 \text{ KVA requeridos}$$

3.2.2.2 Selección de Números de Transformadores

En nuestro diseño contemplamos una potencia de instalación de 76.9 KVA, los cuales se distribuyeron en tres centros de transformación, de 37.5 KVA cada uno, para una potencia nominal de 112.5 KVA. La lógica es dividir la potencia demandada entre una cantidad "X" de centros de transformación, con esto obtendremos un valor aproximado de la potencia que deberá tener el transformador o banco de transformadores a instalar.

$$\frac{\text{Potencia Demandada}}{\# \text{ de CT a instalar}} = \text{potencia aprox. del transformador a instalar}$$

La pauta que determino elegir tres centros de transformación fue:

- ✚ Tener caídas de tensión menores al 4.2%
- ✚ Tener barras secundarias con un calibre de conductor adecuado.
- ✚ Tener barras secundarias de longitudes regulares para afectar a la menor cantidad de clientes por mantenimientos a la red o fallos en el sistema.
- ✚ Diseñar sin sacrificar la calidad del servicio, la calidad técnica y operativa de la instalación manteniendo el costo de inversión a un nivel rentable.
- ✚ Los transformadores deben cargarse a un 70% de su potencia nominal, para garantizar la cobertura del crecimiento de la carga.

$$\frac{76.9 \text{ KVA}}{3} = 25.6 \text{ KVA}$$

Con la aproximación obtenida de la distribución de carga podemos determinar la potencia del transformador, lo que el diseñador debe hacer es ubicar este valor dentro de un rango que tendrá como límite inmediato superior e inferior los valores de potencia comerciales, hablando de la potencia de los transformadores que se ofertan en nuestro mercado nacional y evaluar cuál de ellos le conviene elegir.

Por ejemplo 25.6 KVA está dentro del rango de 25 a 37.5 KVA, para el cual escogimos un transformador de 37.5 KVA, respetando el 30%²³ de disponibilidad, por crecimiento de la carga.

La adecuada selección del transformador garantizara un buen aprovechamiento y explotación de las redes de distribución, las perdidas por transformación se deben mantener dentro de márgenes convenientes para no saturar el sistema de potencia en vacío que al final se traduce en pérdidas producto del sobre dimensionamiento de los transformadores (energía consumida y no explotada comercialmente)²⁴.

²³ Criterios de diseño de redes BT, aplicado en redes Dipe, Panama, enero 2002

²⁴ Tomado fuente Disnorte - Dissur, departamento de Distribución, León

Tabla 8 Perdidas en Vacío Transformador de 37.5 KVA

KVA Trafo	37,5			
Factor Pot	0,9			
Pérd Vacío	0,15	kW.- 0.4%		
Pérd Cu (carga)	0,5625	kW a Potencia Nominal.- 1.5%		
Pérd Totales	0,7125	kW a Potencia Nominal		
F/Carga	0,35			
F/Carga Perd	0,19	PÉRDIDAS kWh año		
% kW Máx	kW Máx	Vacío	Cobre	Total
50%	16,88	1.314	235	1.549
55%	18,56	1.314	284	1.598
60%	20,25	1.314	338	1.652
65%	21,94	1.314	397	1.711
70%	23,63	1.314	461	1.775
75%	25,31	1.314	529	1.843
80%	27,00	1.314	602	1.916
85%	28,69	1.314	679	1.993
90%	30,38	1.314	761	2.075
95%	32,06	1.314	848	2.162
100%	33,75	1.314	940	2.254

Tomado Anexo 8 de Este Documento

3.2.3 DISTRIBUCIÓN DE CARGA

La distribución de carga no es más que repartir la carga eléctrica en una cantidad adecuada de centros de transformación de manera uniforme, tratando de lograr un balance adecuado entre el aspecto técnico y el económico.

3.2.3.1 Definir los datos generales de la instalación

- ✚ Número de casas: es la sumatoria de lotes a energizar.
- ✚ Demanda Promedio: se obtiene del censo de carga y es lo que se provee que demandara cada lote en determinados intervalos de tiempo.
- ✚ Potencia del Alumbrado Público: por el factor de coincidencia equivale a la carga instalada en alumbrado público.
- ✚ Potencia de Instalación: es la suma de la potencia por alumbrado más la potencia domiciliar y refleja la carga promedio que se prevé demandar del sistema.

$$Potencia\ Nominal\ Transformador = transformador\ 1 + transformador\ 2 + transformador\ 3$$

$$Potencia\ Nominal\ Transformador = 37.5 + 37.5 + 37.5 = 112.5\ KVA$$

3.2.3.2 Determinada la potencia nominal transformador se procede a distribuir la carga de manera uniforme.

Se debe distribuir la carga total de manera uniforme tratando de mantener un equilibrio técnico económico.

Tabla 9 Distribución de Carga por Transformador

DATOS POTENCIA INSTALACIÓN TX1		DATOS POTENCIA INSTALACIÓN TX2		DATOS POTENCIA INSTALACIÓN TX3	
Numero de Casas	96	Numero de Casas	93	Numero de Casas	75
Kw Monofasicos	1,43	Kw Monofasicos	1,43	Kw Monofasicos	1,43
Factor de Demanda	0,4	Factor de Demanda	0,4	Factor de Demanda	0,4
Kw Monofasicos Maximo	0,57	Kw Monofasicos Maximo	0,57	Kw Monofasicos Maximo	0,57
Factor de Carga	0,4	Factor de Carga	0,4	Factor de Carga	0,4
Kw Monofasicos Promedio	0,23	Kw Monofasicos Promedio	0,23	Kw Monofasicos Promedio	0,23
Factor de Potencia	0,9	Factor de Potencia	0,9	Factor de Potencia	0,9
KVA Monofasicos	0,25	KVA Monofasicos	0,25	KVA Monofasicos	0,25
Kw Monofasicos Promedio	22,08	Kw Monofasicos Promedio	21,39	Kw Monofasicos Promedio	17,25
Potencia del AP en KW	2,49	Potencia del AP en KW	3,49	Potencia del AP en KW	2,49
Potencia Requerida KVA	27,3	Potencia Requerida KVA	27,6	Potencia Requerida KVA	21,9
Potencia a Instalar	37,5	Potencia a Instalar	37,5	Potencia a Instalar	37,5
% utilizacion Pot. Inst	73%	% utilizacion Pot. Inst	74%	% utilizacion Pot. Inst	58%
Luminarias asociadas a este transformador	Potencia (W)	Luminarias asociadas a este transformador	Potencia (W)	Luminarias asociadas a este transformador	Potencia (W)
30	150	42	150	30	150

Tomado Anexo 6 de Este Documento

3.2.4 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

El calibre del conductor se elige en dependencia de la corriente circulante y la caída de voltaje en el mismo, deberá utilizarse como guía la siguiente tabla de características técnicas de conductores para la selección del conductor a instalar.

Tabla 10 Conductores para LABT Proyecto Tipo

Conductores de uso en líneas y acometidas						
Conductor	Triplex #2	Triplex 1/0	Cuádruplex 1/0	Triplex 4/0	Cuádruplex 4/0	Cuádruplex 336,4
Sección de la fase (mm ²)	33,62	53,51	53,51	107,20	107,20	170,45
Sección del neutro (mm ²)	33,62	53,51	53,51	107,20	107,20	107,20
Composición fase (n° x φ en mm)	7 x 2,47	7 x 3,12	7 x 3,12	13 x 2,9 + 6 x 2,12	13x2,9 + 6x2,12	13x3,66 + 6x2,68
Composición neutro (n° x φ en mm)	7 x 2,47	7 x 3,12	7 x 3,12	7 x 4,42	7 x 4,42	7 x 4,42
Aislamiento	Polietileno reticulado					
Diámetro aprox. del haz (mm)	21	27	33	35	40	49
Peso del haz (daN/m)	≤ 0,351	≤ 0,631	≤ 0,870	≤ 1,189	≤ 1,570	≤ 2,257
Carga de rotura por conductor (daN) [1]	1 063	1 700	1 700	3 264	3 264	3 264
Resist. eléct. en C.C. a 20 °C (Ω/km) [2]	F: ≤ 0,860 N: ≤ 0,999	F: ≤ 0,539 N: ≤ 0,626	F: ≤ 0,539 N: ≤ 0,626	F: ≤ 0,269 N: ≤ 0,312	F: ≤ 0,269 N: ≤ 0,312	F: ≤ 0,169 N: ≤ 0,312
Resist. eléct. en C.C. a 50 °C (Ω/km)	F: ≤ 0,964 N: ≤ 1,120	F: ≤ 0,604 N: ≤ 0,702	F: ≤ 0,604 N: ≤ 0,702	F: ≤ 0,302 N: ≤ 0,350	F: ≤ 0,302 N: ≤ 0,350	F: ≤ 0,189 N: ≤ 0,350
Intensidad máxima admisible (A) [3]	150	205	180	300	275	370

[1] Cuando se cita la carga de rotura por conductor se refiere a la del neutro de AAAC.
 [2] La letra "F" indica el valor la resistencia del conductor de fase mientras que la letra "N" indica el valor de la resistencia del conductor neutro.
 [3] Valores calculados en las siguientes condiciones: T. Ambiente: 25 °C, T. Conductor: 75 °C, velocidad del viento: 0,6 m/s y sin radiación solar.

Tomado Norma Tipo Memoria LABT Característica Conductores
pág. 8

El conductor a elegir deberá ser preferiblemente trenzado porque ofrecen un mayor grado de protección en cuanto a conexiones ilegales, es lo que se ha denominado como redes normalizadas.

El conductor deberá elegirse sin sobre pasar su capacidad de conducción, se tendrá como referencia la corriente máxima de conducción que indica el fabricante. Los conductores no deberán sobre pasar el 86% de su capacidad nominal de conducción, esto admitiendo que el calentamiento de los conductores se realiza mediante un proceso adiabático (a calor constante) sin causar ninguna disminución de las características mecánicas del conductor, ni de su forro aislante, el diseño contempla ACSR + AWG, neutro con alma de acero.

3.2.5 CALCULO DE CAÍDAS DE VOLTAJE

Se define caída de voltaje²⁵ a la diferencia que existe entre el voltaje aplicado al extremo alimentador de un circuito y el obtenido en cualquier otro punto sobre la trayectoria del mismo cuando está circulando la corriente nominal. Por normativa la caída de tensión²⁶ desde el banco de transformación hasta el consumidor más lejano conectado a su secundario no excederá una

²⁵ Tomado de Proyecto Tipo Unión Fenosa, tablas y herramientas de cálculo.

²⁶ Tomado del anexo técnico 2: etapa 2 de la normativa de calidad de servicio.

variación del $\pm 5\%$ para un alimentador urbano y un $\pm 8\%$ para un alimentador rural, de la tensión nominal del circuito.

3.2.5.1 Cálculo de la caída de tensión

$$\% \Delta U = \frac{P \times L \times \Psi}{10 \times U^2} ; \text{caída de tensión del tramo}$$

$$\% \Delta U_T = \% \Delta U_{T-Actual} + \% \Delta U_{T-Anterior}, \text{caída de tensión acumulada final}$$

$$\Psi = R + (X \cdot \text{tang } \theta) = \Omega/\text{km}$$

De donde:

P = potencia del tramo (KW)

L = longitud del tramo (km)

Ψ = impedancia del conductor entre el coseno θ de la línea (ohm/km)

U = voltaje nominal en kilo voltios

R = resistencia por km de conductor a 50° C (Ω/km)

X = reactancia inductiva por km de conductor a 50° C (Ω/km)

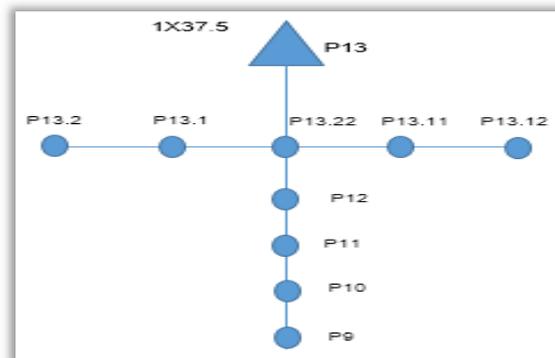
θ = ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente

$\% \Delta U_{T-Actual}$ = porcentaje de caída de tensión en el tramo actual

$\% \Delta U_{T-Anterior}$ = porcentaje de caída de tensión en el tramo anterior

3.2.5.2 Un ejemplo de cómo calcular las caídas de voltaje P0-P13

Gráfico 3 Diagrama Unifilar



Fuente Propia

Potencia del tramo: Aquí se debe considerar el Factor de demanda y Carga, aplicar la fórmula según sea el caso.

También se debe considerar como punto de inicio (P0) los bushing del transformador, la longitud de este tramo (de los bushing a la barra) generalmente es de 1.5 m. Ejemplo, un transformador tiene conectado a su secundario 96 clientes, calcular la potencia en el bajante del transformador²⁷.

$$Pot.tramo = ((96-16) \times 0.4 \times Pot / casa) + (11 \times 0.6 \times Pot / casa) + (3 \times 0.8 \times Pot / casa) + (1 \times Pot / casa)$$

$$Pot.tramo = ((96-16) \times 0.4 \times 0.23) + (11 \times 0.6 \times 0.23) + (3 \times 0.8 \times 0.23) + (1 \times 0.23)$$

$$Pot.tramo = 9.8KW$$

La lógica es que los 96 clientes se deben dividir en 4 rangos y aplicar a cada uno de ellos el factor de simultaneidad correspondiente, a como se ve en el ejemplo: del 16 hasta 96 todos estos clientes están dentro del rango mayor a 15 aplicar 0.4. Luego los 15 clientes que faltan se deben dividir en 11, 3 y 1. Los siguientes 11 clientes están dentro del rango de 5 a 15 aplicar 0.6. Los otros 3 están dentro del rango de 2 a 4 aplicar 0.8. Y el único que falta está dentro del rango 1 aplicar 1.

Caída de tensión del tramo: La caída de tensión depende fundamentalmente de la longitud del conductor, la impedancia de este y el factor de potencia. Por tanto entre más delgado sea el conductor mayor será su impedancia y la caída de tensión aumentara a medida que aumente para de dicho conductor.

También es importante saber que el factor de potencia (FP) es inversamente proporcional a la caída de tensión, entre más bajo es el FP más alta es la caída de tensión.

3.2.5.3 Calcular la caída de tensión del tramo P0-P13

$$\% \Delta U = \frac{P \times L \times \psi}{U^2} = \frac{9.8 \text{ kw} \times 0.0015 \text{ km} \times 0.427 \times 2}{0.240^2} = 0.001 \%$$

En un circuito monofásico la impedancia Z de línea es la sumatoria de la Z de fase más la Z de neutro como en este caso ambos hilos (fase y neutro son de igual calibre) se considera que la Z de línea es = 2 veces la Z de fase.

3.2.5.4 Calcular la caída de tensión acumulada final P0-P13

$$\% \Delta U_T = \% \Delta U_{T-Actual} + \% \Delta U_{T-Anterior} = \% 0.001 + \% 0 = 0.001\%$$

En el caso de P0 a P13 no existe tramo anterior porque vamos de los bushing a la barra, por tanto, la caída de tensión en el tramo anterior es 0.001%

Nótese en el Grafico 14 y su diagrama eléctrico el punto P13-22 en donde la derivación sufre una bifurcación, en este punto se debe escoger uno de los ramales y seguir calculando sobre este

²⁷ ver Capitulo II, Tabla 11, caída de tensión en el tramo P0 – P13

ramal hasta el último punto, luego se debe retornar al punto de bifurcación y empezar de nuevo solo que esta vez sobre el otro ramal considerando como tramo anterior el tramo que esta antes de llegar a la bifurcación visto desde el transformador. Si existieran más de 2 ramales en la bifurcación se debe seguir el mismo proceso en cada uno de ellos. La caída de tensión debe calcularse en los apoyos donde se conectan acometidas, de no existir se debe sumar la distancia hasta el siguiente apoyo.

Cuando se va del punto P13.22 al P13.11 se debe tomar como caída de tensión la del tramo anterior P13.11 al P13.12, luego cuando se va del P13.22 al P12 el tramo anterior es el de P12 al P11 y así sucesivamente en el caso de que existan más puntos.

Tabla 11 Cálculos Caída Tensión

UNIVERSIDAD NACIONAL INGENIERIA UNI															
CALCULO DE CAIDA DE TENSION															
Programa de cálculo de Caída de Tensión en Redes de Baja Tensión (120 V, 208 V, 240 V, 120/240 V) Transformador 1															
AREA DE SELECCIÓN DE DATOS GLOBALES E INFORMACION DE PARAMETROS BASICOS PARA EL CALCULO															
Tipo de Red BT		Singular		Caída Tensión Permisible (Rural)				Niveles de electrificación:				Coef. de Simultaneidad:			
Factor de Potencia		0.9		C de T. máx. total: 5%				Bajo				No. Sumin. 1			
Pot. Singular(Kw)		230.00		C de T. máx. en línea: 4.2 %				Medio				2 a 4			
		0.230		C de T. máx. en acom.: 0.8 %				Alto				5 a 15			
				Caída Tensión Permisible (Urbana)				Rural: 0.90 1.60 2.40				Coeficiente 1 0.8 0.6 0.4			
				C de T. máx. total: 5%				Urbana: 3.60 4.80 6.00				Singular: Indicar valor de potencia total en watts, calculada del censo de carga sin aplicar factor de coincidencia			
				Comentarios: Normas U.F.											
AREA DE SELECCIÓN Y LLENADO DE DATOS										AREA DE RESULTADOS					
Pto. Inicial	Pto. final	Línea o acometida	Fases	Tensión (V)	Ciéntes Existentes	Conductor tramo	Nº cliétes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (kW)	Intensidad tramo (A)	Z /cos θ de la línea (V)	Caída de T. tramo (%)	C. de T. Acumulada final (%)		
P0	P13	Línea	1F	240/120	0	Cu 3 x 1/0	96	1.50	9.8	45.1	0.427	0.0	0.0		
P13	P13.22	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	84	10.75	6.6	40.0	0.652	0.2	0.2		
P13.22	P13.1	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	36	6.63	4.2	19.6	0.652	0.1	0.3		
P13.1	P13.2	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	32	40.00	3.9	17.9	0.652	0.4	0.6		
P13.2	P13.5	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	28	17.17	3.5	16.2	0.652	0.1	0.8		
P13.5	P13.6	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	12	47.40	1.9	8.7	0.652	0.2	1.0		
P13.6	P13.7	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	8	42.00	1.3	6.2	0.652	0.1	1.1		
P13.7	P13.8	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	4	42.00	0.8	3.6	0.652	0.1	0.9		

Tomado Anexo 1 Tablas de Caída de Voltaje

3.2.5.5 Corriente del tramo²⁸ P0-P13

La corriente del tramo nunca debe ser mayor a la corriente que soporta el conductor seleccionado (podría ocurrir una falla o avería de este por recalentamiento excesivo), también se debe tener el cuidado de mantener la caída de tensión dentro del margen permitido. El cálculo se realiza despejando la corriente de la fórmula de la potencia.

$$I \text{ del tramo} = \frac{\text{Pot. del tramo}}{V \times \text{Cos } \phi} = \frac{9800 \text{ watt}}{240 \text{ volt} \times 0.90} = 45.1 \text{ amp}$$

3.2.5.6 Calcular la impedancia del conductor entre el coseno θ de la línea (ohm/km); Ψ P0-P13

$$\psi = R + (X \cdot \text{tang } \theta) = 0.379 + (0.1 \times \text{tang } (0.90)) = 0.427$$

²⁸ ver Capitulo II, Tabla11, caída de tensión, intensidad tramo (A) P0 – P13

Tabla 12 Características Conductores

Nombre	Resistencia a 50 °C (ohmios/km)	Reactancia inductiva (ohmios/km)	Intensidad máx (A)	Sección nominal (mm2)
Cu 2 x 8	2,543	0,1	55	8,37
Cu 3 x 8	2,543	0,1	55	8,37
Cu 3 x 1/0	0,379	0,1	170	53,51
Dúplex 6	2,416	0,1	70	13,30
TrípLex 6	2,416	0,1	70	13,30
TrípLex 2	0,964	0,1	150	33,62
Tríp. 1/0	0,604	0,1	205	53,51
Tríp. 2/0	0,483	0,1	245	67,44
Tríp. 3/0	0,387	0,1	285	85,03
Tríp. 4/0	0,302	0,1	330	107,20
Cuád. 4/0	0,302	0,1	385	107,20
Cuád. 336,4	0,189	0,1	425	170,45

Tomado Anexo 1 Tablas de Caída de Voltaje

3.3 CALCULOS MECANICOS

3.3.1 DEFINICIONES

- ✚ Cantón: Porción de línea comprendido entre dos apoyos de anclaje.
- ✚ Vano: Distancia entre dos apoyos adyacentes, un tramo puede estar compuesto por varios vanos
- ✚ Vano Regulador: Vano equivalente que hace que la componente horizontal calculada sea constante en cada vano del tramo, este se calcula con la siguiente ecuación

$$ar = \sqrt{\frac{\sum ai^3}{\sum ai}}$$

Donde:

ai: Distancia entre cada vano

3.3.1.1 Tipos de Esfuerzos

- ✚ Esfuerzo Transversal
- ✚ Esfuerzo Longitudinal
- ✚ Esfuerzo Vertical

3.3.1.2 Esfuerzo Transversal (Ft):

Esfuerzo producido por la acción del viento ejercida transversalmente a la línea, los parámetros que influyen en este esfuerzo son la presión del viento para el conductor dado (Pv)

3.3.1.3 Esfuerzo Longitudinal (Fl):

Producido por la acción de tracción de los conductores.

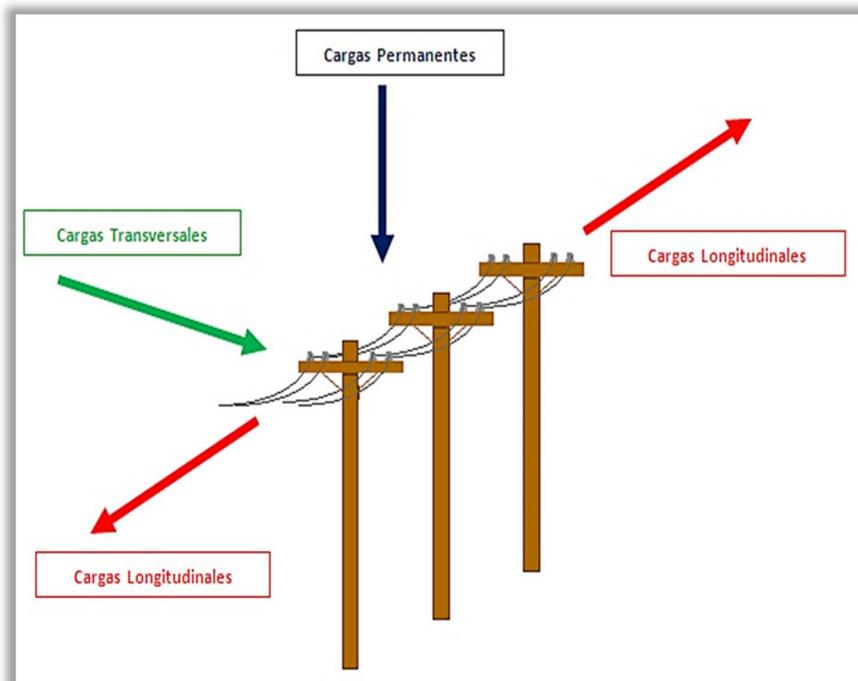
3.3.1.4 Esfuerzo Vertical (Fv):

Producido por el peso de los conductores, herrajes etc., este esfuerzo es fundamental para el cálculo de cimentaciones.

3.3.1.5 Esfuerzo Equivalente:

Es el traslado de todos los esfuerzos en el apoyo a un punto en común, este se ubica a 0.21 metros por debajo de la cogolla del poste, punto donde se aplican las tensiones a la hora de realizar las pruebas de resistencia al apoyo, este dato es de fábrica.

Grafico 4 Dirección de los Esfuerzos



Fuente Propia

La siguiente formula obtiene el esfuerzo equivalente neto

$$F_{eq} = F_t * \frac{hl - ha}{hl - he} \text{ (daN)}$$

Donde:

Ft: Esfuerzo transversal

hl: altura libre

ha: altura de aplicación

he: altura equivalente

-  Altura libre: Altura del poste menos distancia de empotramiento
-  Altura de aplicación: Punto del taladro del poste
-  Altura equivalente: Punto virtual donde se trasladan todos los esfuerzos del apoyo, es igual 0.3 metros por debajo de la cogolla del apoyo, es en base a este punto que se determina el esfuerzo nominal de fabrica

3.3.1.6 Cálculo de apoyos

Este cálculo se realiza de acuerdo al tipo de apoyo, tomando para cada tramo su tensión máxima, los esfuerzos calculados de acuerdo a los tipos de apoyo se detallan a continuación.

3.3.1.7 Apoyo de alineación (AL)

$$Ft = pv \times av$$

Donde:

Ft: Esfuerzo Horizontal Transversal

Pv: Esfuerzo del viento por unidad de longitud, está dado en daN/m

av : Semisuma de vanos adyacentes

$$1 \text{ Kg} = 0.98 \text{ daN}$$

El esfuerzo del viento está en dependencia de la velocidad de este, se calcula:

$$pv = 4.7238 \times V^2 d \times 10^{-6} = (\text{daN} / \text{m})$$

Donde:

V: Velocidad en Km/h

d: Diámetro del conductor en mm

Es decir, para los apoyos de alineación, el único esfuerzo que actúa sobre él, es el del viento

3.3.1.8 Apoyo de Angulo (AG)

El esfuerzo Transversal en los apoyos de ángulo, se calcula

$$F_t = p_v \times a_v \times \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right) + 2 \times T_{max} \times \sin\left(\frac{\beta}{2}\right) \text{ (daN)}$$

Donde:

p_v : Presión del viento

a_v : Semi vano entre vanos adyacentes

β : Angulo de desviación de la línea

T_{max} : Tensión máxima entre vanos adyacentes

Se aprecia que si $\beta = 0^\circ$, el esfuerzo se limita a $F_t = p_v \times a_v$, que corresponde al esfuerzo en un apoyo de alineación.

3.3.1.9 Apoyos de fin de línea (FL)

El esfuerzo longitudinal en un apoyo de fin de línea se calcula:

$$F_l = T_{max} \text{ (daN)}$$

Donde:

F_l : Esfuerzo longitudinal

T_{max} : Tensión máxima en el vano

3.3.1.10 Apoyos de anclaje (AC)

Es esfuerzo longitudinal en un apoyo de anclaje se obtiene

$$F_l = 0.5 \times T_{max} \text{ (daN)}$$

Donde:

F_l : Esfuerzo longitudinal

T_{max} : Tensión máxima en el vano

Los esfuerzos longitudinales debido a la tracción de los conductores, solo se presentan en apoyos de anclaje, de fin de línea y apoyos especiales o de estrellamiento.

Tabla 13 Resumen de Expresiones de Cálculo

Tipo de Apoyo	Esfuerzo Transversal	Esfuerzo Longitudinal
Apoyo Alineamiento	$F_t = p_v \cdot a_v$	No aplica
Apoyo en Angulo	$F_t = p_v \cdot a_v \cdot \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right) + 2 \cdot T_{m\acute{a}x} \cdot \sen\left(\frac{\beta}{2}\right)$	
Apoyo Fin de Línea	$F_t = p_v \cdot \frac{a_v}{2}$	$F_l = T_{m\acute{a}x}$

Tomado Norma Tipo Memoria LAMT Pag 85

$$F_l = T_{max} \text{ (daN)}$$

Cada una de las expresiones dadas en la tabla resumen se aplican para determinar el esfuerzo correspondiente que transmite el conductor individual al apoyo a través de su medio de fijación; por lo tanto, este cálculo debe realizarse por cada hilo, según el calibre y el punto de aplicación, o sea, se debe tener en cuenta que tipo de red es, ya sea Monofásica, Bifásica o trifásica, además se debe tener presente el esfuerzo del conductor neutro.

Tabla 14 Resumen Esfuerzos

Tipo de Apoyo	Esfuerzo a Considerar en el Cálculo Mecánico
Apoyo en Alineamiento	Cargas Permanentes (Verticales) Cargas Transversales (Horizontales)
Apoyo en Angulo	Cargas Permanentes (Verticales) Cargas Transversales (Horizontales) Cargas Longitudinales (Horizontales)
Apoyo en Anclaje	Cargas Permanentes (Verticales) Cargas Transversales (Horizontales) Cargas Longitudinales (Horizontales)
Apoyo Fin de Línea	Cargas Permanentes (Verticales) Cargas Transversales (Horizontales) Cargas Longitudinales (Horizontales)

Fuente Propia

3.3.1.11 Eoloviano

Para el cálculo de los esfuerzos horizontales transversales (Ft) que los conductores transmiten a la cruceta se empleará la teoría del eoloviano. Se define el eoloviano como la longitud de vano horizontal a considerar para la determinación del esfuerzo transversal que, debido a la acción del viento sobre conductores, estos transmiten al apoyo. Esta longitud queda determinada por la semisuma de los dos vanos contiguos al apoyo.

$$a_v = \frac{a_1 + a_2}{2} \quad (\text{m})$$

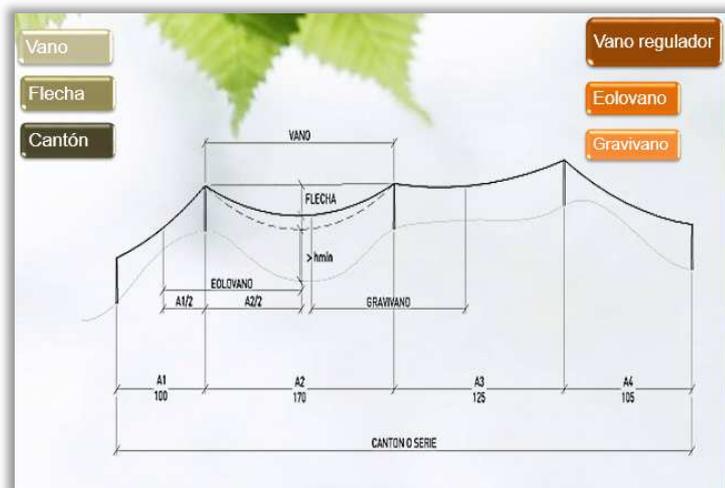
siendo:

av: Longitud del eoloviano medido en la dirección longitudinal (m).

a1: Longitud del vano anterior al apoyo medido en la dirección longitudinal (m).

a2: Longitud del vano posterior al apoyo medido en la dirección longitudinal (m).

Grafico 5 Distancia Eoloviano



Fuente Propia

3.3.2 EJEMPLO CALCULO MECÁNICO EN MEDIA TENSIÓN

3.3.2.1 Se tienen los siguientes datos del Tipo de Red:

- ✚ LAMT Monofásica ACSR 1/0 AWG, Neutro ACSR 1/0 AWG

3.3.2.2 Características mecánicas del conductor de fase y neutro²⁹

- ✚ Nombre común: Raven
- ✚ Carga de rotura: 1949 daN
- ✚ Sección transversal: 62.44 mm²
- ✚ Diámetro: 10.11 mm
- ✚ Peso: 0.212 daN/m
- ✚ Módulo de elasticidad: 8100 daN/mm²
- ✚ Coef dilatación lineal: 19.1x10⁻⁶ °C⁻¹
- ✚ Área: B (velocidad del viento > 120 km/h)
- ✚ Zona: 1 (Altura menor de 2 000 m)

3.3.2.3 Definición de Cantones, vanos y tipos de apoyos:

Seleccionamos el Cantón número 5 para explicar cómo se realizan los cálculos mecánicos, en los anexos se detallan el resto de cantones; para este caso tenemos cinco apoyos; 3 en alineación, 1 anclaje, 1 fin de línea, las distribuciones de las distancias se reflejan en la siguiente tabla.

Tabla 15 Descripción Apoyos

Apoyo	Tipo Apoyo	Angulo Red (°)	Distancia (m)
P9	AC	0,00	42
P10	AL	0,00	42
P11	AL	0,00	24
P12	AL	0,00	20
P13	FL	0,00	

Fuente Propia

3.3.2.3.1 Cálculo de Vano de Regulación:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum a_i}}$$

a³ = 42; 42; 24; 20

a_i = 42+42+24+20

²⁹ Tomado Proyecto Tipo Tabla de Calculo Mecánico Tense Reducido Zona B Raven

$$\sqrt{(42)^3 + (42)^3 + (24)^3 + (20)^3} / 128 = 36.44$$

Tabla 16 Calculo del Vano

Canton	Apoyo		Vano (m) post	Tipo Apoyo	Angulo (°) Red	a ³
5	P9	P10	42	AC	0,00	74088
	P10	P11	42	AL	0,00	74088
	P11	P12	24	AL	0,00	13824
	P12	P13	20	AL	0,00	8000
	P13			FL	0,00	0
Distancia del Cantón			128			170000
Vano Regulador						36,44

Fuente Propia

Para este vano regulador, según las tablas obtenidas del Proyecto Tipo (que pueden obtenerse del programa Calmecón, siempre que se programe todas las variables consideradas en la Norma), se puede determinar el tense máximo para flecha mínima y el tense mínimo para flecha máxima:

Tabla 17 Tense máximo para flecha mina y tense mínimo para flecha máxima

TABLA DE CALCULO MECANICO - Tense reducido																		
ZONA B																		
Raven																		
Sección (mm2):		62,5		T. Rotura (daN):		1949												
Diámetro (mm):		10,1		T. Máxima (daN):		650												
Peso unitario (daN/m):		0,21		CHS (10 °C):		17,00%												
Módulo de elasticidad (daN/mm):		8100		EDS (20 °C):		15,00%												
Coeficiente de dilatación (°C-1x1):		19,1		Velocidad Viento (km/h):		120												
VANO (m)	10 °C + V		5 °C		CHS 10 °C		EDS 20 °C		20 °C + V		50 °C		75 °C		Tensión Máxima (daN)		H	
	v:	h:	v:	h:	v:	h:	v:	h:	v:	h:	v:	h:	v:	h:	T	C.S.	Fmáx	Fmín
	T	f	T	f	T	%	T	%	T	f	T	f	T	f				
36	406,0	0,29	377,1	0,09	331,3	17,0%	244,1	12,5%	343,5	0,34	88,9	0,39	57,9	0,59	406,0	4,80	273,2	1778,8
37	408,9	0,30	377,0	0,10	331,3	17,0%	244,6	12,5%	347,1	0,36	90,7	0,40	59,4	0,61	408,9	4,77	280,1	1778,1
38	411,9	0,32	376,8	0,10	331,3	17,0%	245,0	12,6%	350,6	0,37	92,4	0,41	60,8	0,63	411,9	4,73	286,8	1777,4
39	414,8	0,33	376,7	0,11	331,3	17,0%	245,5	12,6%	354,1	0,39	94,2	0,43	62,2	0,65	414,8	4,70	293,5	1776,8
40	417,7	0,34	376,5	0,11	331,3	17,0%	245,9	12,6%	357,6	0,40	95,9	0,44	63,6	0,67	417,7	4,67	300,2	1776,1
41	420,6	0,36	376,4	0,12	331,3	17,0%	246,4	12,6%	361,1	0,42	97,6	0,46	65,1	0,69	420,6	4,63	306,8	1775,4
42	423,5	0,37	376,2	0,12	331,3	17,0%	246,9	12,7%	364,5	0,44	99,3	0,47	66,5	0,70	423,5	4,60	313,5	1774,7
43	426,5	0,39	376,1	0,13	331,3	17,0%	247,4	12,7%	368,0	0,45	100,9	0,49	67,8	0,72	426,5	4,57	320,0	1773,9
44	429,4	0,41	375,9	0,14	331,3	17,0%	247,9	12,7%	371,4	0,47	102,5	0,50	69,2	0,74	429,4	4,54	326,6	1773,2
45	432,3	0,42	375,8	0,14	331,3	17,0%	248,3	12,7%	374,8	0,49	104,2	0,52	70,6	0,76	432,3	4,51	333,0	1772,5
46	435,2	0,44	375,6	0,15	331,3	17,0%	248,8	12,8%	378,1	0,50	105,8	0,53	72,0	0,78	435,2	4,48	339,5	1771,7
47	438,0	0,45	375,4	0,16	331,3	17,0%	249,3	12,8%	381,5	0,52	107,3	0,55	73,3	0,80	438,0	4,45	345,9	1770,9
48	440,9	0,47	375,3	0,16	331,3	17,0%	249,8	12,8%	384,8	0,54	108,9	0,56	74,7	0,82	440,9	4,42	352,3	1770,1
49	443,8	0,49	375,1	0,17	331,3	17,0%	250,3	12,8%	388,1	0,56	110,5	0,58	76,0	0,84	443,8	4,39	358,6	1769,3

Tomado Anexo 3 de Este Documento

3.3.2.3.2 Los valores que nos interesan son

- ✚ El tense para flecha máxima, que se obtienen a la temperatura de 50°C que para este caso de un vano regulador de 36.44 m representa 88.9 daN
- ✚ El tense para flecha mínima, que se obtiene a la temperatura de 20°C más la sobrecarga del viento, que representa 343.5 daN

3.3.2.3.3 Para el cálculo de los esfuerzo debemos verificar el tipo de Apoyo

Para apoyo en alineación (P10 y P11) en la tabla 14 de este documento, se describen las fuerzas que debemos calcular³⁰

3.3.2.3.4 Calculo para el punto de apoyo P10

$$Ft = pv \times av$$

$$pv = 4.7238 \times V^2 d \times 10^{-6} \quad (daN / m)$$

$$pv = 4.7238 \times (120)^2 \times 10.11 \times 10^{-6}$$

$$pv = 0.688 \quad (daN / m)$$

El parámetro de presión del viento para nuestro caso de conductor ACSR 1/0 (Raven)

$$p_v = 0.688 \quad daN$$

Tabla 18 viento sobre los distintos conductores, velocidades Proyecto Tipo

Conductor	Velocidad (km/h)	P (daN/m)	P _v (daN/m)	P _a (daN/m)	μ (°)
477 MCM (Hawk)	120	0,956	1,482	1,764	57,18
	100		1,029	1,405	47,11
336,4 MCM (Linnet)	120	0,676	1,244	1,416	61,48
	100		0,864	1,097	51,95
266 MCM (Partridge)	120	0,535	1,109	1,232	64,25
	100		0,770	0,938	55,21
4/0 (Penguin)	120	0,433	0,973	1,065	66,01
	100		0,676	0,803	57,35
1/0 (Raven)	120	0,212	<u>0,688</u>	0,720	72,86
	100		0,478	0,522	66,05

Tomado Norma Tipo Memoria LAMT Pág. 92

³⁰ Verificar Capitulo 3 Tabla 14 de este mismo documento

El eolovano para P10 es la semi suma de los vanos P9=42; P10=42 adyacentes, igual a 42m

Los esfuerzos transversales debido a la presión del viento en P10 es igual

$$F_t = 0.688 \text{ daN} * 42 \text{ m}$$

$$F_t = 28.89 \text{ daN} \quad \text{Este es el esfuerzo para un solo hilo}$$

$$F_t = 28.89 \text{ daN} \quad \text{Este es el esfuerzo para el conductor neutro}$$

La razón de no sumarlo directamente al esfuerzo total de las dos fases, se debe al punto de aplicación, ya que se aplican a alturas diferentes y se debe determinar el esfuerzo equivalente con respecto al punto crítico del poste que se encuentra generalmente a 30 cm de la cogolla del poste, esta información la debe de suministrar el fabricante. El punto de aplicación se determina, según los manuales constructivos y este corresponde al punto de taladro u orificio donde se sujeta cada elemento de la estructura, en el caso de las fases al fijarse a los aisladores, se considera la aplicación, como la altura de fijación de los aisladores.

Para el caso de un alineamiento, la estructura Armado Simple Circuito Trifásico Alineación y Angulo <math> < 5^\circ </math> 13.2 KV ACSR 1/0 AWG

El punto de aplicación de las fases es a 10 mm de la cogolla del poste

El punto de aplicación del neutro es a 1115mm, este punto se determina según de cómo se utiliza la estructura y como se disponga la instalación de cada elemento de la misma

El traslado del esfuerzo equivalente a este punto crítico se calcula de la siguiente forma:

$$F_{eq} = F_t * \frac{hl - ha}{hl - he} \text{ (daN)}$$

$$F_{eq} = 28.89 \text{ daN} * \frac{8.95 - 0.10}{8.95 - 0.30}$$

$$F_{eq} = 28.89 \text{ daN} * \frac{8.85}{8.65}$$

$$F_{eq} = 29.46 \text{ daN} \quad \text{Esfuerzo equivalente en la fase.}$$

$$F_{eq} = 28.89 \text{ daN} * \frac{8.95 - 1.115}{8.95 - 0.30}$$

$$F_{eq} = 28.89 \text{ daN} * \frac{7.83}{8.65}$$

$F_{eq} = 26.01 daN$ Esfuerzo equivalente en el neutro.

3.3.2.3.4.1 Esfuerzo equivalente transversal Total

Será la suma de todos los esfuerzos calculados:

$$F_{eq} = 29.46 daN + 26.01 daN$$

$F_{eq} = 55.47 daN$ Valor que como usted bien puede observar puede soportar P10 con un poste auto soportado de 300 daN

Nota: Valor aproximado al obtenido en la tabla de calculos mecanicos, la diferencia radica en los numero de decimales utilizados.³¹

3.3.2.3.5 Calculo para el punto de apoyo P11

$$F_t = p_v \times a_v$$

El parámetro de presión del viento para nuestro caso de conductor ACSR 1/0 (Raven)

$$p_v = 0.688 daN$$

Nota: 33 es el semi vano entre P10=42 y P11=24; los esfuerzos transversales debido a la presión del viento en P11 es igual

$$F_t = 0.688 daN * 33m$$

$$F_t = 22.70 daN \text{ Este es el esfuerzo para un solo hilo}$$

$$F_t = 22.70 daN \text{ Este es el esfuerzo para el conductor neutro}$$

El traslado del esfuerzo equivalente a este punto crítico se calcula de la siguiente forma:

$$F_{eq} = F_t * \frac{hl - ha}{hl - he} (daN)$$

$$F_{eq} = 22.70 daN * \frac{8.95 - 0.10}{8.95 - 0.30}$$

$$F_{eq} = 22.70 daN * \frac{8.85}{8.65}$$

³¹ Ver ANEXO 3. CALCULOS MECANICOS

$F_{eq} = 23.15 daN$ Esfuerzo equivalente en la fase.

$$F_{eq} = 22.70 daN * \frac{8.95 - 1.115}{8.95 - 0.30}$$

$$F_{eq} = 22.70 daN * \frac{7.83}{8.65}$$

$F_{eq} = 20.43 daN$ Esfuerzo equivalente en el neutro.

3.3.2.3.5.1 Esfuerzo Equivalente Transversal Total

Será la suma de todos los esfuerzos calculados:

$$F_{eq} = 23.15 daN + 20.43 daN$$

$F_{eq} = 43.58 daN$ Valor que como usted bien puede observar puede soportar P11 con un poste auto soportado de 300 daN

3.3.2.3.6 Calculo para el punto de apoyo P12

$$F_t = p_v \times av$$

El parámetro de presión del viento para nuestro caso de conductor ACSR 1/0 (Raven)

$$p_v = 0.688 daN$$

Nota: 22 es el semi vano entre P11=24 y P12=20; los esfuerzos transversales debido a la presión del viento en P12 es igual

$$F_t = 0.688 daN * 22 m$$

$F_t = 15.13 daN$ Este es el esfuerzo para un solo hilo

$F_t = 15.13 daN$ Este es el esfuerzo para el conductor neutro

El traslado del esfuerzo equivalente a este punto crítico se calcula de la siguiente forma:

$$F_{eq} = F_t * \frac{hl - ha}{hl - he} (daN)$$

$$F_{eq} = 15.13 daN * \frac{8.95 - 0.10}{8.95 - 0.30}$$

$$F_{eq} = 15.13 daN * \frac{8.85}{8.65}$$

$F_{eq} = 15.43 daN$ Esfuerzo equivalente en la fase.

$$F_{eq} = 15.13 daN * \frac{8.95 - 1.115}{8.95 - 0.30}$$

$$F_{eq} = 15.13 daN * \frac{7.83}{8.65}$$

$F_{eq} = 13.16 daN$ Esfuerzo equivalente en el neutro.

3.3.2.3.6.1 Esfuerzo Equivalente Transversal Total

Será la suma de todos los esfuerzos calculados:

$$F_{eq} = 15.43 daN + 13.16 daN$$

$F_{eq} = 28.59 daN$ Valor que como usted bien puede observar puede soportar P12 con un esfuerzo nominal de 300 daN

3.3.2.3.7 Calculo para el punto de apoyo P9 aplica esfuerzo transversal y longitudinal.

3.3.2.3.7.1 Esfuerzo Transversal

$$F_t = p_v \times av$$

El parámetro de presión del viento para nuestro caso de conductor ACSR 1/0 (Raven)

$$p_v = 0.688 daN$$

Nota: 21 es el semi vano de P9; los esfuerzos transversales debido a la presión del viento en P9 es igual

$$F_t = 0.688 daN * 21 m$$

$F_t = 14.44 daN$ Este es el esfuerzo para un solo hilo

$F_t = 14.44 daN$ Este es el esfuerzo para el conductor neutro

El traslado del esfuerzo equivalente a este punto crítico se calcula de la siguiente forma:

$$F_{eq} = F_t * \frac{hl - ha}{hl - he} (daN)$$

$$F_{eq} = 14.44 daN * \frac{8.95 - 0.10}{8.95 - 0.30}$$

$$F_{eq} = 14.44 daN * \frac{8.85}{8.65}$$

$$F_{eq} = 14.72 daN \quad \text{Esfuerzo equivalente en la fase.}$$

$$F_{eq} = 14.44 daN * \frac{8.95 - 1.115}{8.95 - 0.30}$$

$$F_{eq} = 14.44 daN * \frac{7.83}{8.65}$$

$$F_{eq} = 12.99 daN \quad \text{Esfuerzo equivalente en el neutro.}$$

Ahora bien, el esfuerzo equivalente transversal total, será la suma de todos los esfuerzos calculados:

$$F_{eq} = 14.72 daN + 12.99 daN$$

$$F_{eq} = 27.71 daN$$

3.3.2.3.7.2 Esfuerzo Longitudinal

Con el vano regulador del cantón 5, buscamos la tensión máxima del conductor a una temperatura de 20 grados³²

$$Fl = T_{max} (daN)$$

$$Fl = 343.5 (daN)$$

$$Fl = 343.5 (daN) \quad \text{Esfuerzo equivalente en la fase}$$

$$Fl = 1 \times T_{max} (daN)$$

$$Fl = 1 \times 343.5 (daN)$$

$$Fl = 343.5 (daN) \quad \text{Esfuerzo equivalente en el Neutro}$$

³² Ver gráfico 16 cálculo del vano regulador y Tabla 15 Tense máximo para flecha mínima y tense mínimo para flecha máxima

3.3.2.3.7.2.1 Esfuerzo equivalente longitudinal total

$$F_{lequi} = \sum_{i=1}^n \frac{F_{li} \cdot y_{li}}{y_{equivalente}} \quad (\text{daN})$$

$$F_{leq} = ((343.50x(8.95 - 0.1)) / (8.95 - 0.3)) + ((343.50x(8.95 - 1.115)) / (8.95 - 0.3))$$

$$F_{leq} = (343x(8.85 / 8.65)) + (343x(7.83 / 8.65))$$

$$F_{leq} = 349.86 + 308.7$$

$F_{leq} = 658.56$ Valor que como usted bien puede observar puede soportar P9 con un esfuerzo nominal de 800 daN.

Nota: Es importante tomar en cuenta que los apoyos con armados en MT y BT se debe realizar el cálculo por separado, luego se debe sumar para determinar el esfuerzo longitudinal equivalente. En este apoyo resulto un esfuerzo equivalente de 1065 daN, por lo que instalaremos un poste de 800 daN más una retenida a compresión.³³

3.3.2.3.8 Calculo para el punto de apoyo P13 Fin de línea

3.3.2.3.8.1 Esfuerzo Transversal

$$F_t = p_v \times a_v$$

El parametro de presión del viento para nuestro caso de conductor ACSR 1/0 (RAVEN) $P_v = 0.688$ daN

Nota: 10 es el semi vano de P13; los esfuerzos transversales debido a la presión del viento en P13 es igual

$$F_t = 0.688 \text{ daN} * 10 \text{ m}$$

$$F_t = 6.88 \text{ daN} \quad \text{Este es el esfuerzo para un solo hilo}$$

$$F_t = 6.88 \text{ daN} \quad \text{Este es el esfuerzo para el conductor neutro}$$

$$F_{eq} = F_t * \frac{hl - ha}{hl - he} \quad (\text{daN})$$

$$F_{eq} = 6.88 \text{ daN} * \frac{10.3 - 0.10}{10.3 - 0.30}$$

³³ Ver ANEXO 3. CALCULOS MECANICOS, calculo cantón 5 y 11, apoyo 9

$$F_{eq} = 6.88 daN * \frac{10.2}{10}$$

$$F_{eq} = 7.01 daN \quad \text{Esfuerzo equivalente en la fase.}$$

$$F_{eq} = 6.88 daN * \frac{10.3 - 2.2}{10.3 - 0.30}$$

$$F_{eq} = 6.88 daN * \frac{8.1}{10}$$

$$F_{eq} = 5.57 daN \quad \text{Esfuerzo equivalente en el neutro.}$$

Ahora bien, el esfuerzo equivalente transversal total, será la suma de todos los esfuerzos calculados:

$$F_{eq} = 6.88 daN + 5.57 daN$$

$$F_{eq} = 12.45 daN$$

3.3.2.3.8.2 Esfuerzo Longitudinal

Con el vano regulador del cantón 5, buscamos la tensión máxima del conductor a una temperatura de 20 grados³⁴

$$Fl = T_{max}(daN)$$

$$Fl = 343.5 (daN) \quad \text{Para la fase}$$

$$Fl = 343.5 (daN) \quad \text{Para el conductor neutro del circuito}$$

El traslado del esfuerzo equivalente a este punto crítico se calcula de la siguiente forma:

$$F_{eq} = Ft * \frac{hl - ha}{hl - he} (daN)$$

$$F_{eq} = 343.5 daN * \frac{10.3 - 0.10}{10.3 - 0.30}$$

$$F_{eq} = 343.5 daN * \frac{10.2}{10}$$

³⁴ Ver gráfico 16 cálculo del vano regulador y Tabla 15 Tense máximo para flecha mínima y tense mínimo para flecha máxima

$F_{eq} = 350 daN$ Esfuerzo equivalente en la fase.

$$F_{eq} = 343.5 daN * \frac{10.3 - 2.2}{10.3 - 0.30}$$

$$F_{eq} = 343.5 daN * \frac{8,1}{10}$$

$F_{eq} = 278.23 daN$ Esfuerzo equivalente en el neutro.

3.3.2.3.3 Esfuerzo Equivalente Longitudinal Total

Será la suma de todos los esfuerzos calculados:

$$F_{eq} = 350 daN + 278.23 daN$$

$$F_{eq} = 628.23 daN$$

Nota: Es importante tomar en cuenta que los apoyos con armados en MT y BT se debe realizar el cálculo por separado, luego se debe sumar para determinar el esfuerzo longitudinal equivalente. En este apoyo resulto un esfuerzo equivalente de 628 daN, por lo que instalaremos un poste de 300 daN más una retenida a compresión.³⁵

3.3.2.4 Resultados Finales.

Tabla 19 Resultados Cálculos Mecánico Cantón 5

Cantón	5	Tipo	Calibre	Hilos	P viento	VR	T máx
Red MT		ACSR	1/0	1	0.688	36.44	343.50
Neutro		ACSR	1/0	1	0.688	170000	343.50
Red BT		Triplex				128	

Punto	Tipo	Cota Apoyo (m)	Esf Nominal (daN)	Altura libre (m)	Angulo Red (°)	Vano post (m)	Altura de Aplicación de Red				Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclajes			
							Fase (m)	Neutro (m)	Triplex (m)		Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equív	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equív
P9	AC	10.5	800	8.95	0.00	42	0.1	1.115			14.45	14.45	0.00	27.87	343.50	343.50	0.00	662.58
P10	AL	10.5	300	8.95	0.00	42	0.1	1.115			28.90	28.90	0.00	55.74	-	-	-	-
P11	AL	10.5	300	8.95	0.00	24	0.1	1.115			22.70	22.70	0.00	43.79	-	-	-	-
P12	AL	10.5	300	8.95	0.00	20	0.1	1.115			15.14	15.14	0.00	29.20	-	-	-	-
P13	FL	12	300	10.3	0.00		0.1	2.2			6.88	6.88	0.00	12.59	343.50	343.50	0.00	628.61

Tomado Anexo 2 de Este Documento

3.3.3 EJEMPLO CALCULO MECÁNICO EN MEDIA TENSIÓN

Explicaremos el cálculo de un apoyo con ángulo superior a 5 grados, en nuestro diseño por la tipología del terreno los apoyos fueron colocados en alineamiento. Para este ejercicio tomaremos valores con fines ilustrativos.

³⁵ Ver ANEXO 3. CALCULOS MECANICOS, calculo cantón 5 y 11, apoyo 9

3.3.3.1 Se tienen los siguientes datos del Tipo de Red

LAMT Monofásica ACSR 1/0 AWG, Neutro ACSR 1/0 AWG

3.3.3.2 Características mecánicas del conductor de fase y neutro

- 🚧 Nombre común: Raven
- 🚧 Carga de rotura: 1949 daN
- 🚧 Sección transversal: 62.44 mm²
- 🚧 Diámetro: 10.11 mm
- 🚧 Peso: 0.212 daN/m
- 🚧 Módulo de elasticidad: 8100 daN/mm²
- 🚧 Coef dilatación lineal: 19.1x10⁻⁶ °C⁻¹
- 🚧 Área: B (velocidad del viento > 120 km/h)
- 🚧 Zona: 1 (Altura menor de 2 000 m)

3.3.3.3 Definición de Cantones, vanos y tipos de apoyos

Seleccionamos el Cantón número 1 para explicar cómo se realizan los cálculos mecánicos; para este caso tenemos 5 apoyos; 2 en alineación, 2 fin de línea, 1 ángulos, las distribuciones de las distancias se reflejan en la siguiente tabla.

Tabla 20 Descripción Apoyos

Cantón	Inicio	Final	Vano	Angulo	Tipo
1	P1	P2	75m	0°	FL
	P2	P3	72m	30°	AG
	P3	P4	72m	0°	AL
	P4	P5	72m	0°	AL
	P5				FL

Fuente Propia

3.3.3.4 Cálculo de Vano de Regulación

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum a_i}}$$

$$a^3 = 75^3; 72^3; 72^3; 72^3$$

$$a_i = 75+72+72+72$$

$$\sqrt{(75)^3 + (72)^3 + (72)^3 + (72)^3 / 291} = 72.79$$

Tabla 21 Vano Regulador

Fuente Propia

Cantón	Inicio	Final	Vano	Angulo	Tipo	a ³
1	P1	P2	75	0°	FL	421875
	P2	P3	72	30°	AG	373248
	P3	P4	72	0°	AL	373248
	P4	P5	72	0°	AL	373248
	P5				FL	
Distancia del Canton			291			1541619
Vano regulador						72.79

Para este vano regulador, según las tablas obtenidas del Proyecto Tipo (que pueden obtenerse del programa Calmecón, siempre que se programe todas las variables consideradas en la Norma), se puede determinar el tense máximo para flecha mínima y el tense mínimo para flecha máxima:

Tabla 22 Tense máximo para flecha mina y tense mínimo para flecha

TABLA DE CALCULO MECANICO - Tense reducido																		
ZONA B																		
Raven																		
Sección (mm2):		62.5		T. Rotura (daN):		1949				Tensión Máxima (daN)		650						
Diámetro (mm):		10.1		CHS (10 °C):		17.00%				EDS (20 °C):		15.00%						
Peso unitario (daN/m):		0.21		Velocidad Viento (km/h):		120												
Módulo de elasticidad (daN/mm):		8100																
Coeficiente de dilatación (°C-1x1)		19.1																
VANO (m)	10 °C +V		5 °C		CHS 10 °C		EDS 20 °C		20 °C +V		50 °C		75 °C		Tensión Máxima (daN)		H	
	v:	h:	v:	h:	v:	h:	v:	h:	v:	h:	v:	h:	v:	h:	T	C.S.	Fmáx	Fmín
	T	f	T	f	T	%	T	%	T	f	T	f	T	f				
72	507.0	0.92	370.7	0.37	331.3	17.0%	261.7	13.4%	468.9	1.02	142.4	0.97	104.9	1.31	507.0	3.84	494.8	#####
73	509.6	0.94	370.4	0.38	331.3	17.0%	262.2	13.5%	461.8	1.04	143.5	0.98	106.1	1.33	509.6	3.82	500.3	#####
74	512.2	0.96	370.2	0.39	331.3	17.0%	262.6	13.5%	464.6	1.06	144.8	1.00	107.2	1.35	512.2	3.81	505.8	#####
75	514.7	0.98	370.0	0.40	331.3	17.0%	263.1	13.5%	467.4	1.08	146.1	1.02	108.4	1.38	514.7	3.79	511.2	#####
76	517.3	1.01	369.8	0.41	331.3	17.0%	263.6	13.5%	470.2	1.11	147.3	1.04	109.5	1.40	517.3	3.77	516.6	#####
77	519.9	1.03	369.6	0.43	331.3	17.0%	264.1	13.5%	473.0	1.13	148.5	1.06	110.7	1.42	519.9	3.75	522.0	#####
78	522.4	1.05	369.4	0.44	331.3	17.0%	264.6	13.5%	475.8	1.15	149.7	1.08	111.8	1.44	522.4	3.73	527.4	#####
79	524.9	1.07	369.2	0.45	331.3	17.0%	265.0	13.5%	478.6	1.17	150.8	1.10	112.9	1.47	524.9	3.71	532.7	#####
80	527.4	1.09	369.0	0.46	331.3	17.0%	265.5	13.6%	481.3	1.20	152.0	1.12	114.1	1.49	527.4	3.70	538.0	#####
81	529.9	1.11	368.7	0.47	331.3	17.0%	266.0	13.6%	484.0	1.22	153.2	1.14	115.2	1.51	529.9	3.68	543.3	#####
82	532.4	1.14	368.5	0.48	331.3	17.0%	266.4	13.7%	486.7	1.24	154.3	1.16	116.3	1.53	532.4	3.66	548.5	#####
83	534.9	1.16	368.3	0.50	331.3	17.0%	266.9	13.7%	489.4	1.27	155.5	1.17	117.4	1.56	534.9	3.64	553.7	#####
84	537.4	1.18	368.1	0.51	331.3	17.0%	267.3	13.7%	492.1	1.29	156.6	1.19	118.5	1.58	537.4	3.63	558.9	#####
85	539.8	1.20	367.9	0.52	331.3	17.0%	267.8	13.7%	494.8	1.31	157.7	1.21	119.6	1.60	539.8	3.61	564.0	#####

Tomado Anexo 3 de Este Documento

3.3.3.4.1 Los valores que nos interesan son

- ✚ El tense para flecha máxima, que se obtienen a la temperatura de 50°C que para este caso de un vano regulador de 55 m representa 142.4 daN
- ✚ El tense para flecha mínima, que se obtiene a la temperatura de 20°C más la sobrecarga del viento, que representa 461.6 daN

Para el cálculo del esfuerzo debemos verificar el tipo de Apoyo

Para apoyo con ángulo (P2) en la tabla 14 de este documento, se describen las fuerzas que debemos calcular³⁶

3.3.3.4.2 Calculo para el punto de apoyo P2

El parámetro de presión del viento para nuestro caso de conductor ACSR 1/0 (Raven)

$$p_v = 0.688 \text{ daN}$$

El eolovano para P3=75 P4=72 es la semi suma de los vanos adyacentes, igual a 73.5m

Los esfuerzos transversales debido a la presión del viento en P2 es igual

$$F_t = 0.688 * 73.5 * \cos^2(15^\circ) + 2 * 461.60 * \text{sen}(15^\circ)$$

$$F_t = 47.18 \text{ daN} + 238.94 \text{ daN}$$

$$F_t = 286.12 \text{ daN} \quad \text{Esfuerzo equivalente en la fase}$$

$$F_t = 0.688 * 73.5 * \cos^2(15^\circ) + 2 * 461.60 * \text{sen}(15^\circ)$$

$$F_t = 47.18 \text{ daN} + 238.94 \text{ daN}$$

$$F_t = 286.12 \text{ daN} \quad \text{Esfuerzo equivalente en el neutro}$$

Para el caso de un ángulo, la estructura Armado Simple Circuito Monofásico Anclaje y Angulo 5 - 30 grados 13.2 KV ACSR 1/0 AWG

El punto de aplicación de las fases es a 10 mm de la cogolla del poste

El punto de aplicación del neutro es a 1115 mm, este punto se determina según de cómo se utiliza la estructura y como se disponga la instalación de cada elemento de la misma

³⁶ Verificar Capitulo 3 Tabla 14 de este mismo documento

$$F_{eq} = 286.12 daN * \frac{8.95 - 0.10}{8.95 - 0.30}$$

$$F_{eq} = 286.12 daN * \frac{8.85}{8.65}$$

$F_{eq} = 291 daN$ Esfuerzo equivalente en la fase.

$$F_{eq} = 286.12 daN * \frac{8.95 - 1.115}{8.95 - 0.30}$$

$$F_{eq} = 286.12 daN * \frac{7.83}{8.65}$$

$F_{eq} = 257 daN$ Esfuerzo equivalente en la Neutro.

3.3.3.4.2.1.1 Esfuerzo Equivalente Transversal Total

Será la suma de todos los esfuerzos calculados:

$$F_{eq} = 291 daN + 257 daN$$

$$F_{eq} = 548 daN$$

3.3.3.4.3 Esfuerzo Longitudinal

Con el vano regulador del cantón 1, buscamos la tensión máxima del conductor a una temperatura de 20 grados³⁷

$$Fl = T max (daN)$$

$$Fl = 461.6 (daN)$$

$Fl = 461.6 (daN)$ Esfuerzo equivalente en la fase

$$Fl = T max (daN)$$

$$Fl = 461.6 (daN)$$

$Fl = 461.6 (daN)$ Esfuerzo equivalente en el Neutro

Ahora bien, el esfuerzo equivalente longitudinal total, será:

³⁷ Ver gráfico 16 cálculo del vano regulador y Tabla 15 Tense máximo para flecha mínima y tense mínimo para flecha máxima

$$F_{lequi} = \sum_{i=1}^n \frac{F_{li} \cdot y_{li}}{y_{equivalentej}} \quad (\text{daN})$$

$$F_{leq} = ((461.6x(8.95 - 0.1))/(8.95 - 0.3)) + ((461.6x(8.95 - 1.115))/(8.95 - 0.3))$$

$$F_{leq} = (461.6x(8.85 / 8.65) + (461.6x(7.83 / 8.65))$$

$$F_{leq} = 470.83 + 415.44$$

$F_{leq} = 886$ Valor que como usted bien puede observar no puede soportar un apoyo con un esfuerzo nominal de 800 daN necesitaríamos una retenida.

3.3.4 EJEMPLOS DE CÁLCULO MECANICO BT

3.3.4.1 Se tienen los siguientes datos del Tipo de Red:

LABT Triplex ACSR 1/0 AWG, Neutro ACSR 1/0 AWG

3.3.4.2 Características mecánicas del conductor de fase y neutro:

🚧 Nombre común:	Triplex
🚧 Carga de rotura:	1700 daN
🚧 Sección transversal:	53.51 mm ²
🚧 Diámetro:	27 mm
🚧 Peso:	0.631 daN/m
🚧 Módulo de elasticidad:	6000 daN/mm ²
🚧 Coef dilatación lineal:	19.6x10 ⁻⁶ °C ⁻¹
🚧 Área: B	(velocidad del viento > 120 km/h)
🚧 Zona: 1	(Altura menor de 2 000 m)

3.3.4.3 Definición de Cantones, vanos y tipos de apoyos:

Seleccionamos el Cantón número 12 para explicar cómo se realizan los cálculos mecánicos, en los anexos se detallan el resto de cantones, el cual no varía con respecto al caculo en M, las fórmulas para los esfuerzos horizontales y longitudinal son los mismo; lo que varía es el dato de tensado máximo del conductor triplex, el cual se debe consultar en las tablas del proyecto tipo³⁸.

Para este caso tenemos

Tabla 23 Descripción de los Apoyos

cinco apoyos; 5 en alineación, 2 fin de línea, las distribuciones de las distancias se reflejan en la siguiente tabla.

Canton	Apoyo		Vano (m) post	Tipo Apoyo	Angulo (°) Red
12	P13.19	P13.18	40	FL	0,00
	P13.18	P13.17	42	AL	0,00
	P13.17	P13.16	24	AL	0,00
	P13.16	P13.15	24	AL	0,00
	P13.15	P13.14	40	AL	0,00
	P13.14	P13.13	35	AL	0,00
	P13.13			FL	0,00

Fuente Propia

3.3.4.3.1 Cálculo de Vano de Regulación:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum a_i}}$$

$$a^3 = 40; 42;24;24;40;35$$

$$a_i = 40+42+24+24+40+35$$

$$\sqrt{(40)^3 + (42)^3 + (24)^3 + (24)^3 + (40)^3 + (35)^3 / 205} = 36.47$$

³⁸ Tomado Memoria LABT documento 2 Tabla de Calculo mecánico tendido de conductor triplex página 80

Tabla 24 Calculo del Vano Regulador

Canton	Apoyo		Vano (m) post	Tipo Apoyo	Angulo (°) Red	a ³
12	P13.19	P13.18	40	FL	0,00	64000
	P13.18	P13.17	42	AL	0,00	74088
	P13.17	P13.16	24	AL	0,00	13824
	P13.16	P13.15	24	AL	0,00	13824
	P13.15	P13.14	40	AL	0,00	64000
	P13.14	P13.13	35	AL	0,00	42875
	P13.13			FL	0,00	0
Distancia del Canton			205			272611
Vano Regulador						36,47

Fuente Propia

Para este vano regulador, según las tablas obtenidas del Proyecto Tipo, se puede determinar le tense máximo para flecha mínima y el tense mínimo para flecha máxima:

Tabla 25 Tense máximo para flecha mina y tense mínimo para flecha máxima

Tabla de Cálculo Mecánico - Triplex 1/0
Zona 2 - Tense 500 daN

Sección resistente [mm²]: 53,51
 Diámetro del haz [mm]: 27
 Peso unitario [daN/m]: 0,631
 Módulo de elasticidad (°C-1x10⁻⁶): 6000

T. Rotura [daN]: 1700
 T. Máxima [daN]: 567
 Velocidad del viento [km/h]: 120

Vano (m)	10 °C+V		-5 °C		20 °C+V		50 °C		T máx [daN]	F máx [m]
	p2:	f	p2:	f	p2:	f	p2:	f		
5	396,7	0,02	500,0	0,00	326,7	0,02	105,3	0,02	500,0	0,02
10	416,2	0,06	500,0	0,02	353,6	0,07	125,5	0,06	500,0	0,07
15	442,4	0,12	500,0	0,04	386,6	0,14	145,6	0,12	500,0	0,14
20	471,5	0,21	500,0	0,06	420,8	0,23	164,3	0,19	500,0	0,23
25	500,0	0,30	498,1	0,10	453,4	0,33	180,6	0,27	500,0	0,33
30	500,0	0,44	452,6	0,16	459,5	0,48	176,6	0,40	500,0	0,48
35	500,0	0,59	403,6	0,24	464,9	0,64	173,7	0,56	500,0	0,64
40	500,0	0,78	355,4	0,36	469,3	0,83	171,5	0,74	500,0	0,83
45	500,0	0,98	312,6	0,51	473,4	1,04	169,9	0,94	500,0	1,04

Tomado Anexo 10 de Este

3.3.4.3.2 Los valores que nos interesan son:

- ✚ El tense para flecha máxima, que se obtienen a la temperatura de 50°C que para este caso de un vano regulador de 36.47 m representa 173.7 daN
- ✚ El tense para flecha mínima, que se obtiene a la temperatura de 20°C más la sobrecarga del viento, que representa 464.9 daN
- ✚ Para determinar la flecha máxima y mínima, buscar el vano regulador con el valor más aproximado, en este caso el vano regulador era de 36.47, se ubicaba entre 35 y 40 en la tabla 19, tomamos el valor más cercano, siendo vano 35 metros

3.3.4.3.3 Cálculo para el punto de apoyo P13.17

$$F_t = p_v \times av$$

Tabla 26 Presión del viento/conductores

Conductor	Veloc del Viento (km/h)	Peso del Cond (daN/m)	Presión del Viento (daN/m)
477 MCM (Hawk)	120 km/h	0,956	1,482
336,4 MCM (Linnet)	120 km/h	0,676	1,244
266 MCM (Partridge)	120 km/h	0,535	1,109
4/0 (Penguin)	120 km/h	0,433	0,973
1/0 (Raven)	120 km/h	0,212	0,688
#2 (Sparrow)	120 km/h	0,184	0,545
Cuádruplex 4/0	120 km/h	1,570	2,721
Triplex 4/0	120 km/h	1,189	2,381
Cuádruplex 1/0	120 km/h	0,870	2,245
Triplex 1/0	120 km/h	0,631	1,837
Triplex #2	120 km/h	0,351	1,428

Tomado Disnorte - Dissur

El parámetro de presión del viento para nuestro caso de conductor ACSR 1/0 (Raven)

$$p_v = 1.837 \text{ daN}$$

Nota: 33 es el semi vano entre P13.17=24 y P13.18=42; los esfuerzos transversales debido a la presión del viento en P13.17 es igual

$$F_t = 1.837 \text{ daN} * 33 \text{ m}$$

$$F_t = 60.62 \text{ daN}$$

Este es el esfuerzo para un solo hilo, considerando que el triplex su apoyo en el poste en unico.

El traslado del esfuerzo equivalente a este punto crítico se calcula de la siguiente forma³⁹:

$$F_{eq} = F_t * \frac{hl - ha}{hl - he} (daN)$$

$$F_{eq} = 60.62 daN * \frac{8.95 - 0.10}{8.95 - 0.30}$$

$$F_{eq} = 60.62 daN * \frac{8.85}{8.65}$$

$$F_{eq} = 61.83 daN \quad \text{Esfuerzo equivalente en triplex, lo puede soportar un poste de 300 daN}$$

³⁹ Ver resultados de los cálculos mecánicos en archivo magnético anexo 2

3.3.4.3.1 Esfuerzo Equivalente Transversal Total

Será la suma de todos los esfuerzos calculados:

$$F_{eq} = 60.62 daN + 61.83 daN$$

$F_{eq} = 122.45 daN$ Valor que como usted bien puede observar puede soportar P13.17 con un esfuerzo nominal de 300 daN

3.4 VANOS DE REGULACIÓN

Con los resultados de los cálculos mecánicos debemos volcar la información a la tabla de vanos de regulación, donde se detallan el tipo de apoyo inicial y final, longitud del cantón, vano de regulación, tense de flecha máxima, tense de flecha mínima calculado a una temperatura 20°C A 50°C, esto último es extraído de cálculo tabla Calmecon con el dato del vano regulador de cada cantón. En los anexos, memoria digital, los campos de la tabla, están con comentarios que indican el origen, para que lo reflejen por apoyo.

Tabla 27 Vanos de Regulación

Cantón Nº	Apoyo Inicial	Apoyo Final	Longitud cantón (m)	Vano de Regulación (m)	Tense de Flecha máxima (daN) (1)	Tense de Flecha mínima (daN) (2)	Parámetro de Flecha máxima (mm) (1)	Parámetro de Flecha mínima (mm) (2)
1	P1	P6	275	55	119.5	407.60	0.67	0.67
2	P6	P7	25	25	67.9	303.5	0.24	0.19
3	P7	P29	454	59.78	126.6	423.2	0.75	0.77
4	P8	P9	12	11.7	35.4	254.1	0.09	0.04
5	P9	P13	128	36.4	88.9	343.5	0.39	0.34

Tomado Disnorte - Dissur

3.5 CARACTERISTICA DE LOS APOYOS

Se detallan todos los apoyos, especificando Angulo apoyo, cota apoyo, altura libre, vano anterior, vano posterior, esfuerzo transversal y longitudinal, estos datos se obtienen de los cálculos mecánicos por cantones. En los anexos, memoria digital, los campos de la tabla, están con comentarios que indican el origen, para que lo reflejen por apoyo.

Tabla 28 Característica de los apoyos

Apoyo Nº	Tipo de Apoyo	Angulo Apoyo (°)	Cota Apoyo (m)	Altura Libre (m)	Vano anterior (m)	Vano posterior (m)	Esfuerzo Máx Transversal (daN)	Esfuerzo Máx Longitudinal (daN)
P13.12	AL	0.00	9	7.6	40	20	56.62	0.00
P13.13	FL	0.00	9	7.6	35	0	33.03	477.23
P13.14	AL	0.00	9	7.6	40	35	55.68	0.00
P13.15	AL	0.00	9	7.6	40	20	60.39	0.00
P13.16	AL	0.00	9	7.6	20	24	45.30	0.00
P13.17	AL	0.00	9	7.6	24	42	62.28	0.00
P13.18	AL	0.00	9	7.6	42	40	77.38	0.00
P13.19	FL	0.00	9	7.6	40	0	37.75	477.23

Tomado Disnorte - Dissur

3.6 TABLA DE TENDIDO

La tabla de tendido permite obtener resultados de esfuerzo mecánico de tendido del conductor con temperaturas de 20 a 50 grados centígrados, a esto se le conoce como hipótesis de cálculo, los cuales son resultados de los apoyos en un cantón, el vano regulador y el peso del conductor, sea primario o secundario. La hipótesis de tendido nos permite determinar el tense del conductor según la temperatura ambiente, estos datos se extraen de las tablas calculo tendido Calmecon, calculo tendido triplex 1/0, las cuales están anexadas al documento. En los anexos, memoria digital, los campos de la tabla, están con comentarios que indican el origen, para que lo reflejen por apoyo.

Tabla 29 Tendido del Conductor

DATOS DE LINEA Y CONDUCTOR																					
Linea	Canton			Conductor		Zona	V.I.R.=	Tensiones en:			Flechas en:										
TENDIDO MT	I			Raven		B	55	daN			metros										
Peso:	0.21	Apoyo inicial		P1				Apoyo Final		P6											
Tabla de cálculo																					
Vano de regulacion (m)	10°C +V			20°C+V			50° C			HIPOTESIS DE CALCULO											
	T	f		T	f		T	f		T	f		T	f							
55	460.8	0.59		407.6	0.67		119.5	0.67													
Tabla de Tendido																					
Vano reg (m)	Vanos	5 °C		10 °C		15 °C		20 °C		25 °C		30 °C		35 °C		40 °C		45 °C		50 °C	
		T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f
55	55	0.0	0.00	331.3	0.24	290.8	0.27	253.3	0.31	219.67	0.36	190.74	0.42	166.74	0.48	147.34	0.54	131.85	0.60	116	0.58

Tomado Disnorte - Dissur

3.7 DISEÑO DE PLANOS

Plano de localización: contiene cartografía del terreno, mapa referencia, límite de propiedades, del cliente, casas, numero de lotes, cercos, carreteras, caminos, trochas, ríos, lomas, precipicios, etc.

Plano de Media tensión: contiene red de media tensión a instalar (postes, líneas, retenidas, transformadores) y red de media tensión existente (detallar punto de entronque, estructuras existentes y/o a modificar).

Plano de Baja tensión: contiene red de baja tensión a instalar (postes, líneas, retenidas, transformadores) y red de baja tensión existente y/o a modificar.

Plano de Alumbrado Público: contiene red de alumbrado a instalar, luminarias y contactores.

Plano de Estaqueo y tablas de coordenadas: el diseñador deberá llenar y presentar el formato de estaqueo, en este documento se deberá reflejar la siguiente información:

- a. Ubicación de postes. (Nombre del poste y coordenadas)
- b. Detalle de estructuras en media tensión a instalar, existentes y/o a modificar.
- c. Detalle de estructuras en baja tensión a instalar, existentes y/o a modificar.
- d. Detalle de retenidas a instalar, indicando el punto específico y el tipo de retención a instalar en cada punto.

- e. Detalle de luminarias a instalar, indicando el punto específico y cantidad de luminarias a instalar en cada punto.
- f. Detalle de todas y cada una de las estructuras que se deberán ser aterrizadas con electrodo y conductor de puesta a tierra.
- g. Detalle del o los conductores a instalar en todas y cada una de las estructuras, ya sean líneas primarias, secundarias o combinación de ambos.
- h. Indicar el ángulo de cada una de las estructuras primarias y secundarias ya sea en alineamiento (de cero a 5 grados) o ángulo (mayor a 5 grados).

Los planos serán ubicados en ANEXO 28. PLANOS MT, BT, ALUMBRADO PÚBLICO

3.8 ESTAQUEO

En el sitio de construcción de obra, la ubicación de los postes y anclajes deberá ser señalado a través de estacas, las cuales serán enumeradas en orden formal. Las estacas deberán pintarse de colores llamativo amarillo o rojo, para luego iniciar con la excavación.

Para el señalamiento de ancla, deberá efectuarse colocando la posición de la estaca en el lugar donde debe aparecer, a nivel del suelo la varilla de anclaje, por tanto, la perforación del hoyo para la colocación del bloque ha de hacerse más alejado del poste que la estaca de anclaje, a una distancia que varié dependiendo de la longitud de la varilla y siguiendo una dirección radial con respecto al sitio del poste.

El estaqueo realizado especifica los tipos de armados de los apoyos, con sus coordenadas X;Y lo que permitirá posicionar los postes en el sitio correcto en correspondencia a la ubicación del plano diseñado.

El diseñador deberá tomar en cuenta los tipos de armados en la normativa Tipo para MT, BT y alumbrado público, básicamente se resumen de la siguiente manera:

- a. Verificar el ángulo que hace la línea en el apoyo MT, los rangos son 5° ; $5^{\circ}-30^{\circ}$; $30^{\circ}-60^{\circ}$; $60^{\circ}-90^{\circ}$; fines de línea
- b. Verificar el ángulo que hace la línea en el apoyo BT, los rangos son 30° ; $30^{\circ}-90^{\circ}$; $60^{\circ}-90^{\circ}$; fines de línea.

Identificado el tipo de ángulo y red, seleccionar el tipo de armado, el cual consiste en vestir el poste para la fijación de la red y herrajes. El diseñador deberá tomar en cuenta que existen armados para el triplex con apoyos MT y no debe utilizar los armados BT. Todos los postes mayores a 500 daN deber ir hormigonado y los transformadores deben ser ubicados donde no exista ángulos, ya que esto dificulta la operación y mantenimiento.

La elección de un tipo de cimentación⁴⁰ u otro dependerá del tipo de terreno y de la maquinaria disponible. Cuando las condiciones de la línea o del suelo así lo requieran, se realizará una cimentación con aporte de hormigón. En las cimentaciones con aporte de hormigón se realizará una solera en el fondo de la cimentación a una altura de 0.15 m.

Se instalarán retenidas en aquellos apoyos que estén sometidos a cargas mayores que las que puedan soportar sin comprometer el coeficiente de seguridad permitido. Sin embargo, se recomienda reducir su número al mínimo posible. Si es económicamente viable se dará preferencia a las construcciones con cimentaciones monobloque de hormigón y sin retenidas. Se instalarán retenidas en todos los apoyos de ángulo (mayor a 5°) y de fin de línea con el objeto de alcanzar vanos de una longitud adecuada, manteniendo el coeficiente de seguridad. Las características de las retenidas (número de anclas y cables, tipo de fijación del cable al apoyo, etc.) variarán en función del conductor, del armado y de la configuración de la línea.

La hoja de estaqueo se ubica ANEXO 3. ESTAQUEO NORMA TIPO

3.9 PRESUPUESTO

Una forma común de elaborar un presupuesto es presentar los distintos tipos de gastos (categorías de costo) y los ingresos (fondos disponibles o que deben recaudarse) en una hoja de cálculo simple, por ejemplo, en Microsoft Excel.

3.9.1 QUE DEBE CONTENER UN PRESUPUESTO

- a. Gastos Previstos: Todas las personas que cobran un salario por trabajar, pueden indicarse los costos directos (salarios) e indirectos (impuestos y seguros del personal)
- b. Costos Operacionales: Son los costos relacionados directamente con la ejecución de los trabajos.
- c. Materiales: Este dependerá de los materiales, costo y cantidad de cada uno de ellos. Lo primero es realizar **la lista de recursos materiales**, para esto hay que pensar que cosas necesitamos para cada una de las actividades que vamos a realizar.
- d. Administración: Son los gastos cotidianos de gestión de los trabajos, por ejemplo, alquiler de espacios de oficina, electricidad, papelería, teléfonos.
- e. Herramientas y equipos de protección personal: Los equipos que se utilizarán en los trabajos, bajo un costo por día en relación a los meses que se amortizan los equipos, es decir la depreciación versus el costo unitario de los equipos.

⁴⁰ Memoria LAMT norma Tipo documento 4 página 74 ítem Cimentaciones

- f. **Movilización y Transporte:** Se especifica los gastos fijos y variables a incurrir tales como combustible, depreciación de vehículo, seguro y mantenimiento.
- g. **Utilidad:** Porcentaje fijado por el ejecutor de la obra el cual percibirá al restar todos los gastos de la ejecución de la obra.

3.9.2 VARIABLES CONTEMPLADAS EN EL PRESUPUESTO

- a. **Financiamiento:** Se incluye 3% sobre el valor de la obra, el cual deberá asumir el cliente como resultado de algún atraso para inicio de la obra según la fecha establecida.
- b. **Administración:** Se define un 13% los cuales cubren los costos cotidianos de gestión de los trabajos.
- c. **Utilidad:** Valor a percibir por el contratista por la ejecución de la obra, restando los gastos directos e indirectos.

3.9.3 CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS

Teniendo en cuenta el cronograma de trabajo, debemos sacar en claro cuántos días se necesitarán para la obra, esto determinará el número de técnicos; si debemos tomar en cuenta que entre menor el número de días en ejecutar la obra, la utilidad será mayor, en nuestro presupuesto todos los gastos se proyectaron a mes por día, para tener una mejor referencia de cuanto nos cuesta por día la ejecución de la obra.

3.9.4 VALOR TOTAL DEL PROYECTO

Aquí se suma el costo de todos y cada uno de los recursos que necesitamos para el proyecto.⁴¹El valor total del proyecto, puede no ser idéntico al monto solicitado. Por ejemplo, el monto solicitado puede ser sólo una parte del valor total. La organización que presenta el proyecto puede aportar los gastos materiales, otra institución puede aportar los recursos humanos. Así, finalmente, quién presenta el proyecto sólo solicita el monto equivalente al costo de los recursos materiales. Los otros aportes, se denominan APORTE LOCAL o contraparte. El proyecto contempla la venta de 264 lotes, con precio de venta \$4,000 para un valor

Tabla 30 Presupuesto del Proyecto

Dias	10,0
Tasa Cambio Dólar	28,77
Sub- Total General	262,07
Financiamiento (3%)	7,86
Administración (13%)	34,07
Utilidad (12%)	31,45
Imprevistos (2%)	5,24
Gran Total	340,68
Gran Total (C\$)	98.015,02
Materiales (C\$)	1.282.392,64
Mano de Obra (C\$)	631.626,22
Costo Proyecto (C\$)	1.914.018,86
Utilidad (C\$)	533.611,20

VAN	TIR
231553.2	14%

Fuente Propia

⁴¹ Tomado Anexo 5 Presupuesto, de este mismo documento

neto de \$1,056,000. Recuerden, tenemos que poner precio a todo, incluso a las donaciones que nos hagan o a la mano de obra comunitaria si la hay.

3.10 ESTUDIO IMPACTO AMBIENTAL

El estudio de impacto ambiental se define como el documento donde se plasma la identificación y valoración de los impactos (efectos) potenciales de proyectos, planes, programas o acciones normativas relativas a los componentes físico-químicos, bióticos, culturales y socioeconómicos del entorno, que forman parte de la Evaluación de Impacto Ambiental. Bajo este concepto general y tomando en cuenta el entorno de un mundo globalizado, en el cual la defensa al medio ambiente es un tema de primera línea en cada región y país, los gobiernos han incluido en sus respectivas legislaciones la obligatoriedad de realizar Estudios de Impacto ambiental para cumplir con la autorización respectiva de las actividades a desarrollar. En Nicaragua, la temática ambiental se rige por la ley 217 de 2 mayo 1996, Ley General del medio Ambiente y los Recursos Naturales, la cual tiene por objeto establecer las normas de conservación, protección, mejoramiento y restauración del medio ambiente y los recursos naturales que lo integran, asegurando su uso racional y sostenible. El principio de derecho ambiental el que contamina paga, también fue incluido en la Ley General de Medio Ambiente y los Recursos Naturales. La ley General de medio Ambiente y Recursos Naturales declara la obligatoriedad de realizar los Estudios de Impacto Ambiental en toda obra o actividad de proyecto público o privado, previo a su ejecución y en la etapa de Estudio de Factibilidad obligatorio para las industrias de distribución eléctrica. También crea un sistema de incentivos y beneficios fiscales destinados a las personas individuales o jurídicas que colaboren con el desarrollo sustentable que posteriormente ha sido regulado mediante decretos o resoluciones. El 22 de diciembre 2006 se publicó en la gaceta decreto No 76-2006 Sistema de Evaluación Ambiental anexando disposiciones generales y clasificando en grupos I,II,III el tipo de estudio de impacto ambiental a realizar, en nuestro caso no aplica pero dejamos una reseña histórica del uso del suelo, flora y fauna. Los terrenos donde se desarrollará el proyecto se ubica en las coordenadas X: 515130 Y: 1372423, se identifica bajo el nombre Las Cuchillas, se le llama así porque quedaron entre tres carreteras, León Managua, León Chinandega, fueron zonas algodonerías en los años 70, en pequeñas porciones y zona de pastoreo de ganado y árboles frutales principalmente de mango, sus propietarios han sido varios entre ellos; Zediles Arguello, Juana Padilla, Jorge Arguello, y poco a poco se fue fraccionando. En el año 1975 se ubicó la primera zona residencial llamada Colonia Universidad, con condiciones máxima para la época, con una única característica, carecía de transporte público. Luego se ubicaron quintas como de Don Jorge Arguello que luego le vendió al PROMIS 11 manzanas y media de tierra.

Se determina que el impacto ambiental afectaría el aspecto visual, por la instalación de los postes y cables; las vías de acceso son de terracería, con las lluvias pueden sufrir erosión y dificultar el

acceso. Los arboles existente son frutales por lo que no corremos el riesgo que deben conservarse, las especies de animales en peligro de extinción no hay en la zona.

CONCLUSIONES

La metodología utilizada para el diseño de la red monofásica de la residencial Santiago de los Caballeros permitirá dar una guía a todo diseñador interesado en presentar antes las distribuidoras de electricidad Disnorte – Dissur cualquier proyecto de construcción de redes, sea para una urbanización, mejora de red o ampliación de red. Se anexo al documento una recopilación de normativas las cuales son útiles para dimensionar adecuadamente la red, respetando los estándares de seguridad y calidad, esto debido al mercado actual que exige una continuidad del servicio. Todos los cálculos realizados en el diseño, se tomó como referencia el Proyecto Tipo, aconsejo a todo interesado en leerla, para su correcta aplicación. Destacamos que el Proyecto Tipo anexa todas las pruebas de control de calidad que deben realizarle a los materiales, así como la norma para la elaboración de los materiales, siendo ANSI, ASTM y Guide the desing and use of concrete poles editado por la Amarican Society of Civil Engineers (ASCE)

Los diseños en su etapa de desarrollo, se deben tomar en cuenta dos aspectos importantes, contar con el plano topográfico (donde se refleje áreas verdes, aceras, banquetas, calles y límites de lotes) y el censo de carga por vivienda, esto les permitirá dimensionar el número de transformadores, apoyos, y distancia de la red MT y BT; con estos datos podrán solicitar a Disnorte – Dissur un estudio de conectividad según el circuito y punto seleccionado para entroncarse; recalamos que de esto dependerá la necesidad de convertir una red monofásica a trifásica si fuera solicitado por la distribuidora; de no tenerlo previsto significaría un gasto que quizás no estaba contemplado en los costos iniciales del diseño.

El presupuesto calculado para este proyecto se tomó en cuenta todos los gastos fijos (herramientas, equipos de seguridad, administración de personal, combustible entre otros) y los materiales a utilizar, sobre este último aplicamos un porcentaje de costo a percibir del proyecto del 30%, al restar los gastos fijos obtendrá la utilidad neta del proyecto.

El impacto ambiental elaborado en este documento brinda una generalidad sobre el tipo de suelo, especies de animales, tipo de árboles existente en el lugar donde se ejecutará el proyecto como sus linderos; debemos tomar en consideración si la topografía del terreno es propensa a inundaciones o se ubica donde existió paso de afluentes de aguas, es importante la lectura de la ley 217 la cual dicta los criterios a tomar en cuenta para el estudio del impacto ambiental.

La bibliografía utilizada en este proyecto es de referencia con otros países con similitudes en cuanto a los niveles de voltaje y metodología de construcción, la cual permite a través de la experiencia adquiridas por otros diseñadores la forma más óptima de aprovechar las distancias en dependencia de la ubicación de las viviendas.

ANEXOS

ANEXO 1. CAIDAS DE VOLTAJE

UNIVERSIDAD NACIONAL INGENIERIA UNI													
CALCULO DE CAIDA DE TENSION													
Programa de cálculo de Caída de Tensión en Redes de Baja Tensión (120 V, 208 V, 240 V, 120/240 V) Transformador 1													
AREA DE SELECCIÓN DE DATOS GLOBALES E INFORMACIÓN DE PARAMETROS BASICOS PARA EL CALCULO													
Tipo de Red BT:	Singular	Caída Tensión Permisible (Rural)			Niveles de electrificación:			Coef. de Simultaneidad:					
Nivel de Electricif.:	Medio	C.de T. máx. total:	5%	Bajo	Medio	Alto	No. Sumin.	1	2 a 4	5 a 15	> 15		
Factor de Potencia:	0.9	C.de T. máx. en línea:	4,2 %	Rural:	0.90	1.60	2.40	Coeficiente	1	0.8	0.6	0.4	
Pot. Singular(Kw):	230,00	C.de T. máx. en acom.:	0,8 %	Urbana:	3.60	4.80	6.00	Singular: Indicar valor de potencia total en watts, calculada del censo de carga sin aplicar factor de coincidencia					
Potencia (Kw):	0,230	Caída Tensión Permisible (Urbana)											
		C.de T. máx. total:	5%										
		Comentarios:	Normas U.F										
AREA DE SELECCIÓN Y LLENADO DE DATOS							AREA DE RESULTADOS						
Pto. Inicial	Pto. final	Línea o acometida	Fases	Tensión (V)	Clientes Existentes	Conductor tramo	Nº clientes tramo	Longitud tramo (m)	Potencia tramo (kW)	Intensidad tramo (A)	Z/cos θ de la línea (ψ)	Caída de T. tramo (%)	C. de T. Acumulada final (%)
P0	P13	Línea	1F	240/120	0	Cu 3 x 1/0	96	1.50	9.8	45.1	0.427	0.0	0.0
P13	P13.22	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	84	10.75	8.6	40.0	0.652	0.2	0.2
P13.22	P13.1	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	36	6.63	4.2	19.6	0.652	0.1	0.3
P13.1	P13.2	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	32	40.00	3.9	17.9	0.652	0.4	0.6
P13.2	P13.5	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	28	17.17	3.5	16.2	0.652	0.1	0.8
P13.5	P13.6	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	12	47.40	1.9	8.7	0.652	0.2	1.0
P13.6	P13.7	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	8	42.00	1.3	6.2	0.652	0.1	1.1
P13.7	P13.8	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	4	42.00	0.8	3.6	0.652	0.1	0.9
P13.5	P13.4	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	12	40.00	1.9	8.7	0.652	0.2	1.0
P13.4	P13.3	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	6	42.00	1.1	4.9	0.652	0.1	0.3
P13.22	P11	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	12	36.74	1.9	8.7	0.652	0.2	0.5
P11	P10	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	8	P42	1.3	6.2	0.652	0.1	0.1
P10	P9	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	4	P42	0.8	3.6	0.652	0.1	0.2
P13.22	P13.10	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	12	P51	1.9	8.7	0.652	0.2	0.4
P13.10	P13.9	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	6	P42	1.1	4.9	0.652	0.1	0.5
P13.22	P13.11	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	36	P13	4.2	19.6	0.652	0.1	0.7
P13.11	P13.12	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	32	40.00	3.9	17.9	0.652	0.4	1.0
P13.12	P13.21	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	28	6.66	3.5	16.2	0.652	0.1	0.6
P13.21	P13.17	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	12	36.71	1.9	8.7	0.652	0.2	0.8
P13.17	P13.18	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	8	42	1.3	6.2	0.652	0.1	0.9
P13.18	P13.19	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	4	40	0.8	3.6	0.652	0.1	1.0
P13.21	P13.14	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	12	50.74	1.9	8.7	0.652	0.2	1.2
P13.14	P13.13	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	6	35	1.1	4.9	0.652	0.1	1.3
P13.21	P13.20	Línea	1F	240/120	0	Trip. 1/0	4	13.34	0.8	3.6	0.652	0.0	1.3

ANEXO 3. CALCULOS MECANICOS

Calculos Mecanicos Media Tesión.

Cantón	1	Tipo	Calibre	Hilos	P viento	VR	T máx
Red MT		ACSR	1/0	1	0.688	55.00	407.50
Neutro		ACSR	1/0	1	0.688	831875	407.50
Red BT		Triplex				275	

Punto	Tipo	Cota Apoyo (m)	Esf Nominal (daN)	Altura libre (m)	Angulo Red (°)	Vano post (m)	Altura de Aplicación de Red			Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclajes			
							Fase (m)	Neutro (m)	Triplex (m)	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv
P1	AC	10.5	300	8.95	0.00	55	0.1	1.115		18.92	18.92	0.00	36.49	407.50	407.50	0.00	786.03
P2	AL	10.5	300	8.95	0.00	55	0.1	1.115		37.84	37.84	0.00	72.99	-	-	-	-
P3	AL	10.5	300	8.95	0.00	55	0.1	1.115		37.84	37.84	0.00	72.99	-	-	-	-
P4	AL	10.5	300	8.95	2.00	55	0.1	1.115		52.06	52.06	0.00	100.41	-	-	-	-
P5	AL	10.5	300	8.95	0.00	55	0.1	1.115		37.84	37.84	0.00	72.99	-	-	-	-
P6	AC	10.5	800	8.95	0.00		0.1	1.115		18.92	18.92	0.00	36.49	407.50	407.50	0.00	786.03

RETENIDA VERTICAL

Cantón	2	Tipo	Calibre	Hilos	P viento	VR	T máx
Red MT		ACSR	1/0	1	0.688	25.00	67.90
Neutro		ACSR	1/0	1	0.688	15625	67.90
Red BT		Triplex				25	

Punto	Tipo	Cota Apoyo (m)	Esf Nominal (daN)	Altura libre (m)	Angulo Red (°)	Vano post (m)	Altura de Aplicación de Red			Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclajes			
							Fase (m)	Neutro (m)	Triplex (m)	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv
P6	AC	10.5	800	8.95	0.00	25	0.1	1.115		8.60	8.60	0.00	16.59	67.90	67.90	0.00	130.97
P7	AC	10.5	300	8.95	0.00	0	0.1	1.115		8.60	8.60	0.00	16.59	67.90	67.90	0.00	130.97

Vano no retenado

Cantón	3	Tipo	Calibre	Hilos	P viento	VR	T máx
Red MT		ACSR	1/0	1	0.688	59.78	423.20
Neutro		ACSR	1/0	1	0.688	162224	423.20
Red BT		Triplex				454	

Punto	Tipo	Cota Apoyo (m)	Esf Nominal (daN)	Altura libre (m)	Angulo Red (°)	Vano post (m)	Altura de Aplicación de Red			Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclajes			
							Fase (m)	Neutro (m)	Triplex (m)	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv
P7	AC	10.5	300	8.95	0.00	61	0.1	1.115		20.98	20.98	0.00	40.48	423.20	423.20	0.00	816.31
P8	AL	10.5	300	8.95	0.00	60	0.1	1.115		41.62	41.62	0.00	80.29	-	-	-	-
P14	AL	10.5	300	8.95	0.00	59	0.1	1.115		40.94	40.94	0.00	78.96	-	-	-	-
P15	AL	10.5	300	8.95	3.00	60	0.1	1.115		63.07	63.07	0.00	121.66	-	-	-	-
P16	AL	10.5	300	8.95	0.00	64	0.1	1.115		42.66	42.66	0.00	82.28	-	-	-	-
P21	AL	10.5	300	8.95	0.00	64	0.1	1.115		44.03	44.03	0.00	84.93	-	-	-	-
P22	AL	10.5	300	8.95	0.00	60	0.1	1.115		42.66	42.66	0.00	82.28	-	-	-	-
P23	AL	10.5	300	8.95	0.00	26	0.1	1.115		29.58	29.58	0.00	57.06	-	-	-	-
P29	FL	10.5	300	8.95	0.00		0.1	1.115		8.94	8.94	0.00	17.25	423.20	423.20	0.00	816.31

RETENIDA VERTICAL

RETENIDA VERTICAL

Calculos Cantones Unicamente de la Baja Tensión

Cantón	10	Tipo	Calibre	Hilos	P viento	VR	T máx
Red MT		ACSR				42.79	
Neutro		ACSR				390087	
Red BT		Triplex	1/0	1	1.837	213	473.40

Punto	Tipo	Cota Apoyo (m)	Esf Nominal (daN)	Altura libre (m)	Angulo Red (°)	Vano post (m)	Altura de Aplicación de Red (m)	Fase	Neutro (m)	Triplex (m)	Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclajes			
											Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv
P13.8	FL	9	500	7.6		42				0.1	0.00	0.00	38.58	39.63	0.00	0.00	473.40	486.37
P13.7	AL	9	300	7.6	0.00	42				0.1	0.00	0.00	77.15	79.27	-	-	-	-
P13.6	AL	9	500	7.6	0.00	47				0.1	0.00	0.00	81.75	83.99	-	-	-	-
P13.5	AL	9	300	7.6	0.00	40				0.1	0.00	0.00	79.91	82.10	-	-	-	-
P13.4	AL	9	300	7.6	0.00	42				0.1	0.00	0.00	75.32	77.38	-	-	-	-
P13.3	FL	9	500	7.6	0.00					0.1	0.00	0.00	38.58	39.63	0.00	0.00	473.40	486.37

Cantón	11	Tipo	Calibre	Hilos	P viento	VR	T máx
Red MT		ACSR				38.30	
Neutro		ACSR				313912	
Red BT		Triplex	1/0	1	1.837	214	469.50

Punto	Tipo	Cota Apoyo (m)	Esf Nominal (daN)	Altura libre (m)	Angulo Red (°)	Vano post (m)	Altura de Aplicación de Red (m)	Fase	Neutro (m)	Triplex (m)	Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclajes			
											Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv
P9	AC	10.5	800	8.95		42				1.535	0.00	0.00	38.58	33.07	0.00	0.00	469.50	402.47
P10	AL	10.5	300	8.95	0.00	42				1.535	0.00	0.00	77.15	66.14	-	-	-	-
P11	AL	10.5	300	8.95	0.00	24				1.535	0.00	0.00	60.62	51.97	-	-	-	-
P12	AL	10.5	300	8.95	0.00	24				1.535	0.00	0.00	44.09	37.79	-	-	-	-
P13	AL	12	300	10.3	0.00	40				2.62	0.00	0.00	58.78	45.15	-	-	-	-
P13.10	AL	9	300	7.6	0.00	42				0.1	0.00	0.00	60.62	62.28	-	-	-	-
P13.9	FL	9	500	7.6	0.00					0.1	0.00	0.00	38.58	39.63	0.00	0.00	469.50	482.36

Cantón	12	Tipo	Calibre	Hilos	P viento	VR	T máx
Red MT		ACSR				36.47	
Neutro		ACSR				272611	
Red BT		Triplex	1/0	1	1.837	205	464.50

Punto	Tipo	Cota Apoyo (m)	Esf Nominal (daN)	Altura libre (m)	Angulo Red (°)	Vano post (m)	Altura de Aplicación de Red (m)	Fase	Neutro (m)	Triplex (m)	Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclajes			
											Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv
P13.19	FL	9	500	7.6		40				0.1	0.00	0.00	36.74	37.75	0.00	0.00	464.50	477.23
P13.18	AL	9	300	7.6	0.00	42				0.1	0.00	0.00	75.32	77.38	-	-	-	-
P13.17	AL	9	300	7.6	0.00	24				0.1	0.00	0.00	60.62	62.28	-	-	-	-
P13.16	AL	9	300	7.6	0.00	24				0.1	0.00	0.00	44.09	45.30	-	-	-	-
P13.15	AL	9	300	7.6	0.00	40				0.1	0.00	0.00	58.78	60.39	-	-	-	-
P13.14	AL	9	300	7.6	0.00	35				0.1	0.00	0.00	54.19	55.68	-	-	-	-
P13.13	FL	9	500	7.6	0.00					0.1	0.00	0.00	32.15	33.03	0.00	0.00	464.50	477.23

Cantón 13		Tipo	Calibre	Hilos	P viento	VR	T máx										
Red MT		ACSR				37.86											
Red Neutro		ACSR				303824											
Red BT		Triplex	1/0	1	1.837	212	469.50										
Punto	Tipo	Cota Apoyo (m)	Esf Nominal (daN)	Altura libre (m)	Angulo Red (°)	Vano post (m)	Altura de Aplicación de Red (m)	Fase Neutro (m)	Triplex (m)	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv
P20.11	FL	9	500	7.6		40			0.1	0.00	0.00	36.74	37.75	0.00	0.00	469.50	482.36
P20.10	AL	9	300	7.6	0.00	42			0.1	0.00	0.00	75.32	77.38	-	-	-	-
P20.9	AL	9	300	7.6	0.00	24			0.1	0.00	0.00	60.62	62.28	-	-	-	-
P20.8	AL	9	300	7.6	0.00	24			0.1	0.00	0.00	44.09	45.30	-	-	-	-
P20.7	AL	9	300	7.6	0.00	40			0.1	0.00	0.00	58.78	60.39	-	-	-	-
P20.6	AL	9	300	7.6	0.00	42			0.1	0.00	0.00	60.62	62.28	-	-	-	-
P20.5	FL	9	500	7.6	0.00				0.1	0.00	0.00	38.58	39.63	0.00	0.00	469.50	482.36

Cantón 14		Tipo	Calibre	Hilos	P viento	VR	T máx										
Red MT		ACSR				32.89											
Red Neutro		ACSR				246612											
Red BT		Triplex	1/0	1	1.837	228	464.90										
Punto	Tipo	Cota Apoyo (m)	Esf Nominal (daN)	Altura libre (m)	Angulo Red (°)	Vano post (m)	Altura de Aplicación de Red (m)	Fase Neutro (m)	Triplex (m)	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv
P17	FL	10.5	800	8.95		35			1.535	0.00	0.00	32.15	27.56	0.00	0.00	464.90	398.52
P18	AL	10.5	300	8.95	0.00	35			1.535	0.00	0.00	64.30	55.12	-	-	-	-
P19	AL	10.5	300	8.95	0.00	35			1.535	0.00	0.00	64.30	55.12	-	-	-	-
P20	AL	12	800	10.3	0.00	27			2.62	0.00	0.00	56.95	43.74	-	-	-	-
P20.15	AL	9	300	7.6	0.00	32			0.1	0.00	0.00	54.19	55.68	-	-	-	-
P20.14	AL	9	300	7.6	0.00	32			0.1	0.00	0.00	54.19	55.68	-	-	-	-
P20.13	AL	9	300	7.6	0.00	32			0.1	0.00	0.00	58.78	60.39	-	-	-	-
P20.12	FL	9	500	7.6	0.00				0.1	0.00	0.00	29.39	30.20	0.00	0.00	464.90	477.64

Cantón 15		Tipo	Calibre	Hilos	P viento	VR	T máx										
Red MT		ACSR				36.57											
Red Neutro		ACSR				267488											
Red BT		Triplex	1/0	1	1.837	200	464.90										
Punto	Tipo	Cota Apoyo (m)	Esf Nominal (daN)	Altura libre (m)	Angulo Red (°)	Vano post (m)	Altura de Aplicación de Red (m)	Fase Neutro (m)	Triplex (m)	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv
P20.24	FL	9	500	7.6	0.00	42			0.1	0.00	0.00	38.58	39.63	0.00	0.00	464.90	477.64
P20.23	AL	9	300	7.6	0.00	42			0.1	0.00	0.00	77.15	79.27	-	-	-	-
P20.22	AL	9	300	7.6	0.00	24			0.1	0.00	0.00	60.62	62.28	-	-	-	-
P20.21	AL	9	300	7.6	0.00	24			0.1	0.00	0.00	44.09	45.30	-	-	-	-
P20.20	AL	9	300	7.6	0.00	26			0.1	0.00	0.00	45.93	47.18	-	-	-	-
P20.19	AL	9	300	7.6	0.00	42			0.1	0.00	0.00	60.62	62.28	-	-	-	-
P20.18	FL	9	500	7.6					0.1	0.00	0.00	38.58	39.63	0.00	0.00	464.90	477.64

Cantón	22	Tipo	Calibre	Hilos	P viento	VR	T máx
Red MT		ACSR				34.64	
Neutro		ACSR				144000	
Red BT		Triplex	1/0	1	1.837	120	464.90

Punto	Tipo	Cota Apoyo (m)	Esf Nominal (daN)	Altura libre (m)	Angulo Red (°)	Vano post (m)	Altura de Aplicación de Red				Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclajes			
							Fase (m)	Neutro (m)	Triplex (m)		Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv
P13.20	FL	9	500	7.6		20			0.1	0.00	0.00	18.37	18.87	0.00	0.00	464.90	477.64	
P13.12	AL	9	300	7.6	0.00	40			0.1	0.00	0.00	55.11	56.62	-	-	-	-	
P13.11	AL	9	300	7.6	0.00	20			0.1	0.00	0.00	55.11	56.62	-	-	-	-	
P13.1	AL	9	300	7.6	0.00	40			0.1	0.00	0.00	55.11	56.62	-	-	-	-	
P13.2	AC	9	500	7.6	0.00				0.1	0.00	0.00	36.74	37.75	0.00	0.00	464.90	477.64	

Cantón	23	Tipo	Calibre	Hilos	P viento	VR	T máx
Red MT		ACSR				17.14	
Neutro		ACSR				5035.38	
Red BT		Triplex	1/0	1	1.837	17	164.30

Punto	Tipo	Cota Apoyo (m)	Esf Nominal (daN)	Altura libre (m)	Angulo Red (°)	Vano post (m)	Altura de Aplicación de Red				Esfuerzo Transversal por Red				Esfuerzo Longitudinal en Anclajes			
							Fase (m)	Neutro (m)	Triplex (m)		Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv	Fases (daN)	Neutro (daN)	Triplex (daN)	Total Equiv
P13.2	AC	9	500	7.6	0.00	17			0.1	0.00	0.00	15.74	16.17	0.00	0.00	164.30	168.80	
P13.5	AC	9	300	7.6	0.00				0.1	0.00	0.00	15.74	16.17	0.00	0.00	164.30	168.80	

Vanos de Regulación

Cantón N°	Apoyo Inicial	Apoyo Final	Longitud cantón (m)	Vano de Regulación (m)	Tense de Flecha máxima (daN) (1)	Tense de Flecha mínima (daN) (2)	Parámetro de Flecha máxima (mm) (1)	Parámetro de Flecha mínima (mm) (2)
1	P1	P6	275	55	119.5	407.60	0.67	0.67
2	P6	P7	25	25	67.9	303.5	0.24	0.19
3	P7	P29	454	59.78	126.6	423.2	0.75	0.77
4	P8	P9	12	11.7	35.4	254.1	0.09	0.04
5	P9	P13	128	36.4	88.9	343.5	0.39	0.34
6	P17	P20	105	35	87.1	339.9	0.37	0.32
7	P16	P17	19	18.6	52.7	277.8	0.16	0.1
8	P23	P24	19	18.8	52.7	277.8	0.16	0.1
9	P24	P28	132	36.5	88.9	343.5	0.39	0.34
10	P13.8	P13.3	213	42.79	169.9	473.4	0.94	1.04
11	P9	P13.9	214	38.3	171.5	469.5	0.74	0.83
12	P13.19	P13.13	205	36.47	173.5	464.9	0.56	0.64
13	P20.11	P20.5	212	37.86	173.5	464.9	0.56	0.64
14	P17	P20.12	228	32.89	173.5	464.9	0.56	0.64
15	P20.24	P20.18	200	36.57	173.5	464.9	0.56	0.64
16	P28.11	P28.5	214	38.3	171.4	469.5	0.74	0.83
17	P24	P28.12	214	38.3	171.4	469.5	0.74	0.83
18	P28.21	P28.16	218	43.9	169.9	473.4	0.94	1.04
19	P28.15	P28.3	120	34.64	173.7	464.9	0.56	0.64
20	P28.15	P28.18	17	17.14	420.8	164.3	0.19	0.23
21	P20.25	P20.3	151	33.5	173.7	464.9	0.56	0.64
22	P13.20	P13.2	120	34.64	173.7	464.9	0.56	0.64
23	P13.2	P13.5	17	17.14	420.8	164.3	0.19	0.23

Notas:

(1) Se comparan las Hipótesis a 50°C y a 20°C más sobrecarga del viento (120 km/h)

(2) Se consideran los parámetros de la hipótesis a 50°C

Característica Apoyos

Apoyo N°	Tipo de Apoyo	Angulo Apoyo (°)	Cota Apoyo (m)	Altura Libre (m)	Vano anterior (m)	Vano posterior (m)	Esfuerzo Máx Transversal (daN)	Esfuerzo Máx Longitudinal (daN)
P1	AC	0.00	10.5	8.95	21	55	36.49	786.03
P2	AL	0.00	10.5	8.95	55	55	72.99	0.00
P3	AL	0.00	10.5	8.95	55	55	72.99	0.00
P4	AL	2.00	10.5	8.95	55	55	100.41	0.00
P5	AL	0.00	10.5	8.95	55	55	72.99	0.00
P6	AC	0.00	10.5	8.95	55	25	53.08	917.00
P7	AC	0.00	10.5	8.95	25	60	57.06	947.28
P8	AL	0.00	10.5	8.95	60	60	88.05	68.28
P9	AC	0.00	10.5	8.95	11.7	42	68.70	1133.33
P10	AL	0.00	10.5	8.95	42	42	121.88	0.00
P11	AL	0.00	10.5	8.95	42	24	95.76	0.00
P12	AL	0.00	10.5	8.95	24	24	66.99	0.00
P13	FL	0.00	12	10.3	24	40	68.60	628.61
P13.1	AL	0.00	9	7.6	20	40	56.62	0.00
P13.2	AC	0.00	9	7.6	40	17	53.92	646.44
P13.3	FL	0.00	9	7.6	42	0	39.63	486.37
P13.4	AL	0.00	9	7.6	40	42	77.38	0.00
P13.5	AL	0.00	9	7.6	40	47	98.27	168.80
P13.6	AL	0.00	9	7.6	47	42	83.99	0.00
P13.7	AL	0.00	9	7.6	42	42	79.27	0.00
P13.8	FL	0.00	9	7.6	42	0	39.63	486.37
P13.9	FL	0.00	9	7.6	42	0	39.63	482.36
P13.10	AL	0.00	9	7.6	40	42	62.28	0.00
P13.11	AL	0.00	9	7.6	40	20	56.62	0.00
P13.12	AL	0.00	9	7.6	40	20	56.62	0.00
P13.13	FL	0.00	9	7.6	35	0	33.03	477.23
P13.14	AL	0.00	9	7.6	40	35	55.68	0.00
P13.15	AL	0.00	9	7.6	40	20	60.39	0.00
P13.16	AL	0.00	9	7.6	20	24	45.30	0.00
P13.17	AL	0.00	9	7.6	24	42	62.28	0.00
P13.18	AL	0.00	9	7.6	42	40	77.38	0.00
P13.19	FL	0.00	9	7.6	40	0	37.75	477.23

Apoyo Nº	Tipo de Apoyo	Angulo Apoyo (°)	Cota Apoyo (m)	Altura Libre (m)	Vano anterior (m)	Vano posterior (m)	Esfuerzo Máx Transversal (daN)	Esfuerzo Máx Longitudinal (daN)
P13.20	FL	0.00	9	7.6	20	0	18.87	477.64
P14	AL	0.00	10.5	8.95	60	60	78.96	0.00
P15	AL	3.00	10.5	8.95	60	60	121.66	0.00
P16	AL	0.00	10.5	8.95	60	63	94.62	101.65
P17	AC	0.00	10.5	8.95	18	35	63.12	1155.81
P18	AL	0.00	10.5	8.95	35	35	101.56	0.00
P19	AL	0.00	10.5	8.95	35	35	101.56	0.00
P20	FL	0.00	12	10.3	35	27	126.82	622.02
P20.1	AL	0.00	9	7.6	27	40	63.23	0.00
P20.2	AL	0.00	9	7.6	40	20	56.62	0.00
P20.3	FL	0.00	9	7.6	20	0	18.87	477.64
P20.5	FL	0.00	9	7.6	42	0	39.63	482.36
P20.6	AL	0.00	9	7.6	40	42	62.28	0.00
P20.7	AL	0.00	9	7.6	23	40	60.39	0.00
P20.8	AL	0.00	9	7.6	24	24	45.30	0.00
P20.9	AL	0.00	9	7.6	24	42	62.28	0.00
P20.10	AL	0.00	9	7.6	42	40	77.38	0.00
P20.11	FL	0.00	9	7.6	40	0	37.75	482.36
P20.12	FL	0.00	9	7.6	32	0	30.20	477.64
P20.13	AL	0.00	9	7.6	32	32	60.39	0.00
P20.14	AL	0.00	9	7.6	32	32	55.68	0.00
P20.15	AL	0.00	9	7.6	32	27	55.68	0.00
P20.16	AL	0.00	9	7.6	27	40	63.23	0.00
P20.17	AL	0.00	9	7.6	40	20	60.39	0.00
P20.18	FL	0.00	9	7.6	42	0	39.63	477.64
P20.19	AL	0.00	9	7.6	26	42	62.28	0.00
P20.20	AL	0.00	9	7.6	23	26	47.18	0.00
P20.21	AL	0.00	9	7.6	23	24	45.30	0.00
P20.22	AL	0.00	9	7.6	24	42	62.28	0.00
P20.23	AL	0.00	9	7.6	42	42	79.27	0.00
P20.24	FL	0.00	9	7.6	42	0	39.63	477.64
P20.25	FL	0.00	9	7.6	20	0	22.65	477.64

Tabla Tendido

DATOS DE LINEA Y CONDUCTOR																					
Linea		Canton				Conductor				Zona		V.I.R.=				Tensiones en:				Flechas en:	
TENDIDO MT		1				Raven				B		55				daN				metros	
Peso: 0.21		Apoyo inicial P1				Apoyo Final P6															
Tabla de cálculo																					
HIPOTESIS DE CALCULO																					
Vano de regulacion (m)		10°C +V		20°C+V		50° C															
55		T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f
		460.8	0.59	407.6	0.67	119.5	0.67														
Tabla de Tendido																					
HIPOTESIS DE TENDIDO																					
Vano reg (m)		5 °C		10 °C		15 °C		20 °C		25 °C		30 °C		35 °C		40 °C		45 °C		50 °C	
55		T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f
55		0.0	0.00	331.3	0.24	290.8	0.27	253.3	0.31	219.67	0.36	190.74	0.42	166.74	0.48	147.34	0.54	131.85	0.60	136	0.58
DATOS DE LINEA Y CONDUCTOR																					
Linea		Canton				Conductor				Zona		V.I.R.=				Tensiones en:				Flechas en:	
TENDIDO MT		2				Raven				B		25.00				daN				metros	
Peso: 0.21		Apoyo inicial P6				Apoyo Final P7															
Tabla de cálculo																					
HIPOTESIS DE CALCULO																					
Vano de regulacion (m)		10°C +V		20°C+V		50° C															
25		T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f
		374.6	0.2	303.5	0.19	67.9	0.24														
Tabla de Tendido																					
HIPOTESIS DE TENDIDO																					
Vano reg (m)		5 °C		10 °C		15 °C		20 °C		25 °C		30 °C		35 °C		40 °C		45 °C		50 °C	
25		T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f
25		0.0	0.00	331.3	0.05	284.9	0.06	239.6	0.06	196.35	0.07	176.49	0.09	149.4	0.10	128.08	0.11	111.74	0.12	99.251	0.12

DATOS DE LINEA Y CONDUCTOR

Línea	Canton	Conductor	Zona	V.I.R.=	Tensiones en:	Flechas en:
TENDIDO MT	3	Raven	1	59.78	daN	metros
Peso: 0.21	Apoyo inicial	P7				
	Apoyo Final	P29				

Tabla de cálculo		HIPOTESIS DE CALCULO																			
Vano de regulacion (m)	10°C +V		20°C+V		50° C																
	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	
59.78	474.8	0.68	423.2	0.77	126.6	0.75															

Tabla de Tendido

		HIPOTESIS DE TENDIDO																			
Vano reg (m)	Vanos	5 °C		10 °C		15 °C		20 °C		25 °C		30 °C		35 °C		40 °C		45 °C		50 °C	
		T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f
59.78	61	0.0	0.00	331.3	0.29	292.2	0.34	256.3	0.39	224.33	0.44	196.89	0.51	174.03	0.59	155.37	0.66	140.25	0.74	127.96	0.72
	60	0.0	0.00	331.3	0.29	292.0	0.32	255.8	0.37	223.55	0.43	195.88	0.50	172.85	0.57	154.06	0.64	138.88	0.72	126.59	0.69
	59	0.0	0.00	331.3	0.28	291.7	0.31	255.3	0.36	222.79	0.42	194.87	0.48	171.64	0.55	152.75	0.62	137.5	0.69	125.19	0.67
	64	0.0	0.00	331.3	0.32	292.9	0.37	257.8	0.42	226.6	0.49	199.87	0.56	177.53	0.64	159.2	0.73	144.25	0.82	132.04	0.79
	26	0.0	0.00	331.3	0.05	285.1	0.06	240.0	0.07	197.04	0.08	157.91	0.09	124.95	0.11	99.846	0.12	82.159	0.13	69.928	0.13

DATOS DE LINEA Y CONDUCTOR

Línea	Canton	Conductor	Zona	V.I.R.=	Tensiones en:	Flechas en:
TENDIDO MT	4	Raven	B	11.7	daN	metros
Peso: 0.21	Apoyo inicial	P8				
	Apoyo Final	P9				

Tabla de cálculo		HIPOTESIS DE CALCULO																			
Vano de regulacion (m)	10°C +V		20°C+V		50° C																
	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	
11.7	341.6	0.03	254.1	0.04	35.4	0.09															

Tabla de Tendido

		HIPOTESIS DE TENDIDO																			
Vano reg (m)	Vanos	5 °C		10 °C		15 °C		20 °C		25 °C		30 °C		35 °C		40 °C		45 °C		50 °C	
		T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f
11.7	12	0.0	0.00	331.3	0.01	283.5	0.01	235.9	0.01	188.96	0.02	143.45	0.02	101.7	0.02	68.917	0.03	48.91	0.03	38.003	0.03

DATOS DE LINEA Y CONDUCTOR

Línea	Canton	Conductor	Zona	V.I.R.=	Tensiones en:	Flechas en:
TENDIDO MT	5	Raven	B	36.44	daN	metros
Peso:	0.21	Apoyo inicial	P9			
		Apoyo Final	P13			

Tabla de cálculo		HIPOTESIS DE CALCULO																			
Vano de regulacion (m)	10°C +V		20°C+V		50° C																
	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	
36.44344934	406.0	0.29	343.5	0.34	88.9	0.39															

Tabla de Tendido

Tabla de Tendido		HIPOTESIS DE TENDIDO																			
Vano reg (m)	Vanos	5 °C		10 °C		15 °C		20 °C		25 °C		30 °C		35 °C		40 °C		45 °C		50 °C	
		T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f
36.4434493	42	0.0	0.00	331.3	0.14	287.9	0.16	246.9	0.18	209.31	0.21	176.49	0.24	149.4	0.28	128.08	0.31	111.74	0.35	99.251	0.34
	24	0.0	0.00	331.33	0.05	284.77	0.05	239.26	0.06	195.67	0.07	155.63	0.08	121.65	0.09	95.854	0.10	77.951	0.11	65.817	0.11
	20	0.0	0.00	331.33	0.03	284.25	0.04	237.94	0.04	193.09	0.05	151.19	0.06	114.97	0.06	87.49	0.07	69.081	0.08	57.193	0.08

DATOS DE LINEA Y CONDUCTOR

Línea	Canton	Conductor	Zona	V.I.R.=	Tensiones en:	Flechas en:
TENDIDO MT	6	Raven	B	35.00	daN	metros
Peso:	0.21	Apoyo inicial	P17			
		Apoyo Final	P20			

Tabla de cálculo		HIPOTESIS DE CALCULO																			
Vano de regulacion (m)	10°C +V		20°C+V		50° C																
	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	
35	403.1	0.27	339.9	0.32	87.1	0.37															

Tabla de Tendido

Tabla de Tendido		HIPOTESIS DE TENDIDO																			
Vano reg (m)	Vanos	5 °C		10 °C		15 °C		20 °C		25 °C		30 °C		35 °C		40 °C		45 °C		50 °C	
		T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f	T	f
35	35	0.0	0.00	331.3	0.10	286.6	0.11	243.7	0.13	203.76	0.15	168.41	0.17	139.13	0.19	116.45	0.22	99.579	0.24	87.125	0.24

ANEXO 3. ESTAQUEO NORMA TIPO

HOJA DE ESTAQUEO - UF				
PUNTO	PE	COORDENADAS	X =	
			y =	
Descripción				
1		SE DEBE RETIRAR EL ARMADO:		
1		ARM SIMPLE CIRC. MONOFASICO FIN DE LINEA 13.2 KV ACSR 1/0		
1		SE INSTALARÁ EL ARMADO:		
1		ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFASICO ANCLAJE Y ANGULO 30 - 60 GRADOS 13.2 KV ACSR 1/0		
1		EXISTE UN POSTE DE CONCRETO 500daN DE 12 METROS		
1		ARM SIMPLE CIRC. MONOFASICO FIN DE LINEA 13.2 KV ACSR 1/0		
1		MONTAJE CONJUNTO RETENIDA DE 3/8" CON ASILADOR TENSOR 13.2 KV		
1		PUESTA A TIERRA ANILLO CERRADO PARA POSTE DE HORMIGON HASTA 14 METROS		
1		TRANSFORMADOR DE 10 KVA 3540_84411		
1		ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFASICO ANCLAJE Y ANGULO 30 - 60 GRADOS 13.2 KV ACSR 1/0		
1		EXISTE HORMIGONEADO PARA APOYO DE 500daN		

HOJA DE ESTAQUEO - UF				
PUNTO	P1	COORDENADAS	X =	515152.0627
			y =	1372418.5000
Descripción				
1	POSTE DE CONCRETO 10.5 METROS 300 DAN			
1	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFASICO ANCLAJE Y ANGULO 30 - 60 GRADOS 13.2 KV ACSR 1/0			
1	MONTAJE CONJUNTO RETENIDA DE 3/8" CON ASILADOR TENSOR 13.2 KV			
1	UNA PUESTA TIERRA POSTE DE HORMIGON HASTA 14 METROS			

HOJA DE ESTAQUEO - UF				
PUNTO	P2	COORDENADAS	X =	515205.3881
			y =	1372404.8762
Descripción				
1	POSTE DE CONCRETO 10.5 METROS 300 DAN			
1	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFASICO ALINEACION Y ANGULO MENOR 5 GRADOS 13.2 KV ACSR 1/0			

HOJA DE ESTAQUEO - UF				
PUNTO	P3	COORDENADAS	X =	515258.4945
			y =	1372390.5117
Descripción				
1	POSTE DE CONCRETO 10.5 METROS 300 DAN			
1	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFASICO ALINEACION Y ANGULO MENOR 5 GRADOS 13.2 KV ACSR 1/0			

HOJA DE ESTAQUEO - UF				
PUNTO	P4	COORDENADAS	X =	515311.7793
			y =	1372376.7507
Descripción				
1	POSTE DE CONCRETO 10.5 METROS 300 DAN			
1	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFASICO ALINEACION Y ANGULO MENOR 5 GRADOS 13.2 KV ACSR 1/0			

HOJA DE ESTAQUEO - UF				
PUNTO	P5	COORDENADAS	X =	515365.5394
			y =	1372364.5976
Descripción				
1	POSTE DE CONCRETO 10.5 METROS 300 DAN			
1	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFASICO ALINEACION Y ANGULO MENOR 5 GRADOS 13.2 KV ACSR 1/0			

HOJA DE ESTAQUEO - UF				
PUNTO	P6	COORDENADAS	X =	515419.4409
			y =	1372352.9228
Descripción				
1	POSTE DE CONCRETO 10.5 METROS 800 DAN			
1	HORMIGONADO PARA APOYO DE 800 DAN			
1	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFASICO ANCLAJE Y ANGULO 30 - 60 GRADOS 13.2 KV ACSR 1/0			
1	UNA PUESTA TIERRA POSTE DE HORMIGON HASTA 14 METROS			

HOJA DE ESTAQUEO - UF				
PUNTO	P8	COORDENADAS	X =	515504.8348
			y =	1372344.6278
Descripción				
1	POSTE DE CONCRETO 10.5 METROS 300 DAN			
1	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFASICO ALINEACION Y ANGULO MENOR 5 GRADOS 13.2 KV ACSR 1/0			
1	ARM SIMPLE CIRC. MONOFASICO FIN DE LINEA 13.2 KV KV ACSR 1/0			
1	PUESTA TIERRA POSTE DE HORMIGON HASTA 14 METROS			

HOJA DE ESTAQUEO - UF				
PUNTO	P7	COORDENADAS	X =	515444.5043
			y =	1372351.3273
Descripción				
1	POSTE DE CONCRETO 10.5 METROS 300 DAN			
1	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFASICO ANCLAJE Y ANGULO 30 - 60 GRADOS 13.2 KV ACSR 1/0			
1	MONTAJE CONJUNTO RETENIDA 3/8 '' 13.2 KV			
1	PUESTA TIERRA POSTE DE HORMIGON HASTA 14 METROS			

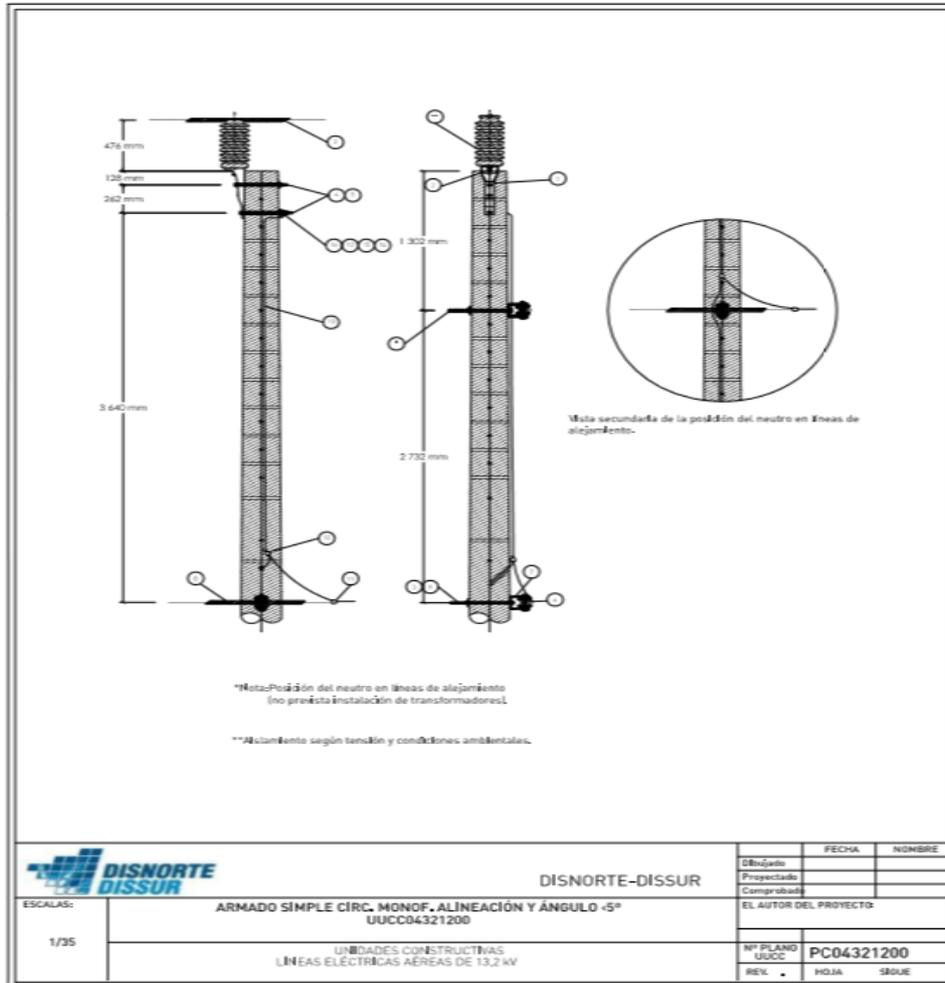
HOJA DE ESTAQUEO - UF				
PUNTO	P9	COORDENADAS	X =	515514.8871
			y =	1372350.6171
Descripción				
1	POSTE DE CONCRETO 10.5 METROS 800 daN			
1	HORMIGONADO PARA APOYO DE 800 daN			
1	MONTAJE CONJUNTO RETENIDA 3/8 '' 13.2 KV			
1	ARM SIMPLE CIRCUITO MONOFASICO ANGULO 30 A 60°,ACSR 13.2 KV ACSR 1/0			
1	ARMADO B.T FIN DE LINEA PARA NEUTRO FIADOR EN POSTE M.T 1/0			
1	UNA PUESTA TIERRA POSTE DE HORMIGON HASTA 14 METROS			

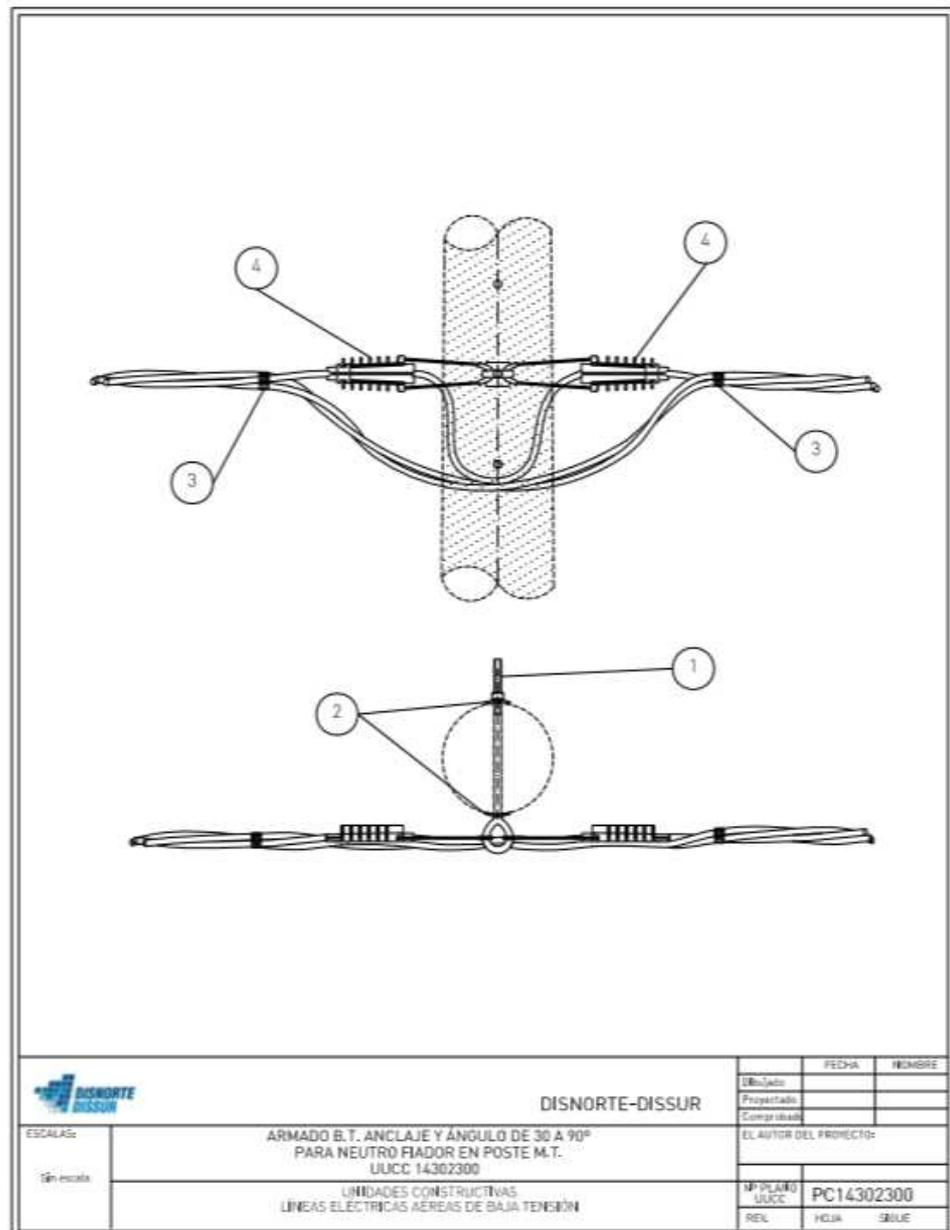
HOJA DE ESTAQUEO - UF				
PUNTO	P13.7	COORDENADAS	X =	515460.8898
			y =	1372400.0803
Descripción				
1	POSTE DE CONCRETO 9 METROS 300 DAN			
1	LUMINARIA TIPO COBRA 150 WATT HPS 240V (BRAZ 6´´)			
1	ARM BT ALINEACION Y ANG HASTA 30° P/NEUTRO FIADOR #6 EN POSTE BT			

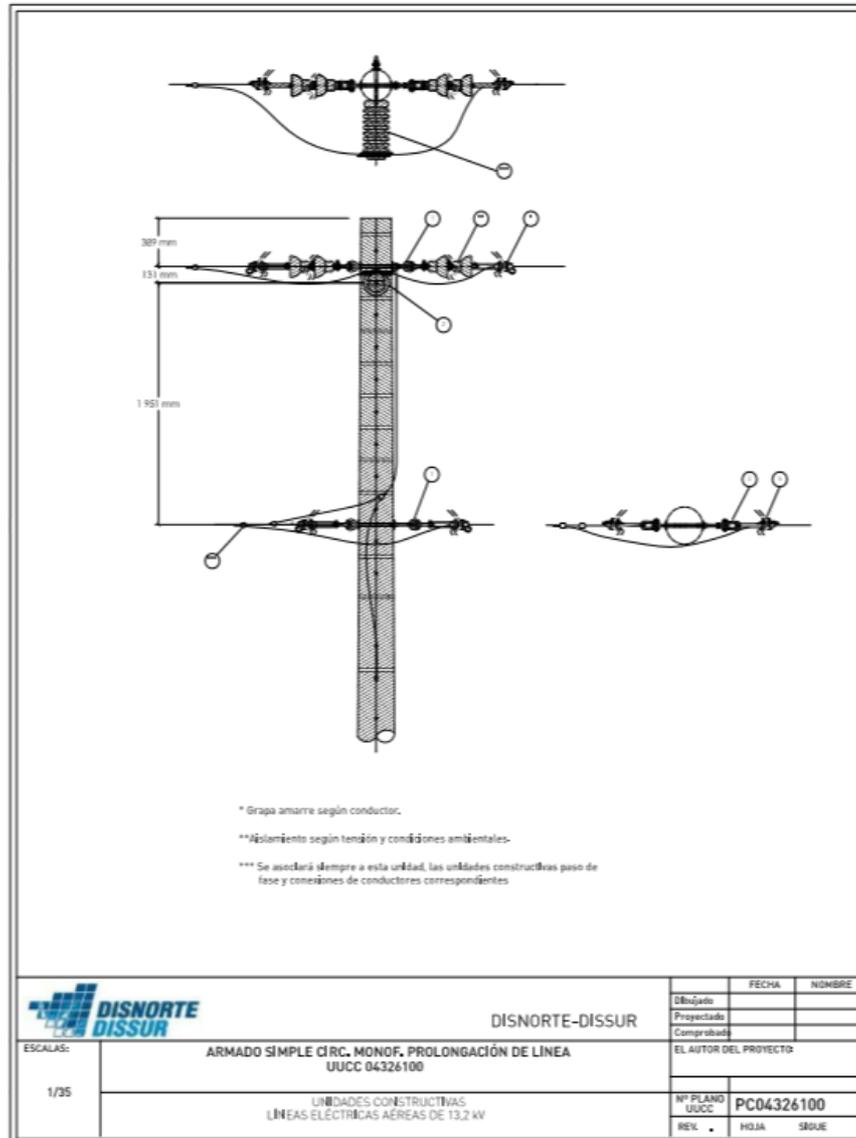
HOJA DE ESTAQUEO - UF				
PUNTO	P13	COORDENADAS	X =	515532.0562
			y =	1372480.9583
Descripción				
1	POSTE DE CONCRETO 12 METROS 300 DAN			
1	LUMINARIA TIPO COBRA 150 WATT HPS 240V (BRAZ 6´´)			
1	ARM BT ALINEACION Y ANG HASTA 30° P/NEUTRO FIADOR #6 EN POSTE MT			
1	INSTALACIÓN DISPOSITIVO CONTROL MULTIPLE			

HOJA DE ESTAQUEO - UF				
PUNTO	P9	COORDENADAS	X =	515514.8871
			y =	1372350.6171
Descripción				
1	POSTE DE CONCRETO 10.5 METROS 800 DAN			
1	LUMINARIA TIPO COBRA 150 WATT HPS 240V (BRAZ 6´´)			
1	ARMADO B.T FIN DE LINEA PARA NEUTRO FIADOR #6 EN POSTE M.T			

ANEXO 4. ESTRUCTURAS







- ANEXO 5. CALMECON CONDUCTOR RAVEN**
- ANEXO 6. PRESUPUESTO**
- ANEXO 7. SELECCIÓN TRANSFORMADORES TABLAS DN-DS**
- ANEXO 8. PERDIDAS EN VACÍO TRANSFORMADORES TABLAS DN-DS**
- ANEXO 9. CALCULO DE TENDIDO TRIPLEX 1/ 0**
- ANEXO 10. CALCULO MECÁNICO TRIPLEX 1/ 0**
- ANEXO 11. PRESENTACIÓN DE CÁLCULOS MECÁNICOS V1.1**
- ANEXO 12. AUTORIZACIÓN DE ENTRONQUE DISNORTE-DISSUR**
- ANEXO 13. FACTORES DE DEMANDA O SIMULTANEIDAD**
- ANEXO 14. LEY NO_ 272 DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA**
- ANEXO 15. NORMA CONSTRUCCIÓN ALUMBRADO PÚBLICO**
- ANEXO 16. NORMATIVA CALIDAD SERVICIO**
- ANEXO 17. NORMATIVA SERVICIO ELÉCTRICO**
- ANEXO 18. TABLA CONSUMO EQUIPOS INE**
- ANEXO 19. REFORMA A LA LEY 272**
- ANEXO 20. NORMATIVA DE INSTALACIÓN DE ENLACE**
- ANEXO 21. MANUALES NORMA TIPO**
- ANEXO 22. MANUALES NORMA ENEL**
- ANEXO 23. CÓDIGO INSTALACIONES ELÉCTRICAS NICARAGUA**
- ANEXO 24. SP6100901 SECCIONADORES MONOFÁSICOS**
- ANEXO 25. REFORMAS ALUMBRADO PÚBLICO**
- ANEXO 26. TABLA ARMADOS 13.2-24.9KV**
- ANEXO 27. SELECCIÓN DE FUSIBLE**
- ANEXO 28. PLANOS MT, BT, ALUMBRADO PÚBLICO**

BIBLIOGRAFIA

- ✚ Sampieri A. & Fernández C. & Baptista P. (2010). Metodología de la Investigación 5ta Edición. México: McGraw-Hill Interamericana. (Obra original publicada en el año 1991)
- ✚ Hernado Orjuela P. (2009). LAS PÉRDIDAS DE ENERGIA ENFOQUE OPERATIVO. 2016, de Tecun Sitio web: http://www.tecun.com/emdt/080925/La_Evolucion_del_Fraude.pdf
- ✚ Empresa Tecun (1931). La gran solución a las pérdidas en la medición de energía. 2016, Tecun Sitio Web: <http://www.tecun.com>
- ✚ Disnorte-Dissur (2000). Conoce la nueva manera de acceder a nuestros servicios. 2016, Sitio Web: <http://www.disnorte-dissur.com.ni/>
- ✚ Desconocido. (2011). Perdidas de Energía Distribución. 2016, de andesco Sitio web: <http://es.slideshare.net/andesco/3-prdidias-rsaandesco>
- ✚ Asamblea Nacional de la República de Nicaragua. (2009). DECRETO DE APROBACIÓN DEL “PROTOCOLO DE ENTENDIMIENTO ENTRE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ELECTRICIDAD DEL NORTE, S.A. (DISNORTE), DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DEL SUR, S.A. (DISSUR), EL GRUPO UNIÓN FENOSA INTERNACIONAL S.A., Y EL GOBIERNO DE LA REPÚBLICA DE NICARAGUA”. Gaceta, p1534. Sitio Web [http://legislacion.asamblea.gob.ni/Normaweb.nsf/\(\\$All\)/DE5AC727F7881850062575A700744B0F?OpenDocument](http://legislacion.asamblea.gob.ni/Normaweb.nsf/($All)/DE5AC727F7881850062575A700744B0F?OpenDocument)
- ✚ Colombia. (1994). Eléctricas, Página principal. 2016, Sitio Web: <http://www.electricas.cl/>