

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**“ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A CORTO PLAZO CENTRADO  
EN LA SOLUCIÓN DE LOS PUNTOS CRÍTICOS EN SEGURIDAD  
DE LA RED DE LOS ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN  
DE LA ZONA NORTE DE LIMA METROPOLITANA”**

### **INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**DIEGO ALBERTO NAPURÍ ORTEGA**

**PROMOCIÓN 2011-II**

**LIMA – PERÚ**

**2015**

## **DEDICATORIA**

El siguiente trabajo está dedicado a mi familia, por todo su apoyo y comprensión desde los inicios de mi vida académica, hasta la culminación de este importante trabajo de mi vida profesional.

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a todas aquellas personas que, a lo largo de la elaboración de este trabajo, colaboraron conmigo y me entregaron parte de su valioso tiempo, especialmente:

A mis padres Alberto y Martha, que sin ellos no hubiese sido posible la culminación de ninguno de mis éxitos.

A mi hermano Sergio, que sin sus ánimos, los días de esfuerzo hubiesen sido aún más difíciles.

A mi alma máter la Universidad Nacional de Ingeniería, a la Facultad de Ingeniería Mecánica y a los grandes catedráticos que la integran, en especial al Ing. Francisco Sinchi Yupanqui por su gran colaboración y calidad de persona.

A la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte – Edelnor S.A.A., a mis compañeros de trabajo en la sección de Planificación de la Red, en especial al Ing. David Osco Altaminaro por darme la oportunidad de aprender en su sección y por sus constantes enseñanzas, no solo en el ámbito profesional sino también en el ámbito humano.

## RESUMEN

### "ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A CORTO PLAZO CENTRADO EN LA SOLUCIÓN DE LOS PUNTOS CRÍTICOS EN SEGURIDAD DE LA RED DE LOS ALIMENTADORES DE MEDIA TENSIÓN DE LA ZONA NORTE DE LIMA METROPOLITANA"

**Palabras Claves:** Sistema de Distribución, Planificación Eléctrica

En el presente informe se plantea la elaboración de un estudio de planificación a corto plazo (2 años), centrado en el desarrollo de soluciones a los puntos críticos identificados en el análisis de seguridad de los circuitos alimentadores de media tensión de la zona norte de Lima Metropolitana. La metodología de elaboración del estudio tiene las siguientes etapas: 1) Recopilación y depuración de la información de demanda histórica. 2) Actualización de los modelos eléctricos. 3) Estimación de la demanda futura, utilizando la técnica de tendencia histórica. 4) Identificación de los puntos críticos basados en el análisis de seguridad de la red, para las condiciones inicial y futura, teniendo en consideración los criterios de riesgo técnico. 5) Elaboración de estrategias que permitan solucionar los problemas de la red que pongan en riesgo su operatividad y calidad de energía. 6) Valorización de las soluciones, usando módulos de costos para los materiales y trabajos. 7) Elaboración de las evaluaciones económicas, con sus principales indicadores. 8) Priorización de las Inversiones.

## ÍNDICE GENERAL

Certificado de Aprobación.....	I
Dedicatoria .....	II
Agradecimientos .....	III
Resumen .....	IV
Listado de Tablas .....	VIII
Listado de Figuras .....	IX
Lista de Símbolos y Abreviaturas.....	XI
Prólogo .....	1
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>5</b>
1.1 Antecedentes .....	5
1.2 Objetivos .....	11
1.2.1 Objetivo Principal.....	11
1.2.2 Objetivos Específicos.....	11
1.3 Justificación del Estudio .....	12
1.4 Alcances del Estudio .....	13
1.5 Recursos Empleados .....	15
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>MARCO DE REFERENCIA</b> .....	<b>16</b>
2.1. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.....	16
2.1.1. Generación.....	17

2.1.2.	Transmisión .....	17
2.1.3.	Distribución.....	18
2.2.	Sistema de Distribución.....	19
2.2.1.	Sistema Primario.....	19
2.2.2.	Sistema Secundario.....	20
2.2.3.	Componentes y Definiciones .....	20
2.2.4.	Configuraciones de Red.....	25
2.2.5.	Parámetros Eléctricos.....	27
2.3.	Planificación de los Sistemas de Distribución.....	33
2.3.1.	Horizontes de Análisis .....	34
2.4.	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.....	36
2.4.1.	Misión, Visión y Valores.....	39
2.4.2.	Organigrama.....	41
2.4.3.	Estructura Topológica.....	42
2.4.4.	Filosofía de la Protección.....	50
2.4.5.	Criterios de Riesgo Técnico .....	52

### **CAPÍTULO III**

#### **IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS DE**

TRABAJO .....	57	
3.1.	Identificación del Problema.....	57
3.2.	Planteamiento de la Hipótesis de Trabajo.....	59
3.2.1.	Hipótesis Principal .....	59
3.2.2.	Hipótesis Específicas.....	59

**CAPÍTULO IV**

MARCO METODOLÓGICO .....	60
4.1.1. Recopilación y Depuración de Información .....	62
4.1.2. Modelamiento Eléctrico.....	68
4.1.3. Proyección de Demanda.....	70
4.1.4. Análisis de Seguridad de la Red .....	70
4.1.5. Elaboración de las Alternativas de Solución.....	70
4.1.6. Evaluación Económica .....	71

**CAPÍTULO V**

DESARROLLO DEL ESTUDIO.....	72
5.1. Sistema de Distribución Eléctrica de la Zona de Norte de Lima Metropolitana .....	72
5.1.1. Resumen del Diagnostico Futuro de los Alimentadores MT .....	73
5.1.2. Resumen de las Estrategias para Solucionar los Puntos Críticos	73
5.1.3. Resumen del Diagnostico Futuro de los Alimentadores MT con Proyecto.....	81
5.1.4. Evaluación Económica .....	81
Conclusiones .....	84
Recomendaciones.....	85
Bibliografía.....	86
Anexos .....	88

**LISTADO DE TABLAS**

Tabla N° 1.1. Exigencias de Calidad del Servicio Técnico y Comercial - NTCSE .....	10
Tabla N° 2.1. Resumen Subestaciones de Transmisión - Edelnor S.A.A. ....	37
Tabla N° 2.2. Resumen Líneas de Transmisión - Edelnor S.A.A. ....	38
Tabla N° 2.3. Resumen Infraestructura Distribución - Edelnor S.A.A. ....	38
Tabla N° 2.4. Tipo de Red MT según Densidad de Carga .....	43
Tabla N° 2.5. Criterio de Nivel de Tensión .....	53
Tabla N° 5.1. Resumen de Estrategias .....	67

## LISTADO DE FIGURAS

Figura N° 1.1. PBI Mundial 2002-2012 (Var.% Acumulada) .....	6
Figura N° 1.2. Evolución del PBI Nacional (%) .....	6
Figura N° 1.3. PBI y Demanda eléctrica Perú (Var % anual) .....	7
Figura N° 1.4. Instituciones en el Sector Eléctrico .....	9
Figura N° 2.1. Sistema Eléctrico de Potencia .....	16
Figura N° 2.2. Cadena Productiva de Energía Eléctrica en el Perú .....	19
Figura N° 2.3. Redes de Distribución Eléctrica .....	20
Figura N° 2.4. Subestaciones de Distribución MT/BT .....	21
Figura N° 2.5. Elementos de un Alimentador MT .....	23
Figura N° 2.6. Capacidades de los Circuitos MT .....	25
Figura N° 2.7. Tipos de Configuraciones de Red MT ( 1) .....	26
Figura N° 2.8. Tipos de Configuraciones de Red MT ( 2) .....	27
Figura N° 2.9. Edelnor-Ubicación Geográfica .....	37
Figura N° 2.10. Crecimiento de la Demanda Eléctrica -Edelnor S.A.A. ....	39
Figura N° 2.11. Estructura General-Edelnor S.A.A. ....	41
Figura N° 2.12. Estructura Gerencia Técnica-Edelnor S.A.A. ....	42
Figura N° 2.13. Topología de Red MT Subterránea .....	54
Figura N° 2.14. Topología de Red MT Aérea o Mixta .....	55
Figura N° 4.1. Etapas de Planificación .....	61
Figura N° 4.2. Geonet (Sistema Georeferenciado) .....	63
Figura N° 4.3. SDA (Sistema Unifilar de la Red MT) .....	63
Figura N° 4.4. ION Enterprise .....	64

Figura N° 4.5. Curva de Demanda con Ausencia de Data .....	67
Figura N° 4.6. Curva de Demanda con Data Atípica .....	68
Figura N° 4.7. Software Cymdist .....	69
Figura N° 4.7. Actualización de los Modelos Eléctricos .....	69
Figura N° 5.1. Alimentadores MT de la Zona Norte de Lima Metropolitana .....	72
Figura N° 5.2. Cargabilidad de Alimentadores MT-Año Final .....	73
Figura N° 5.3. Cargabilidad de Alimentadores MT-Año Final-Con Proyecto .....	81
Figura N° 5.4. Resumen de Inversión Requerida .....	82
Figura N° 5.5. Evaluación Económica .....	67

## LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

<b>Edelnor:</b>	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte.
<b>Dx:</b>	Distribución.
<b>SET:</b>	Subestación de transmisión.
<b>SED:</b>	Subestación de distribución. Puede ser del tipo convencional, compacta o aérea.
<b>SEIN:</b>	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
<b>LCE:</b>	Ley de Concesiones Eléctricas.
<b>NTCSE:</b>	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
<b>AT:</b>	Alta tensión.
<b>MT:</b>	Media tensión.
<b>BT:</b>	Baja Tensión.
<b>N.A:</b>	Normalmente abierto.
<b>N.C:</b>	Normalmente abierto.
<b>CN:</b>	Capacidad nominal.
<b>CE:</b>	Capacidad de emergencia.
<b>Cadm:</b>	Capacidad admisible.
<b>CD:</b>	Capacidad de diseño.
<b>km:</b>	Kilómetro.
<b>kV:</b>	Kilovoltio.
<b>kVA:</b>	Kilovares.
<b>kVar:</b>	Kilovares reactivo.
<b>kW:</b>	Kilowatts.

<b>m:</b>	Metros.
<b>m<sup>2</sup>:</b>	Metros cuadrados.
<b>p.u.:</b>	Por unidad.
<b>SCADA:</b>	Supervisión de control y adquisición de datos (Supervisory control and data acquisition).
<b>D<sub>máx</sub>:</b>	Demanda máxima típica.
<b>F<sub>dp</sub>:</b>	Factor de potencia.
<b>F<sub>c</sub>:</b>	Factor de carga.
<b>F<sub>U</sub>:</b>	Factor de utilización.
<b>F<sub>d</sub>:</b>	Factor de demanda.
<b>F<sub>cp</sub>:</b>	Factor de contribución a la punta.
<b>ΔV<sub>máx</sub>:</b>	Variación máxima de tensión.
<b>Cu:</b>	Cobre.
<b>AA:</b>	Aluminio.
<b>TIR:</b>	Tasa Interna de Retorno.
<b>VAN:</b>	Valor Actual Neto.
<b>VAC:</b>	Valor Actual de Costos.

## PRÓLOGO

En los últimos años el Perú se ha convertido en una de las económicas emergentes de más rápido crecimiento, no solo a nivel latinoamericano sino mundial. La Ciudad de Lima, como capital del Perú, es participe en gran medida de dicho crecimiento económico, al ser uno de los más importantes focos de desarrollo de nuevas fuentes de trabajo, que a su vez contribuyen notablemente en importantes sectores de la economía peruana como el de manufactura, comercio, construcción, energía, etc.

El desarrollo económico motiva a un incremento en los niveles de demanda eléctrica, lo que conlleva que la empresa de distribución eléctrica de la zona norte de Lima Metropolitana, tenga la necesidad de planificar de manera periódica, el desarrollo de las redes de distribución eléctrica de media tensión. La planificación de las redes tiene como fin maximizar el valor de la empresa, al lograr que se pueda suministrar los incrementos de la energía eléctrica sin contratiempos, de manera económica, con los adecuados estándares de seguridad de la red, calidad de producto y servicio.

El siguiente informe tiene como objetivo la elaboración de un estudio de planificación a corto plazo (2 años) centrandose en la solución de los puntos críticos en seguridad de red

de los circuitos alimentadores de media tensión (En adelante alimentadores MT) de la zona norte de Lima Metropolitana.

El informe está compuesto por seis capítulos cuyos contenidos son los siguientes:

#### Capítulo I, Introducción:

Se muestran los antecedentes, el objetivo principal, los objetivos secundarios, la justificación del estudio, los alcances del proyecto y los recursos empleados para la realización del informe.

#### Capítulo II, Marco de Referencia

Se procede a detallar las definiciones de referencia necesarias para la elaboración del informe, comenzando con una breve reseña del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y su estructura sectorial, los tipos de sistemas de distribución, sus componentes y parámetros eléctricos más representativos. Asimismo se detallan los criterios de diseño de los alimentadores MT, enmarcados en el concepto de estructura topológica, y la filosofía de protección asociada. Se muestran los conceptos sobre planificación de los sistemas de distribución, su importancia y sus horizontes de análisis, y los datos generales acerca de la empresa concesionaria de la zona norte de Lima Metropolitana.

#### Capítulo III, Identificación del problema y planteamiento de la hipótesis de trabajo

Se identifica el problema debido a la existencia de una necesidad en el negocio eléctrico. Se realiza el planteamiento de la hipótesis principal y las secundarias.

#### Capítulo IV, Marco Metodológico

Se detalla cada una de las etapas que componen la metodología a emplear para la elaboración del estudio, las cuales son:

- 1) Recopilación de la información de demanda histórica de los alimentadores MT, del sistema de administración de información de los medidores "ION Enterprise", y posterior depuración de los valores atípicos que se encuentren en la curva de demanda, producidos por errores en los equipos de medición o traslados de carga de carácter temporal o permanente entre alimentadores con interconexión.
- 2) Extracción de los modelos eléctricos actualizados de los alimentadores MT, del software de información geográfica "Smallworld", en extensión de base de datos vinculable con el software de análisis eléctrico de sistemas de distribución "Cymdist".
- 3) Estimación de la demanda futura a corto plazo (2 años), utilizando la técnica de tendencia histórica, con plantillas desarrolladas en el software Excel.
- 4) Identificación de los puntos críticos de los alimentadores MT, de acuerdo al análisis de seguridad de la red en las condiciones de operación normal (Estado N), para los escenarios inicial y futuro, teniendo en consideración los criterios de riesgo técnico de sobrecarga y caída de tensión.
- 5) Elaboración de estrategias que permitan solucionar los problemas de la red MT que pongan en riesgo su operatividad y calidad de producto y servicio, considerando los criterios de diseño de la red MT señalados en los conceptos de estructuras topológicas, y la filosofía de protección asociada.
- 6) Valorización de las soluciones usando los módulos de costos de materiales y trabajos (Mano de obra).

- 7) Elaboración de las evaluaciones económicas, con el respectivo calculo de sus principales indicadores de rentabilidad (TIR y VAN).
- 8) Determinación de la priorización de las inversiones, importante variable de entrada para la elaboración del cronograma de ejecución de los anteproyectos con las soluciones planteadas.

#### Capítulo V, Desarrollo del Estudio

Se procede a detallar cada una de las etapas que se encuentran en la metodología de elaboración del estudio, con la información analizada de las redes de distribución eléctrica de la zona norte de Lima Metropolitana, comenzando por la descripción general del sistema de distribución., y seguido de los resultados del diagnostico de demanda actual y futuro de los alimentadores MT, basados en los datos históricos, la proyección de demanda, y el análisis de flujo de carga. Asimismo se describen las estrategias de solución a cada uno de los puntos críticos encontrados en la red MT, y se muestran los detalles de sus valorizaciones y evaluaciones económicas respectivas. Finalmente se muestra los resultados de la priorización de inversiones basada en los indicadores de rentabilidad de los anteproyectos.

#### Conclusiones y Recomendaciones

Se muestran las conclusiones y recomendaciones finales del trabajo realizado.

# CAPITULO I

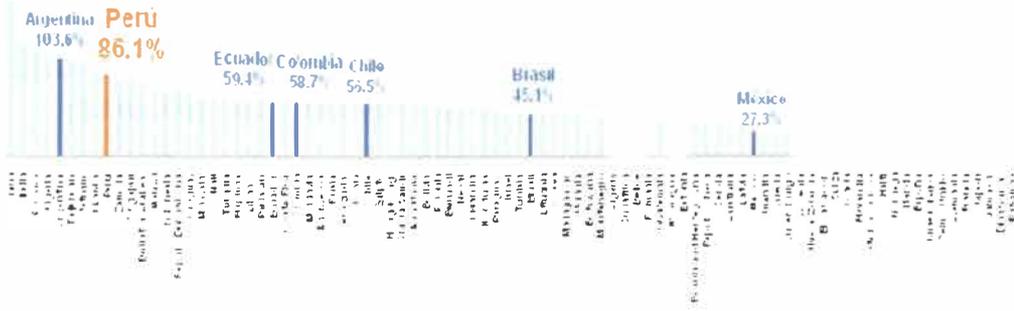
## INTRODUCCIÓN

### 1.1 Antecedentes

La República del Perú es un país ubicado al oeste de América del Sur. Sus límites son al Norte con Ecuador y Colombia, al este con Brasil, al sureste con Bolivia y Chile, y al oeste con el Océano Pacífico. Su territorio comprende 1.285.216 km<sup>2</sup>, tiene una población de alrededor de 30.9 millones de habitantes y sus principales actividades económicas se encuentran en los rubros de minería, manufactura, agricultura y pesca.

Su capital es la Ciudad de Lima, conocida como la "Ciudad de los Reyes", la cual está ubicada en la costa central del país. Comprende un área de 2672 km<sup>2</sup>, y es la ciudad más poblada del Perú, con aproximadamente 9 millones de habitantes (29% de población total del país).

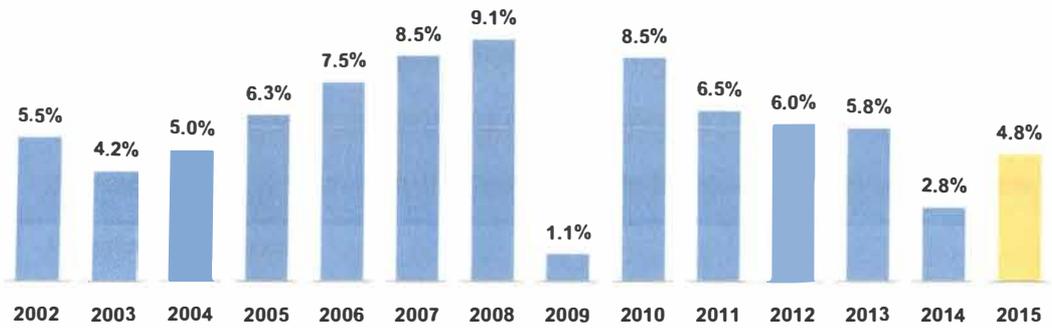
El Perú se encuentra entre las economías de más rápido crecimiento y mejor proyección, no solo a nivel de América Latina sino a nivel Mundial. En promedio, en los últimos 15 años, el Perú ha registrado un crecimiento del PBI del 5.2%.



Fuente: Fondo Monetario Mundial

Figura N° 1.1. PBI Mundial 2002-2012 (Var.% Acumulada)

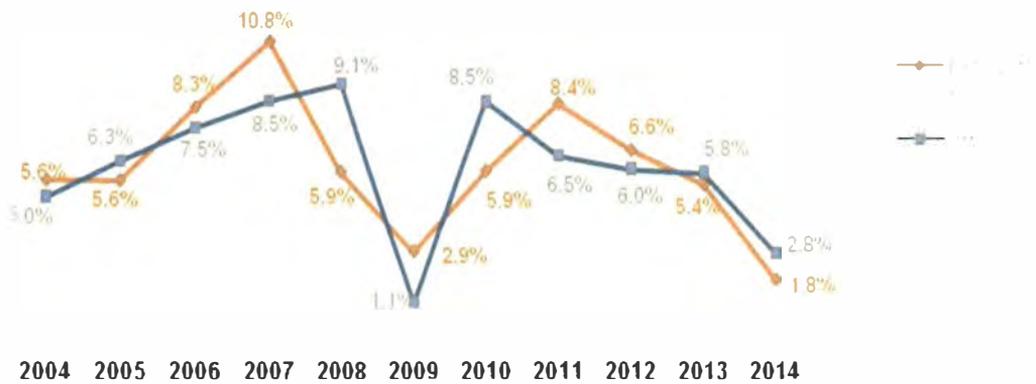
El Perú registro un crecimiento económico del 5.02% al cierre del 2013, sin embargo, como resultado de condiciones económicas externas adversas, el crecimiento del país en el año 2014 tuvo una desaceleración, motivo por el cual únicamente pudo alcanzar la cifra de 2.8% de crecimiento. El Gobierno del Perú estima un crecimiento económico del 4.8% para el año 2015, sustentado en el impulso fiscal del orden de 1.4% que brindará.



Fuente: INEI

Figura N° 1.2. Evolución del PBI Nacional (%)

El crecimiento económico del Perú se ve directamente reflejado en el incremento de la producción eléctrica, debido a que esta aumentó en 5.4% en el año 2013 alcanzando los 5575 MW, y en aproximadamente 1.8% en el año 2014 alcanzando los 5677 MW.



Fuente: INEI y COES

Figura N° 1. 3. PBI y Demanda eléctrica Perú (Var % anual)

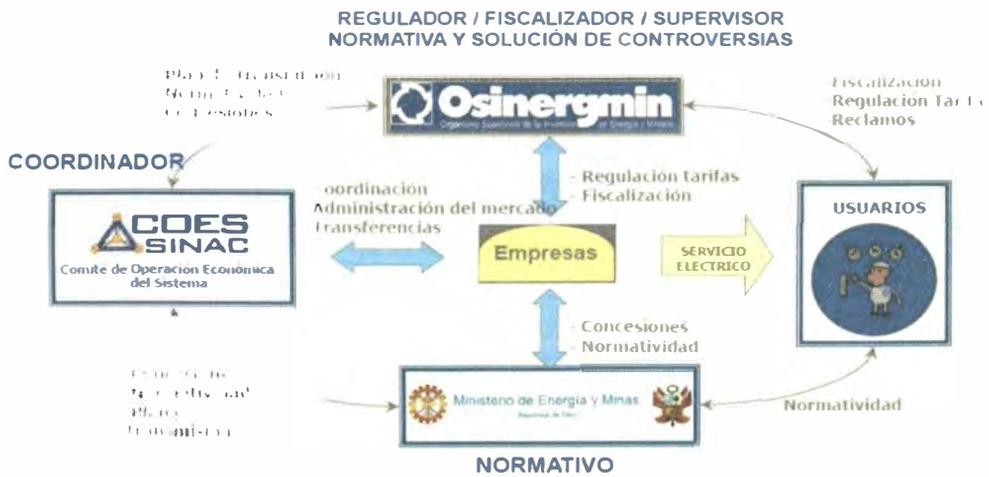
La ciudad de Lima, como capital del Perú, es participe en gran medida de su crecimiento económico, lo cual ha motivado que sus niveles de demanda eléctrica crezcan en los últimos años en promedio 6%. Específicamente para la zona de Lima Norte, la demanda de energía eléctrica ha aumentado en 10 años en promedio 7%, y se estima un crecimiento promedio anual del orden de 4.2% para los próximos 5 años.

A fin satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica de la zona de Lima Norte, la empresa concesionaria de la zona norte de Lima Metropolitana. tiene la necesidad de elaborar periódicamente un estudio de planificación del desarrollo y mejora de la red eléctrica en media tensión, que consiga niveles de calidad de suministro y producto correctos, de acuerdo a los exigidos por el organismo regulador, y permita maximizar el valor de la empresa, al seleccionar las soluciones que presenten los mejores indicadores de rentabilidad.

Con respecto al marco regulatorio vigente del Perú, se mencionan a continuación los dispositivos legales más representativos para la actividad de distribución eléctrica:

1. Ley N° 25844, "Ley de Concesiones Eléctricas". Con la promulgación de la Ley en el año 1992, comenzó el proceso de reestructuración del sector eléctrico peruano, debido a que desagregó el monopolio estatal integrado verticalmente por los rubros de generación, transmisión y distribución eléctrica, y fomentó la participación del sector privado, instrumentado a través de autorizaciones otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas, necesarios para operar en cualquiera de las tres actividades del sector. Introdujo los conceptos de competencia y eficiencia en el sector, y clasificó a los clientes en función de su demanda de potencia, siendo Clientes Regulados todos aquellos con consumos menores a 200 kW, y Clientes Libres aquellos cuya demanda es mayor o igual a 2500 kW. Los clientes cuyas demandas se encuentren entre ambos valores tienen el derecho de elegir su condición.

La Ley establece que los representantes del Estado Peruano encargados de velar por el buen cumplimiento de todo lo dictado, son el Ministerio de Energía y Minas, y el OSINERG (Organismo Supervisor de Inversión). Asimismo establece la existencia de un Comité de Operación Económica del Sistema.(COES) que permita coordinar las transferencias de potencia y energía entre generadores.



Fuente: REP S.A.

Figura N° 1.4. Instituciones en el Sector Eléctrico

2. Decreto Supremo 020-97, "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos-NTCSE". Con la promulgación del decreto supremo en el año 1997, se dictaron disposiciones reglamentarias a fin de fijar estándares mínimos de calidad en la prestación de los servicios eléctricos, que permitan garantizar a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno. En la Tabla N° 1. se procede a mostrar, a modo de resumen, las principales exigencias en calidad que dispone la NTCSE.

Tabla N° 1.1. Exigencias de Calidad del Servicio Técnico y Comercial - NTCSE

Proceso	PARAMETROS	NTCSE
Calidad de Producto (Tensión)	Periodo de Control	Mensual
	Periodo Medición	7 días Calendario
	Intervalo Medición	15 minutos
	<b>Tolerancias</b>	
	Para Media Tensión	± 5.0 % Valor Nominal
	Para Baja Tensión	± 5.0 % Valor Nominal
	<b>Control</b>	
	Clientes de Media Tensión (MT)	1 de cada 12 clientes MT/mes
Calidad de Suministro	Clientes de Baja Tensión (BT)	1 de cada 3000 clientes BT/mes
	Periodo de Control	Semestral
	<b>Tolerancias/Indicadores</b>	
	<b>NIC (Numero de Interrupciones por cliente)</b>	
	Para Media Tensión	4 eventos
	Para Baja Tensión	6 eventos
	<b>DIC (Duración de Interrupciones por cliente)</b>	
	Para Media Tensión	7h
Para Baja Tensión	10h	
Calidad de Servicio Comercial	Periodo de Control	Semestral
	<b>Solicitud de nuevos suministros o Ampliación de potencia</b>	
	Sin modificación de Redes < 50 kW y >50 kW	7 y 21 días Calendario
	Con modificación de Redes < 50 KW y >50 kW	21 y 56 días Calendario
	Con expansión Sustancial de Redes	360 días Calendario
	<b>Reconexiones (Plazo máximo)</b>	24 horas
	<b>Opciones Tarifarias</b>	
	Valorizar Consumos y Notificar Requisitos	20 y 7 días
	Cambio de opción tarifaria	Una vez por año
	<b>Reclamos por errores de medición /facturación (Plazo máximo)</b>	30 días útiles
	<b>Precisión de medida de la energía (contraste medidores)</b>	Muestra semestral del 1% univ. de clientes

Proceso	PARAMETROS	NTCSE
Calidad de Alumbrado Público	Periodo de Control	Semestral
	Indicador de Calidad	Longitud % de vías con Alumbrado deficiente (Iluminancia, luminancia, deslumbramiento)
	Tolerancia Admitida	10%
	Reemplazo Lámparas inoperativas	3 días hábiles

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo Principal

Elaborar un estudio de planificación a corto plazo de los alimentadores de media tensión de la zona norte de Lima Metropolitana, que permita definir estrategias para solucionar los puntos críticos identificados en la red, para el horizonte de análisis, respetando las restricciones técnicas, regulatorias y económicas más relevantes.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- a. Proyectar la demanda futura a corto plazo (2 años).
- b. Identificar los puntos críticos de la red MT, en base a la comparación con los valores definidos en los criterios de riesgo técnico.
- c. Elaborar estrategias que permitan solucionar los problemas de los alimentadores MT, que pongan en riesgo su operatividad, y calidad de producto y servicio.
- d. Priorizar las inversiones desarrolladas.

### **1.3 Justificación del Estudio**

Con fines de poder atender los nuevos requerimientos de potencia, y solucionar los problemas de sobrecarga, nivel de tensión y calidad de servicio del sistema de distribución MT de la zona norte de Lima Metropolitana, la empresa concesionaria tiene la necesidad de elaborar un estudio técnico-económico para el desarrollo de los alimentadores MT, siguiendo las pautas especificadas en los criterios de diseño de redes MT, y las necesidades definidas a partir del marco legal vigente del país.

El presente estudio se justifica económicamente debido a estar realizado con el fin de maximizar el valor de la empresa concesionaria, con la definición de estrategias de solución que representen la mayor rentabilidad y permitan operar la red MT de manera óptima.

Asimismo se justifica técnicamente ya que define, en base al análisis de seguridad, las soluciones a los problemas de sobrecarga de los alimentadores MT, teniendo en consideración los tipos de arquitectura topológica y su filosofía de protección eléctrica asociada.

Se justifica de manera académica debido a que la investigación de la teoría base y la solución de la problemática, se realizaron siguiendo las recomendaciones metodológicas convencionales. Se presenta la solución describiendo las etapas de la metodología en forma clara y didáctica.

El estudio se justifica de manera social debido a estar enfocado en la solución de los problemas de calidad de producto (Nivel de tensión) y calidad de servicio (Continuidad del servicio eléctrico), que son los que directamente afectan a los clientes conectados al sistema de distribución de Lima Norte.

#### **1.4 Alcances del Estudio**

El estudio se desarrolla en la zona norte de Lima Metropolitana y de acuerdo a la metodología de elaboración planteada, tiene los siguientes alcances:

1. Alcances respecto a la estimación de la demanda futura a corto plazo (2 años) considerada en el estudio:
  - Determinación de la tasa de crecimiento vegetativa de los alimentadores MT.
  - Determinación de la proyección de demanda vegetativa de los alimentadores MT para el horizonte de análisis.
  - Determinación de la proyección de demanda escalonada considerando los aumentos de potencia asociados a solicitudes hechas por grandes clientes (Mayores a 500 kW) para el horizonte de análisis.
  
2. Alcances respecto a la identificación de los puntos críticos de los alimentadores MT:
  - Realización de la simulación de las condiciones de carga inicial de los alimentadores MT, para período de análisis.
  - Realización de la simulación de las condiciones de carga futura para período de análisis.

- Identificación de los puntos críticos de los alimentadores MT, de acuerdo a los criterios de riesgo técnico de sobrecarga y caída del nivel de tensión para la red MT.
3. Alcances respecto a la elaboración de estrategias que permitan solucionar los puntos críticos de los alimentadores MT:
- Determinación de las estrategias de solución para los casos que incumplan los criterios de riesgo técnico de la red MT, que principalmente pueden consistir en reforzar los enlaces MT con calibres antiguos y de poca capacidad de potencia, construir nuevos alimentadores MT; y para los problemas de tensión, instalar bancos de reguladores MT.
  - Realización de la simulación de las condiciones de carga de los alimentadores MT, considerando las estrategias planteadas.
  - Realización del análisis de los resultados de la simulación considerando las estrategias desarrolladas.
  - Elaboración de los esquemas anteproyectos de las soluciones planteadas
4. Alcances respecto a la valorización de las estrategias, evaluación económica y priorización de inversiones, consideradas en el estudio:
- Valorización de las soluciones usando los módulos de costos de materiales y trabajos (Mano de obra).
  - Elaboración de las evaluaciones económicas de las estrategias planteadas, considerando el cálculo de sus principales indicadores de rentabilidad (TIR y VAN).

- Priorización de inversiones, de acuerdo a las soluciones que representen para la compañía los mejores indicadores de rentabilidad o .sean proyectos de carácter obligatorio e ineludible.

## 1.5 Recursos Empleados

Para cumplir con el objetivo planteado, se utilizaron los siguientes recursos:

Software:

- Cymdist.- Programa diseñado para el análisis de redes eléctricas, es una herramienta avanzada de simulación que ayuda a los ingenieros en redes eléctricas de transporte, distribución e industriales en la elaboración de escenarios de planificación, o reconfiguración de la red.
- Google Earth.- Programa diseñado para mostrar, en un globo virtual, múltiples cartografías con base en la fotografía satelital.
- SmallWorld.- Sistema de información geográfica desarrollado por General Electric.
- Sistema Operativo Windows 8, Microsoft Excel, Word y Power Point.

Hardware:

- 1 Ultrabook Toshiba Modelo Satellite.

Personal:

- 1 analista senior y 2 analistas junior de planificación de la red MT.
- Horas hombres del personal: 8 horas diarias para cada uno, por el período de un año.

## CAPITULO II

### MARCO DE REFERENCIA

#### 2.1. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (**SEIN**), es el sistema de potencia peruano, y tiene como objetivo principal el otorgar energía eléctrica a todos y cada uno de sus usuarios, de manera eficiente, segura, y con los niveles calidad exigidos en el marco legal del Perú. Comprende las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica; y se compone principalmente de elementos tales como centrales hidroeléctricas y térmicas, subestaciones y líneas de transmisión y redes de distribución.

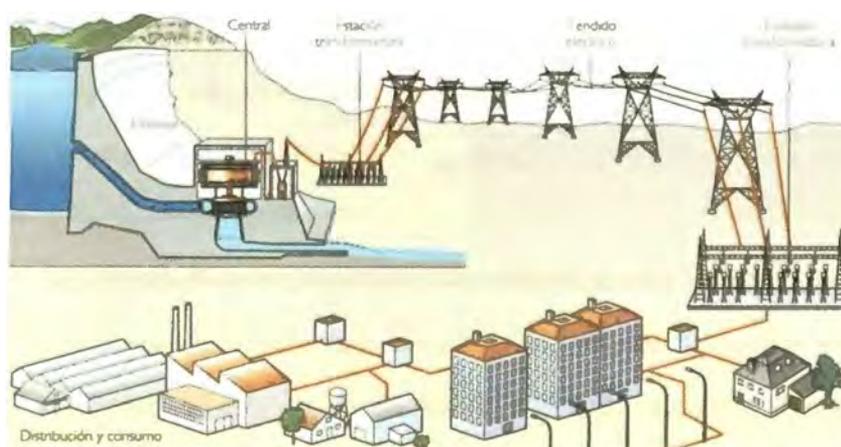


Figura N° 2.1. Sistema Eléctrico de Potencia

### **2.1.1. Generación**

La generación eléctrica es la primera actividad de la cadena productiva de energía eléctrica, y consiste en transformar tipos de energía como la mecánica, térmica, eólica, etc., en electricidad para el consumo de los usuarios finales del SEIN.

El parque de generación eléctrica a nivel nacional, registró una potencia instalada de 11 051 MW en el año 2013, de la cual correspondió 32% a origen hidráulico, 67% a térmico y 1% a solar. Las centrales eléctricas más representativas son las centrales hidroeléctricas de Santiago Antúnez de Mayolo (798 MW) y Restitución (210 MW) de la empresa Electroperú S.A., y las centrales hidroeléctricas de Huinco (258 MW) y Matucana (120 MW) de la empresa Edegel S.A.A.

### **2.1.2. Transmisión**

La transmisión eléctrica es la actividad encargada de transportar la potencia eléctrica en grandes volúmenes desde las centrales eléctricas, a través de líneas de transmisión, hasta las subestaciones de transmisión, inicio de los sistemas de distribución.

El parque de transmisión eléctrica alcanzó la cifra de 20585 km de líneas de transmisión en el año del 2013. Los niveles de tensión mayormente utilizados en el SEIN son 60, 66, 70, 115, 138, 145, 220 y 500 kV.

La transmisión eléctrica se realiza mediante el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Aislados (SS.AA.). Las principales empresas de transmisión del SEIN son Red de Energía del Perú S.A.-REP S.A. con 4949 km de líneas de transmisión, Consorcio Transmantaro S.A., y Abengoa Transmisión Norte S.A.

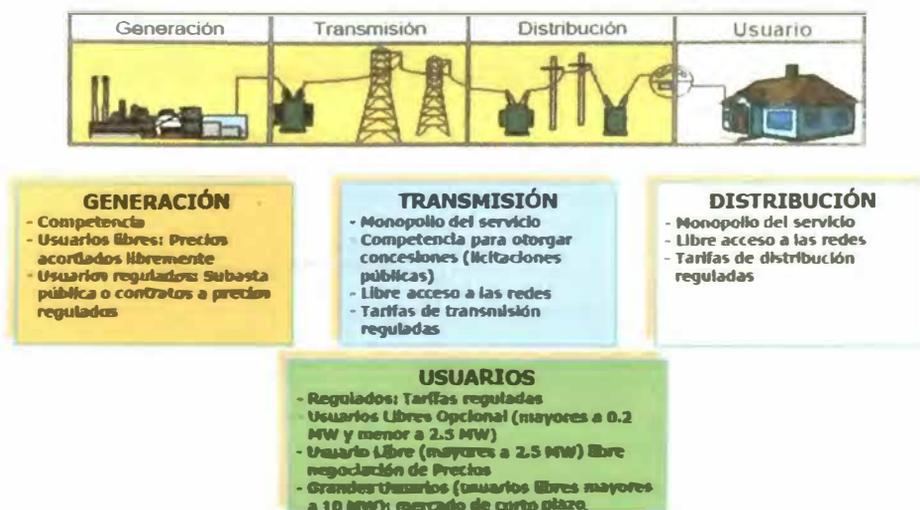
### **2.1.3. Distribución**

La distribución eléctrica es la actividad final del ciclo productivo eléctrico y la encargada de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de transmisión, hasta los usuarios finales del servicio eléctrico, a través de alimentadores de distribución en media tensión y baja tensión.

La frecuencia de servicio nominal es 60 Hz, y los niveles de tensión mayormente utilizados son, en MT, 13.2, 19, 20, 22.9 y 33 kV, y en BT, 220, 380 y 440 V. Las redes de distribución en su mayoría son trifásicas en MT, y en BT, pueden ser también bifásicas o monofásicas.

En los sistemas de potencias, aproximadamente dos de las terceras partes de la inversión total siempre dedicadas a la actividad de distribución. En tal sentido las empresas concesionarias peruanas tienen que realizar un trabajo arduo en la planificación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de las redes MT y BT, enfrentando dificultades como manejar información voluminosa de diversas fuentes, y tomar importantes decisiones en poco tiempo, a fin de no ver afectados a los

clientes finales. Las empresas eléctricas de distribución más representativas en el país son Luz del Sur, Edelnor e Hidrandina.



Fuente: REP S.A.

Figura N° 2.2. Cadena Productiva de Energía Eléctrica en el Perú

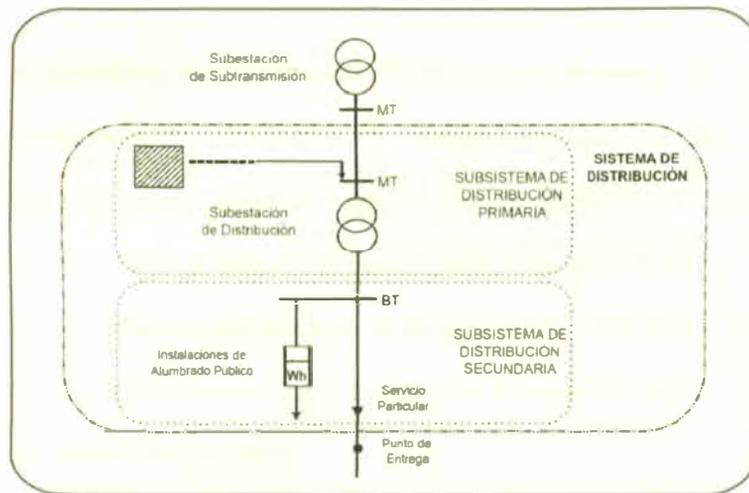
## 2.2. Sistema de Distribución

### 2.2.1. Sistema Primario

El sistema de distribución primario es el encargado de transportar la potencia eléctrica desde las subestaciones de transmisión, a través de circuitos en media tensión, hasta las subestaciones de distribución y los usuarios conectados directamente a la red MT. Su topología consta principalmente de enlaces troncales y laterales, y de subestaciones de distribución convencionales, compactas y aéreas.

### 2.2.2. Sistema Secundario

El sistema de distribución secundario se encarga de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución, a través de los alimentadores en BT, hasta los puntos de entrega de potencia de los usuarios conectados a la red BT para su utilización final.



Fuente: Norma Técnica E.C. 010

Figura N° 2.3. Redes de Distribución Eléctrica

### 2.2.3. Componentes y Definiciones

1. Tramo.- Se refiere al conductor aéreo o subterráneo de sección uniforme.
2. Enlace.- Es el conductor aéreo o subterráneo que une en forma física dos subestaciones. No tiene derivaciones.
3. Circuito.- Recorrido eléctrico formado por uno o varios enlaces.

4. Alimentador MT.- Es el conjunto de redes de media tensión eléctricamente interconectadas entre sí, que nace de una SET.
5. Alimentador BT.- Es el circuito eléctrico que se encarga de la distribución de energía en BT, desde las SED's hasta los puntos de consumo de los clientes finales.
6. Subestación de distribución (SED).- Es el elemento de la red primaria encargado de transformar la energía de media a baja tensión. Está formado principalmente por la protección MT, el transformador de distribución y el tablero de baja tensión. Los tipos de SED's utilizados por la empresa concesionaria de la zona norte de Lima Metropolitana, son las SED's convencionales, las compactas bóvedas o pedestal, y las aéreas bipostes o monopostes.



Figura N°2.4. Subestaciones de Distribución MT/BT

7. Circuito troncal.- Es el circuito principal del alimentador de distribución, ya que transporta la mayor cantidad de potencia por metro lineal de recorrido.
8. Circuito lateral.- Es el circuito que se deriva de la red troncal para alimentar una o varias SED's del tipo compacto o aéreo, y clientes MT.
9. Circuito auxiliar o punto de respaldo.- Recorrido eléctrico que une dos circuitos diferentes. El auxiliar puede ser entre dos alimentadores de una misma SET o de SET's diferentes.
10. Equipos de protección y maniobra.- Son aquellos elementos electromecánicos de la red MT, que permiten protegerla ante cortocircuitos, no afectar a la totalidad de clientes de los alimentadores, y separar enlaces debido a alguna falla o por mantenimiento.

Facilitan la interconexión entre circuitos adyacentes, vía circuitos auxiliares. Los equipos más utilizados por la empresa concesionaria son los interruptores de potencia, reconectores, seccionadores de potencia interiores o exteriores, con o sin fusibles.

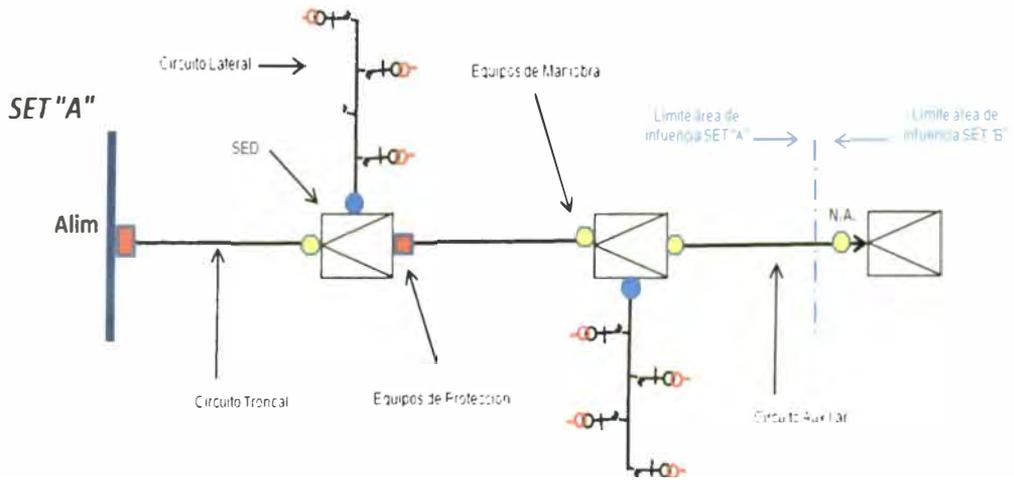


Figura N°2.5. Elementos de un Alimentador MT

11. Capacidad firme de una subestación.- Es la capacidad que tiene la subestación de otorgar potencia en caso de que la unidad de mayor capacidad instalada pase a estar fuera de servicio por falla o mantenimiento. De acuerdo a las normas de la empresa concesionaria, los transformadores, en caso de falla, pueden sobrecargarse un 20% de su capacidad nominal. Se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$CF = 1.2 * (\sum_{i=1}^N kVA_{vf i} - kVA_{vf máx}) \quad (2.2.3.1)$$

Donde:

N = Número total de transformadores instalados en la subestación [und].

$kVA_{vf i}$  = Cap. instalada con ventilación forzada del transformador i [kVA].

$kVA_{vf\ máx}$  = Cap. instalada con ventilación forzada del transformador de mayor capacidad [kVA].

12. Capacidad nominal de un conductor.- Se define como la carga máxima que puede soportar un conductor sin que afecte su vida útil, tomando en consideración el calibre, el tipo de carga y el material aislante, en el caso de cables subterráneos.
  
13. Capacidad térmica o admisible de un conductor.- Se define como la carga máxima que puede soportar un tramo de red subterránea, considerando el efecto térmico producido por el número de ductos ocupados en una bancada. El efecto térmico de las ternas que pasan por una misma bancada afecta la capacidad de las mismas, debido a que un número mayor de ductos ocupados, aumenta la temperatura del ambiente y por ende, la temperatura de operación de los circuitos. Para redes aéreas con conductores desnudos se considera que la capacidad de admisible es igual a la capacidad nominal del conductor.
  
14. Capacidad de emergencia.- Se define como la carga máxima excepcional que puede soportar un tramo de red sin sufrir daños irreversibles a su vida útil, siempre y cuando sea utilizada por períodos cortos.

15. Capacidad de diseño.- Se define como la carga máxima con la que se diseñaran los alimentadores MT, teniendo en consideración el nivel de respaldo, en caso de falla, que puede ser capaz de asumir el alimentador.

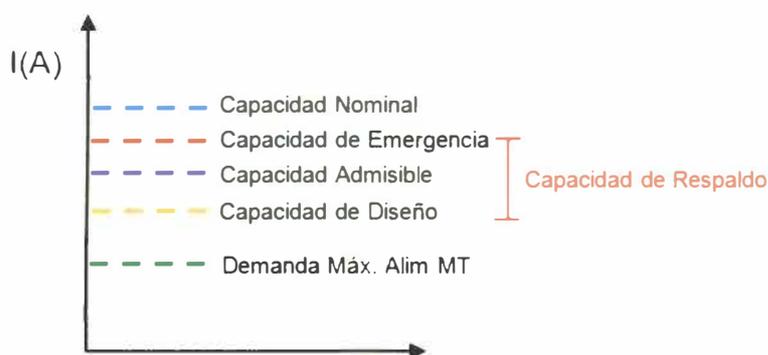


Figura N°2.6. Capacidades de los Circuitos MT

#### 2.2.4. Configuraciones de Red

Los sistemas de distribución primarios tiene diferentes configuraciones o arreglos, que ofrecen distintos niveles de calidad de servicio a los usuarios finales. Entre los principales tenemos:

1. Red radial.- Es el arreglo más económico y se caracteriza por tener un solo sentido para el flujo de corriente.
2. Red en anillo.- El arreglo consiste en dos circuitos que salen de una misma SET (Fuente) y están unidos eléctricamente en el punto final de sus circuitos (Operación en Anillo).

3. Red enmallada.- El arreglo consiste en circuitos que salen de una misma SET (Fuente) y tienen dos a más vínculos eléctricos.

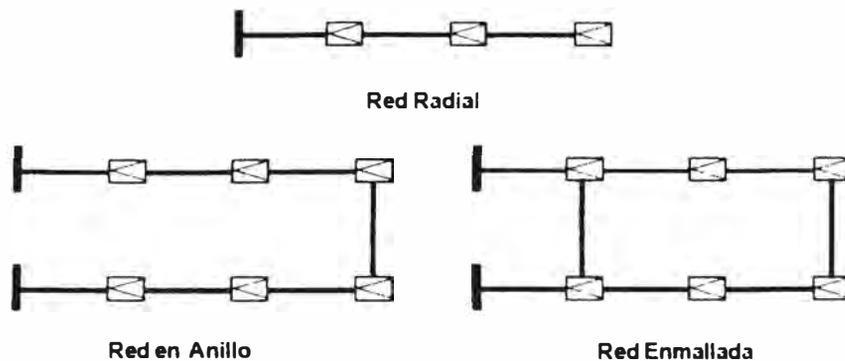


Figura N° 2.7. Tipos de Configuraciones de Red MT ( 1)

4. Red en anillo abierto.- El arreglo consiste en dos circuitos radiales que poseen un vínculo en el punto final de sus circuitos. En cada extremo del vínculo se cuenta con un equipo de maniobra, y uno de ellos se encuentra en el estado normalmente abierto.
5. Red enmallada abierto.- El arreglo consiste en circuitos radiales que poseen dos o más vínculos en puntos posteriores de sus circuitos. En cada extremo de los vínculos se cuenta con equipos de maniobra, y uno de ellos se encuentra en el estado normalmente abierto.

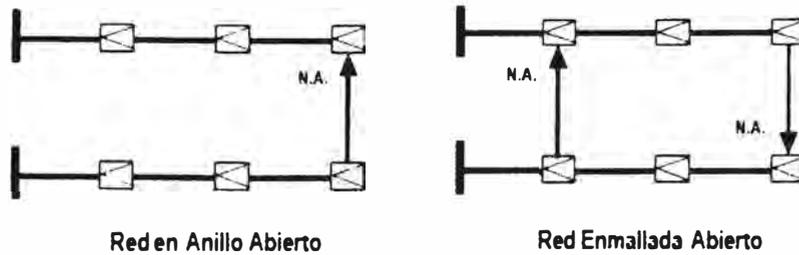


Figura N° 2.8. Tipos de Configuraciones de Red MT ( 2)

### 2.2.5. Parámetros Eléctricos

1. Demanda.- Es la cantidad de potencia que un cliente utiliza del sistema de potencia, para realizar sus actividades en un intervalo de tiempo dado, llamado intervalo de demanda. Puede definirse también, como la potencia registrada en los puntos de suministro de los clientes, en un intervalo de tiempo definido. La demanda se puede expresar en kW, kVA o Amperios.
2. Demanda promedio.- Es la potencia media registrada durante un intervalo tiempo definido. La demanda promedio se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$D_{prom} = \frac{1}{T} \int_0^T D * dt \approx \frac{1}{T} \sum_{t=0}^T (D_{m\acute{a}x} * \Delta t) \quad (2.2.5.1)$$

Donde:

$D_{prom}$  = Demanda media en un intervalo de tiempo [kW, kVA o A].

D = Demanda registrada durante el tiempo de evaluación [kW, kVA o A].

T = Tiempo de evaluación [unidad de tiempo].

3. Demanda máxima.- Es el mayor valor de lectura de potencia obtenido en determinado período de tiempo.
4. Densidad de carga.- Para una determinada zona de análisis, se define como el cociente entre su demanda máxima y su área geográfica. Se expresa en kW/km<sup>2</sup> o kVA/km<sup>2</sup>. La densidad de carga se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$DC = \frac{D_{m\acute{a}x}}{\acute{a}rea} \quad (2.2.5.2)$$

Donde:

$D_{m\acute{a}x}$  = Demanda máxima [kW o kVA].

área = Área geográfica de la zona de análisis [km<sup>2</sup>].

5. Factor de demanda.- Para el análisis de carga de los clientes, se define como el cociente entre su demanda máxima y su carga contratada. El factor de demanda se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$F_d = \frac{D_{m\acute{a}x}}{CC} \quad (2.2.5.3)$$

Donde:

$D_{m\acute{a}x}$  = Demanda máxima [kW o kVA].

CC = Carga contratada [kW o kVA].

6. Factor de utilización.- Para el análisis de la operación de una instalación eléctrica, se define como el cociente entre su demanda máxima y su capacidad máxima admisible. El factor de utilización se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$F_u = \frac{D_{m\acute{a}x}}{C_{adm}} \quad (2.2.5.4)$$

Donde:

$D_{m\acute{a}x}$  = Demanda máxima [kW, kVA o A].

$C_{adm}$  = Carga admisible [kW, kVA o A].

7. Factor de carga.- Para el análisis de carga de una instalación eléctrica, se define como la razón entre su demanda promedio y su demanda máxima, calculadas para un intervalo de tiempo definido (día, mes o año). El factor de carga se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$F_c = \frac{D_{prom}}{D_{m\acute{a}x}}, \quad 0 \leq F_c \leq 1 \quad (2.2.5.5)$$

Donde:

$D_{prom}$  = Demanda promedio [kW, kVA o A].

$D_{m\acute{a}x}$  = Demanda máxima [kW, kVA o A].

8. Factor de potencia.- Se define como la relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA). El factor de potencia se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$f_{dp} = \cos\phi = \frac{P \text{ [kW]}}{|S| \text{ [kVA]}} \quad (2.2.5.6)$$

Donde:

P = Potencia activa [kW].

S = Potencia aparente [kVA].

9. Factor de pérdidas.- Para una red eléctrica, se define como la relación entre el valor medio y el máximo de la potencia disipada como pérdidas (Efecto Joule), en un intervalo de tiempo definido. El factor de pérdidas se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$F_{p\acute{e}rdidas} = \frac{P_{p\acute{e}rdidas \text{ prom}}}{P_{p\acute{e}rdidas \text{ m\acute{a}x}}} \quad (2.2.5.7)$$

Donde:

$P_{p\acute{e}rdidas \text{ prom}}$  = Pérdidas de potencia promedio [kW].

$P_{p\acute{e}rdidas \text{ m\acute{a}x}}$  = Pérdidas de potencia máx [kW].

10. Factor de diversidad.- Para el análisis de carga de un sistema eléctrico, se define como la relación entre la sumatoria de las demandas máximas de sus componentes individuales y la demanda máxima del sistema. El factor de diversidad se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$F_{div} = \frac{\sum_{i=1}^N D_{m\acute{a}x\ i}}{D_{m\acute{a}x\ sis}} = \frac{D_{m\acute{a}x\ 1} + D_{m\acute{a}x\ 2} + \dots + D_{m\acute{a}x\ i}}{D_{m\acute{a}x\ sis}} \geq 1 \quad (2.2.5.8)$$

Donde:

N = Número de componentes en el sistema [und].

$D_{m\acute{a}x\ i}$  = Demanda máxima del componente i del sistema [kW o kVA].

$D_{m\acute{a}x\ sis}$  = Demanda máxima total del sistema eléctrico [kW o kVA].

11. Factor de coincidencia.- Para el análisis de carga de un sistema eléctrico, se define como la relación entre la demanda máxima del sistema y la sumatoria de las demandas máximas de sus componentes individuales. El factor de diversidad se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$F_{co} = \frac{D_{m\acute{a}x\ sis}}{\sum_{i=1}^N D_{m\acute{a}x\ i}} = \frac{D_{m\acute{a}x\ sis}}{D_{m\acute{a}x\ 1} + D_{m\acute{a}x\ 2} + \dots + D_{m\acute{a}x\ i}} = \frac{1}{F_{div}} \quad (2.2.5.9)$$

Donde:

N = Número de componentes en el sistema [und].

$D_{m\acute{a}x\ i}$  = Demanda máxima del componente i del sistema [kW o kVA].

$D_{m\acute{a}x\ sis}$  = Demanda máxima total del sistema eléctrico [kW o kVA].

12. Factor de contribución a la punta.- Para el análisis de carga de un elemento del sistema eléctrico, se define como la relación entre su demanda coincidente en el momento de la demanda máxima del sistema y su propia demanda máxima. El factor de contribución a la punta se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$F_{cp} = \frac{D_{co}}{D_{m\acute{a}x}} \quad (2.2.5.10)$$

Donde:

$D_{co}$  = Demanda coincidente del elemento con la demanda máxima del sistema [kW o kVA].

$D_{m\acute{a}x}$  = Demanda máxima del elemento [kW o kVA].

13. Caída de tensión.- Diferencia de tensión entre dos puntos, en un mismo instante, de una red eléctrica. Está referida con respecto a la tensión nominal del circuito al que pertenecen los dos puntos. El caída de tensión se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$\Delta V\%_{1-2} = \frac{V_2 - V_1}{V_{nom}} \% \quad (2.2.5.11)$$

Donde:

$V_i$  = Tensión instantánea en un punto del circuito analizado [kV].

$V_{nom}$  = Tensión nominal del circuito [kV].

### **2.3. Planificación de los Sistemas de Distribución**

La planificación, como campo de conocimiento, tiene como objetivo establecer la óptima asignación de recursos a fin de lograr determinados objetivos. Nace de la necesidad de atender las prioridades, con disponibilidad de recursos limitados.

La planificación de los sistemas de distribución parte de identificar las necesidades en la red eléctrica en el periodo de análisis (Inicial y futuro), para seguido desarrollar un plan de acción, con proyectos que estén orientados a mejorar las condiciones de operación de los circuitos y brindar un servicio de calidad, optimizando costos.

La tarea de la planificar un sistema de distribución es una labor ardua, ya que requiere de un completo análisis del sistema existente, previo procesamiento de grandes cantidad de información de las redes. Se necesita proponer distintas alternativas viables, acordes a la realidad de la zona analizada y a la regulación vigente; que a su vez representen la mayor rentabilidad para la empresa concesionaria.

La elaboración de planes de desarrollo de la red de distribución sustentados técnica-económicamente, son de suma utilidad para las empresas concesionarias, debido a que son parte fundamental del presupuesto general de inversión.

Dentro de las principales consideraciones a tener en cuenta en el proceso de planificación, se encuentran: el nivel de carga por zonas geográficas (Densidad de carga), la calidad de servicio y producto, la inversión asociada, los niveles de rentabilidad esperada por la empresa concesionaria, los criterios técnicos, etc. También se deben considerar factores como los socioeconómicos, la evolución del PBI, la regulación vigente, y las ordenanzas municipales relativas al ornato y al medio ambiente.

Los objetivos principales de la planificación de redes de distribución son:

1. Elaborar planes de desarrollo de la red ubicada en la zona de análisis, fundamentados técnica-económicamente, que permitan generar la mayor rentabilidad para la empresa concesionaria.
2. Mejorar la calidad de tensión y la continuidad del servicio, teniendo en consideración los criterios de diseño topológicos de redes de distribución.
3. Disminuir las pérdidas técnicas del sistema.

### **2.3.1. Horizontes de Análisis**

Los horizontes de análisis de demanda son los intervalos de tiempo que se consideran en los estudios de planificación de los sistemas de distribución, y en base a ellos, se analizará la proyección de la demanda en la zona de análisis y sus implicancias en la red eléctrica. La duración de los horizontes está relacionada directamente con el objetivo del estudio.

Los horizontes de análisis con mayor empleo en la planificación de la red de distribución son: corto plazo (2 años) y mediano plazo (5 a 10 años)

1. Planificación de la red de distribución a mediano plazo.- Es el estudio de planificación elaborado para un periodo de análisis de 5 a 10 años, y tiene como objetivo principal el desarrollo de la red de distribución, desde una perspectiva más amplia.

El análisis en este horizonte permite asociar las propuestas de mejora para la red de distribución, con los resultados de los estudios realizados para el desarrollo de la red de transmisión (AT), como son los ingresos de nuevas subestaciones de transmisión en la zona de análisis; y evaluar nuevas alternativas de tecnología a utilizar, que logren optimizar los gastos operativos, y minimicen los costos por materiales.

2. Planificación de la red de distribución a corto.- Es el estudio de planificación elaborado para un periodo de análisis de 2 años. Es el horizonte de análisis más empleado, debido al dinamismo de las circunstancias que rodean a las redes de distribución, y en tal sentido, necesita realizarse anualmente por las empresas concesionarias.

El análisis en este horizonte tiene como objetivo principal el desarrollo de la red de distribución, teniendo en consideración los criterios de riesgo técnico y diseño de redes definidos.

Del análisis en este horizonte, se pueden generar proyectos para el desarrollo de la red, como: traslados de carga, refuerzo de redes, nuevos alimentadores, instalación de bancos de reguladores o condensadores, mejorar el esquema de protección de los alimentadores, etc. Dichos proyectos de mejora tienen que estar alineados con los lineamientos establecidos por la planificación a mediano plazo.

#### **2.4. Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.**

La Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. - Edelnor S.A.A. es una compañía de servicios dedicada a las actividades de distribución y comercialización de la energía eléctrica. Forma parte del Grupo Endesa, empresa líder del mercado eléctrico español y la primera compañía eléctrica privada de Iberoamérica, que a su vez se integra en el Grupo Enel, la segunda empresa eléctrica listada en Europa con mayor capacidad instalada, y con operaciones en 40 países, en cuatro continentes.

Edelnor tiene a su cargo el servicio público de electricidad en la zona norte de Lima Metropolitana, en la provincia constitucional del Callao y en las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. La zona de concesión abarca un total de 1518 km<sup>2</sup>.

Atiende a 52 distritos de forma exclusiva y comparte cinco distritos adicionales con la empresa distribuidora de la zona sur de Lima Metropolitana. Distribuye

energía a más de 1300000 clientes, lo que beneficia a más de la mitad de pobladores de Lima Metropolitana.



Figura N°2.9. Edelnor-Ubicación Geográfica

Edelnor cuenta con 34 subestaciones de transmisión, que juntas alcanzan una potencia instalada total de 3445 MVA ; y cuenta con 528 km aproximadamente de red AT.

Tabla N°2.1. Resumen Subestaciones de Transmisión - Edelnor S.A.A.

Relación de Transformación (kV)	Cantidad de Subestaciones	Cantidad de Transformadores	Capacidad Instalada (MVA)
220/60	6	13 (*)	1720
66/10	2	4	92
60/10	26	60	1633
<b>Total</b>			<b>3445</b>

(\*) Bancos de 03 transformadores monofásicos c/u.

Tabla N°2.2. Resumen Líneas de Transmisión - Edelnor S.A.A.

Tensión (kV)	Longitud (km)		
	Aéreo	Subterráneo	Total
220	47.4	2	49.4
66	70.4	0.5	70.9
60	329	79.5	408.5
<b>Total</b>	<b>446.8</b>	<b>82</b>	<b>528.8</b>

Edelnor cuenta con 9380 subestaciones de distribución, que alcanzan una potencia instalada total de 1678 MVA ; y en lo que respecta a redes, cuenta con 4276 km de red MT, 11850 km de red BT y con 9905 km de alumbrado público. Asimismo cuenta con 366220 luminarias, distribuidas a lo largo de toda su zona de concesión, que alcanzan una potencia instalada de 61707 kW en alumbrado público.

Tabla N°2.3. Resumen Infraestructura Distribución - Edelnor S.A.A.

Redes MT (km)		Redes BT - SP (km)		SED's	
Aéreo	Subterráneo	Aéreo	Subterráneo	Cantidad	MVA
2086	2190	5108	6742	9380	1678
49%	51%	43%	57%		

Redes BT-AP (km)		Luminarias	
Aéreo	Subterráneo	Cantidad	MVA
5197	4708	366220	61707
52%	48%		

La demanda de energía eléctrica en la zona de concesión de la empresa Edelnor S.A.A., ha aumentado en 10 años en promedio 7% anual, y se estima un crecimiento promedio anual del orden de 4.2% para los próximos 5 años.

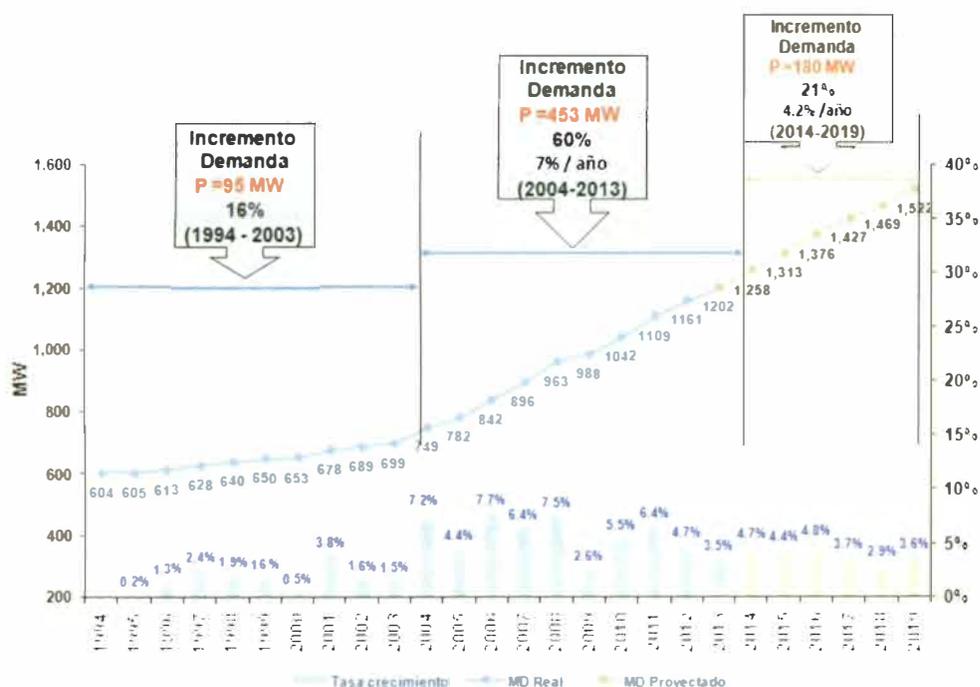


Figura N° 2.10. Crecimiento de la Demanda Eléctrica -Edelnor S.A.A.

#### 2.4.1. Misión, Visión y Valores

##### 1. Misión

- Ser una empresa líder orientada a la mejora continua.
- Entregar un servicio vital para la calidad de vida de las personas, el desarrollo de las empresas y la comunidad.
- Fomentar una cultura de servicio al cliente.

- Entregar nuevos servicios y productos que respondan a las necesidades de nuestros clientes.
- Fomentar una cultura proactiva, de pertenencia, adaptabilidad y compromiso en nuestros trabajadores y contratistas.
- Obtener una retribución acorde a la calidad de los productos y servicios que entregamos, creando valor de forma sostenida.
- Contribuir al desarrollo de las comunidades que atendemos.
- Realizar nuestra actividad con responsabilidad y en armonía con el medio ambiente y desarrollo sostenible.

## 2. Visión

Ser la mejor empresa de servicios del Perú, comprometidos con nuestros clientes, orgullo para nuestros trabajadores, rentables para el accionista y protagonistas en el desarrollo de la comunidad.

## 3. Valores

- Respeto.- Es el compromiso principal con la seguridad de quien trabaja para nosotros y con nosotros. Es la consideración constante de las exigencias de los clientes.
- Atención a las personas.- Es la atención a los talentos y a las aspiraciones de las personas que trabajan en la compañía. Es premiar el mérito de quien pone su propio talento al servicio de la Empresa.
- Ética.- Es la competencia y la capacidad de hacer bien nuestro trabajo para lograr la excelencia sin atajos.

- Orientación a los resultados.- Es el tesón para la mejora continua a fin de garantizar mejores resultados y responder a las expectativas de los accionistas. Es un planeamiento del trabajo diario: “hacer más con menos”.
- Responsabilidad social.- Es la responsabilidad individual y colectiva con la sociedad en la cual vivimos y, especialmente, con el medio ambiente. Es la importancia de hacer transparentes y comprobables todas nuestras acciones.

**2.4.2. Organigrama**

La empresa posee una estructura jerarquizada por gerencias. La gerencia encargada de las labores de planificación técnica de la red de distribución es la Gerencia Técnica, a través de la Sección de Planificación de la Red.

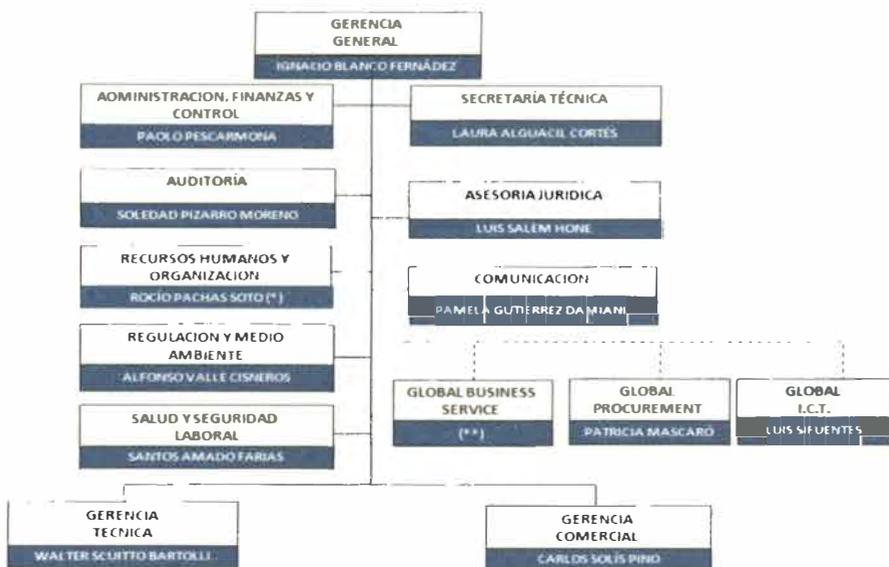


Figura N°2.11. Estructura General-Edelnor S.A.A.

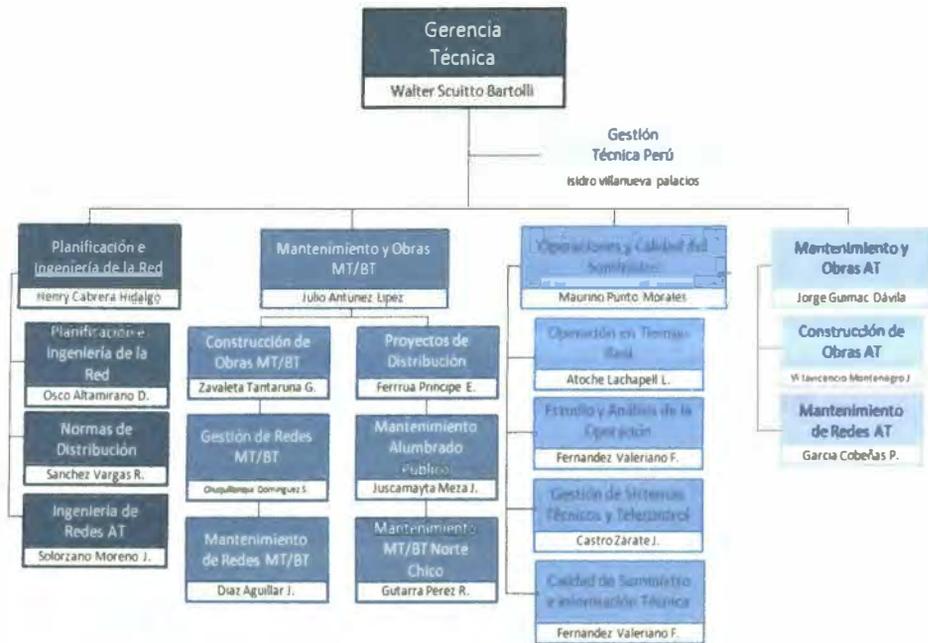


Figura N°2.12. Estructura Gerencia Técnica-Edelnor S.A.A.

### 2.4.3. Estructura Topológica

La topología de redes de distribución define la forma en que se organizan los elementos que la componen. Es un tema muy importante para el diseño de las redes MT de la empresa concesionaria, debido a sus implicancias en la minimización de costos de construcción, y la mejora de la calidad del servicio y producto para los clientes finales de la red.

Se pueden distinguir dos tipos de esquemas topológicos de redes MT, el subterráneo y el aéreo o mixto. Sin embargo ambos esquemas se estructuran en forma similar, en donde se tiene un circuito troncal y de él se derivan varios circuitos laterales y enlaces auxiliares.

En las zonas con densidades de carga mayores a 4 MW/km<sup>2</sup>, se emplean con predominancia las redes subterráneas y en las zonas con densidades de carga menores o iguales a 1,5 MW/km<sup>2</sup>, se emplean con predominancia redes aéreas o mixtas.

Tabla N°2.4. Tipo de Red MT según Densidad de Carga

<b>Sub Zona</b>	<b>Rango de Densidad MW/km<sup>2</sup></b>	<b>Red de Media Tensión</b>
Urbano Muy Alta Densidad	> 4	Subterráneo
Urbano Alta Densidad	1.5 a 4	Aéreo o Mixto
Urbano Media Densidad	< 1.5	Aéreo o Mixto
Urbano Rural	< 0.25	Aéreo o Mixto

Los criterios de diseño comunes, para redes subterráneas como para redes aéreas o mixtas, son los siguientes:

- La configuración de las redes será del tipo enmallado abierto, con máximo tres enlaces auxiliares hacia alimentadores colindantes. Los enlaces auxiliares serán utilizados para el traspaso de carga, y estarán ubicados en la red MT, de la siguiente manera:
  - El primer enlace auxiliar estará ubicado a 25% de la carga de diseño del alimentador.

- El segundo estará ubicado a 50% de la carga de diseño del alimentador.
  - El tercero estará ubicado a 75% de la carga de diseño del alimentador, el cual unirá dos circuitos troncales pertenecientes a la misma SET o a SET's diferentes.
- 
- Los enlaces que componen a los alimentadores MT serán de diseño cilíndrico, es decir tendrán un único valor de calibre en los circuitos troncales y laterales, dependiendo si es subterráneo o aéreo.
  - El valor máximo de corriente para la operación del alimentador (Capacidad de Diseño) será el 90% de la capacidad admisible del circuito troncal, con la finalidad de tener una reserva para el traspaso de carga adicional. La capacidad diseño está dada por la consideración que el alimentador debe ser capaz de tomar un 25% de carga adicional de otro alimentador con interrupción hasta alcanzar una sobrecarga máxima de 120% (Capacidad de emergencia). En caso de quedar fuera de servicio cualquier enlace troncal de un alimentador por falla o mantenimiento programado, es posible transferir el 100% de la carga interrumpida, a través del uso de los enlaces auxiliares. De este modo, las labores de mantenimiento preventivo o reparación podrán realizarse sin afectar el servicio eléctrico.

$$I_{emerg} = 1.2 * I_{adm} \quad (2.4.3.1)$$

$$I_d = 0.75 * I_{emerg} \quad (2.4.3.2)$$

$$I_d = 0.75 * 1.2 * I_{adm} = 0.9 * I_{adm} \quad (2.4.3.3)$$

Donde:

$I_{emerg}$  = Corriente de emergencia [A].

$I_{adm}$  = Corriente de admisible [A].

$I_d$  = Corriente de diseño [A].

#### 1. Criterios de Diseño para una Red Subterránea

El recorrido del circuito troncal de un alimentador MT subterráneo estará conformado por subestaciones tipo convencional con celdas cerradas modulares, en donde se ubicarán los equipos de protección y maniobra.

Las celdas de entrada y salida de las subestaciones convencionales estarán equipadas con seccionadores de potencia sin fusible con su respectivo señalizador de fallas (En la parte superior de la celda); las celdas de donde se derivarán los circuitos laterales y los clientes MT estarán equipadas con interruptores o seccionadores de potencia con fusible, y la celda de salida para el transformador MT/BT estará equipada con un seccionador de potencia con fusible.

Los equipos seccionadores de potencia con fusible se usarán en las derivaciones de circuitos laterales con potencias de hasta 1.5 MVA, y para potencias mayores se utilizarán interruptores.

Los enlaces auxiliares se darán entre subestaciones convencionales, y en sus extremos se utilizarán seccionadores bajo carga sin fusibles, uno de ellos con señalizador de falla.

Las celdas MT utilizadas para los circuitos troncales y las derivaciones, en las subestaciones convencionales, tienen la posibilidad de ser accionadas vía telecomando desde el centro de control general.

Se usarán para los enlaces troncales cables con calibre de 400 mm<sup>2</sup>, y para los enlaces laterales cables con calibre de 120 mm<sup>2</sup>, ambos de conductor de aluminio. No se considerará bajo ningún concepto el uso de derivaciones rígidas en T subterráneas en enlaces troncales o laterales.

Las subestaciones distribución que compondrán los alimentadores MT subterráneos son del tipo convencional, y de los tipos compacta pedestal y bóveda.

Las potencias de los transformadores MT/BT a utilizar en los diferentes tipos de subestaciones de distribución para redes subterráneas, son las siguientes:

- SED tipo Convencional 250, 400, 630 kVA.
- SED tipo Compacta Pedestal 100, 160, 250, 400 kVA.
- SED tipo Compacta Bóveda 100, 160, 250 kVA.

Se empleará para el caso de alimentación de clientes MT en redes subterráneas, una celda en la subestación convencional, con interruptor cuando la potencia contratada del cliente sea mayor a 1,5 MVA, y una celda con seccionador de potencia con fusible cuando la potencia sea menor a 1,5 MVA.

El valor máximo de corriente admisible (Capacidad admisible) en la red subterránea, esta dado bajo la consideración de la capacidad térmica de tres sistemas unipolares de cable por zanja, lo cual representa el 72% de la capacidad nominal del cable, de acuerdo a las normas de la empresa concesionaria.

El máximo valor de corriente del enlace troncal subterráneo ocurre, en la mayoría de casos, a la salida de la SET, debido a la acumulación de ternas de diferentes alimentadores MT.

$$I_{adm} = 0.72 * I_{nom} \quad (2.4.3.4)$$

Donde:

$I_{adm}$  = Corriente admisible [A].

$I_{nom}$  = Corriente nominal [A].

Ver Figura 2.13 Topología de Red Subterránea, para detalles gráficos.

## 2. Criterios de Diseño para una Red Aérea o Mixta

La estructura de la red mixta permite intercalar redes aéreas y subterráneas, lo cual trae como consecuencia la construcción de menos SED's convencionales a comparación de un alimentador MT subterráneo puro. En la red mixta se aplican todos los conceptos anteriormente mencionados de topología de red MT subterránea, y los conceptos propios de topología de red MT área.

En los tramos de red aérea de los enlaces troncales se ubicarán puntos de maniobra, los cuales permitirán tener flexibilidad en el circuito. En estos puntos de maniobra normalmente irán instalados reconectores o seccionadores tripolares aéreos bajo carga con señalizador de falla.

Las derivaciones aéreas que corresponden a circuitos laterales, se harán en cualquier punto del tramo aéreo del circuito troncal, teniendo en cuenta la instalación de equipos de protección y maniobra en las salidas de dichas derivaciones aéreas, que normalmente serán reconectores o seccionadores tripolares aéreos bajo carga con señalizador de falla,

Las equipos MT de protección y maniobra, utilizados para los circuitos troncales y las derivaciones en tramos aéreos, tienen la posibilidad de ser accionados vía telecomando desde el centro de control general.

Se usarán en los tramos aéreos de los enlaces troncales, conductores desnudos de aluminio con calibre de 240 mm<sup>2</sup>, y para los tramos aéreos de los enlaces laterales, cables de aluminio autosoportados con calibre de 70 mm<sup>2</sup>.

En el intercambio de la red aérea con la red subterránea se instalarán seccionadores de cuchilla aéreos estratégicamente ubicados para facilitar las labores de mantenimiento.

Las subestaciones distribución que podrán instalarse en los tramos aéreos de un alimentador mixto, son de los tipos biposte y monoporte.

Las potencias de los transformadores MT/BT a utilizar en los tipos de subestaciones anteriormente mencionados, son las siguientes:

- SED tipo Aéreo Monoposte 50, 100 kVA.
- SED tipo Aéreo Biposte 100, 160, 250, 400, 630 kVA.

Los clientes MT cercanos a redes aéreas, se alimentarán a través de puestos de medición de intemperie (PMI), teniendo en cuenta que si la potencia del cliente es mayor a 1 MVA, se instalará como equipo de

protección y maniobra, un reconectador, y si es menor a 1 MVA, un seccionador fusible (Cut-out).

El valor máximo de corriente admisible (Capacidad admisible) en los tramos de red aérea es equivalente a la capacidad nominal del conductor o cable autoportado.

$$I_{adm} = I_{nom} \quad (2.4.3.5)$$

Donde:

$I_{adm}$  = Corriente admisible [A].

$I_{nom}$  = Corriente nominal [A].

Ver Figura 2.14 Topología de Red Aérea o Mixta, para detalles gráficos.

#### **2.4.4. Filosofía de la Protección**

La protección eléctrica es un punto muy importante a considerar en el diseño de redes MT, debido a sus consecuencias directas en la calidad de servicio de la red. La protección eléctrica en la red de distribución se considera para hacer frente a las fallas entre fases (Bifásicas o trifásicas), y a las fallas a tierra (Homopolares).

Como criterio común para los tipos de alimentadores MT subterráneos o mixtos, se considera lo siguiente:

En las celdas de salida de la subestación de transmisión, los alimentadores MT contarán con un interruptor con relés de máxima corriente de tiempo definido para la detección de fallas bifásicas, trifásicas y a tierra (Redes MT con retorno a tierra). Para los casos de redes MT aisladas (Sin retorno a tierra), se considerará la instalación de un relé direccional homopolar.

#### 1. Filosofía de la Protección para una Red Subterránea

Para una red MT troncal subterránea se instalará como máximo tres interruptores, y cada uno de ellos tendrá un relé de máxima corriente de tiempo definido para la detección de fallas bifásicas, trifásicas y a tierra (Redes MT con retorno a tierra), y para los casos de redes MT aisladas (Sin retorno a tierra) se considerará la instalación de un relé homopolar.

En todos los circuitos laterales de la red MT subterránea, se emplearán seccionadores de potencia con fusibles hasta una potencia de 1,5 MVA. Esta potencia está en relación con la capacidad máxima del fusible de 100 A del equipo. Cuando la potencia sea mayor a 1,5 MVA, se utilizarán interruptores de corte en vacío. Ver Figura 2.13 Topología de Red Subterránea, para detalles gráficos.

#### 2. Filosofía de la Protección para una Red Aérea o Mixta

Para una red MT mixta troncal, se considerará, para los casos de tramos subterráneos, lo expuesto anteriormente; y para los casos de tramos

aéreos se instalarán como máximo tres reconectores, cada uno de ellos con un relé multifunción para la detección de fallas bifásicas, trifásicas y a tierra. Asimismo, a fin de obtener coordinaciones apropiadas con los fusibles (Cut-out) de los clientes MT conectados en tramos aéreos (PMI) y de las subestaciones aéreas, los reconectores deberán disponer de curvas del tipo tiempo definido, muy y extremadamente inverso.

En todo circuito lateral que derive de los tramos aéreos, se instalará un seccionador bajo carga tripolar con señalizador de falla, a fin de poder despejar la falla del segmento interrumpido, y facilitar el seccionamiento de dicho tramo para efectuar la reparación sin causar desconexiones en otros sectores. Ver Figura 2.13 Topología de Red Aérea o Mixta, para detalles gráficos.

#### **2.4.5. Criterios de Riesgo Técnico**

Los criterios de Riesgo técnico definen los límites máximos aceptados por la empresa concesionaria de distribución eléctrica de la zona norte de Lima Metropolitana, para la explotación de los elementos o equipos que conforman la red.

Estos límites tienen que ver con los niveles de carga, y los niveles de voltaje, que en condiciones normales de operación, serán admitidos para la red MT.

Los criterios de riesgo técnico son las bases respecto a las cuales se comparan los estados de operación (Carga y nivel de tensión) para determinar la existencia de puntos críticos en la red MT. La identificación de los puntos críticos de la red, es una etapa muy importante en el proceso de planificación, a fin de asegurar la entrega de energía de calidad a los clientes finales.

#### 1. Criterio de Carga

Para los alimentadores MT, no se aceptarán sobrecargas respecto a la capacidad admisible ( $I_{adm}$ ) de ningún tramo que lo compone en condiciones de operación normal, es decir que los componentes de la red se encuentran operativos y sometidos a la demanda máxima proyectada.

#### 2. Criterio de Tensión

Para los alimentadores MT, de acuerdo a la NTCSE, no se aceptarán diferencias en el nivel de tensión mayores a  $\pm 5\%$ , respecto a la tensión nominal de la red, para ningún tramo que la compone en condiciones de operación normal.

Tabla N°2.5. Criterio de Nivel de Tensión

<b>Condición de Operación</b>	<b><math>\Delta V</math> máx</b>	<b>Banda Permitida</b>
Normal	$\pm 5\%$	$0,95 < V < 1,05$



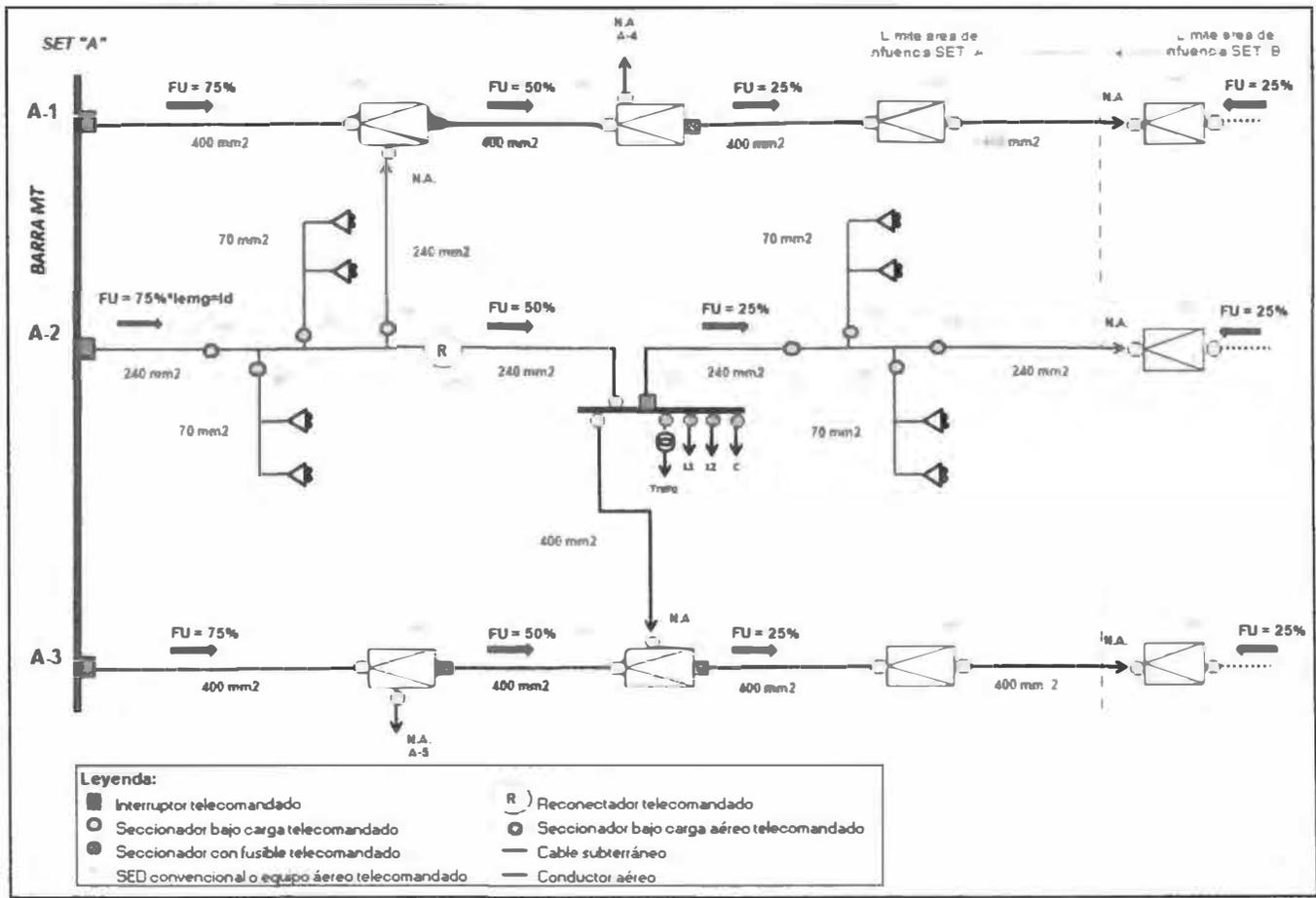


Figura N°2.14. Topología de Red MT Aérea o Mixta

### **CAPITULO III**

## **IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS DE TRABAJO**

#### **3.1. Identificación del Problema**

La actividad de planificar las redes de distribución MT es una de las principales para el negocio de distribución de energía eléctrica, ya que la precisión de sus resultados significan grandes sumas de dinero en inversión para la empresa concesionaria.

Planificar la red de distribución MT es una ardua labor, debido esencialmente a los siguientes aspectos:

1. Recopilación de grandes volúmenes de información de distintas fuentes y aspectos (Demanda, arquitectura de red, N° de clientes, etc.) de la red de distribución MT que se desarrolla en la zona de análisis (Provincias, ciudades, distritos, etc.)
  
2. Análisis para la depuración de valores atípicos en los registros históricos de la demanda eléctrica de la red MT, debido a fallas en sus circuitos, traslados de carga temporales, fallas en la medición, o incrementos

súbitos de demanda en clientes industriales. Esta etapa del proceso de planificación, a pesar de su gran dificultad debido a la gran variedad de orígenes y cantidad de información a procesar, es muy importante ya que de lo contrario se sobrestimarían los valores de demanda proyectada para los alimentadores MT, y eso traería como consecuencia mayores costos de inversión para la empresa concesionaria.

3. Dificultad en la actualización de los modelos eléctricos de la red MT, debido principalmente a la gran variedad de circuitos, de diferentes secciones y longitudes, que la componen; y a los proyectos de reformas que se encuentran en ejecución, al momento de la elaboración de los estudios de planificación, en las empresas concesionarias.
4. Análisis de la gran cantidad de información eléctrica de todos los circuitos que componen la red MT (Troncales y lateral) de la zona de análisis, a fin de lograr identificar los puntos débiles de su arquitectura, y así evitar problemas en su operatividad.

El problema quedó identificado mediante la siguiente interrogante:

¿Es factible elaborar un estudio de planificación a corto plazo de los alimentadores de media tensión de la zona norte de Lima Metropolitana, que permita definir estrategias para solucionar los puntos críticos identificados en la red, para el horizonte de análisis, respetando las restricciones técnicas, regulatorias y económicas más relevantes?

## **3.2. Planteamiento de la Hipótesis de Trabajo**

### **3.2.1. Hipótesis Principal**

Es factible elaborar un estudio de planificación a corto plazo de los alimentadores de media tensión de la zona norte de Lima Metropolitana, que permita definir estrategias para solucionar los puntos críticos identificados en la red, para el horizonte de análisis, respetando las restricciones técnicas, regulatorias y económicas más relevantes.

### **3.2.2. Hipótesis Específicas**

- a. Es factible estimar la demanda futura a corto plazo (2 años) de los alimentadores MT.
- b. Es factible identificar los puntos críticos de los alimentadores MT, de acuerdo a los criterios de riesgo técnico.
- c. Es factible elaborar estrategias que permitan solucionar los puntos críticos de los alimentadores MT.
- d. Es factible valorizar las estrategias, evaluar económicamente y priorizar las inversiones, consideradas en el estudio de planificación

## **CAPITULO IV**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **4.1 Etapas del Proceso de Planificación de la Red MT**

La metodología utilizada en el presente estudio, de acuerdo a los objetivos planteados, encaja en el nivel de Investigación Descriptiva ya que consiste en precisar los hechos que caracterizan una situación planteada.

La planificación, es una secuencia compleja de pasos, que basándose en la simulación de las condiciones actuales y futuras de escenarios, permite tener el panorama integral para la toma de decisiones, con el fin de lograr la consolidación de los objetivos a corto, mediano y largo plazo de la compañía.

La actividad de planificación de la red de distribución tiene como objetivo principal la expansión optima de las redes MT, comenzando por simular las condiciones actuales y el comportamiento futuro de la red, a fin de detectar las vulnerabilidades, para luego identificar las alternativas de solución y seleccionar aquellas que resulten más rentables.

A continuación se muestra un diagrama esquemático con las etapas características de un estudio de planificación de un sistema de distribución:

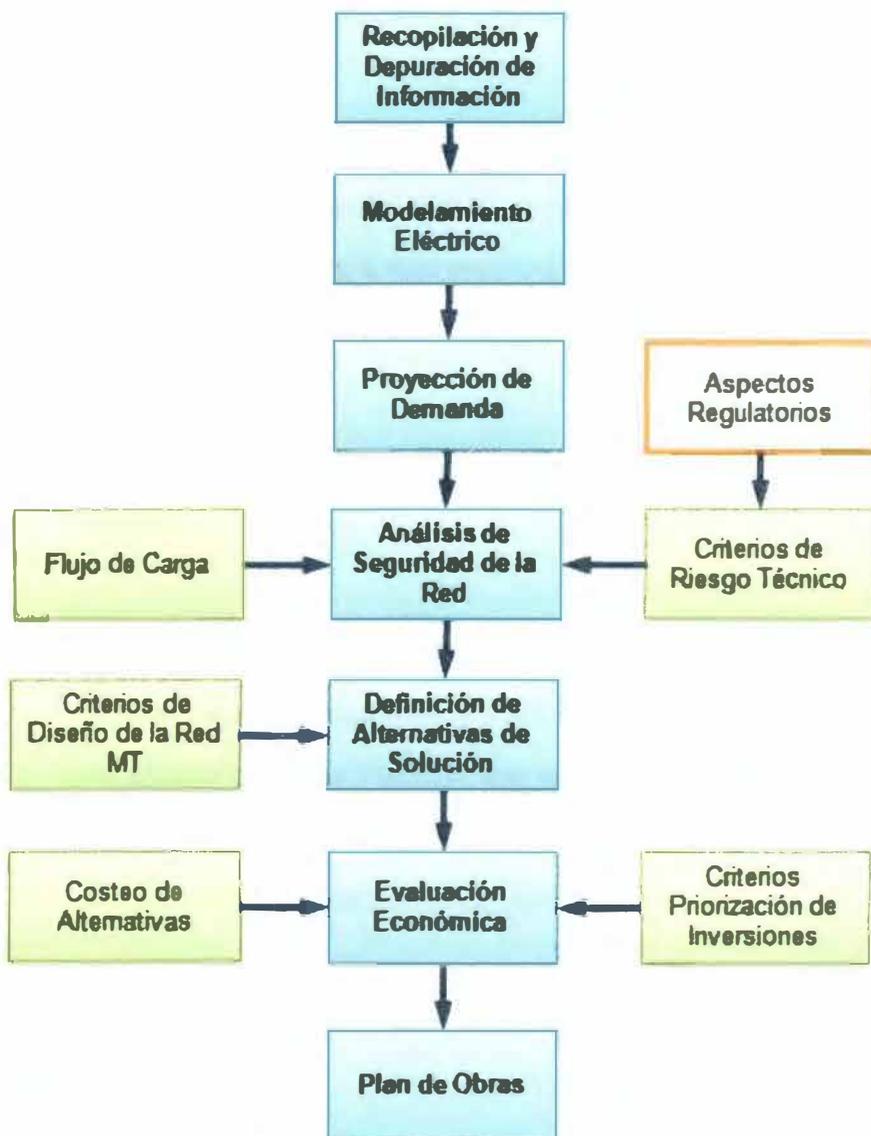


Figura N° 4.1. Etapas de Planificación

#### **4.1.1. Recopilación y Depuración de Información**

Es la primera etapa del proceso de planificación, y consiste en la recopilación de toda la información necesaria acerca del sistema de distribución de la zona Norte de Lima Metropolitana.

Es la parte más importante del proceso de planificación debido a que de ser errada la información obtenida o mal procesada, serán errados los resultados del análisis, lo cual traería como consecuencia mayores niveles de inversión para la solución de los problemas identificados.

Para la realización del análisis, la información más importante es la siguiente:

##### **1. Cantidad y Topología Actual de Alimentadores MT**

La empresa concesionaria de la zona norte de Lima Metropolitana tiene una sección de Datos Técnicos, que se encarga de recopilar y actualizar la información con las características técnicas principales de la red de distribución MT y BT de la zona de Lima Norte.

Dicha sección pone a disponibilidad de los analistas de la empresa, la información de la red MT a través de dos sistemas técnicos, "Geonet" (Sistema Georeferenciado) y "SDA" (Sistema Unifilar de la Red MT).

La información disponible en dichos sistemas es principalmente la cantidad y topología actual de los alimentadores MT, la longitud, calibre y disposición física de los conductores, el mapa cartográfico de la zona Lima Norte, la cantidad y ubicación física de las SEDs y SETs, sus tipos y capacidad instalada, los seccionamientos e interconexiones entre alimentadores MT, y los equipos de protección.



Figura N° 4.2. Geonet (Sistema Georeferenciado)

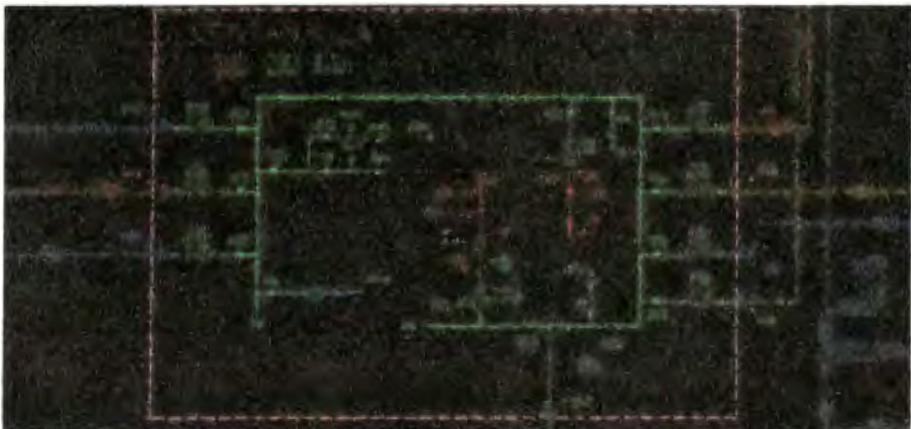


Figura N° 4.3. SDA (Sistema Unifilar de la Red MT)

## 2. Demanda Histórica de los Alimentadores MT

Es la información más importante para la realización del estudio, debido a que nos permite simular las condiciones actuales de la red MT, y de acuerdo a su tendencia histórica, nos da la posibilidad de pronosticar su evolución futura. Asimismo, permite describir en términos de carga a los alimentadores MT.

La empresa concesionaria de la zona norte de Lima Metropolitana tiene a disposición de los analistas, a través del sistema "ION Enterprise", la información de demanda en la cabecera de todos los alimentadores MT que conforman el sistema de distribución de la zona norte de Lima Metropolitana.

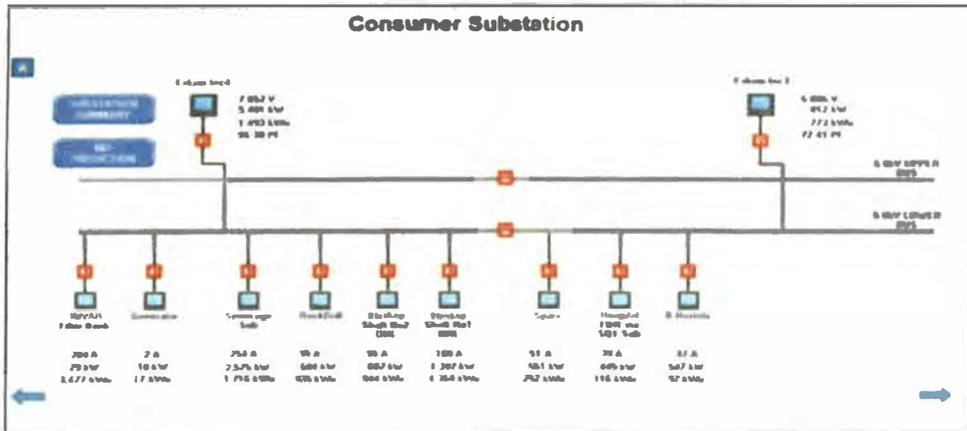


Figura N° 4.4. ION Enterprise

La información de demanda disponible se encuentra en corriente (A), potencia activa (kW), potencia reactiva (kVAR) y potencia aparente (kVA), cada 15 min para todos los meses del año (Tiempo Real).

### 3. Cantidad y Demanda Actual de los Suministros MT y BT

La información de la cantidad y demanda actual de los suministros MT y BT, es de vital importancia para la realización de los flujos de carga de la red MT; y en la empresa concesionaria de la zona norte de Lima Metropolitana, se obtienen a través del sistema comercial "Sinergia 4J".

La información de demanda los clientes MT se encuentra disponible en kW y kWh para los bloques de potencia "Hora Punta" y "Hora Fuera de Punta"; y la información correspondiente a los clientes BT como kWh.

### 4. Nuevas Solicitudes

Dentro de las funciones principales de sector de planificación de la red, se encuentra la elaboración de los estudios de factibilidad técnica para la atención de nuevos clientes o incrementos de potencia de suministros existentes, cuyas nuevas potencias sean mayores a 500 kW.

Para la realización del estudio es necesario identificar las solicitudes de clientes MT industriales, comerciales o inmobiliarios, con mayor probabilidad de ingreso a la red MT como cargas nuevas para el horizonte de análisis.

Por su importancia para el estudio, la data de demanda de los alimentadores MT tiene que ser altamente fiable y clara, pero muy frecuentemente presenta problemas en sus curvas, por lo que es importante contar con herramientas que faciliten el procesamiento de la información, y con un grupo de analistas de planificación con la suficiente experiencia en el sector para la correcta elaboración de la tarea.

Los principales problemas en las curvas de demanda son:

1. Ausencia de Datos Históricos

Se presentan cuando existen discontinuidades o vacíos en la curva de demanda de los alimentadores MT, por falta de los valores en los reportes de demanda extraídos del sistema "ION Enterprise".

Dicho problema conlleva a tener mayor incertidumbre en la determinación de la demanda actual, y la estimación de la demanda futura de los alimentadores MT.

La sección de planificación de la red de la empresa concesionaria de la zona norte de Lima Metropolitana, cuenta con herramientas elaboradas en el software Excel, que facilitan la visualización de dicho problema, y así, los analistas puedan tomar las decisiones correctas referentes a las curvas de demanda.

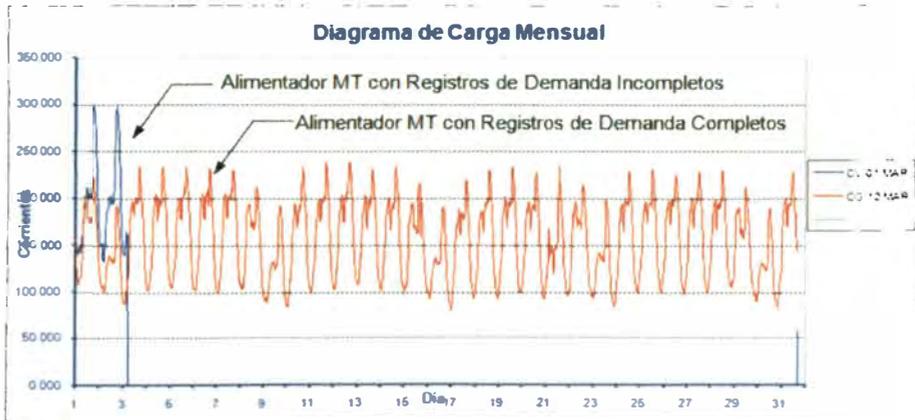


Figura N° 4.5. Curva de Demanda con Ausencia de Data

## 2. Lecturas No Representativas o Atípicas

Se presentan cuando en las curvas de demanda de los alimentadores MT existen cambios bruscos en los valores de demanda, producidos principalmente por traslados de carga entre alimentadores MT por simple contingencia, mantenimientos programados, puesta en servicio de nuevos proyectos, y por problemas con los medidores ION en las SETs.

Dicho problema, de no ser resuelto genera sobrestimaciones en las demanda de los alimentadores, lo cual se traduce en mayores montos de inversión. La empresa concesionaria de la zona norte de Lima Metropolitana cuenta con herramientas elaboradas en el software Excel, que facilitan la depuración de dicho problema.

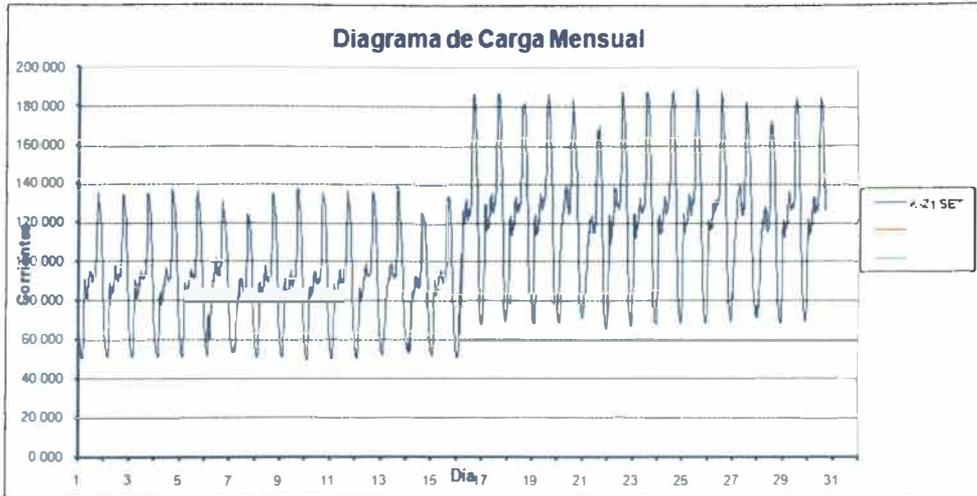


Figura N° 4.6. Curva de Demanda con Data Atípica

#### 4.1.2. Modelamiento Eléctrico

A partir de la información obtenida de las distintas fuentes de información técnica de la empresa concesionaria de la zona norte de Lima Metropolitana, es necesario elaborar los modelos eléctricos para cada circuito alimentador MT.

La empresa concesionaria de la zona norte de Lima Metropolitana realiza sus análisis eléctricos de distribución utilizando el software técnico "Cyndist", el cual le permite de manera ágil y amigable, realizar los flujos de carga de las redes MT de la zona norte de Lima Metropolitana, de acuerdo a los modelos eléctricos elaborados, representados de manera gráfica georeferenciada.



#### **4.1.3. Proyección de Demanda**

Una vez recopilada y actualizada toda la información necesaria para la estimación de la demanda eléctrica, se procede a calcular estos valores, mes a mes, para los años en que se va a llevar a cabo el estudio. Los dos métodos son los siguientes:

- Estimación de demanda por tendencia histórica.
- Estimación de demanda por crecimiento vegetativo.

Estimación de la demanda futura a corto plazo (2 años), utilizando la técnica de tendencia histórica, con plantillas desarrolladas en el software Excel.

#### **4.1.4. Análisis de Seguridad de la Red**

Identificación de los puntos críticos de los alimentadores MT, de acuerdo al análisis de seguridad de la red en las condiciones de operación normal (Estado N), para los escenarios inicial y futuro, teniendo en consideración los criterios de riesgo técnico de sobrecarga y caída de tensión.

#### **4.1.5. Elaboración de las Alternativas de Solución**

Elaboración de estrategias que permitan solucionar los problemas de la red MT que pongan en riesgo su operatividad y calidad de producto y servicio, considerando los criterios de diseño de la red MT señalados en los conceptos de estructuras topológicas, y la filosofía de protección asociada.

#### **4.1.6. Evaluación Económica**

Se tiene que partir de la valorización de las soluciones usando los módulos de costos de materiales y trabajos (Mano de obra).

Luego seguir con la elaboración de las evaluaciones económicas, con el respectivo calculo de sus principales indicadores de rentabilidad (TIR y VAN).

Finalmente se tendrá que determinar de la priorización de las inversiones, importante variable de entrada para la elaboración del cronograma de ejecución de los anteproyectos con las soluciones planteadas.

## CAPITULO V

### DESARROLLO DEL ESTUDIO

#### 5.1. Sistema de Distribución Eléctrica de la Zona de Norte de Lima Metropolitana

El sistema de distribución de la zona norte de Lima Metropolitana, se encuentra dentro de la zona de concesión de la empresa Edelnor S.A.A. y comprende un área de aproximadamente 1,400 km<sup>2</sup>, atiende a 22 distritos de forma exclusiva, y distribuye energía a más de 1'200,000 clientes, lo que beneficia a más de la mitad de la población de la Ciudad de Lima.



Figura N° 5.1. Alimentadores MT de la Zona Norte de Lima Metropolitana

### 5.1.1. Resumen del Diagnostico Futuro de los Alimentadores MT

El análisis se realizó para los 409 alimentadores Mt que integran el sistema de distribución MT de la zona norte de Lima Metropolitana, a continuación se presentan los resultados finales de carga para el horizonte de análisis de los alimentadores MT (2 años, año 2016):

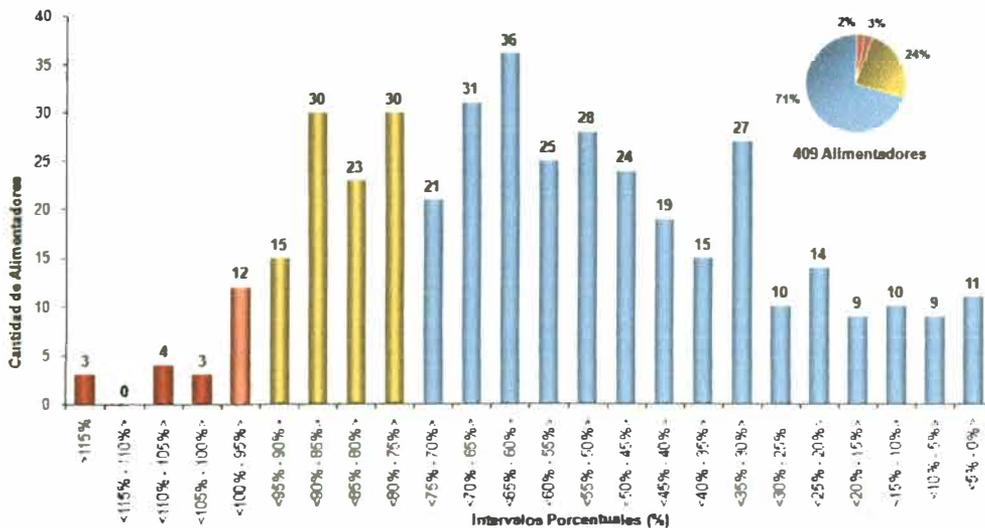


Figura N° 5.2. Cargabilidad de Alimentadores MT-Año Final

### 5.1.2. Resumen de las Estrategias para Solucionar los Puntos Críticos

A continuación se presentan las estrategias planteadas para solucionar los puntos críticos identificados en la red para el periodo de análisis:

Tabla N° 5.1. Resumen de Estrategias

ITEM	SET	ALIM	TIPO RED	CONDUCTOR CRÍTICO SOBRECARGADO	F.U. CONDUCTOR CRITICO	Cantidad de clientes del alimentador	Cantidad de clientes del circuito	PROPUESTA DE SOLUCIÓN	LONG. (m)	PRESUPUESTO (MS/.)
<b>Caso 1ET (1er Enlace Troncal)</b>										
1	SANTA ROSA	P31	TRONCAL	NKY 240	137%	5044	5044	Nuevo Alimentador Z-04	2,130	560
2	QUENDO	O07	TRONCAL	NKY 240	127%	61	61	Nuevo alimentador O-19	4,100	1,252
3	TOMAS VALLE	TV03	TRONCAL	NKY 240	117%	7110	7110	<b>Solución incluida en proyecto de reforma de laterales TV-03 (Item 47)</b>		
4	PUNTE PIEDRA	PP04	TRONCAL	N2XSY 240	114%	5433	5433	Nuevo Alimentador PP-08		
5	TACNA	T25	TRONCAL	N2XSY 240	114%	10740	10740	<b>Nuevo alimentador UN-5 (incluye solución item 29 y 40)</b>	3,576	973
6	TACNA	T22	TRONCAL	2 NKY 120	114%	10525	10525	<b>Nuevo alimentador UN-6 (Incluye solución Items 33 y 71)</b>	5,680	1,631
7	QUENDO	O09	TRONCAL	NKY 240	113%	5862	5862	Refuerzo red 1era troncal	1,468	338
8	SANTA ROSA	P16	TRONCAL	N2XSY 240	110%	60	60	Traslado de carga con maniobra del P-16 al CG-17		
9	INFANTAS	I17	TRONCAL	N2XSY 240	110%	1239	1239	<b>Traslado de carga del I-17 al I-20 y regulador tensión (Incluye solución Item 52)</b>	2,772	702
10	PANDO	PA18	TRONCAL	NKY 240	109%	2723	2723	Nuevo alimentador PA-10	2,850	843
11	CHAVARRIA	CH28	TRONCAL	N2XSY 240	108%	922	922	Nuevo alimentador UN-3	9,030	2,959
12	CAUDIVILLA	CV06	TRONCAL	N2XSY 240	105%	3688	3688	Nuevo Alimentador CV-N1	2,000	1,011



									4	
<b>Caso 2ET (2do Enlace Troncal)</b>										
29	TACNA	T25	TRONCAL	NKY 70	129%	10740	9952	<b>Solución incluida en proyecto de reforma del 1er enlace troncal alimentador T-25 (Item 5)</b>		
30	MARANGA	MA08	TRONCAL	NKY 70	115%	1		Refuerzo 2do enlace troncal	1,374	354
31	CAUDIVILLA	CV07	TRONCAL	NKY 120	102%	8961	8860	Refuerzo 2do enlace troncal	381	98
32	INFANTAS	I17	TRONCAL	N2XSY 120	111%	1239	1220	Nuevo alimentador I-N, reconfiguración y nuevas SEDs	8,000	2,135
33	TACNA	T22	TRONCAL	N2XSY 240	111%	10525	9631	<b>Solución incluida en proyecto de reforma del 1er enlace troncal T-22 (Item 6)</b>		
34	TACNA	T17	TRONCAL	N2XSY 70	111%	2925	2588	Refuerzo 2do enlace troncal	340	88
35	CANTO GRANDE	CG10	TRONCAL	NKY 120	106%	6504	6395	<b>Solución incluida en proyecto de reforma de lateral CG-10 (Item 49)</b>		
36	CANTO GRANDE	CG03	TRONCAL	N2XSY 120	102%	8148	7937	<b>Solución incluida en proyecto de reforma del 1er enlace troncal alimentador CG-09 (Item 20)</b>		
37	MARANGA	MA10	TRONCAL	NKY 120	101%	1		Refuerzo 2do enlace troncal	790	203
38	PANDO	PA02	TRONCAL	N2XSY 240	100%	4149	3622	<b>Solución incluida en proyecto de reforma del 1er enlace troncal (Item 24)</b>		
									10,885	2,877
<b>Caso 3ET (3er Enlace Troncal)</b>										
39	PANDO	PA02	TRONCAL	N2XSY 120	127%	4149	3141	<b>Solución incluida en proyecto de reforma del 1er enlace troncal</b>		

								(Item 24)		
40	TACNA	T25	TRONCAL	NKY 70	108%	10740	7428	Solución incluida en proyecto de reforma del 1er enlace troncal alimentador T-25 (Item 5)		
41	SANTA ROSA	P13	TRONCAL	NKY 70	101%	6640	4378	Solución incluida en proyecto de reforma del 1er enlace troncal del alimentador P-33 (Item 14)		
									0	0
<b>Caso 4ET (4to Enlace Troncal)</b>										
42	SANTA MARINA	F14	TRONCAL	NKY 70	119%	4988	3857	Se soluciona con reforma lateral F-14	Metrado y Presupuesto Incluido en el caso Laterales	
									0	0
<b>CIRCUITOS LATERALES</b>										
43	TOMAS VALLE	TV17	LATERAL	NKY 16	178%	4502	1770	Reconfiguración y nuevas SEDs	Metrado y Presupuesto Incluido en el caso TV-17	
44	NARANJAL	NJ16	LATERAL	NKY 16	178%	1343	1108	Refuerzo red lateral	590	207
45	INDUSTRIAL	ID07	LATERAL	NKY 16	151%	4063	1397	Refuerzo red lateral	940	236
46	CANTO GRANDE	CG03	LATERAL	NKY 16	149%	8148	3329	Solución incluida en proyecto de reforma del 1er enlace troncal alimentador T-25 (Item 20)		
47	TOMAS VALLE	TV03	LATERAL	NKY 16	146%	7110	2772	Reconfiguración y nuevas SEDs (incluye solución Item 3)	510	314
48	MIRONES	M06	LATERAL	NKY 16	142%	1252	1036	Refuerzo y reconfiguración red	1,800	513
49	CANTO GRANDE	CG10	LATERAL	NKY 16	141%	6504	2659	Nuevo alimentador CG-02 (incluye solución Item 35)	3,110	1.345

50	TOMAS VALLE	TV-09	LATERAL	NKY 16	130%	2932	1476	Nuevo alimentador TV-20	4,750	1,414
51	INFANTAS	I15	LATERAL	NKY 16	127%	8319	2299	<b>Nuevo alimentador I-N, reconfiguración y nuevas SEDs (Incluye solución Item 16)</b>	9,128	2,581
52	INFANTAS	I17	LATERAL	NKY 16	127%	1239	429	<b>Solución incluida en proyecto de reforma del 2do enlace troncal I-17 (Item 32)</b>		
53	SANTA MARINA	F14	LATERAL	NKY 16	120%	4988	1998	Reconfiguración y nuevas SEDs	1,270	548
54	TOMAS VALLE	TV14	LATERAL	NKY 16	122%	7489	1735	Incluido en Nuevo alimentador descarga TV-09	0	0
55	MIRONES	M21	LATERAL	NKY 16	122%	3504	2173	Reforma red	2,600	613
56	JICAMARCA	J04	LATERAL	NKY 16	120%	3716	1197	Reconfiguración y nuevas SEDs	1,500	608
57	TOMAS VALLE	TV17	LATERAL	NKY 16	120%	4502	1629	Reconfiguración y nuevas SEDs	1,030	456
58	CANTO GRANDE	CG16	LATERAL	NKY 16	119%	10263	1702	Reconfiguración y nuevas SEDs	2,782	1,152
59	VENTANILLA	V07	LATERAL	NKY 16	118%	6888	1335	Reconfiguración y nuevas SEDs	3,077	771
60	NARANJAL	NJ07	LATERAL	NKY 16	118%	8098	1012	<b>Nuevo alimentador O-20 (incluye solución Item 70)</b>	7,708	2,512
61	INDUSTRIAL	ID07	LATERAL	NKY 16	118%	4063	2132	Refuerzo Red K-21 y lateral ID-07	2,738	623
62	CAUDIVILLA	CV07	LATERAL	NKY 16	149%	8961	4739	Reubicación de equipos de protección y maniobra para traslado de carga	0	39
63	TACNA	T01	LATERAL	NKY 16	115%	3313	2106	Reforma red	510	111
64	INFANTAS	I16	LATERAL	NKY 16	115%	2662	1831	Reforma red	1,475	231
65	MIRONES	M11	LATERAL	CU 25	115%	3050	1861	Contrucción 2da troncal	1,206	355
66	JICAMARCA	J02	LATERAL	NKY 16	113%	5457	5457	Reconfiguración y nuevas SEDs	2,840	1,122

67	TOMAS VALLE	TV1 6	LATERA L	NKY 16	113%	6429	2274	Reconfiguración y nuevas SEDs	1,330	561
68	MIRONES	M34	LATERA L	NKY 16	113%	5907	1672	Reconfiguración red	780	195
69	TOMAS VALLE	TV1 2	LATERA L	NKY 16	111%	4781	2003	Reconfiguración y nuevas SEDs	660	357
70	NARANJAL	NJ1 3	LATERA L	NKY 16	111%	9663	1621	<b>Solución incluida en proyecto de reforma del enlace lateral NJ-07 (Item 60)</b>		
71	TACNA	T22	LATERA L	NKY 16	110%	10525	1394	<b>Solución incluida en proyecto de reforma del 1er enlace troncal T-22 (Item 6)</b>		
72	CHAVARRI A	CH2 4	LATERA L	NKY 35	107%	4404	2553	Reconfiguración y nuevas SEDs	2,432	1,060
73	CAUDIVILLA A	CV0 3	LATERA L	N2XSY 16	122%	10438	3532	Reforma red		19
74	BARSI	K02	LATERA L	NKY 16	106%	4731	2048	Reconfiguración y nuevas SEDs	2,230	802
75	BARSI	K09	LATERA L	NKY 16	105%	2964	1808	Reconfiguración y nuevas SEDs	970	472
76	INFANTAS	I20	LATERA L	NKY 16	104%	6596	2051	Reconfiguración y nuevas SEDs	4,092	1,150
77	SANTA ROSA	P16	LATERA L	NKY 35	103%	60	53	Traslado de carga del P16 al CG17 (pendiente maniobra/problema de L695)		
78	CANTO GRANDE	CG0 9	LATERA L	NKY 16	103%	4016	1455	Reconfiguración y nuevas SEDs	1,471	564
79	CAUDIVILLA A	CV0 5	LATERA L	NKY 16	104%	10275	2192	Refuerzo red		
80	SANTA ROSA	P31	LATERA L	NKY 16	103%	5044	1093	Reforma red	130	28
81	MIRONES	M36	LATERA L	NKY 35	102%	1264	160	Reforma red	590	219
82	INFANTAS	I06	LATERA L	NKY 35	102%	6423	1447	Reconfiguración y nuevas SEDs	3,443	1,106



### 5.1.3. Resumen del Diagnostico Futuro de los Alimentadores MT con Proyecto

A continuación se mostrarán los resultados de cargabilidad de los alimentadores MT considerando las reformas de solución a los puntos críticos detectados en el estudio.

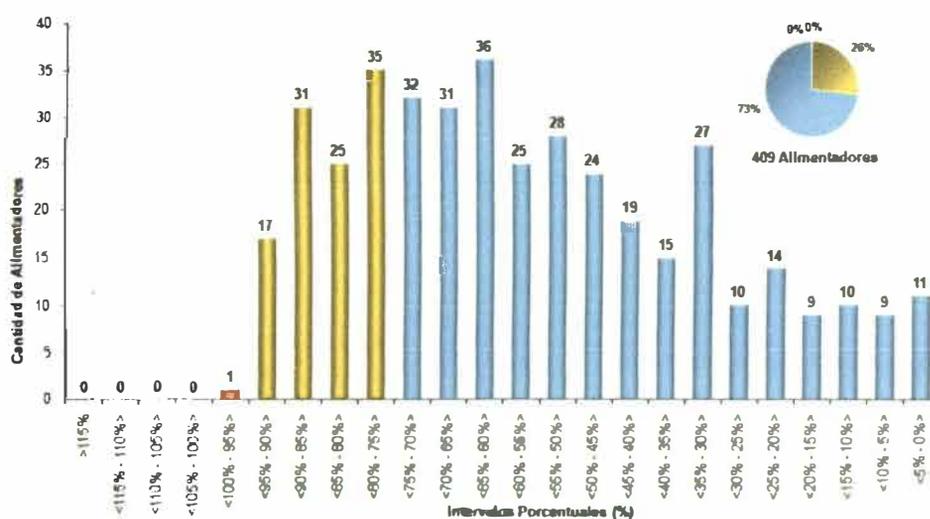


Figura N° 5.3. Cargabilidad de Alimentadores MT-Año Final-Con Proyecto

### 5.1.4. Evaluación Económica

A continuación se mostrarán los resultados de evaluación económica integral de las reformas planteadas para el sistema de distribución.

DESCRPCION	LONG. (m)	PRESUPUESTO (M\$.)	CASOS
1era Troncal	66,184	19,677	28
2da Troncal	10,885	2,877	10
3era Troncal	0	0	3
4ta Troncal	0	0	1
5ta Troncal	0	0	
6ta Troncal	0	0	
Deriv. troncal	0	0	
Lateral	71,127	23,368	42
	<b>148,198</b>	<b>45,922</b>	<b>84</b>

Figura N° 5.4. Resumen de Inversión Requerida

Ingresos (I)	Periodo de Evaluación (años)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Mayor venta de energía		4,850.55	7,355.55	9,425.51	11,569.11	12,651.63	14,829.99	16,902.88	17,752.53	18,925.53	19,414.48
Ahorro por disminución de pérdidas técnicas		1,387.43	1,132.32	961.15	791.55	656.11	500.27	342.35	185.20	104.30	51.43
<b>TOTAL INGRESOS</b>		<b>6,237.96</b>	<b>8,487.87</b>	<b>10,386.66</b>	<b>12,360.66</b>	<b>13,307.74</b>	<b>15,330.26</b>	<b>17,245.23</b>	<b>17,937.73</b>	<b>19,034.49</b>	<b>19,465.91</b>
Gastos (G)											
Operación y mantenimiento		1,148.85	588.83	688.83	688.83	688.83	688.83	588.83	688.83	688.83	688.83
<b>TOTAL GASTOS</b>		<b>1,148.85</b>	<b>588.83</b>	<b>688.83</b>	<b>688.83</b>	<b>688.83</b>	<b>688.83</b>	<b>588.83</b>	<b>688.83</b>	<b>688.83</b>	<b>688.83</b>
Mayor	$M = I - G$	5,129.91	7,897.16	9,698.15	11,471.83	12,618.91	14,641.43	16,256.45	17,248.90	18,345.66	18,777.08
Depreciación acelerada	D	4,592.20	4,592.20	4,592.20	4,592.20	4,592.20	4,592.20	4,592.20	4,592.20	4,592.20	4,592.20
Utilidad de part. de trab.	$JAPT = M - D$	537.71	3,287.95	5,105.95	6,879.63	8,026.71	10,049.23	11,664.25	12,656.70	13,753.46	14,184.88
Pérdida de tribu.	$PT = 5\% * JAPT$	26.89	163.40	255.30	343.98	401.34	502.46	583.21	632.84	687.57	709.24
Utilidad desp. de part. tribu	$JOPT = JAPT - PT$	510.82	3,124.55	4,850.65	6,535.65	7,625.37	9,546.77	11,081.04	12,023.86	13,065.89	13,475.64
Impuestos	$M = 30\% * JOPT$	153.25	937.35	1,455.19	1,960.70	2,287.61	2,864.03	3,324.31	3,607.18	3,919.74	4,042.69
Utilidad desp. impuestos	$JDI = JOPT - M$	357.57	2,187.20	3,395.45	4,574.95	5,337.76	6,682.74	7,756.72	8,416.68	9,146.15	9,432.95
Inversión	I	45,322									
Valor residual	VR										30,614.67
Ahorro Pago de Imp.	$APIV = -0.005 * JAPT$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo de caja neto	$FCN = JDI - D - I + VR - APIV$	-45,822.20	4,949.78	6,755.41	7,987.65	9,187.15	9,626.96	11,274.94	12,349.52	13,468.97	13,738.25

Tasa de descuento	5.00%	6.00%	6.50%	7.00%	8.00%	9.00%
VAN	43,406.21	43,538.28	39,139.26	38,146.85	33,166.90	23,618.10
TIR	13.09%					

**Notas:**

- 1.- El gasto por operación y mantenimiento preventivo corresponde solo a las redes MT, debido a que es nulo para las redes ET.
- 2.- A partir del año 10 del proyecto, se considera constante los beneficios.

Figura N° 5.5. Evaluación Económica

## CONCLUSIONES

- Mediante la metodología planteada, es factible elaborar un estudio de planificación a corto plazo de los alimentadores de media tensión de la zona norte de Lima Metropolitana, que permita definir estrategias para solucionar los puntos críticos identificados en la red, para el horizonte de análisis, respetando las restricciones técnicas, regulatorias y económicas más relevantes.
- La recopilación y depuración de la data histórica necesaria para la estimación de la demanda en los estudios de planificación, son los procesos que consume la mayor cantidad de tiempo en los estudios a corto plazo
- Al aplicar las estrategias propuestas para los puntos críticos detectados en el estudio, se obtienen los parámetros eléctricos de acuerdo a los niveles máximos determinados en los criterios de riesgo técnico.
- Es factible valorizar las estrategias, evaluar económicamente y priorizar las inversiones, consideradas en el estudio de planificación.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda implementar cada una de las estrategias planteadas en el estudio.
- Se recomienda la actualización mensual de la información de demanda de los alimentadores a fin de que no se haga una labor inmensa.
- Se recomienda la actualización mensual de los modelos eléctricos de los alimentadores MT.

## BIBLIOGRAFÍA

1. **Ayre, Jorge.** "Evaluación de la Confiabilidad mediante el Método de Modo de Fallas y Ubicación Óptima de Seccionadores en una Red de Distribución Eléctrica". Universidad Nacional de Ingeniería. Lima, Perú 2005.
2. **Briceño, Héctor.** "Estudio de Planificación a Corto Plazo de la S/E Tacagua en 12,47 kV de la Región Vargas". Universidad Simón Bolívar. Sartenejas Venezuela 2006.
3. **Casanova, Miguel.** "Planificación a Corto Plazo basada en los Indicadores de Confiabilidad SAIDI, SAIFI y CAIDI de los Circuitos más Críticos de la Región Centro de la C.A. La Electricidad de Caracas-Zona Metropolitana". Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela 2008.
4. **Edelnor S.A.A.** "Norma RD-7-001-Topología de la Red MT". Lima, Perú
5. **Edelnor S.A.A.** "PCT 100-Criterios de Decisión de Inversiones". Lima, Perú 2001.
6. **Edelnor S.A.A.** "Convergencia de Criterios de Diseño Redes de Media Tensión". Lima, Perú 2002.
7. **Edelnor S.A.A.** "PCT 102-Criterios de Planificación de la Red Eléctrica en Media Tensión". Lima, Perú 2004.
8. **Flores, Julide.** "Estudio de Planificación a Corto Plazo de las S/E s Luis Caraballo, Eleggua y Casarapa". Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela 2007.

9. **Guerra, Mónica.** "Estudio de Planificación a Corto y Mediano Plazo de las S/E's Carayaca y Picure de la Región Vargas". Universidad Simón Bolívar. Sartenejas, Venezuela 2008.
10. **Khodr, Hussein.** "Técnicas de Planificación y Análisis de Redes de Distribución de Energía Eléctrica". Lima, Perú 2002.
11. **Navas, Marcos.** "Estudio de Planificación del Sistema de Distribución a Corto y Mediano Plazo de la Ciudad de Rubio". Universidad Simón Bolívar. Mérida, Venezuela 2007.
12. **Quintero, Ronald.** "Estudio de Planificación a Mediano Plazo de la S/E Barbecho de 12.47 kV". Universidad Simón Bolívar. Sartenejas, Venezuela 2010.
13. **Ruscio, Alexander.** "Estudio de Planificación a Corto y Mediano Plazo de las S/E Longa España, Todasana, Chuspa y la Sabana". Universidad Simón Bolívar. Sartenejas, Venezuela 2006.
14. **Rodrigues, Carla.** "Estudio de Planificación a Mediano Plazo de la S/E Esmeralda de 12.47 kV de La Electricidad De Caracas". Universidad Simón Bolívar. Sartenejas, Venezuela 2008.
15. **Willis, Lee.** "Power Distribution Planning Reference Book". Raleigh, North Carolina, U.S.A 2004.

## ANEXOS

**Tabla de corrientes admisibles**

Descripción	I. Nominal f.c. = 0.75 (Amp.)	Factor Agrup.	I. Admisible (Amp.)	TIPO	I. Emergen cia (Amp.)
70A2	199	0.72	143	NA2XSY-20kV	171
120A2	0	0	0	NA2XSY-20kV	0
150A2	302	0.72	217	NA2XSY-20kV	259
240A2	397	0.72	286	NA2XSY-20kV	340
400A2	511	0.72	368	NA2XSY-20kV	438
70A1	209	0.72	150	NA2XSY-10kV	179
120A1	285	0.72	205	NA2XSY-10kV	244
150A1	320	0.72	230	NA2XSY-10kV	274
240A1	423	0.72	305	NA2XSY-10kV	362
400A1	550	0.72	396	NA2XSY-10kV	471
630A1	640	0.72	461	NA2XSY-10kV	548
35x	170	0.72	122	N2XSY	146
70x	245	0.72	176	N2XSY	210
120x	331	0.72	238	N2XSY	284
240x	488	0.72	351	N2XSY	418
70	189	0.72	136	NKY	162
120	252	0.72	181	NKY	216
240	375	0.72	270	NKY	321
400	485	0.72	349	NKY	416
70aa	217	1	217	AL AEREO	258
120aa	293	1	293	AL AEREO	349
240aa	459	1	459	AL AEREO	546

Factor de Agrupamiento en Zanjas (7cm de separación entre ternas)

2 ternas	0.83
3 ternas	0.72