

UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”
ESCUELA DE POSTGRADO
MAESTRIA EN CIENCIAS CON MENCIÓN EN
PROYECTOS DE INVERSIÓN



METODOLOGIA PARA MERCADO ELECTRICO Y PLANEAMIENTO
ELECTRICO EN EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA

TESIS

**Presentada para optar el Grado Académico de Maestro en Ciencias con
mención en Proyectos de Inversión**

INVESTIGADOR:

ING. ALEX ABANTO LEÓN ZULOETA

ASESOR:

DR. ANIBAL JESUS SALAZAR MENDOZA

LAMBAYEQUE, 2021

**“METODOLOGIA PARA MERCADO ELECTRICO Y PLANEAMIENTO
ELECTRICO EN EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA”**

Ing. Alex Abanto León Zuloeta

Autor

Dr. Aníbal Jesús Salazar Mendoza

Asesor

Tesis presentada a la Escuela de Postgrado de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo para optar el Grado de: MAESTRO EN CIENCIAS CON MENCIÓN EN PROYECTOS DE INVERSIÓN

Aprobado por:

Dr. José Vidal Meza

Presidente del jurado

Dr. Oswaldo Mendoza Otiniano

Secretario del jurado

M.Sc. Juan Granados Ynoñan

Vocal del jurado

Lambayeque, 2021

Dedicatoria

*A Dios quien, en todo momento, es
y seguirá siendo, fortaleza de mi vida
hacia la culminación de mis Anhelos*

*A mis padres, hermanos. esposa e
hijos que, con amor, sacrificio
estuvieron inmersos para conseguir
mis metas como persona y profesional*

Agradecimiento

*A mis padres, hermanos, familia, Escuela de
Postgrado de la UNPRG, amigos de trabajo por su
paciencia, dedicación, experiencia y conocimientos
brindados*

Resumen

La presente investigación tiene por objetivo: Elaborar una metodología para el mercado eléctrico y planeamiento eléctrico en una empresa de distribución eléctrica.

La problemática abordada parte desde el ámbito internacional hasta el institucional.

Estudio de mercado, Gestión de la demanda eléctrica y mercado eléctrico peruano conforman las bases teóricas para abordar el problema de investigación.

El marco metodológico, responde a una investigación con enfoque cuantitativo, a nivel descriptivo y propositivo, y con un diseño no experimental. Haciendo uso de la observación y la encuesta para recabar información para elaboración de la metodología.

Como conclusión obtenemos que la metodología empleada para definir el equipamiento progresivo de cada una de las alternativas formuladas para el desarrollo futuro del sistema eléctrico de Chiclayo se establece en 12 pasos, usando el coeficiente de determinación (R^2) exponencial por considerarse el mejor modelo de tendencia para las proyecciones requeridas.

Usando la función exponencial se proyecta la venta de energía en baja tensión con la tasa de crecimiento promedio de 4,34 % anual; mientras que la tasa de crecimiento promedio para las ventas en media tensión de 4,60 % anual, valor que se considera razonable, proyectando al año 2026 la venta de energía por tipo de tarifas a nivel global de toda la empresa distribuidora es de 776,064 Mwh (Incluye Sistema Eléctrico Chiclayo y resto de Sistemas Eléctricos en su área de concesión) y realizando el ajuste con el método econométrico se proyectaría una venta de energía al año 2025 solamente en el Sistema Eléctrico Chiclayo es de 353,735 Mwh, de los cuales 277,113 Mwh lo conforman la proyección al año 2025 en baja tensión y 76,622 Mwh lo conforman la proyección al año 2025 en media tensión.

Palabras claves: Metodología, demanda eléctrica, planeamiento eléctrico.

Abstract

The purpose of this research is to: Develop a methodology for the electricity market and electrical planning in an electricity distribution company.

The problem addressed starts from the international to the institutional level corresponding to the analysis of the electricity market and electrical planning. Market study, Management of electricity demand and Peruvian electricity market form the theoretical basis to address the research problem..

The methodological framework responds to a research with a quantitative approach, descriptive and purposeful, and with a non-experimental design. Using the observation and the survey to gather information to elaborate the methodology.

In conclusion, we obtain that the methodology used to define the progressive equipment of each of the alternatives formulated for the future development of the Chiclayo electrical system is established in 12 steps, using the exponential coefficient of determination (R^2) because it is considered the best trend model for the required projections.

Using the exponential function, the sale of low voltage energy is projected with the average annual growth rate of 4.34%; while the average growth rate for medium-voltage sales of 4.60% per year, a value that is considered reasonable, projecting the sale of 776,064 Mwh by 2025 and making the adjustment with the econometric method, a sale of energy would be projected at year 2025 of 59,055 Mwh, of which 51,273 Mwh is made up of the projection to 2025 at low voltage and 7,781 Mwh is made up of the projection to 2025 at medium voltage.

Keywords: Methodology, electrical demand, electrical planning.

Contenido

Resumen	5
Abstract.....	6
Capítulo I. Diseño Teórico	13
1.1. Antecedentes de la Investigación	13
1.1.1. Internacional.....	13
1.1.2. Nacional.....	14
1.1.3. Local	15
1.2. Base Teórica	17
1.2.1. Estudio de Mercado.....	17
1.2.2. Gestión de la demanda eléctrica.....	20
1.2.3. Mercado eléctrico peruano	23
1.3. Definiciones Conceptuales	24
1.3.1. Empresa de generación.....	24
1.3.2. Empresa de transmisión	24
1.3.3. Empresas de distribución	25
1.3.4. Calidad de Suministro	25

Esta se mide principalmente por los indicadores DEK (SAIDI) y FEK (SAIFI), que miden la duración de las interrupciones y la frecuencia o número de veces de la misma. Esto debido a que estos indicadores no solamente resultan de la actividad operativa de la empresa sino también de la

infraestructura del sistema eléctrico, dado que esta influye en la fragilidad o robustez de la misma, y también en la capacidad de respuesta ante una contingencia. Los elementos de mayor peso en este aspecto son la topología de la red eléctrica y la calidad de los materiales usados..... 25

1.3.5. Infraestructura eléctrica..... 25

Se da por la Distribución(recorrido) y características físicas de las instalaciones eléctricas (material, disposiciones típicas), niveles de tensión, configuración y topología. 25

1.3.6. Niveles de Tensión 25

Para el caso de los estudios de planeamiento eléctrico es una alternativa de mantener el nivel de tensión existente. Pero se debe tener en cuenta sin embargo la extensión de las redes o el nivel de carga atendido, e incluso la tasa de crecimiento anual, se deben evaluar otras alternativas, principalmente en media tensión es decir pasar de 10 kV a 22.9 Kv. 25

1.3.7. Topología..... 26

Normalmente la topología actual de los sistemas eléctricos en el Perú, es la de operación exclusivamente radial. Sin embargo, en los sistemas eléctricos del Sector Típico de Distribución 1 (STD1) caso de la ciudad de Lima la topología de la red eléctrica está preparada para una operación radial con múltiples fuentes de alimentación. Es decir, existe un punto normalmente abierto entre alimentadores troncales de media tensión de dos diferentes Subestaciones de transmisión(SET). Esta propuesta es un modelo topológico ideal para la operación radial. Es interesante tener presente que desarrollar este esquema topológico puede tomar, desde que se inicia el proceso hasta su implementación total varias décadas. Por esta razón se recomienda iniciar con un pequeño grupo de alimentadores en media tensión “críticos” por su importancia o por su comportamiento alejado de los niveles de SAIFI y SAIDI esperados..... 26

1.3.8. Proyección Global de la demanda..... 26

Incluye el crecimiento vegetativo y las cargas especiales nuevas o incrementos de carga importantes. El crecimiento vegetativo se obtiene mediante un modelo econométrico o tendencial para los cuales se intenta expresar la relación matemática entre la variable dependiente(demanda) y las variables que explican el comportamiento de las variables dependiente: (PBI), precio de energía y población. Las cargas especiales o grandes cargas requieren una recopilación de información (demanda, fecha de incorporación y ubicación).	26
1.3.9. Proyección Especial de la demanda	26
En este caso se considera la ubicación de los suministros, nos permite identificar las áreas de mayor crecimiento, para direccionar las reformas de la infraestructura eléctrica. Para efectuar la proyección de la demanda, se determina un año base, y para este año se obtienen todos los datos.	26
1.4. Operacionalización de Variables	27
1.5. Hipótesis	29
Capítulo II. Métodos y Materiales.....	29
2.1. Tipo de Investigación.....	29
2.2. Método de Investigación.....	29
2.3. Diseño de Contrastación	30
2.4. Población, Muestra y Muestreo.....	31
2.5. Técnicas, Instrumentos, Equipos y Materiales de Recolección de Datos	31
2.5.1. Técnicas de gabinete.....	31
2.5.2. Técnicas de campo.....	32
2.6. Procesamiento y Análisis de Datos	32

Capítulo III. Resultados.....	32
3.1 Diagnóstico del Sistema Existente	32
3.1.1. Sistema de Transmisión	33
3.1.2. Análisis de Flujos de Carga	35
3.1.2. Sistemas de Distribución Primaria	39
3.2. Criterios y metodología desarrollada	48
3.2.1. Criterios Generales	48
3.2.2. Metodología desarrollada	1
3.2.3. Aplicación de la metodología desarrollada	12
3.2.4. Equipamiento Progresivo y Valorización.....	47
3.2.5. Procedimiento de cálculo de pérdidas técnicas.....	57
3.2.6. Alternativas de Equipamiento.....	58
3.2.7. Resultados Obtenidos del Sistema de Chiclayo	63
3.2.8. Evaluación Económica y Sensibilidad	66
3.2.9. Análisis de Sensibilidad	67
3.2.10. Variables de Sensibilidad.....	68
3.2.11. Selección de la mejor alternativa y plan general de obras e inversiones	73
3.2.12. Metodología para el desarrollo del plan general de obras e inversiones	74
3.2.13. Selección de las obras	78
3.2.14. Seguimiento y control.....	78

3.2.15. Metrados y Valorizaciones quinquenales de media tensión	78
3.2.16. Determinación de la priorización de las obras de equipamiento en media tensión..	114
3.2.17. Metrados, valorización y programación del equipamiento de transmisión	133
3.2.18. Venta Global de Energía.....	140
3.3. Proyección Espacial.....	145
3.3.1. Proyección por sistema	145
3.3.2. Balance y Ajuste final de las proyecciones de ventas de energía.....	148
Conclusiones	161
Recomendaciones.....	165
Referencias Bibliográficas	167
Anexos.....	170
Anexo 01. Encuesta para el sector residencial-domestico.....	170
Anexo 02. Encuesta para el sector comercial	172
Anexo 03. Encuesta para el sector industrial	173

Índice de Figuras

Figura 1. Métodos Causales Econométricos	18
Figura 2. Métodos de Series de Tiempo (Tendencias)	19
Figura 3. Ajuste Final	20
Figura 4. Diseño de la investigación.	31
Figura 5. Sistema Eléctrico de Chiclayo.	34
Figura 6. Métodos de Series de Tiempo.	51
Figura 7. Zona de Expansión Urbana de Chiclayo Metropolitano- Plan Director.	34
Figura 8. Mapa de densidad de carga	36
Figura 9. Antigüedad de SEDs.	42
Figura 10. Antigüedad de Redes MT.....	43
Figura 11. Alternativa N°1 de Equipamiento.	59
Figura 12. Alternativa N°2 de Equipamiento.	60
Figura 13. Alternativa N°3 de Equipamiento.	62
Figura 14. Alternativa N°4 de Equipamiento.	63
Figura 15. Comparación de los desembolsos y costos quinquenales de inversiones, costos de operación y mantenimiento, y pérdidas técnicas del Sistema Eléctrico de Chiclayo.....	67
Figura 16. Valor actualizado de costos.....	74

Capítulo I. Diseño Teórico

1.1. Antecedentes de la Investigación

1.1.1. Internacional.

Torres (2014) en su tesis denominada Metodología para el análisis de la interconexión de sistemas eléctricos: Caso Bolivia-Chile, planteó como objetivo general desarrollar una metodología que permita analizar la factibilidad de realización de una interconexión eléctrica entre dos sistemas adyacentes. La propuesta metodológica está basada en la traslapar los valores promedio en MW de los valores registrados en ventanas de tiempo.

Mediante la aplicación de la propuesta metodológica se llegó a la conclusión que la propuesta desarrollada para la evaluación de la factibilidad de una interconexión eléctrica binacional permite generar argumentos de decisión relevantes.

López (2015) en su investigación titulada Modelos para el análisis dinámico y la predicción a corto plazo de los precios de la electricidad en mercados liberalizados, el objetivo principal es establecer un método novedoso de predicción a corto plazo de los precios de la electricidad basado en el modelo de aliso exponencial. El método propuesto en la tesis es el modelo de alisado exponencial. La conclusión de la tesis es que la propuesta permite predecir el comportamiento en el mediano y largo plazo de la demanda de electricidad y su repercusión en los precios.

Zambrano (2013) en su tesis Análisis de mecanismos de mercado para la remuneración y asignación de capacidad de transmisión en el mercado eléctrico colombiano, se planteó como objetivo general determinar si es posible implementar mecanismos de mercado para remunerar y asignar la capacidad de transmisión en el mercado eléctrico colombiano, la investigación es de tipo aplicada y emplean como metodología la recopilación bibliográfica y de datos de

mecanismos de mercado, también se emplean estudios teóricos y empíricos para comparar los resultados obtenidos.

La investigación llegó a las siguientes conclusiones: los procesos decisorios de carácter estructural dentro de los mercados eléctricos requieren de la inclusión de los costos regulatorios y administrativos como criterio de evaluación de alternativas; un sistema de precios nodales envía señales de precios que pueden ser de utilidad para los agentes del mercado; el esquema que propone la investigación plantea un cambio de paradigma en el desarrollo de las inversiones en transmisión en el mercado colombiano, la negociación de FTRs sólo en subastas mensuales ofrece una versatilidad moderada para los compradores.

1.1.2. Nacional

Vásquez (2017) en su investigación titulada Propuesta para la generación de incentivos en la gestión de la demanda en el mercado eléctrico peruano se ha planteado como objetivo general fue desarrollar una propuesta de creación de incentivos para la gestión de la demanda eléctrica en el corto plazo, así como su diseño a efectos de permitir su participación en el mercado eléctrico peruano. Los métodos empleados fueron la prospectiva y la encuesta.

A través del procesamiento de datos se llegó a la conclusión la propuesta de incentivos para la gestión de demanda eléctrica en el corto plazo basado en incentivos de cantidad, permitiendo la participación de la demanda de los usuarios libres en el mercado eléctrico peruano. En relación a la situación actual de la demanda se concluyó que la demanda no responde a la gestión actual por la falta de incentivos. La gestión de la demanda es una herramienta útil en la operación del sistema eléctrico en el corto plazo promocionando la competencia en el mercado eléctrico.

Hidalgo (2018) en su tesis Uso de técnicas estadísticas para determinar la proyección de las ventas de energía eléctrica del sistema interconectado nacional planteó como objetivo general determinar la proyección de la venta de energía eléctrica a nivel nacional haciendo uso de técnicas estadísticas no paramétricas. La investigación es del tipo aplicativa no experimental. Para la comprobación de hipótesis se trabajó con datos que se registran en forma horaria desde 1981-2009.

Mediante el procesamiento de cifras recabadas se llegó como conclusión que sincerando el tratamiento de los datos de la demanda de energía eléctrica mensual los resultados fueron satisfactorios porque se aprecia un buen ajuste del modelo propuesto cuya tendencia fue en el periodo 2010-2012.

Ramos (2017) en su tesis Diseño de una planta de producción de biogás para generar energía eléctrica a partir de desechos agropecuarios, caserío de Sanchique, La Libertad, esta tesis plantea una solución para el desarrollo energético de la zona de influencia basado en la aplicación de tecnología adecuada para una planta de producción de biogás.

La propuesta es poner en funcionamiento una planta de producción de biogás para generar energía eléctrica a través de la fermentación anaeróbica de desechos agropecuarios, permitirá iluminar y brindar suministro eléctrico a la vivienda rural del caserío Sanchique.

1.1.3. Local

Trujillano (2017) en su tesis titulada Evaluación de la calidad de la energía eléctrica y cálculo de la opción tarifaria adecuada para el Hospital Privado Juan Pablo II ubicado en el distrito de La Victoria provincia de Chiclayo departamento de Lambayeque, el objetivo general propuesto fue evaluar la calidad de la energía eléctrica y calcular la opción tarifaria adecuada para el Hospital Privado Juan Pablo II ubicado en la Av. Miguel Grau N° 1461, distrito La

Victoria, provincia de Chiclayo, departamento de Lambayeque. El método empleado es deductivo a partir de teorías, leyes y normas emitidas por el Ministerio de Energía y Minas, para la recolección de datos se empleó el fichaje, la entrevista, la observación directa.

Las conclusiones a las que arribó la investigación referente a los parámetros de calidad son: la variación de tensión es de -6.33% encontrándose debajo del valor estipulado por la norma de calidad que es de -5%. La variación de la frecuencia evaluada fue de 0.07% que se encuentra en los rangos. La corriente eléctrica máxima registrada fue de 101,866 A y la corriente nominal del transformador de 360,85 A, por lo que no hay peligro de sobrecalentamiento.

Vásquez (2018), en su tesis Propuesta de plan de determinación y reducción de pérdidas de energía eléctrica en el alimentador C-217 de la Empresa Electronorte S.A, cuyo objetivo general fue proponer un plan para determinar las zonas de mayores pérdidas de energía en el AMT de la UUNN Chiclayo y proponer soluciones tanto técnicas como no técnicas para reducirlas. El método de investigación es el hipotético-deductivo y las técnicas de recolección de datos es la observación, análisis documentario y entrevistas.

Las conclusiones a las que arribó la investigación es que el plan propuesto sobre la determinación de pérdidas de energía en una empresa distribuidora es de suma importancia para la optimización del sistema eléctrico a fin de lograr la eficiencia y reducir los costos de producción. Las pérdidas totales de energía para el mes de abril del 2017 son 430, 157.3 MW.h lo cual es equivalente al 13.23% de toda la energía distribuida al mismo, así mismo mediante los resultados permiten evidenciar que el proceso de zonificación permite identificar las zonas donde se encuentran concentradas la mayor cantidad de pérdidas no técnicas.

1.2. Base Teórica

1.2.1. Estudio de Mercado

También denominado investigación de mercado consiste en recopilar, procesar y analizar la información que la empresa o proyecto necesita para tomar decisiones. El estudio de mercado consta de las siguientes fases:

- *Definir el problema y los objetivos de la investigación.*

Esta etapa consiste en delimitar de una forma muy clara las cuestiones que se pretenden contestar con ella. Proponer unos objetivos claros para ayudar a obtener unos resultados claros.

- *Diseño del plan de investigación.*

En esta fase se decide el modo en que se llevará a cabo la investigación y los métodos a través de los cuales se obtendrá la información. Se debe tener en cuenta que el modo mediante el cual se obtiene la información es muy diverso y trae consigo la consecuencia de que si se tarda mucho en obtener la información se puede perder la oportunidad de llevar a la práctica la información.

- *Búsqueda y obtención de la información.*

Se determinar si la información que se necesita ya existe y está disponible o por el contrario hay que obtenerla de primera mano. Para ello es básico distinguir entre información primaria y secundaria.

- *Análisis e interpretación de los datos obtenidos.*

El resultado del análisis y las conclusiones de la investigación se concretan en un informe que se utilizará para la toma de decisiones. (Orjuela y Sandoval, 2002).

Mercado Eléctrico. – Todos los suministros existentes con ubicación geográfica (coordenadas), en diferentes niveles de tensión (Media tensión y Baja Tensión) y con sus requerimientos de carga. Durante la proyección de la demanda, forman parte del mercado eléctrico los suministros futuros, por crecimiento vertical y por expansión de las áreas electrificadas. Un dato importante son los suministros especiales por su nivel de carga, por ejemplo parques industriales, centros comerciales, aeropuertos etc.

El estudio de mercado emplea técnicas de proyección para poder brindar pronósticos acertados, en relación al mercado de distribución eléctrica la dificultad del pronóstico es en determinar el comportamiento futuro de la demanda por lo cual se pueden detallar los siguientes métodos de proyección válidos para este tipo de mercado.

a) Métodos Causales (Econométrico)

Los modelos de pronóstico causales (como por ejemplo el econométrico), parten del supuesto de que el grado de influencia de las variables que afectan al comportamiento del mercado permanece estable, para luego construir un modelo que relacione ese comportamiento con las variables que se estima son las causantes de los cambios que se observan en el mercado.

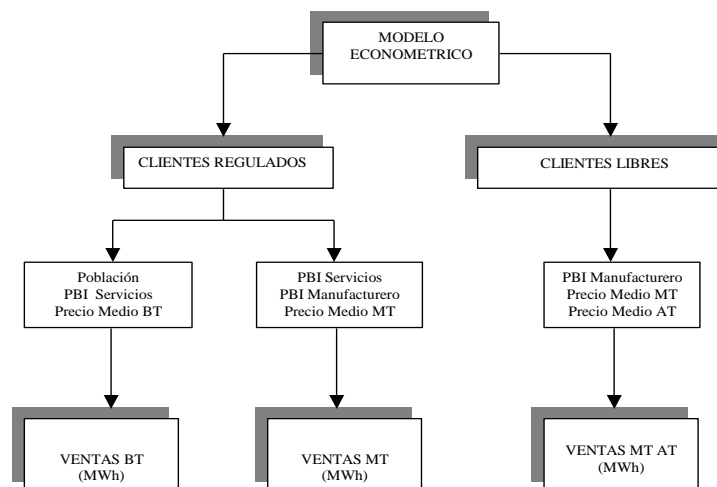


Figura 1. Métodos Causales Econométricos. Elaboración Propia

b) Métodos de Series de Tiempo (Tendencias)

Los métodos de series de tiempo (de tendencias), se utilizan cuando el comportamiento que asuma el mercado a futuro puede determinarse en gran medida por lo sucedido en el pasado, y siempre que esté disponible la información histórica en forma confiable y completa. Cualquier cambio en las variables que caracterizaron a un determinado contexto en el pasado, como una recesión económica, una nueva tecnología o un nuevo producto sustituto entre otros, hace que pierdan validez los modelos de este tipo. Sin embargo, es posible ajustar en forma subjetiva una serie cronológica para incluir aquellos hechos no reflejados en datos históricos.

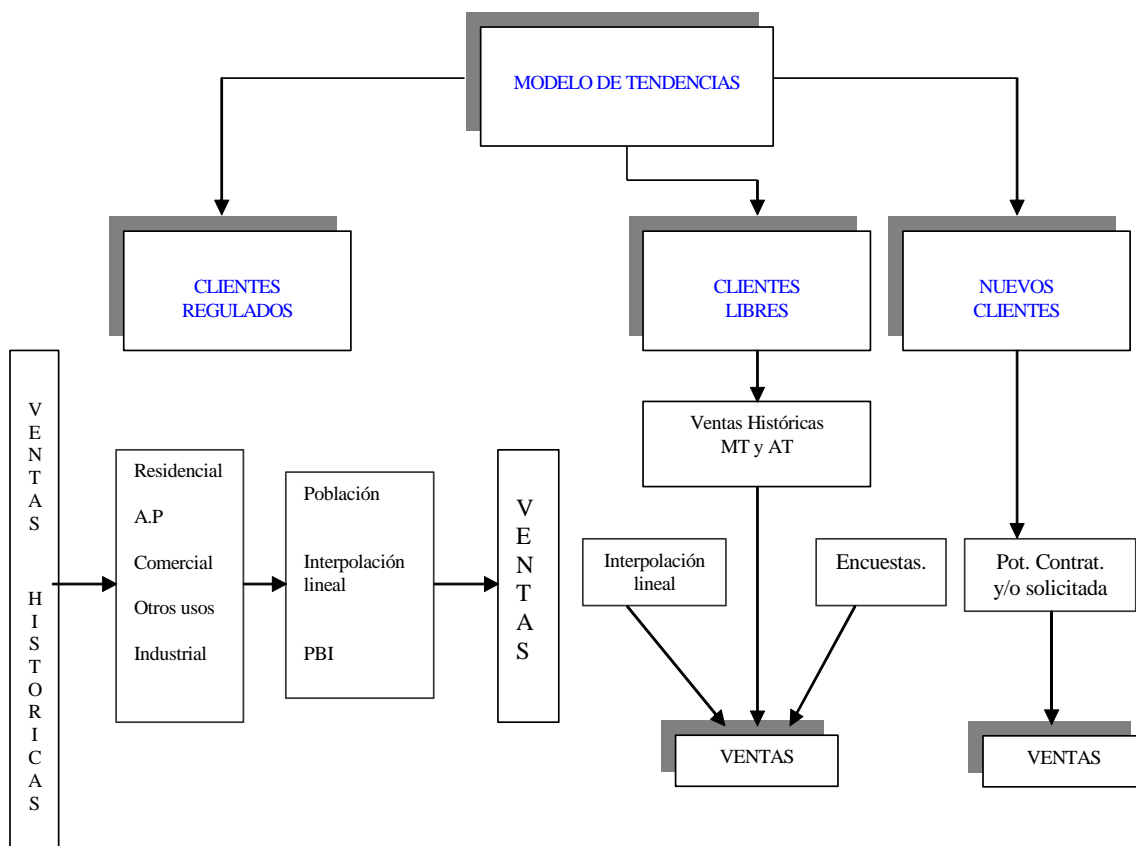


Figura 2. Métodos de Series de Tiempo (Tendencias). Elaboración Propia

c) Ajuste final

Finalmente es importante recalcar que todos los análisis efectuados se complementan con el juicio y las apreciaciones cualitativas de los analistas, quienes deberán trabajar con más de un método en la búsqueda de la estimación más certera.

En este sentido, los resultados de las evaluaciones efectuadas por el investigador han sido puestas a disposición de los funcionarios de ENSA, con el fin de recoger sus apreciaciones y comentarios y comparar dichos resultados con otras estimaciones o proyecciones de la demanda del sistema de ENSA que se haya emitido anteriormente, teniendo en cuenta que debe haber una consistencia al respecto

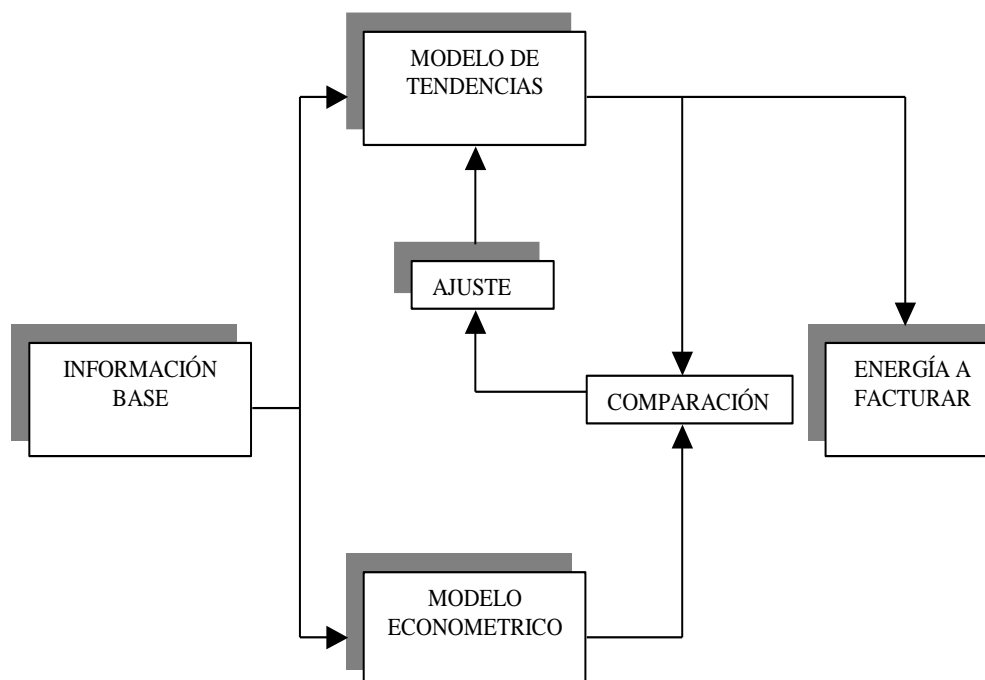


Figura 3. Ajuste Final. Elaboración Propia

1.2.2. Gestión de la demanda eléctrica

El sistema eléctrico, como cualquier otro sistema productivo, se realiza un Diagnostico al Sistema Eléctrico Existente, Análisis del Mercado Eléctrico y Formulación de Proyectos de

Infraestructura Eléctrica con la finalidad de todo mercado que es satisfacer necesidades de consumo. Dicho mercado busca producir a su máxima capacidad y responder de este modo a la máxima demanda de los consumidores. La demanda eléctrica depende fundamentalmente de la actividad que realizamos (estacionalidad, laboralidad, actividad económica y eventos singulares) y de factores climatológicos (temperatura fundamentalmente).

La red eléctrica se compone de la red de transporte y la red de distribución, la cual a su vez se divide en alta, media y baja tensión. La separación entre las distintas redes se establece generalmente por el nivel de tensión en el que funcionan. La red de transporte conecta los grandes grupos de generación centralizada con las redes de distribución e interconecta las redes entre países y se conoce como Mercados Regionales y en el mercado eléctrico mundial se desarrollan en las siguientes etapas:

- Intercambios eléctricos regionales
- Acuerdos bilaterales de Integración
- Acuerdos Multilaterales de Integración
- Un único mercado Eléctrico, por ejemplo, Nord Pool Spot, en los países nórdicos de Europa integrado por: Noruega, Suecia, Finlandia, Dinamarca, Estonia, Lituania y Letonia

Las redes de distribución de alta tensión son aquellas que van desde los puntos frontera de la red de transporte hasta las redes de media tensión, la cual, a su vez, termina en los centros de transformación. Estos centros de transformación alimentan la red de baja tensión que es la que llega a la mayoría de los clientes finales.

El diseño de los mecanismos que facilitan la participación de la demanda es un aspecto clave para el desarrollo de esta actividad, ya que permiten conseguir los objetivos teniendo en

cuenta las características de los clientes y de los mercados e infraestructuras que tratan de optimizar.

Existen dos tipos de señales o programas que incentivan la participación activa de la demanda:

- Los basados en señales de precio que buscan la respuesta del cliente antes cambios en los precios (respuesta de la demanda). Dentro de este apartado se sitúan las tarifas con discriminación temporal (time of use-TOU), los precios en períodos de punta críticos (critical peak pricing-CPP) y los precios en tiempo real (real time pricing-RTP).

- Los basados en señales de cantidad que buscan alterar el comportamiento de los consumidores en la búsqueda de algún beneficio para el sistema (gestión activa de la demanda). Persiguen dotar a los TSO/DSO de herramientas para optimizar las redes a partir de la flexibilidad de la demanda.

A medida que la gestión de la demanda se desarrolle, otros consumidores más pequeños podrían comenzar a prestar estos servicios, generalmente de forma agregada. La implantación práctica de estos programas se realiza mediante las tarifas o acuerdos contractuales. Dentro de las tarifas se distingue entre las volumétricas y las basadas en capacidad, las cuales están orientadas a trasladar las señales correctas de consumo de energía, mientras que las tarifas basadas en capacidad buscan enviar señales sobre la potencia utilizada en cada momento.

La gestión de la demanda es una herramienta que permite optimizar los activos de generación, transporte y distribución y por lo tanto contribuir a mejorar la eficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico. En un enfoque de modelo es preciso señalar las funciones y responsabilidades de los operadores del mercado, así como del sistema permitiendo a los clientes beneficiarse del adecuado funcionamiento de este mercado que garantice un suministro

de electricidad eficiente, sostenible y seguro. (García, Trebolle, Gaudó, Galán, Linares y Conchado, 2013)

1.2.3. Mercado eléctrico peruano

La industria peruana eléctrica se encarga de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el país. Actualmente existe normas y marco regulatorio general para las concesiones en cada proceso que involucra el empleo de tecnologías con estructuras específicas de inversión y costos que estén acorde la demanda y la prestación de un servicio de calidad.

La generación de energía eléctrica es la transformación de energía primaria llámese hidráulica, térmica, eólica entre otras y se convierte en energía eléctrica mediante el uso de tecnologías que permitan satisfacer la volatilidad a corto plazo de la demanda. Las principales tecnologías de generación eléctrica se detallan a continuación:

- Generación hidráulica: utiliza la energía producida por una masa de agua localizada en el cauce de un río o un embalse, la cual se hace circular por una turbina conectada a un generador. Depende del aporte de agua que se recibe, lo que se considera como una limitación. Es una tecnología propia de las centrales hidroeléctricas.
- Generación térmica convencional: tiene como principio la utilización de combustibles para la producción de vapor, el cual, al circular por una turbina, produce energía eléctrica. Los principales combustibles utilizados son el carbón, el diésel y el gas natural. Es propia de las centrales termoeléctricas.
- Otros sistemas de generación eléctrica: otras tecnologías utilizadas en la actividad de la generación son los sistemas eólicos, los cuales aprovechan la energía cinética

del viento, y los sistemas solares, vinculados a procesos termosolares o fotovoltaicos.

Los actores que participan de las actividades del sector eléctrico son el Míнем, el Osinergmín, la Defensoría del Pueblo, el Indecopi, Proinversión, los gobiernos regionales y locales, las empresas concesionarias, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), la empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (Adinelsa) y los clientes.

Las familias, usuarias del servicio público de electricidad, y la comunidad en general, tienen derechos sobre la electricidad que proporciona la distribuidora y comercializadora, pero también obligaciones como consumidores de un servicio público. Las empresas también son usuarios de los servicios de electricidad y, al igual que las familias, pueden elegir la opción tarifaria que más les convenga. (Mendiola, Chara, Jara, Pérez, Suazo, Valenzuela y Aguirre, 2011)

1.3. Definiciones Conceptuales

1.3.1. Empresa de generación

Son propietarios de unidades de generación de energía eléctrica que tienen la función de productores dentro del mercado. Estos productores colocan sus unidades de generación a disposición de un organismo central que organiza el despacho de todas las unidades disponibles. Cada productor, haciendo el papel de comercializador, tiene la posibilidad de realizar contratos de venta de energía eléctrica a empresas distribuidoras o a clientes libres.

1.3.2. Empresa de transmisión

Son propietarios de sistemas de transmisión de energía eléctrica, que tienen la función de transportistas dentro del mercado. Las redes de transmisión de estas empresas son de libre

acceso para los productores, que realizan un pago por el uso de las mismas. Las empresas de transmisión no realizan contratos de compra y venta de energía eléctrica, su función es únicamente de transportistas de energía.

1.3.3. Empresas de distribución

Son propietarios de sistemas de distribución de energía eléctrica, que tienen la función de distribuidores y comercializadores dentro del mercado. Estas empresas de distribución realizan contratos de compra de energía con uno o más productores y la distribuyen a través de sus redes hasta los clientes finales, con los cuales tienen contratos de suministro de electricidad. (Alcázar, Cañas, Escrivá y Fuster, 2019).

1.3.4. Calidad de Suministro

Esta se mide principalmente por los indicadores DEK (SAIDI) y FEK (SAIFI), que miden la duración de las interrupciones y la frecuencia o número de veces de la misma. Esto debido a que estos indicadores no solamente resultan de la actividad operativa de la empresa sino también de la infraestructura del sistema eléctrico, dado que esta influye en la fragilidad o robustez de la misma, y también en la capacidad de respuesta ante una contingencia. Los elementos de mayor peso en este aspecto son la topología de la red eléctrica y la calidad de los materiales usados.

1.3.5. Infraestructura eléctrica

Se da por la Distribución(recorrido) y características físicas de las instalaciones eléctricas (material, disposiciones típicas), niveles de tensión, configuración y topología.

1.3.6. Niveles de Tensión

Para el caso de los estudios de planeamiento eléctrico es una alternativa de mantener el nivel de tensión existente. Pero se debe tener en cuenta sin embargo la extensión de las redes o

el nivel de carga atendido, e incluso la tasa de crecimiento anual, se deben evaluar otras alternativas, principalmente en media tensión es decir pasar de 10 kV a 22.9 Kv.

1.3.7. Topología

Normalmente la topología actual de los sistemas eléctricos en el Perú, es la de operación exclusivamente radial. Sin embargo, en los sistemas eléctricos del Sector Típico de Distribución 1 (STD1) caso de la ciudad de Lima la topología de la red eléctrica está preparada para una operación radial con múltiples fuentes de alimentación. Es decir, existe un punto normalmente abierto entre alimentadores troncales de media tensión de dos diferentes Subestaciones de transmisión(SET). Esta propuesta es un modelo topológico ideal para la operación radial. Es interesante tener presente que desarrollar este esquema topológico puede tomar, desde que se inicia el proceso hasta su implementación total varias décadas. Por esta razón se recomienda iniciar con un pequeño grupo de alimentadores en media tensión “críticos” por su importancia o por su comportamiento alejado de los niveles de SAIFI y SAIDI esperados.

1.3.8. Proyección Global de la demanda

Incluye el crecimiento vegetativo y las cargas especiales nuevas o incrementos de carga importantes. El crecimiento vegetativo se obtiene mediante un modelo econométrico o tendencial para los cuales se intenta expresar la relación matemática entre la variable dependiente(demanda) y las variables que explican el comportamiento de las variables dependiente: (PBI), precio de energía y población. Las cargas especiales o grandes cargas requieren una recopilación de información (demanda, fecha de incorporación y ubicación).

1.3.9. Proyección Especial de la demanda

En este caso se considera la ubicación de los suministros, nos permite identificar las áreas de mayor crecimiento, para direccionar las reformas de la infraestructura eléctrica. Para

efectuar la proyección de la demanda, se determina un año base, y para este año se obtienen todos los datos.

1.4. Operacionalización de Variables

A. Metodología

Definición conceptual:

La propuesta metodológica es definida como aquel sistema teórico-práctico que articula la teoría con los aspectos prácticos.

Definición operacional:

Concebida la propuesta como la edificación de un sistema teórico-práctico que considera el marco normativo que lo regula y al procedimental que lo condiciona; asimismo los diferentes métodos de proyección que servirá para el mercado eléctrico y el planeamiento eléctrico en la empresa de distribución eléctrica.

Tabla 1.
Operacionalización de la Variable

Variable	Dimensión	Indicador	Técnicas	Instrumentos
Metodología	Marco Teórico – conceptual	Listado de teorías, escuelas, enfoques, conceptos sobre evaluación de proyectos	Observación	Ficha de Observación
	Marco Normativo	Listado de normas pertinentes de soporte de la propuesta	Observación	Ficha de Observación

Evaluación	Numero de indicadores o parámetros a ser utilizados	Observación	Ficha de Observación
Procedimental	Número de fases o procedimientos pertinente de soporte en la propuesta	Observación	Ficha observación

Fuente. Elaboración Propia

B. Estudio de Mercado y Planeamiento Eléctrico

Definición conceptual:

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERMIG, 2010) señala que la primera parte de la viabilidad de un proyecto comprende el estudio de mercado, que se traduce en la cuantificación y determinación de la oferta y demanda, que para el caso de proyectos eléctricos hace referencia a la planificación para la elaboración del planeamiento eléctrico de largo plazo y su plan de inversión en distribución eléctrica.

Definición operacional:

La planificación implica estudios o análisis de escenarios de funcionamiento del SDE en su situación actual y futura, considerando un horizonte de planificación y evaluando diferentes alternativas técnicas para abastecer la demanda futura. Se requiere previamente un análisis del mercado eléctrico y un diagnóstico de las instalaciones de distribución eléctrica existentes. El estudio de planeamiento eléctrico de largo plazo implica un análisis del mercado eléctrico, diagnóstico de los sistemas de distribución eléctrica y la formulación de alternativas del horizonte de planificación.

Tabla 2.
Operacionalización de la Variable

Variable	Dimensión	Indicador	Técnicas	Instrumento
Estudio de mercado y planeamiento eléctrico	Mercado Eléctrico	Cantidad de KWH de energía demandada	Encuesta	Cuestionario
	Técnica	Número de evaluaciones de los	Observación	Ficha de Observación

		sistemas de distribución eléctrica		
	Económica	Número de alternativas de inversión	Observación	Ficha de Observación

Fuente. Elaboración Propia

1.5. Hipótesis

La hipótesis de trabajo planteada será: Si se elabora una propuesta metodológica entonces contribuirá para el mercado eléctrico y el planeamiento eléctrico en la empresa de distribución eléctrica.

Capítulo II. Métodos y Materiales

2.1. Tipo de Investigación

La investigación en la cual se abordará el paradigma cuantitativo, por la utilización de herramientas estadísticas y matemáticas para el cumplimiento de los objetivos planteados.

Para Hernández, Fernández y Baptista (2010) señala que el mencionado enfoque tiene una característica secuencial y probatoria.

De acuerdo al nivel de investigación es descriptivo y propositivo, dado que se describe una realidad a partir de fenómeno social específico y apoyado en un marco teórico y conceptual coherente para la realización de una propuesta que permita modificar la realidad para mejorarla. Considerando desde la perspectiva dialéctica que partirá de la primera fase facto-perceptible, que se traduce en observar la realidad y posteriormente con abordaje teórico modificar la realidad.

El diseño de la investigación es no experimental y de serie de tiempo al hacer uso de la información histórica para realizar el estudio de mercado y la proyección de la demanda.

2.2. Método de Investigación

- **Analítico-Sintético:** Considera analizar los hallazgos del marco teórico práctico, consecuencia de inferir el conjunto de datos empíricos que conforman la investigación, produciendo conclusiones para su posterior contrastación.
- **Etnográfico:** Se indagará de manera directa *in situ* el fenómeno objeto de estudio, logrando la confluencia de las perspectivas tanto interna (actores involucrados) y otra externa (investigador), siendo holístico la investigación.
- **Inductivo-Deductivo:** Se aplica con el propósito de establecer conclusiones, partiendo de casos particulares, hacia conocimientos generales.
- **Matematización:** Permite interpretar los aspectos cuantitativos de los fenómenos, comparando magnitudes y procesos lógicos.

2.3. Diseño de Contrastación

El diseño será de tipo no experimental, de serie de tiempo. Pues recoge información del objeto de estudio, que para nuestra investigación está conformado por la población total en el área de influencia de ENSA. Además de ser de serie de tiempo, dado que se realiza la recolección de datos en un periodo de tiempo.

El diseño de investigación comprende cuatro fases principales: 1) Fase Conceptual, 2) Recolección y análisis de datos, 3) Diagnóstico del problema, 4) Fase Inferencial: Propuesta Metodológica y Discusión.

A partir de la caracterización antes mencionada se presenta el siguiente esquema del diseño de investigación:

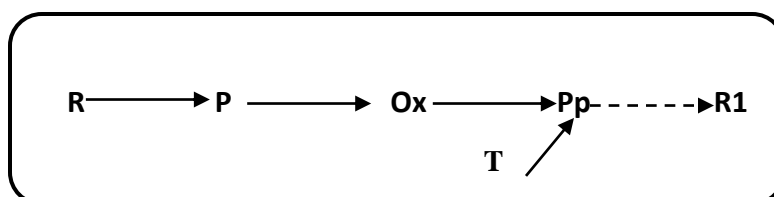


Figura 4. Diseño de la investigación. Elaboración: Propia

Donde:

- R : Situación actual
- P : Población involucrada en el fenómeno en estudio.
- Ox: Observación de la situación actual.
- T : Fundamentación teórica concebida.
- Pp : Propuesta Metodológica
- R1: Representación de la realidad transformada una vez implementada el modelo planteado.

2.4. Población, Muestra y Muestreo

Se encuentra constituido por el ámbito de estudio de la ciudad de Chiclayo, partiendo específicamente por el sistema de distribución eléctrico de la ciudad. Siendo la data de población, clientes, histórico de consumos, indicadores económicos y sociales, haciendo referencia a la ciudad de Chiclayo, publicados de manera oficial.

2.5. Técnicas, Instrumentos, Equipos y Materiales de Recolección de Datos

Para la presente investigación el levantamiento de información corresponde a un proceso significativo para la investigación, para lo cual se necesitará delimitar las técnicas e instrumentos a utilizar acorde a la realidad analizada; siendo la recolección tanto de fuentes primarias como de fuentes secundarias.

2.5.1. Técnicas de gabinete.

Estas técnicas permiten analizar y comprender el marco teórico científico de la presente investigación, considerando los antecedentes de los diferentes estudios de las teorías abordadas.

Recurriendo a la revisión bibliográfica, en busca de conclusiones que nos sirva de referencia, así como para el análisis del problema abordado hasta la actualidad en temas relacionados con los objetivos de la investigación. Recurriendo a la documentación tanto física y las publicadas en las páginas web del estado, empresas u organizaciones públicas y privadas que estén involucrados con el tema de investigación.

2.5.2. Técnicas de campo.

- Observación: Permite observar la problemática bajo estudio, materia de investigación para su análisis.

- Encuesta: Se le llama la técnica del cuestionario, ya que los datos se obtienen haciendo preguntas. El elemento esencial en este método es que los datos son previstos por una persona en un esfuerzo consciente para responder a una pregunta. Entre sus ventajas tenemos el de la velocidad y costos, es más rápido que la observación y la experimentación y entre sus desventajas tenemos la renuencia del entrevistado a proporcionar información y la capacidad del entrevistado para responder. Siendo aplicada a los usuarios del sector residencial e industrial que demandan energía a ENSA.

2.6. Procesamiento y Análisis de Datos

Procesamiento de datos: Utilizaremos para el análisis e interpretación de los datos la estadística descriptiva mediante la presentación de cuadros, gráficos, diagramas, matrices y esquemas.

Para realizar el proceso de los datos recurriremos a la hoja de cálculo Excel y del procesador de textos Word.

Capítulo III. Resultados

3.1 Diagnóstico del Sistema Existente

3.1.1. Sistema de Transmisión

El Sistema de Transmisión Eléctrica de Chiclayo se ubica en las provincias de Chiclayo y Lambayeque en el Departamento de Lambayeque. El abastecimiento se realiza principalmente desde el SEIN en la SET SECHO donde se realiza la compra en barra 60 kV.; asimismo eventualmente se recibe el abastecimiento en barra MT 10 kV. en la SET SECHO a través del sistema interconectado nacional.

Está constituido por tres sistemas:

- Sistema Eléctrico Chiclayo Metropolitano.
- Sistema Eléctrico Chiclayo Este.
- Sistema Eléctrico Chiclayo Nor Este.

El Sistema Eléctrico Chiclayo Metropolitano se ubica en la ciudad de Chiclayo; es el de mayor importancia, por atender a la capital del departamento y sus distritos colindantes; es aquí donde se ubica la mayor parte de la población y comercios, asimismo gran cantidad de industrias; está conformado por dos Subestaciones de Transformación: SECHO y SECHNOR, conectadas a través de una LT 60 kV. de enlace de doble terna de una longitud de 6.7 Km.

El Sistema Eléctrico Chiclayo Este se inicia en la SET SECHNOR e interconecta a las SETs. Pomalca, Tumbán y Cayalti a través de una LT 60 kV. de una longitud de 40 Km. ; son de propiedad de ADINELSA esta LT y las SETs indicadas, siendo Ensa la empresa encargada de la administración y operación de dicha infraestructura.

El Sistema Eléctrico Chiclayo Nor Este se inicia en la SET SECHO e interconecta a las SETs. Lambayeque, Illimo, La Viña, Motupe, Olmos y Occidente a través de una LT 60 kV. de una longitud de 118 Km.; son de propiedad de DEPOLTI esta LT y las SETs. Lambayeque,

Illimo, La Viña y Occidente, siendo esta entidad la encargada de la administración y operación de la infraestructura indicada.

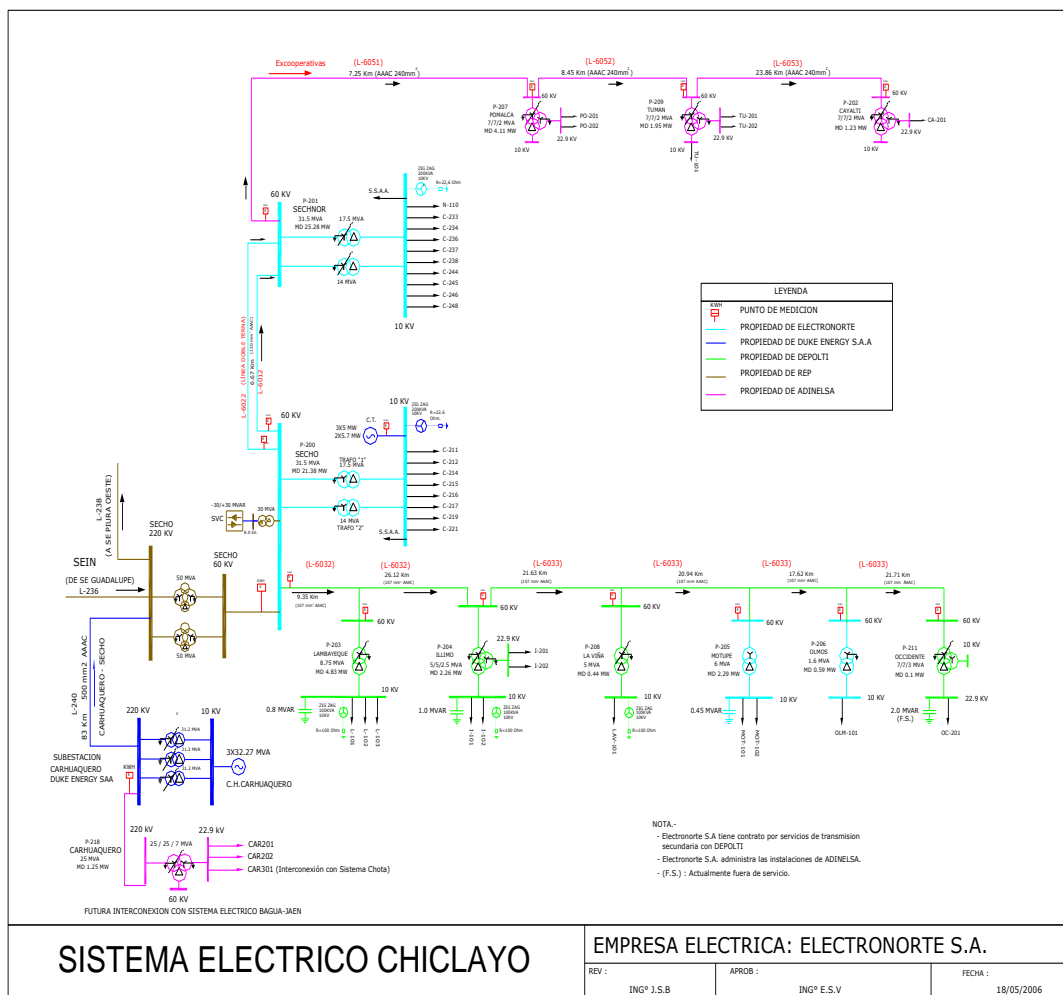


Figura 5. Sistema Eléctrico de Chiclayo. Empresa Eléctrica Electronorte S.A

Con respecto al diagnóstico de la infraestructura del sistema de transmisión en el sistema eléctrico Chiclayo en el año cero del estudio se presentan los siguientes problemas técnicos:

- Existe incompatibilidad de los grupos de conexión entre los transformadores de potencia de las SET SECHNOR y SECHO; es decir no es posible realizar una puesta en paralelo en media tensión entre SECHO y SECHNOR para atender a la ciudad de Chiclayo en caso eventualidad de fuera de servicio de cualquiera de los transformadores de estas SETs.

- En el caso de la SET SECHO, los transformadores de potencia no disponen de regulación bajo carga.
- En el caso de la Línea de Transmisión de las Ex Cooperativas : SECHNOR- POMALCA-TUMAN-CAYALTÍ, solo existe Interruptor de Línea a la salida en SECHNOR; no existe Interruptores de Línea en las SETs. Pomalca y Tután; se recomienda implementa por lo menos la instalación de Interruptor a la salida en la SET Pomalca a fin de salvar el suministro en la ciudad de Ferreñafe ante eventualidades aguas abajo en la LT Pomalca-Tután-Cayaltí.
- Similar que lo anterior en la LT del PEOT SECHO-OCCIDENTE, en la SET Lambayeque no existe interruptor a la salida de LT Lambayeque-Illimo, es decir cualquier eventualidad en el tramo Lambayeque-Illimo ocasiona la interrupción a la salida de SECHO de toda la LT, incluyendo la ciudad de Lambayeque y las cargas industriales de la autopista Chiclayo-Lambayeque.

3.1.2. Análisis de Flujos de Carga

Para el análisis del flujo de potencia se considerará la máxima demanda requerida por todo el Sistema Chiclayo en la barra 60 kV. en la SET SECHO desde el SEIN, para lo cual se reflejara la coincidencia de las demandas en las barras MT de todas las SETs. de los tres Sistemas Eléctricos involucrados.

La máxima demanda del Sistema Chiclayo se produjo el 29/12/2005 a las 19:45 h.

De acuerdo al cálculo realizado en las condiciones indicadas, todas las barras de MT de las diferentes SETs. Mantienen valores de tensiones en los límites permisibles; asimismo no existen problemas de sobrecargas en los conductores eléctricos ni en los transformadores de potencia.

Cabe indicar que, en la evaluación realizada, se ha necesitado disponer de compensación reactiva capacitiva en barras MT de algunas SETs. del Sistema Eléctrico Chiclayo Nor Este; estos equipos se encuentran actualmente instalados en dichas SETs.

A continuación en la figura 6 se muestra el resumen de demandas consideradas y el esquema unifilar con los resultados del flujo de potencia.

Tabla 3
Máximas demandas MW del año 2005

Total ENSA sistema Chiclayo			Subsistema eléctrico					Centro de transmisión			
Máxima demanda ENSA del sistema eléctrico Chiclayo	Total máximas demandas no coincidentes de los subsistemas eléctricos	Fc1(Factor de coincidencia de los subsistemas eléctricos con respecto al total Sistemas Chiclayo)	Subsistema	Demanda coincidente por subsistema eléctrico con respecto al total sistema Chiclayo	Máxima demanda del subsistema eléctrico barras media tensión		Máxima demanda no coincidente del sistema eléctrico	Fc2 (Factor de coincidencia de los SEPs con respecto al subsistema)	SEP	Máxima demanda del SEP en barras media tensión	
					Fecha	Máxima demanda				Fecha	Máxima demanda
0.6064.84	65.08	0.996	Chiclayo	46.715	29/12/2005 20:00	46.890	47.656	0.980	SECHO	24/12/2005 20:30	22.18
									SECHNOR	29/12/2005 19:45	25.48
									LAMBAYQUE	29/12/2005 09:45	5.32
									ILLIMO	31/12/2005 20:15	2.44
			Chiclayo Noreste	10.661	29/12/2005 12:45	10.701	13.512	0.789	LA VIÑA	23/12/2005 12:30	1.04
									MOTUPE	28/12/2005 20:30	3.50
									OLMOS	31/12/2005 21:30	0.60
									OCCIDENRE	31/12/2005 21:30	0.62
			Chiclayo Este	7.464	24/12/2005 21:00	7.492	7.865	0.949	POMALCA	24/12/2005 21:00	4.10
									TUMAN	24/12/2005 20:00	2.24
									CAYALTI	21/12/2005 20:15	1.52

Fuente. Empresa Eléctrica Electronorte S.A

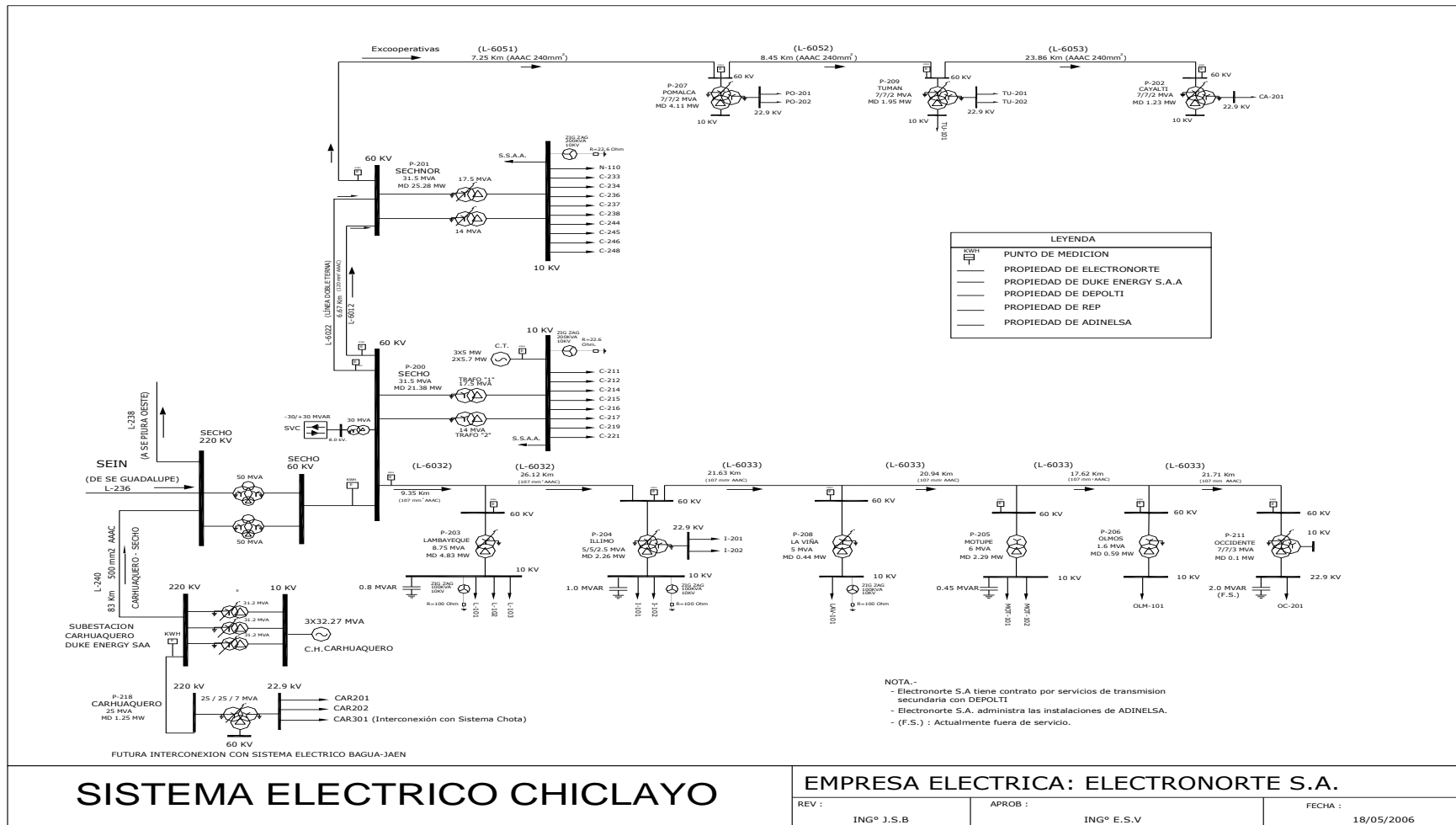


Figura 5. Sistema Eléctrico Chiclayo. Empresa Eléctrica Electronorte S.A

Los resultados de los flujos de potencia se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4

Reporte de Flujo de Potencia de Transmisión del Sistema Eléctrico de Chiclayo 2005.

Subsistema eléctrico	Tramo		Flujo de potencia		Corriente AMP	Perdidas	
	Set Inicio	Set Llegada	Activa MW	Reactiva MVAR.		Longitudinales MW	Transversales MW
Chiclayo metropolitano	SECHO 60KV	SECHNOR 60KV	15.002	8.605	164.633	0.155	0.079
	SECHO 60KV	SECHNOR 60KV	15.002	8.605	164.633	0.155	0.079
	SECHO 60KV	SECHO 10KV	10.840	5.475	109.825	0.057	0.016
	SECHO 60KV	SECHO 10KV	11.041	5.757	112.604	0.048	0.020
	SECHNOR 60KV	SECHNOR 10KV	12672	7.204	126.763	0.076	0.017
	SECHNOR 60KV	SECHNOR 10KV	12482	7.377	126.089	0.060	0.021
Chiclayo este	SECHNOR 60KV	POMALCA 60KV	4.381	2299	47.808	0.006	0.086
	POMALCA 60KV	POMALCA 22.9KV	1.590	1.310			
	POMALCA 60KV	TUMAN 60KV	2697	1.046	28.042	0.002	0.099
	TUMAN 60KV	TUMAN 229KV	0.860	0.460			
	TUMAN 60KV	TUMAN 10 KV	0.840	0.410			
	TUMAN 60KV	CAYALTI 60KV	0.883	0.158	8.711	0.001	0.279
Chiclayo Noreste	CAYALTI 60KV	CAYALTI 229KV	0.600	0.440			
	SECHO 60KV	LAMBAYQUE 60KV	12956	3.815	128.572	0.127 MW	0.114
	LAMBAYEQUE 60KV	LAMBAYEQUE 10KV	4.226	2874	44.378	0.015	0.011
	LAMBAYEQUE 60KV	ILLIMO 60 KV	8.490	0.845	82324	0.141	0.308
	ILLIMO 60KV	ILLIMO 229 KV	0.920	0.060			
	ILLIMO 60KV	ILLIMO 10KV	1.530	0.880			
	ILLIMO 60KV	LA VIÑA 60KV	5.585	-0.017	54.976	0.052	0.248
	LA VIÑA 60KV	LA VIÑA 10 KV	0.826	0.454	8.902	0.001	0.005
	LA VIÑA 60KV	MOTUPE 60KV	4.460	-0.309	44.430	0.032	0.236
	MOTUPE 60KV	MOTUPE 10 KV	2774	0.624	27.031	0.008	0.006
	MOTUPE 60KV	OLMOS 60KV	1.418	-0.751	16.050	0.003	0.197
	OLMOS 60KV	OLMOS 10 KV	0.473	0.380	5.769	0.001	0.002
	OLMOS 60KV	OCCIDENTE 60KV	0.744	-0.939	11.993	0.002	0.243
	OCCIDENTE 60KV	OCCIDENTE 229KV	0.500	-0.700			

Fuente. Empresa Eléctrica Electronorte S.A

3.1.2. Sistemas de Distribución Primaria

3.1.2.1. Antecedentes

La Distribución Primaria en el Sistema Eléctrico Chiclayo (U.N. Chiclayo) se realiza desde las Subestaciones de Transformación SECHO y SECHNOR, las cuales se ubican en la ciudad de Chiclayo.

Las tensiones de operación son las siguientes:

- En SECHO :
 - o AT: 60 kV.

- MT: 10 kV, 22.9 kV.

Las tensiones de operación son las siguientes:

- En SECHNOR:

- AT: 60 kV.
- MT : 10 kV

De la SET SECHO salen los siguientes alimentadores en los niveles de tensión

que se indica:

- C211 10 Kv.
- C212 22.9 Kv.
- C214 10 Kv.
- C215 10 Kv.
- C216 10 Kv.
- C217 10 Kv.
- C219 10 Kv.
- C221 10 Kv.

De la SET SECHNOR salen los siguientes alimentadores todos en los niveles de

tensión 10 kV:

- C233
- C234
- C236
- C237
- C238
- C244
- C245
- C246
- C248

Actualmente el área de influencia de ambas SET SECHNOR y SECHO cubre los distritos de Chiclayo y los distritos colindantes Leonardo Ortiz y La Victoria, los cuales representan a la zona metropolitana de Chiclayo; en mayor proporción participa la SET SECHNOR.

Asimismo, el área de influencia de la SET SECHO llega hasta los distritos de San José, Pimentel, Santa Rosa, Monsefú, Reque, Etén y Puerto Etén.

El recorrido más extenso se realiza para llegar hasta los distritos de Monsefú, Reque, Etén y Puerto Etén; estos distritos son atendidos por el alimentador C212, siendo el único que opera a la tensión de 22.9 kV.

No existen alimentadores exclusivos para determinados tipos de carga: residencial, comercial o industrial; todos atienden a los tres tipos de cargas, aunque predomina la carga residencial a excepción de los alimentadores C216 y C219 donde predominan la carga industrial.

La mayor densidad de carga comercial se presenta en el mercado de Chiclayo, zona limitada por las Avenidas Sáenz Peña, Bolognesi, Luis Gonzales y Augusto B. Leguía.

La mayor densidad de carga residencial se presenta en las Urb. Santa Victoria y Villarreal del distrito de Chiclayo.

En el diagnóstico de la infraestructura del sistema de distribución primaria del sistema eléctrico Chiclayo en el año cero de la presente tesis se identificaron los siguientes problemas técnicos:

- En el sistema eléctrico Chiclayo existen problemas de subtensión en las subestaciones más alejadas de los alimentadores C-211(Subestación E200372 en la Calle Manuel Pardo cuadra 5 - Urb. San Carlos), C-214 (Subestación E200974 en Santa Rosa), C-217 (Subestación 2177 en la vía de evitamiento Km. 2.5 en La Victoria) y C-219 (Subestación E200863 en la carretera Panamericana Norte Km. 776); por lo que se recomienda la instalación de bancos de condensadores en la red, ya que los gradientes de subtensión se encuentran en el orden de un 2% bajo el límite permitido.
- En el Sistema eléctrico Lambayeque existe un problema de subtensión en el alimentador I-202, esto se debe al desbalance de cargas por la

presencia de extensas radiales monofásicas con 4 o 5 subestaciones cargadas a la fase “R”. En el resto de alimentadores no se presentan problemas de subtensión por razones de topología de redes, se ha detectado un problema en la operación de la Subestación Lambayeque, mediante el cual los operadores de PEOT mantienen los transformadores de Potencia operando sin regulación automática, por lo que inyectan a barra tensiones de 9700 Voltios. Es necesario hacer entender al PEOT que la NTCSE obliga a llegar como mínimo con 9500 voltios a las subestaciones de cola, por lo que a ellos corresponde deben inyectar 10.5 KV en barra para poder brindar un servicio dentro de los rangos exigidos.

3.1.2.2. Selección de sección óptima de conductores

Los costos involucrados en el análisis, vienen dados por la inversión, mantenimiento e instalación y un costo variable dado por las pérdidas por efecto joule.

El modelo matemático para el costo de un alimentador viene dado por la siguiente ecuación:

$$C_t = \text{Min} (C_{\text{fijo}} + C_{\text{var}})$$

C_t : Costo Total (\$/Km).

C_{fijo} : Costo de inversión del alimentador (\$/Km).

C_{var} : Costo variable que representa las pérdidas de transmisión por efecto joule. (\$/Km.).

3.1.2.3. Análisis de la topología de la red primaria

Se ha efectuado un análisis de las redes de MT existentes, incluyendo las secciones de los conductores utilizados, así como la configuración topológica que presenta y las facilidades de protección y maniobra que ofrecen, como punto de partida para los análisis que se deben efectuar en las siguientes etapas del estudio, con miras a establecer el esquema topológico y filosofía de protección más adecuados para el sistemas eléctricos

de Chiclayo, de acuerdo con las características y tipos de clientes alimentados en cada caso.

Para la aplicación de la metodología descrita, se ha desarrollado un programa computacional , con el cual se obtendrá los resultados.

3.1.2.4. Análisis del flujo de potencia

Para los análisis de flujo de potencia se ha considerado la máxima demanda requerida por cada alimentador independiente.

Se está considerando como tensiones de salida los valores reales en las SETs.

De acuerdo al cálculo realizado, en el caso de los alimentadores de la SET SECHNOR no existe problema de subtensión.

En el caso de la SET SECHO se presenta problema de subtensión en los siguientes alimentadores con las máximas caídas en los puntos más alejados:

- | | |
|--------|-------|
| - C211 | 7.5% |
| - C214 | 8.8% |
| - C215 | 5.2% |
| - C217 | 10.3% |
| - C219 | 8.0% |

Cabe indicar que estos últimos alimentadores presentan el problema a pesar de disponer de compensación reactiva capacitiva en la red.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los resultados obtenidos.

Tabla 5
Resumen del Cálculo de Flujo de Potencia en media tensión

SET	Alimentador media tensión	Tensión de salida (KV)	Longitud total del alimentador incluido derivaciones (Km)	Punto más alejado			Tensiones en el punto más alejado (KV)			Máxima demanda de alimentador (MW)	Pérdidas	
				SED	Ubicación	Distancia de la salida (km)	Fase R- S	Fase S- T	Fase RT		(MW)	% de pérdidas
SECHO	C-211	10000	22.18	EN372	Calle Manuel Pardo Cdra5- Chiclayo	6.00	9,248	9,249	9,250	5163	227	4.40%
	C-212	23000	63.23	EN678	Lotización Cerrillo Km 753 Panamericana Sur-Reque	24.90	21,949	21,991	21,994	3230	120.6	3.73%
	C-214	10000	32.33	EN974	Calles Colón y Real-Santa Rosa	17.00	9,125	9,128	9,128	2271	123.4	5.43%
	C-215	10000	14.00	EN2211	Calles Arizola y Eloy Reategui- Chiclayo	6.70	9,478	9,478	9,478	4050	133.7	3.30%
	C-217	10000	25.41	EN2177	Carretera vía de evitamiento km 2.5-La Victoria	8.30	8,971	9,000	8, 986	4534	264	5.82%
	C-219	10000	15.96	EN863	Carretera Lambayeque km 776- Lambayeque	7.90	9,202	9,276	9, 251	3351	108.4	3.23%

Fuente. Empresa Eléctrica Electronorte S.A

3.1.2.5. Análisis de las estadísticas de interrupciones

a. Unidad de Negocios de Chiclayo

Luego de analizar los resultados obtenidos en los indicadores DEK y FEK para la Unidad de Chiclayo podemos afirmar lo siguiente:

- El alimentador C-219 posee los índices más altos debido al continuo hurto de conductores de media tensión que se presentó en la zona. Como consecuencia de esto, se realizaron remodelaciones en el recorrido del alimentador, que contribuyeron a elevar los índices.
- En el caso de los alimentadores C-212 y C-248 los índices medios reportados, obedecen a los trabajos de mantenimientos programados y las obras ejecutadas por la empresa.
- Los alimentadores C-214 y C-221 se vieron afectados por fallas en las redes y los mantenimientos programados.

b. Unidad de Negocios de Sucursales

Luego de analizar los resultados obtenidos en los indicadores DEK y FEK para la Unidad de Sucursales podemos afirmar:

- Los valores más altos corresponden a los alimentadores CA-201 y PO-202, debido a los mantenimientos programados, fallas en líneas de subtransmisión y MT, y por acciones de terceros.
- Los alimentadores L-102 y L-103 poseen los índices medios que se deben a obras ejecutadas por la empresa y por acciones de terceros. Además, los alimentadores TU-202 y CAR-201 se han visto afectados mayormente por los mantenimientos programados.

- Los alimentadores CHO-101 y SC-101 poseen los índices medios que se deben mayormente a las fallas de la Línea de Subtransmisión CAR-301 y a la intervención de terceros y fenómenos climáticos.

3.1.2.6. Planos de Zonificación de índices DEK y FEK

Se considera importante adicionalmente, el aprovechamiento de la información referente a los índices de interrupciones, para el establecimiento de planos que distingan los rangos de estos índices que se presentan geográficamente, con miras al establecimiento de prioridades en la toma de decisiones y acciones al respecto.

En las siguientes figuras se ilustra una muestra de lo indicado:

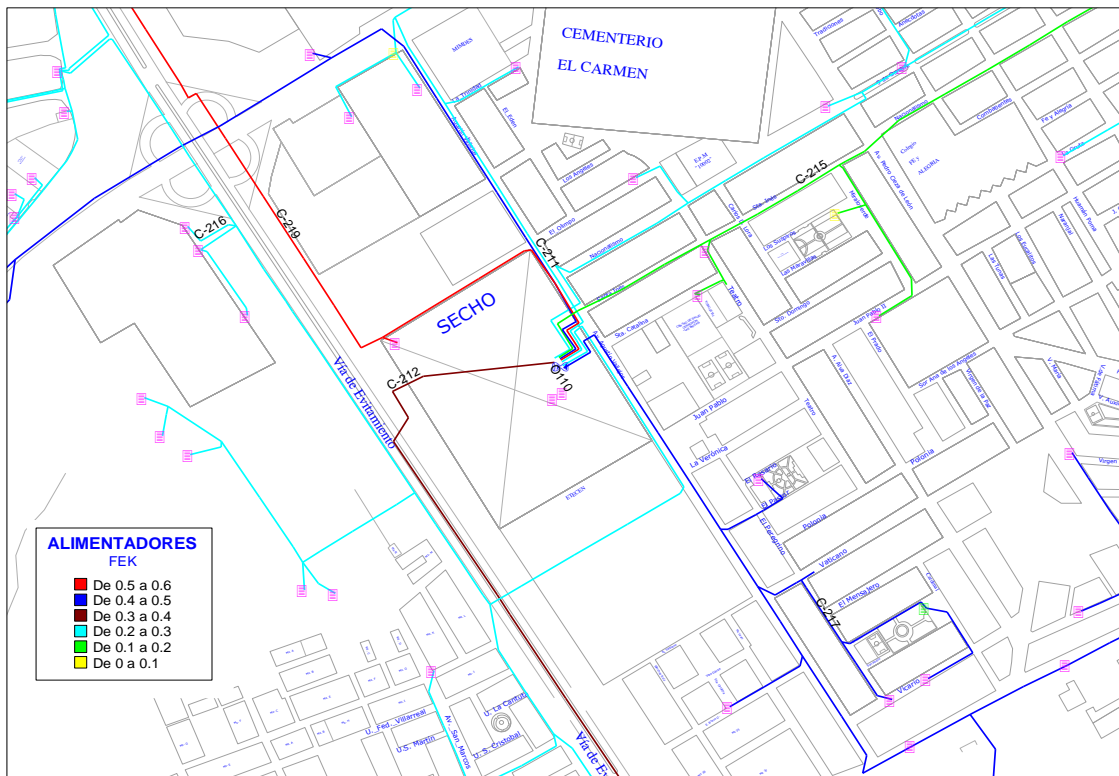


Figura . Alimentadores FEK. Empresa Eléctrica Electronorte S.A

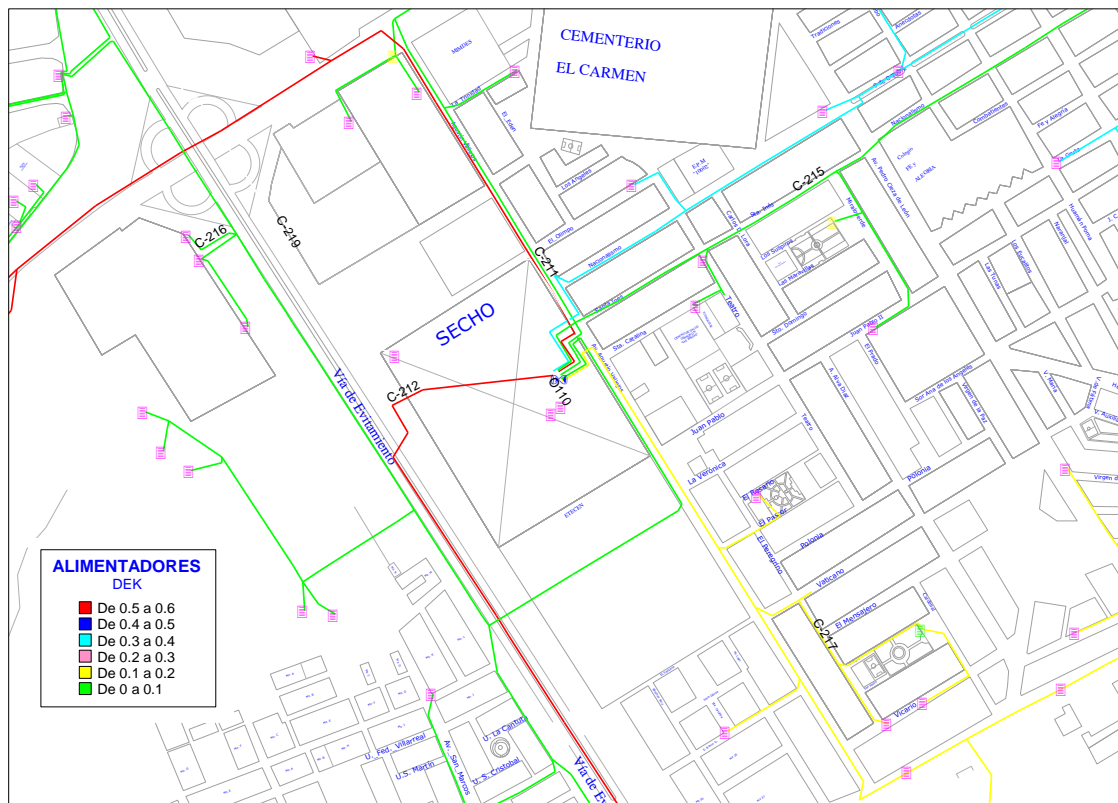


Figura . Alimentadores DEK. Empresa Eléctrica Electronorte S.A

3.1.2.7. Mapas de Densidades de Carga

A partir de la proyección de máxima demanda de potencia a nivel de SED a la que se agrega las demandas pertinentes de los proyectos de inversión, se puede elaborar los mapas de densidades de carga para todo el periodo de estudio.

Para tal fin, se elaborara un programa computacional, el mismo que es una combinación entre los Programas Maximus de Ensa, Excel, Access y Mapinfo.

A continuación, se muestra un ejemplo de los mapas de densidades de carga.

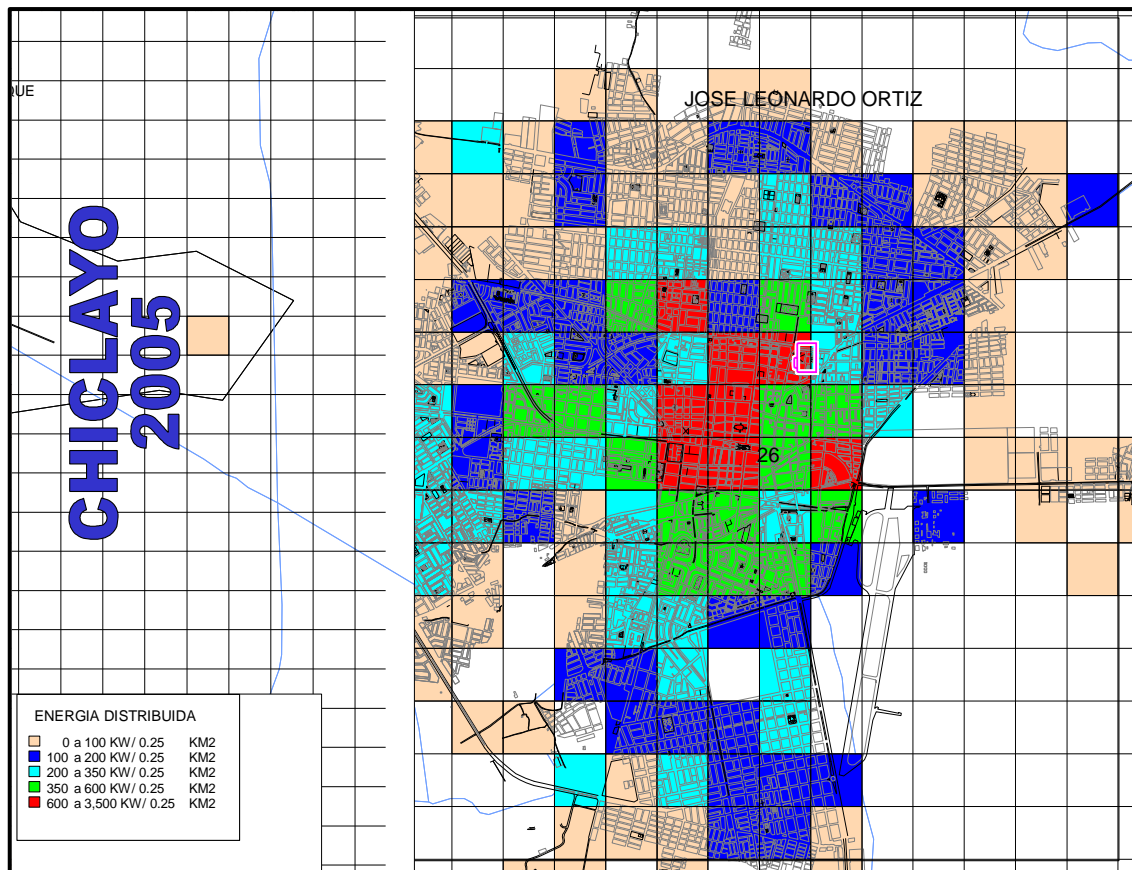


Figura . Densidades de Carga en Chiclayo. Empresa Eléctrica Electronorte S.A

3.2. Criterios y metodología desarrollada

3.2.1. Criterios Generales

Para que el producto resultante de la proyección permita su uso óptimo, la información deberá expresarse en la forma que sea más valiosa para el desarrollo del proyecto. Así, en el caso que nos ocupa, la información deberá expresarse desglosada por zona geográfica y en función de algún atributo de los clientes.

La validez de los resultados de la proyección está íntimamente relacionada con la calidad de los datos de entrada que sirvieron de base para el pronóstico. Las fuentes de información de uso más frecuente son las series históricas, las opiniones de expertos y el resultado de encuestas especiales, entre otras.

La elección del método correcto dependerá principalmente de la cantidad y calidad de la información histórica disponible, así como de los resultados esperados. La efectividad del método elegido se evaluará en función de su precisión, sensibilidad y objetividad.

Cada una de las técnicas de proyección tiene una aplicación de carácter especial que hace de su selección un problema decisión influido por diversos factores, como, por ejemplo:

- a. La validez y disponibilidad de los datos históricos
- b. La precisión deseada del pronóstico
- c. El costo del procedimiento
- d. Los beneficios del resultado
- e. Los períodos futuros que se desee pronosticar
- f. El tiempo disponible para el desarrollo del estudio.

La dificultad que existe para pronosticar el comportamiento futuro de la demanda hace necesario utilizar los métodos de proyección como técnicas complementarias, antes que como alternativas estimativas certeras.

La clasificación de las técnicas de proyección, en función de su carácter, es:

- Métodos causales
- Métodos de series de tiempo.
- Métodos de carácter subjetivo

a. Métodos Causales (Econométrico)

Los modelos de pronóstico causales (como por ejemplo el econométrico), parten del supuesto de que el grado de influencia de las variables que afectan al comportamiento del mercado permanece estable, para luego construir un modelo que relacione ese

comportamiento con las variables que se estima son las causantes de los cambios que se observan en el mercado.

El método descrito se ilustra en la siguiente figura:

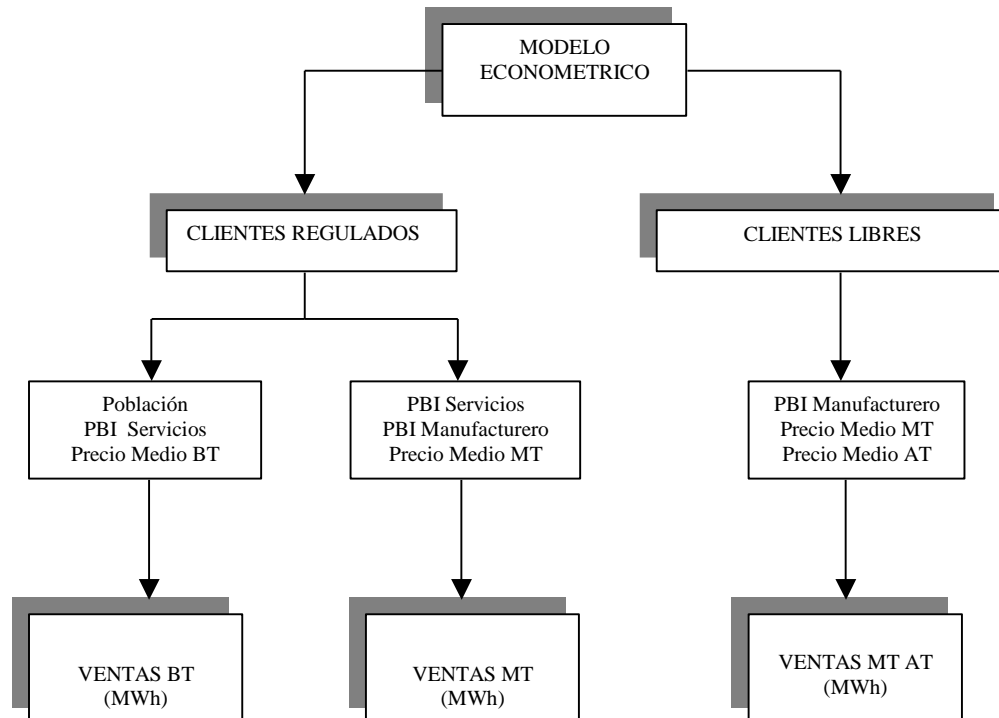


Figura . Métodos Causales Econométricos. Elaboración Propia

b. Métodos de Series de Tiempo (Tendencias)

Los métodos de series de tiempo (de tendencias), se utilizan cuando el comportamiento que asuma el mercado a futuro puede determinarse en gran medida por lo sucedido en el pasado, y siempre que esté disponible la información histórica en forma confiable y completa. Cualquier cambio en las variables que caracterizaron a un determinado contexto en el pasado, como una recesión económica, una nueva tecnología o un nuevo producto sustituto entre otros, hace que pierdan validez los modelos de este tipo. Sin embargo, es posible ajustar en forma subjetiva una serie cronológica para incluir aquellos hechos no reflejados en datos históricos.

El método descrito se ilustra en la siguiente figura:

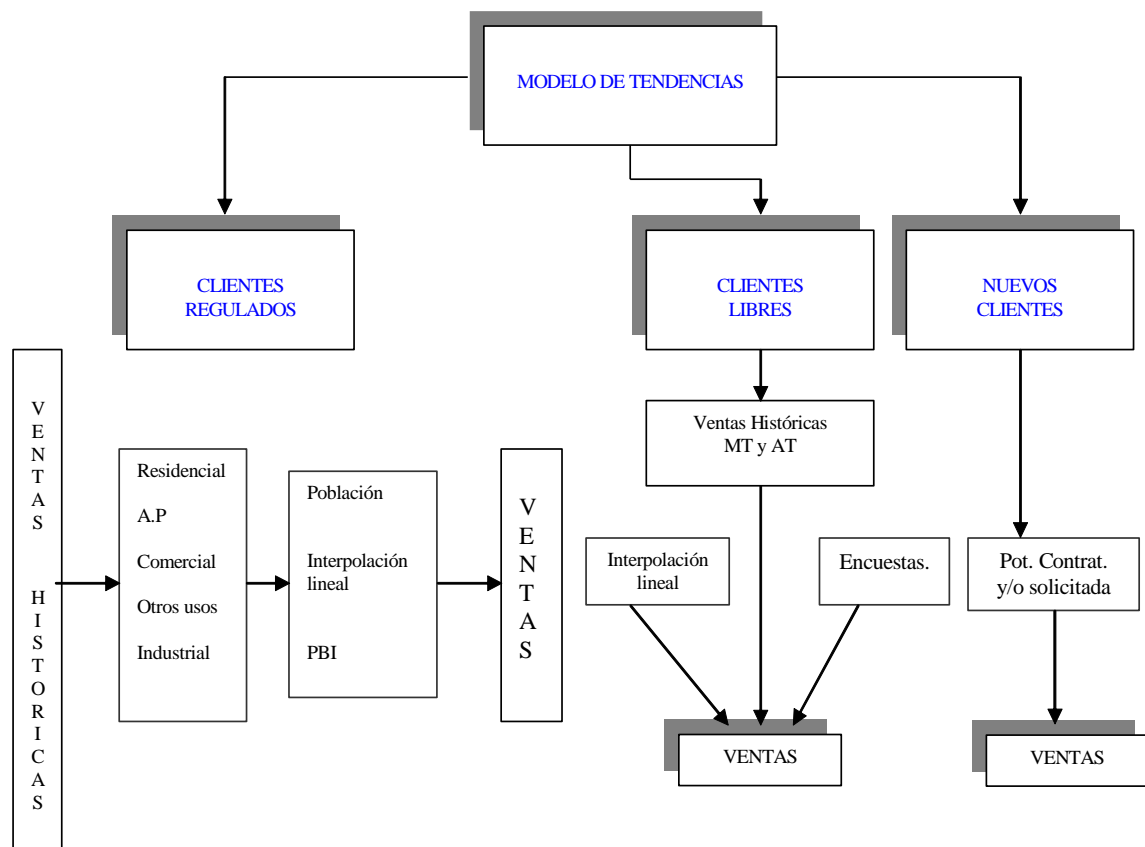


Figura 6. Métodos de Series de Tiempo. Elaboración Propia

c. Métodos de Carácter Subjetivo

Los métodos de carácter subjetivo se basan principalmente en **opiniones de expertos**. Su uso es frecuente cuando el tiempo para elaborar el pronóstico es escaso, cuando no se dispone de todos los antecedentes mínimos necesarios o cuando los datos disponibles no son confiables para predecir algún comportamiento futuro.

La opinión de los expertos es una de las formas subjetivas de estudiar el mercado más comúnmente usadas. El método se fundamenta en que el grupo es capaz de lograr un razonamiento mejor que el de una persona sola, aunque sea experta en el tema.

Con base en la suposición de que el mercado del proyecto que se estudia puede tener un comportamiento similar al de otros mercados en el pasado, el método de la **analogía histórica** aparece como el último de los métodos subjetivos analizados. El mercado que se toma como referencia puede ser el correspondiente a otra región geográfica.

d. Ajuste final

Finalmente es importante recalcar que todos los análisis efectuados se complementan con el juicio y las apreciaciones cualitativas de los analistas, quienes deberán trabajar con más de un método en la búsqueda de la estimación más certera.

En este sentido, los resultados de las evaluaciones efectuadas por El investigador han sido puestas a disposición de los funcionarios de ENSA, con el fin de recoger sus apreciaciones y comentarios y comparar dichos resultados con otras estimaciones o proyecciones de la demanda del sistema de ENSA que se haya emitido anteriormente, teniendo en cuenta que debe haber una consistencia al respecto.

El ajuste final de la proyección de las ventas de energía se muestra en la siguiente figura:

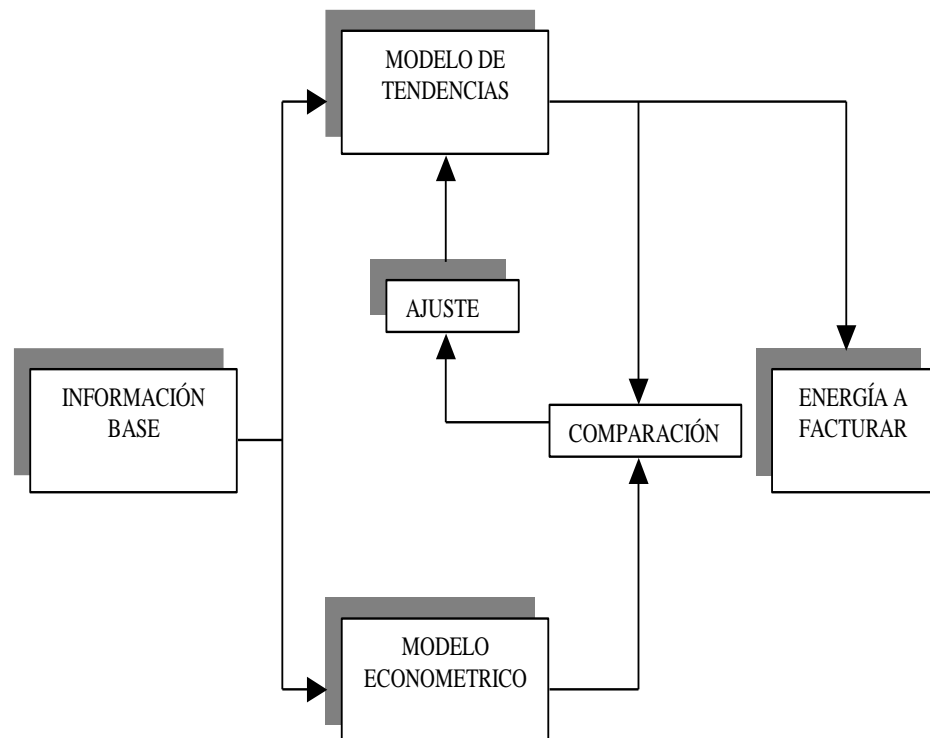


Figura . Métodos de Ajuste Final. Elaboración Propia

3.2.2. Metodología desarrollada

De acuerdo los criterios antes expuestos, se ha desarrollado la siguiente metodología

3.2.2.1. Proyección Global de la demanda

a. Definición de la información requerida

- Registros de demanda en alimentadores y subestaciones.
- Ventas de energía, distinguiendo tipos de tarifa, especialmente BT y MT.
- Evolución de factores de carga y pérdidas de energía.
- Crecimiento de número de usuarios.
- Crecimiento de la población.
- Crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI).
- Nuevas cargas especiales a incorporarse en el sistema eléctrico.
- Planos de densidades de cargas.

b. División de los datos históricos de carga en Componentes, Sectores o Tipos

- Clientes regulados

- Clientes libres
- Por determinados factores independientes: utilización de la energía, uso del terreno, densidad poblacional, etc.

c. Análisis de los datos históricos de los componentes o tipos de carga definidos, para establecer tendencias y parámetros estadísticos

Método de Tendencia, se considerará diferentes curvas de ajuste, las tendencias de comportamiento histórico y proyección futura de la demanda, y los correspondientes parámetros para el análisis estadístico correspondiente.

Método Econométrico, se efectuará estos análisis para diferentes combinaciones de las variables independientes consideradas y su correlación con el comportamiento de la demanda.

d. Selección del mejor ajuste para cada componente

- Análisis del Factor de Determinación (R^2), para el método (tendencias y/o econométrico) a considerar
- Eliminación de datos atípicos, sobre la base del conocimiento de sucesos o situaciones particulares o periódicos que expliquen dichos datos.
- Consideración de tasas de crecimiento variable, de acuerdo a comportamiento esperado del mercado, en aspectos tales como:
 - Evolución del coeficiente de electrificación.
 - Políticas de reducción de pérdidas.
 - Fuentes alternativas de energía.
 - Cambios notables en variables econométricas.

e. Proyección por separado de cada componente o tipo de carga.

Basándose en las tasas de crecimiento definidas, en los pasos anteriores, para cada componente o tipo de carga (BT y MT), se proyecta la demanda correspondiente para los próximos 20 años.

f. Ajuste de la proyección efectuada por el método de tendencias y el método econométrico.

El ajuste final de la proyección global de la demanda de energía dependerá principalmente de la cantidad y calidad de los antecedentes disponibles, así como de los resultados esperados.

La efectividad del ajuste final, se evaluará en función de lo que los métodos utilizados aporten en cuanto a precisión, sensibilidad y objetividad. La efectividad de la proyección de define con los criterios descritos a continuación:

g. Corrección de la proyección para considerar cargas puntuales o concentradas conocidas y sus respectivas tendencias o planes de crecimiento.

Para este tipo de cargas, especialmente los llamados clientes mayores, se ha considerado lo siguiente:

- Para clientes existentes, la realización de encuestas, a través de muestras representativas, para conocer sus planes y en consecuencia la proyección de su demanda futura.
- Para nuevas cargas se considerarán los siguientes casos:
 - Proyectos de inversión.
 - Solicitudes de factibilidad de suministro para nuevas cargas.
 - Conocimiento por otras fuentes de potenciales cargas futuras.

h. Recomposición de la proyección global recombinando las proyecciones de los componentes o tipos de carga.

Integrar anualmente la proyección de cada componente, para obtener el pronóstico de demanda para el total de la zona de estudio.

i. Proyección Espacial de la demanda

Con el objeto de obtener el pronóstico de demanda por zona geográfica, se define la tasa de crecimiento correspondiente hasta el nivel que la información lo permita: barra de AT o SED,

partiendo de la tendencia histórica de la carga en dicho nivel y/o por tipo de carga y en concordancia con la proyección global definida.

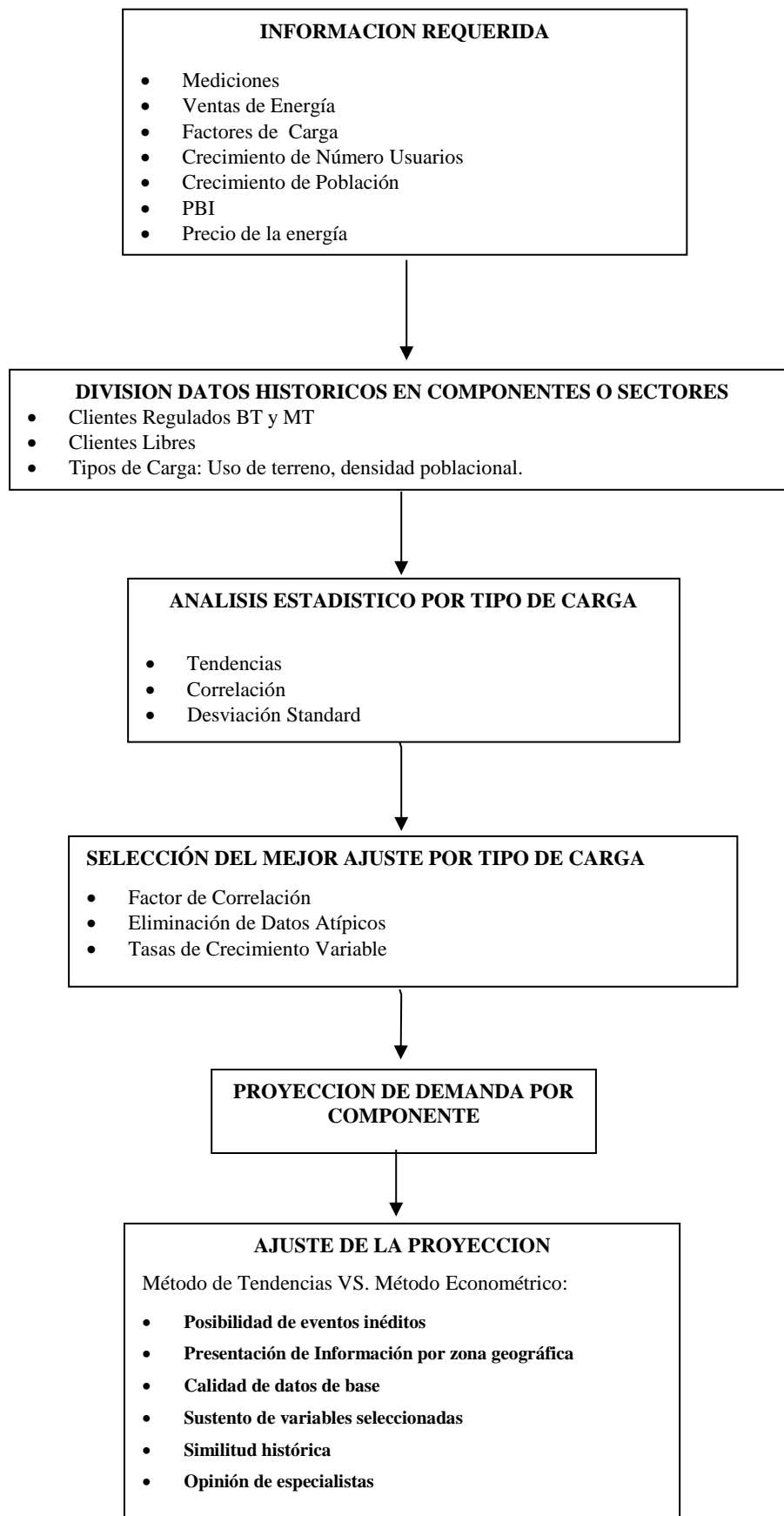
j. Tabulación de la Proyección Final

Se efectúa por tipo, área y otra característica que requiera el uso que se dará al pronóstico de la demanda. En el caso específico que nos ocupa, por SED, alimentador y SET.

K. Validación de la proyección con los criterios establecidos

Dependiendo de los resultados obtenidos, se deberá reconsiderar los índices de crecimiento global y/o por zonas típicas, para compatibilizar los resultados.

En el flujo grama que se muestra a continuación se resume la metodología descrita.



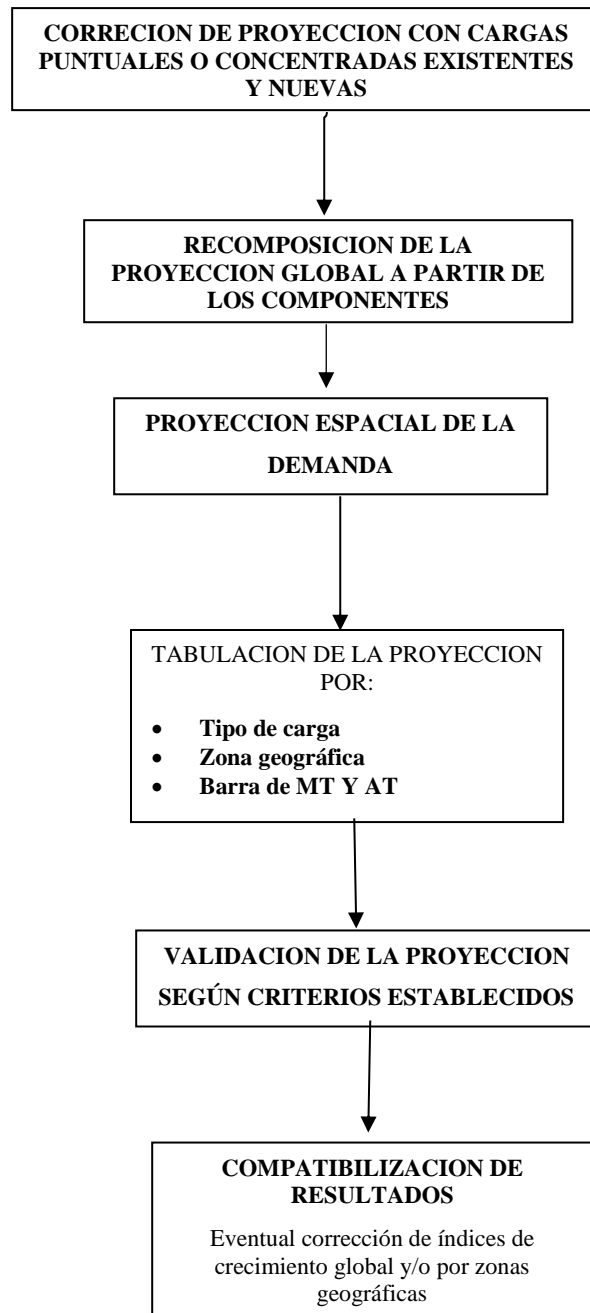


Figura . Flujograma de la metodología a desarrollarse. Elaboración Propia

3.2.2.1. Demanda Espacial

Determinación de tasas de crecimiento de la demanda a nivel de puntos de carga.

Para los fines del estudio, se debe proyectar la demanda a nivel de puntos de carga o Nodos; es decir, para cada una de las SED's (que alimentan a clientes en BT), clientes regulados MT y clientes libres que pertenecen a la zona de estudio.

Para esto, se parte de la tasa de crecimiento definida para las ventas globales de energía, proyectándose los valores correspondientes hasta el año 2025.

A continuación, se calcula la tasa de crecimiento de la demanda de cada SET, a partir de la información de consumo de energía de los clientes alimentados desde cada uno de estos. Con las tasas calculadas, se proyecta la demanda por tablero hasta el año 2024 y se suman las mismas, a fin de comparar dicha suma con la demanda proyectada para el total del sistema correspondiente. Con el fin de cuadrar ambos valores, se ajusta la demanda proyectada para cada tablero, obteniéndose finalmente la tasa de crecimiento promedio para cada caso. Este ajuste se efectúa dándole mayor validez a los resultados obtenidos para los tableros cuyas tasas de crecimiento de la demanda calculadas resultan en el orden de lo que la experiencia y conocimiento de las respectivas zonas se considera razonable. En los casos en que las tasas resultan muy diferentes a dicha consideración, se corrige las mismas, proporcionalmente a su incidencia sobre la energía total del sistema y de manera de llegar a valores que se consideran más razonables. De esta manera, finalmente la suma de las proyecciones de venta de energía de los tableros deberá coincidir con la proyección global efectuada para el total del sistema correspondiente.

A continuación, se calcula las tasas de crecimiento de la demanda para cada circuito, a partir de los datos de consumo de los clientes asociados a cada uno de ellos, separando lo correspondiente a clientes en baja tensión y en media tensión. Con estas

tasas, se proyecta la demanda por circuito hasta el año 2025, a fin de comparar la suma de las mismas con la demanda total definida para el tablero correspondiente para dicho año. Con el fin de cuadrar dichos valores, se corrige la demanda final obtenida tanto para las subestaciones de distribución, como para los clientes en MT.

De esta manera se obtiene finalmente las tasas de crecimiento de la demanda por “nodo”, es decir por subestación de distribución y por cliente de media tensión.

Proyección Espacial de la Demanda

Crecimiento Vegetativo

Con las tasas de crecimiento definidas para cada SED y para clientes en MT ubicados en la zona de estudio, se calcula la demanda que tendrán las mismas hasta el final del período de estudio (año 2025).

Previsión de Nuevas Cargas

Para la consideración de las nuevas cargas que se estima aparecerán durante el periodo de estudio, se ha considerado lo siguiente:

a. Cargas en Baja Tensión

Se ha tomado en cuenta las nuevas habilitaciones urbanas que han presentado solicitud de punto de alimentación, a cada una de las cuales se le ha asignado, de acuerdo a sus características y por analogía con casos similares, el año en que empezarían a tomar carga y la densidad de carga que se estima tendrán inicialmente y dentro de 20 años, con lo cual se ha calculado la tasa de crecimiento anual correspondiente.

Se toma en cuenta también aquellas zonas que, a pesar de que a la fecha no cuentan con proyectos de electrificación, por las inspecciones realizadas, se considera que también se convertirán en áreas electrificadas durante el periodo de estudio. Para esto, se toma en consideración principalmente el Plano director de la ciudad, en este caso específicamente la ciudad de Chiclayo.

b. Cargas en media tensión

Para las cargas en MT, se ha considerado la tasa de crecimiento anual calculada para este tipo de clientes.

Así mismo, se ha considerado las nuevas cargas en MT que se espera aparecerán durante el periodo de estudio.

Comparación de la Proyección de Carga en BT y MT con la Proyección Global

Las proyecciones descritas se suman para obtener la demanda total que se tendría en las zonas de estudio, a fin de compararla con los valores definidos para la proyección global de demanda, a fin de efectuar los ajustes que sean necesarios y obtener un valor final y definitivo que es el que se utilizará en el desarrollo del estudio.

Densidades de Carga en la Zona de Estudio

Para atender las necesidades del estudio de planeamiento, es necesario no solo una previsión de crecimiento futuro para los próximos 20 años; sino también conocer la distribución de la carga, año a año, por áreas elementales, de manera de poder efectuar el dimensionamiento de alimentadores, subestaciones, etc.

Se requiere entonces elaborar un plano de la zona que se planifica, conteniendo la carga por áreas elementales, es decir lo que se denomina un mapa de carga.

Para obtener los mapas de densidad de carga año a año, es necesario determinar los índices de crecimiento por “zonas típicas”, que son áreas que presentan características de carga semejantes y tendencias análogas de crecimiento.

Lógicamente que los valores globales de demanda prevista año a año deben ser compatibles con las demandas obtenidas de los mapas de carga.

Los mapas de carga son representaciones gráficas de la distribución de cargas en una localidad o región, convenientemente subdividida en áreas elementales.

La definición de las áreas elementales depende del tipo de estudio a realizarse. En nuestro caso, tratándose del planeamiento de sistema de subtransmisión, SET y redes primarias de Electronorte, se ha considerado cuadrículas de 500 x 500 m.

Un conjunto de áreas elementales con características de carga semejantes y tendencias análogas de crecimiento, corresponde a una zona típica.

La elaboración de mapas de densidad de carga año a año, es esencial en el proceso de planeamiento para poder simular las condiciones futuras, tales como distribución de carga entre alimentadores, subestaciones, etc.; así como para la elaboración del plan de obras.

Mapas de carga actual

Se elabora dividiendo las cargas en dos grupos:

Cargas concentradas: en general atendidas en distribución primaria, predominantemente consumidores de tipo industrial.

Cargas distribuidas: atendidas en distribución secundaria.

Se determina la demanda total por cuadrícula, sumando su demanda distribuida y las demandas coincidentes de las cargas concentradas de la cuadrícula.

Definición de áreas típicas y sus tendencias de crecimiento

Para eso se debe considerar lo siguiente:

Determinación del área eléctricamente servida de la localidad.

Determinación de las áreas que presentan condiciones homogéneas en cuanto a densidad y las características de carga, tipo de edificaciones y tendencias de crecimiento. En las localidades que cuentan con un plano director que establece el uso del terreno, este debe ser tomado como base.

Determinación de tendencias de crecimiento de cada área típica, a partir de mapas de cargas anteriores (si existen), tendencias de ocupación y uso del terreno y análisis de

datos históricos de consumo, generalmente disponibles a partir de archivos computacionales por rutas de lectura de medidores. Una vez definidas las tendencias de crecimiento, deben determinarse, por zona típica, los índices a ser aplicados a la demanda distribuida de cada cuadrícula.

Análogamente a la definición de la tendencia global de crecimiento, los datos relativos a las cargas concentradas deben ser tratados separadamente.

Previsión de cargas concentradas por medio de investigación directa.

Elaboración de mapas de carga futuros

Son elaborados a partir de los mapas de carga actual, aplicando los índices de crecimiento por zona típica a las cargas distribuidas. La demanda de cargas concentradas se suma a lo anterior.

En general, estos mapas se elaboran para el año 20 (2025) y luego se pueden elaborar para los años intermedios; mediante la siguiente secuencia:

A partir de las tasas definidas siguiendo el procedimiento descrito en los acápites anteriores, se determina, para cada SED ubicada en la zona de estudio, una tasa de crecimiento anual de demanda, igual a la del circuito de media tensión del cual es alimentada.

En cuanto a los clientes en media tensión, se ha considerado la tasa de crecimiento anual establecida en cada caso

La demanda total por cuadrícula es la suma de las cargas de las SEDs y de los clientes libres ubicados dentro de la misma.

Como resultado de este proceso se obtiene la densidad de carga correspondiente a cada cuadrícula, tanto para el año base, como para el final del periodo de estudio (2025).

Elaboración de mapas de densidad de carga

El área de estudio se ha dividido en zonas típicas, de acuerdo a las características de las cargas predominantes en las mismas, así como al rango de densidad de carga que presentan actualmente y dentro de 20 años.

La conveniencia de tener en cuenta esta gama de tipos de zonas está en poder comparar los resultados obtenidos con los planos de zonificación elaborados por la Municipalidad de Chiclayo, como un medio para validar dichos resultados. Para cada uno de los tipos de zona se ha establecido un rango de densidad de carga, teniendo como base los resultados obtenidos y mostrados en el acápite anterior.

La cantidad de cuadrículas correspondientes a cada uno de estos tipos de zona que existen en las áreas de estudio, tanto para el año base (2005) como para el año final (2025).

Con los resultados obtenidos, se ha elaborado los mapas de densidad de carga, tanto actuales como para el final del periodo de estudio.

3.2.3. Aplicación de la metodología desarrollada

Para el desarrollo del análisis del mercado eléctrico se requiere básicamente de la mayor cantidad posible de información sobre el comportamiento de dicho mercado en años anteriores, así como de los cambios que se puedan prever en dicho comportamiento; con lo cual se debe decidir el método más apropiado para efectuar las evaluaciones y proyecciones correspondientes, teniendo en cuenta también el propósito de las mismas.

Teniendo presente lo anterior, se solicitó a ENSA información estadística para la zona de estudio, correspondiente ha:

- Venta de energía en el ámbito total y por tarifas, en la zona de estudio.
- Venta de energía por SED, por alimentador, por SET y por sistema eléctrico
- Máxima demanda y consumo por alimentador y por SET
- Pérdidas de energía.

- Crecimiento de la población.
- Crecimiento del PBI.
- Estadísticas de precios de la energía de los anuarios estadísticos del OSINERGMIN.
- Solicitudes de suministro de nuevos clientes que entrarían en servicio a corto y mediano plazo.

También se ha utilizado la información desagregada por cada componente, es decir por sistema, SET y alimentador.

3.2.3.1. Población

En lo referente a población, se ha partido de la información del INEI, incluyendo la correspondiente al censo del 2005, lo cual se presenta en las siguientes tablas.

Tabla 6

Población Censal de Lambayeque 1995, 1996, 1998, 2000

Departamento	1995			1996			1998			2000		
	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres
Perú	23531701	11688601	11843100	23946779	11887773	12059006	24800768	12303755	12497013	25661690	12726385	12935305
Amazonas	369105	188599	180506	376289	192092	184092	391078	199408	191670	406060	206886	199174
Ancash	1014163	499402	514761	1024581	504157	520424	1045921	514257	531664	1067282	524542	542740
Apurímac	407167	202318	204849	410959	204192	206767	418775	207996	210779	426904	211956	214948
Arequipa	981206	487030	494176	999026	495584	503442	1035773	513539	522234	1072958	531859	541099
Ayacucho	523871	255189	268682	524022	255157	268865	525601	255620	269981	527480	256336	271144
Cajamarca	1327075	661277	665798	1343501	668888	674613	1377297	684466	692831	1411942	700603	711339
Callao	681896	336900	344996	699585	345261	354324	736243	362900	373343	773701	381116	392585
Cuzco	1090382	546996	543386	1103536	552814	550722	1131061	565459	565602	1158142	578384	579758
Huancavelica	411569	199501	212068	415135	201181	213954	423041	204710	218331	431088	208480	222608
Huánuco	703401	349649	353752	717673	356490	361183	747263	370778	376485	776727	385348	391379
Ica	597503	295369	302134	607630	299997	307633	628684	309942	318742	649332	319885	329447
Junín	1119277	554690	564587	1133183	561084	572099	1161581	574595	586986	1190488	588322	602166
La Libertad	1341613	656632	684981	1365735	668081	697654	1415512	691668	723844	1465970	715965	750005
Lambayeque	988233	479963	508270	1008505	489442	519063	1050280	509556	540724	1093051	530212	562839
Lima	6788635	3345761	3442874	6922521	3411407	3411114	7194816	3546950	3647866	7466190	3682174	3784016
Loreto	778693	400339	378354	798646	410315	388331	839748	430812	408936	880471	451483	428988
Madre de Dios	71636	39685	31951	74129	40954	33175	79172	43582	35590	84383	46246	38137
Moquegua	135419	69940	65479	137735	71063	66672	142475	73420	69055	147374	75851	71523
Pasco	242878	122645	120233	243671	123035	120636	245651	124095	121556	247872	125384	122488
Piura	1448474	716744	731730	1467538	725262	742276	1506716	743269	763447	1545771	761455	784316
Puno	1129938	557095	572843	1143354	563057	580297	1171838	575968	595870	1199398	589239	610159
San Martín	619083	328547	290536	643233	340717	302516	692408	365909	326499	743668	391776	351892
Tacna	238653	121770	116883	246076	125438	120368	261336	133108	128228	277188	141016	136172
Tumbes	168764	89242	79522	173604	91756	81848	183609	97037	86572	193840	102405	91435
Ucayali	353067	183318	169749	366912	190349	176563	394889	204711	190178	424410	219462	204948

Fuente. Instituto Nacional de Estadística e Informática (2000)

Tabla 7
Proyección de la población al año 2025

Distrito	Sistema eléctrico	Año 1993			Año 20025			Tasa de crecimiento de población 2005-1993
		Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total	
CHICLAYO	CHICLAYO			226027	119447	131960	251407	0.89%
CHONGOYAPE	CARHUAQUERO	8801	8523	17324	8989	8769	17758	0.21%
ETEN	CHICLAYO	5444	5751	11195	5400	5719	11119	0.15%
PUERTO ETEN	CHICLAYO	1326	1146	2472	1142	1253	2395	0.15%
J.L.ORTIZ	CHICLAYO	57282	62151	119433	75145	78327	153472	2.11%
LA VICTORIA	CHICLAYO	28973	31276	60249	37262	38467	75729	1.92%
LAGUNAS	CHICLAYO ESTE	4045	4108	8153	4498	4333	8831	0.67%
MONSEFÚ	CHICLAYO	13403	14583	27986	14917	15674	30591	0.74%
NUEVA ARICA	NIEPOS	1362	1300	2662	1350	1275	2625	0.15%
OYOTÚN	NIEPOS	5475	4977	10452	5345	4957	10302	0.15%
PICSI	CHICLAYO	20897	20397	9635	4530	3816	8346	0.15%
PIMENTEL	CHICLAYO	9222	9302	18524	14528	15094	29622	3.99%
REQUE	CHICLAYO	4799	4684	9483	6266	6424	12690	2.46%
SANTA ROSA	CHICLAYO	4486	4155	8641	5507	5428	10935	1.98%
ZAÑA	CHICLAYO ESTE			17236	5999	5973	11972	0.15%
CAYALTÍ	CHICLAYO ESTE			16619	8603	8621	17224	0.15%
PATAPO	CHICLAYO ESTE			17780	10455	10419	20874	1.35%
POMALCA	CHICLAYO ESTE			20285	11470	11664	23134	1.10%
PUCALÁ	CHICLAYO ESTE			6678	5062	5051	10113	3.52%
TUMÁN	CHICLAYO ESTE			25992	14328	14590	28918	0.89%
FERREÑAFE	CHICLAYO ESTE	13922	14963	28885	15829	16201	32030	0.86%
INCAHUASI	CARHUAQUERO	6440	6876	13316	7431	7453	14884	0.93%
MANUEL A. MESONES MURO	CHICLAYO ESTE			5014	2239	1972	4211	0.15%
PITIPO	CHICLAYO NOR ESTE	7323	6898	14221	9460	9006	18466	2.20%
PUEBLO NUEVO	CHICLAYO ESTE	5470	5525	10995	6239	6210	12449	1.04%
LAMBAYEQUE	CHICLAYO NOR ESTE	21932	23158	45090	29801	31224	61025	2.55%
CHOCHOPE	CHICLAYO NOR ESTE	787	678	1465	564	543	1107	0.15%
ILLIMO	CHICLAYO NOR ESTE	4483	4489	8972	4857	4721	9578	0.55%
JAYANCA	CHICLAYO NOR ESTE	5762	5919	11681	7165	7041	14206	1.64%
MOCHUMI	CHICLAYO NOR ESTE	8419	8209	16628	9661	9389	19050	1.14%
MORROPE	CHICLAYO NOR ESTE	15031	14871	29902	19472	18992	38464	2.12%
MOTUPE	CHICLAYO NOR ESTE	10374	10364	20738	12392	12140	24532	1.41%
OLMOS	CHICLAYO NOR ESTE	15675	15370	31045	18585	17963	36548	1.37%
PACORA	CHICLAYO NOR ESTE	3221	3101	6322	3580	3515	7095	0.97%
SALAS	CHICLAYO NOR ESTE	6753	6615	13368	7198	6837	14035	0.41%
SAN JOSÉ	CHICLAYO	3555	3664	7219	6016	6140	12156	4.44%
TUCUME	CHICLAYO NOR ESTE	8914	9193	18107	10470	10481	20951	1.22%

Fuente. Elaboración Propia

A partir de esta información y las tasas de crecimiento calculadas, se obtiene la proyección de la población para el periodo de estudio, la que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 8
Proyección de la población al año 2025

Distrito	Sistema eléctrico	1	2	5	6	10	11	15	16	20
		2006	2007	2010	2011	2015	2016	2020	2021	2025
Chiclayo	Chiclayo	253646	255906	262806	265146	274721	277168	287176	289734	300197
Chongoyape	Carhuaquero	17795	17831	17942	17979	18128	18165	18316	18354	18506
Eten	Chiclayo	11136	11152	11203	11219	11287	11304	11372	11389	11457
Puerto Eten	Chiclayo	2399	2402	2413	2417	2431	2435	2449	2453	2468
J.L.Ortiz	Chiclayo	156713	160022	170375	173973	189140	193134	209971	214405	233097
La Victoria	Chiclayo	77186	78671	83299	84902	91627	93390	100787	102726	110862
Lagunas	Chiclayo Este	8890	8949	9130	9191	9439	9502	9758	9824	10089
Monsefu	Chiclayo	30819	31412	33260	33900	36585	37289	40242	41016	44265
Nueva Arica	Niepos	2625	2626	2627	2628	2630	2631	2633	2633	2636
Oyotun	Niepos	10302	10304	10311	10313	10322	10324	10333	10335	10344
Picsi	Chiclayo	8359	8371	8409	8421	8472	8485	8536	8549	8600
Pimentel	Chiclayo	29634	30816	34654	36036	42140	43822	51244	53289	62316
Reque	Chiclayo	13002	13321	14328	14680	16177	16574	18264	18713	20622
Santa Rosa	Chiclayo	11152	11373	12062	12301	13305	13569	14677	14968	16190
Zaña	Chiclayo Este	11990	12243	13035	13311	14471	14777	16065	16404	17834
Cayaltí	Chiclayo Este	17250	17275	17353	17379	17482	17508	17613	17639	17745
Patapo	Chiclayo Este	21155	21440	22317	22617	23860	24181	25509	25853	27273
Pomalca	Chiclayo Este	23389	23646	24436	24705	25812	26096	27264	27565	28799
Pucalá	Chiclayo Este	10469	10837	12022	12445	14291	14794	16989	17587	20196
Tuman	Chiclayo Este	29176	29437	30232	30502	31606	31889	33043	33338	34545
Ferreñafe	Chiclayo Este	32307	32586	33439	33729	34911	35213	36447	36762	38051
Incahuasi	Carhuaquero	15023	15163	15591	15736	16331	16483	17106	17266	17918
Manuel A. Mesones Muro	Chiclayo Este	4217	4224	4243	4249	4275	4281	4307	4313	4339
Pitipo	Chiclayo Noreste	18872	19288	20589	21042	22957	23462	25596	26160	28539
Pueblo Nuevo	Chiclayo Este	12579	12709	13110	13247	13807	13950	14540	14691	15312
Lambayeque	Chiclayo Noreste	62584	64182	69226	70994	78529	80535	89082	91358	101054
Chochope	Chiclayo Noreste	1109	1110	1115	1117	1124	1125	1132	1134	1141
Illimo	Chiclayo Noreste	9630	9683	9842	9896	10114	10169	10393	10450	10680
Jayanca	Chiclayo Noreste	14440	14677	15413	15666	16722	16997	18143	18441	19685
Mochumí	Chiclayo Noreste	19267	19487	20160	20390	21336	21579	22579	22837	23896
Morrope	Chiclayo Noreste	39280	40113	42719	43625	47444	48450	52692	53810	58521
Motupe	Chiclayo Noreste	24878	25229	26311	26682	28219	28617	30265	30692	32460
Olmos	Chiclayo Noreste	37048	37556	39120	39655	41872	42445	44818	45432	47972
Pacora	Chiclayo Noreste	7164	7233	7444	7516	7811	7886	8195	8275	8599
Salas	Chiclayo Noreste	14092	14149	14323	14381	14616	14676	14916	14976	15221
San José	Chiclayo	12696	13259	15104	15774	18767	19599	23318	24352	28972
Tucume	Chiclayo Noreste	21207	21467	22264	22536	23659	23949	25142	25450	26718

Fuente. Elaboración Propia

A partir de esta proyección se obtiene finalmente la proyección de la población total en el área de influencia de Empresa de Distribución Eléctrica, la cual se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 9
Tasa promedio de la población

Año	Dpto. Atención ENSA	
	Población	T.C
1993	1, 822, 226	
1994	1,830,589	0.46%
1995	1,838, 952	0.46%
1996	1,859,740	1.13%
1997	1, 880, 923	1.14%
1998	1,902, 517	1.15%
1999	1, 924, 517	1.16%
2000	1, 946, 949	1.17%
2001	1, 969, 820	1.17%
2002	1, 993, 142	1.18%
2003	2, 016, 927	1.19%
2004	2, 041, 190	1.20%
2005	2, 065, 943	1.21%
2006	2, 087, 816	1.06%
2007	2, 111, 883	1.15%
2008	2, 136, 437	1.16%
2009	2, 161, 504	1.17%
2010	2, 187, 098	1.18%
2011	2, 213, 245	1.20%
2012	2, 239, 961	1.21%
2013	2, 267, 275	1.22%
2014	2, 295, 208	1.23%
2015	2, 323, 796	1.25%
2016	2, 353, 064	1.26%
2017	2, 383, 054	1.27%
2018	2, 413, 800	1.29%
2019	2, 445, 354	1.31%
2020	2, 477, 759	1.33%
2021	2, 511, 071	1.34%
2022	2, 545, 363	1.37%
2023	2, 580, 706	1.39%
2024	2, 617, 178	1.41%
2025	2, 654, 880	1.44%
Promedio (2005-2025)		1.22%

Fuente. Elaboración Propia

3.2.3.2. Producto Bruto Interno

En lo referente al producto bruto interno se tiene en primer lugar la información histórica obtenida del INEI, la cual se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 10.

Producto Bruto Interno en Millones de Nuevos Soles, según departamento 1994 – 2001.

Departamento	1994	1995	1996	1997	1998	1999 P/	2000 P/	2001 E/
Producto Bruto Interno	98577	107039	109709	117214	116552	117646	120659	120513
Amazonas	477	506	549	537	576	526	529	515
Ancash	2890	2641	2828	2811	2581	3136	3196	3641
Apurímac	535	649	686	709	657	702	690	600
Arequipa	4754	5187	5277	5656	5676	5814	6014	6178
Ayacucho	858	964	986	1039	1068	1074	1074	1074
Cajamarca	2132	2394	2555	2872	3187	3442	3587	3616
Cusco	2458	2610	2640	2874	2915	2895	2971	2939
Huancavelica	1096	1138	1188	1241	1247	1239	1194	1155
Huánuco	1163	1380	1437	1520	1494	1482	1512	1470
Ica	2441	2519	2471	2680	2506	2616	2735	2666
Junín	3272	3595	3534	3708	3841	3971	4081	4047
La Libertad	3908	4288	4470	4714	4741	4735	4968	4994
Lambayeque	2981	3261	3350	3409	3384	3570	3631	3693
Lima	44949	49056	50490	54293	53546	53416	54695	54245
Loreto	2218	2435	2458	2567	2686	2610	2672	2659
Madre de Dios	357	384	364	382	390	428	469	501
Moquegua	1357	1337	1364	1538	1410	1556	1640	1722
Pasco	1034	1215	1175	1271	1239	1303	1309	1346
Piura	4174	4272	4447	4483	4250	4201	4291	4213
Puno	2091	2173	2154	2353	2419	2488	2631	2570
San Martín	1227	1320	1402	1502	1599	1664	1707	1695
Tacna	1252	1424	1484	1586	1567	1664	1786	1920
Tumbes	548	553	553	651	512	564	540	543
Ucayali	801	874	927	971	1186	1209	1126	1085
Valor Agregado Bruto	88974	96175	98789	105367	104677	106305	109049	109087

Fuente. Instituto Nacional de Estadística e Informática (2001)

La proyección efectuada por APOYO hasta el año 2007, se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 11

Producto Bruto Interno por departamentos sin considerar nuevos proyectos mineros 2002-2007.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Ancash	4911	4990	5167	5167	5288	5379
Apurímac	1475	1505	1631	1631	1685	1756
Arequipa	6027	6195	6456	6456	6668	6881
Ayacucho	1483	1535	1649	1649	1695	1742
Cajamarca	4494	4858	5036	5213	5347	5498
Cuzco	3961	4356	4991	5368	5500	5505
Huancavelica	1968	2045	2089	2098	2118	2180
Huánuco	2480	2613	2655	2693	2725	2764
Ica	3588	3659	3797	3949	4098	4266
Junín	6233	6448	6769	6970	7211	7462
La Libertad	6439	6549	6784	7031	7310	7308
Lambayeque	5252	5380	5592	5818	6070	6373
Lima	52964	54814	56540	58445	60628	63041
Moquegua	2533	2683	2812	2834	2878	2925
Pasco	1932	1952	1977	2032	2095	2134
Piura	5756	5887	6092	6328	6555	6764
Puno	3589	3699	3844	3974	4164	4313
Tarma	1479	1560	1642	1682	1744	1811
Tumbes	570	585	597	610	626	647
Amazonas	976	997	1030	1052	1071	1097
San Martín	1999	2041	2121	2189	2259	2336
Loreto	5396	5451	5518	5558	5632	5726
Ucayali	1095	1120	1166	1212	1262	1316
Madre de Dios	439	454	470	484	499	515
SEIN 1/	116565	120730	125138	129338	133778	138403
Nacional	127040	131378	136040	140128	145128	150039

Fuente. Apoyo (2007)

A partir de esta información, se ha efectuado finalmente la proyección del producto bruto interno para el periodo de estudio, para cada departamento comprendido en el área de influencia de ENSA y el total correspondiente, lo cual se muestra a continuación:

Tabla 123

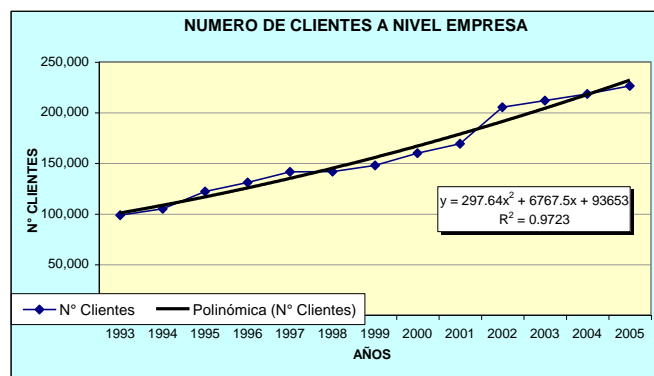
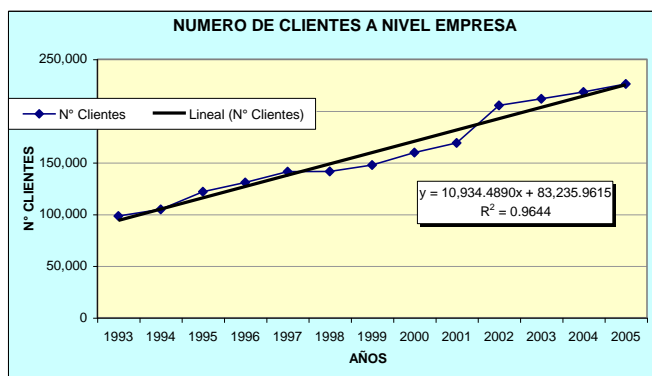
Proyección del producto bruto interno de Lambayeque 1994-2007

Año	Lambayeque	
	Mio S/.	Var (%)
1994	4760	
1995	5141	8.00%
1996	5144	0.06%
1997	5075	-1.34%
1998	4585	-9.66%
1999	4852	5.82%
2000	4958	2.18%
2001	5009	1.03%
2002	5252	4.85%
2003	5380	2.44%
2004	5592	3.94%
2005	5818	4.04%
2006	6070	4.33%
2007	6373	4.99%

Fuente. Elaboración Propia

3.2.3.3. Número de clientes

En cuanto al número de clientes, considerado como una de las variables independientes al aplicar el método econométrico, se ha efectuado un análisis para determinar la proyección del mismo a lo largo del periodo de estudio, lo cual se muestra a continuación:



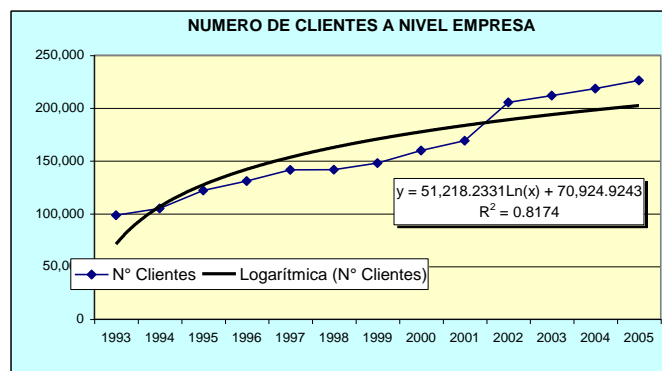
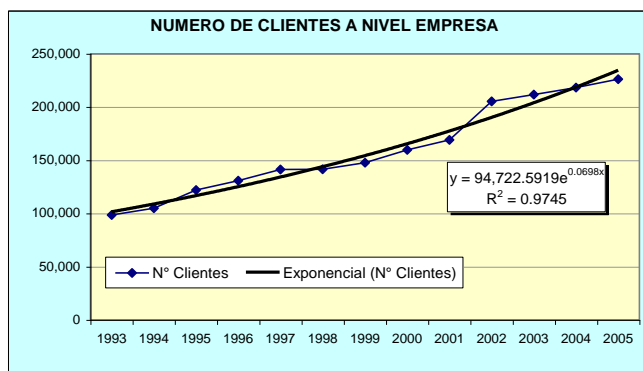


Figura . Proyección de número de clientes. Elaboración Propia

El resumen de estos ajustes y la tasa probable de crecimiento del número de clientes se muestra a continuación:

Tabla 13
Modelos de tendencia para proyección

RESUMEN DEL METODO TENDENCIA-GLOBAL DATA HISTORICA 1994-2004				
DESCRIPCIÓN	EXPONENCIAL	POLINOMICA	LOGARITMICA	LINEAL
Tasa de crecimiento	7.23%	7.26%	11.31%	7.79%
R ²	0.9745	0.9723	0.8174	0.9644
Tasa de crecimiento	7.23%	5.43%	0.96%	3.66%
Tasa de crecimiento considerado				5.44%

Fuente. Elaboración Propia

De esta manera se obtiene finalmente la siguiente proyección del número de usuarios para el periodo de estudio:

Tabla 14
4Proyección del número de usuarios 1993-2025

Año	N° Cliente
1993	98, 481
1994	104,839
1995	121,953
1996	130,866
1997	141,302
1998	141,497
1999	147, 755
2000	159, 775
2001	169, 048
2002	205, 293
2003	211, 761
2004	218, 341
2005	226, 195
2006	238, 496
2007	251, 467

2008	265, 143
2009	279, 562
2010	294, 766
2011	310, 797
2012	327, 699
2013	345, 521
2014	364, 312
2015	384, 125
2016	405, 015
2017	427, 042
2018	450, 266
2019	474, 753
2020	500, 573
2021	527, 796
2022	556, 500
2023	586, 765
2024	618, 675
2025	652, 322

Fuente. Elaboración Propia

3.2.3.4. Energía Distribuida

Habiéndose realizado la proyección de ventas de energía eléctrica en el horizonte de 20 años, por subestación de distribución, alimentador, sistema eléctrico y unidad de negocio, se debe proceder a proyectar la energía distribuida y la máxima demanda de potencia en el horizonte indicado líneas arriba.

Para la proyección de energía distribuida se ha tenido las siguientes consideraciones:

- El porcentaje de alumbrado público por sistema eléctrico
- El porcentaje de pérdidas de energía de distribución por sistema eléctrico

3.2.3.5. Porcentaje de Alumbrado Público por sistema eléctrico

Se ha tomado como referencia la energía de alumbrado público por sistema eléctrico del año 2005. La información histórica fue proporcionada por el área de tecnología de la información de Electronorte S.A.

En todo el periodo de la proyección se mantienen los siguientes porcentajes de alumbrado público por sistema eléctrico:

Sistema Eléctrico Chiclayo	: 9%
Sistema Eléctrico Chiclayo Nor Este	: 11%
Sistema Eléctrico Chiclayo Este	: 13%

Sistema Eléctrico Chongoyape	: 16%
Sistema Eléctrico Niepos Oyotun	: 31%
Sistema Eléctrico Chota	: 20%
Sistema Eléctrico Cutervo	: 23%
Sistema Eléctrico Querocoto	: 0%
Sistema Eléctrico Bagua	: 13%
Sistema Eléctrico Bagua Grande	: 13%
Sistema Eléctrico Jaén	: 13%
Sistema Eléctrico Namballe	: 22%
Sistema Eléctrico Pomahuaca	: 36%
Sistema Eléctrico Pucara	: 19%
Sistema Eléctrico Tabaconas	: 27%
Sistema Eléctrico Quanda	: 19%
Sistema Eléctrico Chachapoyas	: 14%
Sistema Eléctrico Jumbilla	: 40%
Sistema Eléctrico San Antonio	: 18%
Sistema Eléctrico R. de Mendoza	: 18%

El porcentaje promedio de alumbrado público con respecto a las ventas para el año 2005 es 6.56 %. Los porcentajes de alumbrado público se aplican a la energía de venta de Baja Tensión por ser las subestaciones que entregan el alumbrado público a los clientes. Con respecto al sistema eléctrico Querocoto – Huambos, durante la proyección se mantiene con 0% de alumbrado público, ya que las ventas reportadas incluyen este consumo (por tratarse de ventas en bloque con medición en la SED).

Como referencia se indican porcentajes históricos de consumo de alumbrado público en relación a las ventas de energía, agrupadas por alimentador MT.

Tabla 15

Porcentaje histórico de Consumo de Alumbrado Público por Alimentador MT

PORCENTAJE DE ALUMBRADO PUBLICO POR ALIMENTADOR							
UNIDAD DE NEGOCIO	SISTEMA ELECTRICO	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	ALIMENTADOR	2003	2004	2005	2006
CHICLAYO	CHICLAYO	SECHO	C-211	9.16%	8.60%	8.01%	13.00%
			C-212	8.18%	8.24%	8.00%	12.16%
			C-214	9.10%	9.47%	9.89%	15.08%
			C-215	5.80%	5.42%	5.50%	8.87%
			C-216	3.28%	3.42%	3.74%	6.30%
			C-217	11.31%	9.61%	8.95%	13.91%
			C-219	3.27%	3.34%	3.05%	4.86%
			C-221	9.78%	9.07%	9.35%	13.98%
			O110	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
		SECHNOR	C-233	9.99%	9.95%	9.63%	13.39%
			C-234	3.31%	3.51%	2.85%	4.06%

			C-236	5.39%	6.10%	5.94%	
			C-237	8.67%	8.53%	9.09%	13.36%
			C-238	8.26%	7.49%	7.28%	9.98%
			C-244	12.02%	12.83%	11.43%	17.66%
			C-245	3.78%	3.76%	3.64%	5.75%
			C-246	5.90%	6.22%	6.04%	6.49%
			C-248	20.12%	19.22%	17.86%	25.43%
			N110	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
			N111	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
			L-101	7.33%	7.19%	7.05%	10.16%
	LAMBAYEQUE		L102	2.10%	2.31%	1.97%	2.96%
			L103	0.00%	0.00%	0.11%	0.23%
	ILLIMO		ILL101	11.28%	11.61%	10.26%	13.66%
			ILL102	19.32%	17.52%	16.11%	24.10%
			ILL201	14.04%	11.15%	10.36%	12.91%
			ILL202	7.72%	5.98%	6.19%	8.66%
	LA VIÑA		LAV101	20.20%	17.12%	18.97%	32.76%
			LAV102	0.00%	0.00%	0.09%	0.20%
	MOTUPE		MOT-101	10.06%	7.51%	6.47%	9.13%
			MOT102	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	OLMOS		OLM-101	11.13%	9.97%	9.53%	15.96%
	POMALCA		POM-201	11.13%	12.25%	13.37%	19.91%
			POM-202	7.40%	7.97%	7.20%	11.96%
	TUMAN		TUM-101	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
			TUM-201	10.19%	10.63%	10.99%	15.70%
			TUM-202	23.33%	22.04%	19.77%	30.93%
	CAYALTI		CAY-201	19.97%	18.50%	12.78%	15.14%
	CARHUA		CAR-201	93.44%	14.33%	14.30%	22.41%
			CAR-202	9.13%	19.05%	17.49%	30.42%
	CH B.AIRES		NIEP201	28.64%	205.48%	24.38%	33.47%
CAJAMARCA CENTRO	CHOTA	CH CHIRICONGA	BAM 101				
			CHI 101	3.37%	3.05%	2.39%	4.17%
			CHI102	30.92%	28.31%	23.91%	41.26%
			CHT101				
			CHT 102				
	CUTERVO QUEROCOTO	CH GUINEAMAYO CH PALTIC	CUT101	19.63	17.86	19.27	36.6
JAEN	BAGUA-JAEN	BAGUA	BAG 101	213.03%	15.77%	15.10%	23.13%
			BAG 102	217.48%	14.67%	13.81%	21.38%
			BAG 201	15.37%	4.23%	5.00%	9.52%
			BAG 202	59.64%	8.88%	8.89%	13.79%
		BAGUA GRANDE	BGR 201	8.92%	6.84%	5.81%	9.11%
			BGR 202	18.29%	15.02%	10.26%	18.25%
		JAEN	JAE 101	55.04%	9.06%	8.24%	13.89%
			JAE 102	32.52%	7.58%	7.41%	14.44%
			JAE 201	22.15%	6.55%	6.49%	9.63%
			JAE 202	94.51%	31.16%	25.27%	41.68%
		CH MUYO	MUY 201	1150.22%	66.96%	74.68%	118.44%
			MUY 202		21.17%	8.67%	15.08%
	NAMBALLE	CH NAMBALLE	NAM 201	55.70%	23.50%	22.16%	34.00%
	POMAHUACA	CH POMAHUACA	PMH 101	237.65%	41.74%	36.15%	58.48%
	PUCARA	CH PUCARA	PUC 101	48.56%	22.27%	19.13%	33.96%
	TABACONAS	CH TABACONAS	TAB 201	78.00%	34.50%	27.46%	44.49%
	SAN IGNACIO	CH QUANDA	QUA 201	51.37%	21.84%	19.12%	30.60%
CHACHAPOYAS	CADLC- CHACHAPOYAS	CACLIC	CAC 101	1.36%	36.03%	35.79%	66.26%
			CAC 201	2.03%	9.57%	9.44%	12.24%
			CAC 202	15.79%	20.83%	17.47%	27.36%
			CAC 203	3.51%	12.64%	11.03%	16.06%
		CHACHAPOYAS	CHA 101	14.54%	10.22%	9.39%	15.32%
			CHA 102	18.25%	16.20%	14.01%	22.67%
			CHA 103	12.05%	24.43%	25.01%	43.36%

JUMBILLA	CH. TIALANGO	JUM 101	58.71%	46.84%	38.66%	67.66%
R. MENDOZA	CH. SAN ANTONIO	ROM 101	20.40%	18.27%	15.93%	29.74%
		ROM 102	36.15%	30.60%	24.59%	49.68%

Fuente. Elaboración Propia

3.2.3.6. Porcentaje de pérdidas de energía

Con respecto a las pérdidas de energía se han evaluado por sistema eléctrico y se mantiene constante en el periodo de proyección.

Se ha podido obtener información de pérdidas de energía por sistema eléctrico de la Unidad de Negocios Cajamarca Centro y Sucursales. En los casos de los demás sistemas eléctricos se ha obtenido información de pérdidas de energía en distribución por unidad de negocio, por lo que se mantiene para sus sistemas eléctricos los indicados porcentajes.

Los valores de pérdidas de energía por sistema eléctrico para el año 2005 son los siguientes:

Sistema Eléctrico Chiclayo	: 9.05%
Sistema Eléctrico Chiclayo Nor Este	: 7.73%
Sistema Eléctrico Chiclayo Este	: 8.46%
Sistema Eléctrico Chongoyape	: 13.49%
Sistema Eléctrico Niepos Oyotun	: 12.27%
Sistema Eléctrico Chota	: 18.53%
Sistema Eléctrico Cutervo	: 13.82%
Sistema Eléctrico Querocoto	: 9.92%
Sistema Eléctrico Bagua	: 8.91%
Sistema Eléctrico Bagua Grande	: 8.91%
Sistema Eléctrico Jaén	: 8.91%
Sistema Eléctrico Namballe	: 8.91%
Sistema Eléctrico Pomahuaca	: 8.91%
Sistema Eléctrico Pucara	: 8.91%
Sistema Eléctrico Tabaconas	: 8.91%
Sistema Eléctrico Quanda	: 8.91%
Sistema Eléctrico Chachapoyas	: 12.00%
Sistema Eléctrico Jumbilla	: 12.00%
Sistema Eléctrico San Antonio	: 12.00%
Sistema Eléctrico Rodríguez de Mendoza	: 12.00%

3.2.3.7. Determinación de la energía distribuida

Determinados los porcentajes de participación de alumbrado público con respecto a las ventas y los porcentajes de pérdidas de energía por sistema eléctrico, se determina la energía distribuida mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Energía Distribuida 2005 (E.D.)} = (\text{Ventas 2005} + \text{Alumbrado Público 2005}) / (1 - \% P_{2005})$$

Donde:

$$\text{Ventas 2005} = \text{Ventas de energía por SED el 2005 (kWh)}$$

$$\text{Alumbrado Público 2005} = \text{Alumbrado Público por SED}$$

$$\% P_{2005} = \text{Porcentaje de Pérdidas del Sistema Eléctrico o SED}$$

Si el alumbrado público se expresa en función de las ventas de energía por subestación de distribución tenemos:

$$\text{A.P.}_{2006} = \% \text{ A.P.} * \text{Ventas Energía}_{2006} \quad (2)$$

Entonces la energía distribuida proyectada 2006 se determina mediante la ecuación:

$$\text{E.D.}_{2006} = (\text{Ventas}_{2006} + \text{A.P.}_{2006}) / (1 - \% P_{2006}) \quad (3)$$

Remplazando (2) en (3):

$$\text{E.D.}_{2006} = \text{Ventas}_{2006} * (1 + \% \text{ A.P.}_{2006}) / (1 - \% P_{2006}) \quad (4)$$

Con esta expresión determinamos la energía distribuida para cada una de las SEDs. en todo el horizonte de la proyección.

3.2.3.8. Proyección de la máxima demanda de potencia

Para la proyección de la máxima demanda de potencia, una vez obtenida la energía distribuida en función de carga de cada subestación, alimentador y subestación de transformación, se parte de la expresión:

$$\text{f.c.} = \text{Energía} / (\text{M.D.} * \text{Tiempo})$$

Donde:

$$\text{M.D. (KW)} : \text{Máxima demanda del alimentador}$$

Tiempo : 8760 horas

f.c. : Factor de carga

Para nuestro caso tomando, tomando como base el año 2005, la energía distribuida y la máxima demanda, calculamos los factores de carga base para el año 2005, por alimentador de distribución.

Para determinar la máxima demanda por subestación se asume que el factor de carga de la subestación es igual al factor de carga del alimentador.

Por lo tanto la máxima demanda de cada subestación de distribución se calcula:

$$M.D. = \text{Energía} / (\text{f.c.} \times \text{Tiempo})$$

Donde:

M.D. (KW) : Máxima demanda de la Subestación de distribución

Tiempo : 8760 horas

f.c. : Factor de carga del año base 2005

Se ha evaluado el factor de carga de los alimentadores del año 2005.

El objetivo de obtener el factor de carga por alimentador es poder determinar la máxima demanda por subestación de distribución, luego por alimentador, subestación de transformación y sistema eléctrico.

Para la determinación del factor de carga del año 2005, se tiene como información la energía distribuida por alimentador y la máxima demanda. Una muestra de los resultados obtenidos se presenta en las tablas siguientes:

Tabla 16
Factores de carga por Centro de Transformación

SECHNOR	0.52
C-233	0.51
C-234	0.53
C-236	0.55
C-237	0.52
C-238	0.56
C-244	0.60

	C-245	0.50
	C-246	0.52
	C-248	0.45
	N-110	0.62
	N-111	0.65
SECHO		0.55
	C-211	0.57
	C-212	0.58
	C-214	0.53
	C-215	0.58
	C-216	0.63
	C-217	0.48
	C-219	0.56
	C-221	0.50
	O-110	0.49

Fuente. Elaboración Propia

Con los datos descritos determinamos la máxima demanda no coincidente por subestación de distribución:

Tabla 17

Proyección de máxima demanda (kw) No Coincidente del Alimentador C-233, 2005-2025

S.E.	TARIFA	2005	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019	2021	2023	2025
E200018	BT	19	22	23	24	26	27	29	31	33	35	37
E200099	MT	13	14	15	16	17	18	19	20	22	23	25
E200126	BT	144	156	165	175	186	197	209	221	235	249	264
E200127	BT	162	177	188	199	211	224	237	252	267	283	300
E200173	BT	214	225	238	252	268	284	301	319	338	359	380
E200174	BT	98	103	109	116	123	130	138	146	155	164	174
E200175	BT	116	127	134	142	151	160	169	179	190	202	214
E200197	BT	5	6	6	6	7	7	8	8	8	9	9
E200214	BT	37	36	38	40	42	45	48	51	54	57	60
E200256	BT	20	17	18	19	20	22	23	24	26	27	29
E200263	BT	57	59	62	66	70	74	78	83	88	93	99
E200272	BT	81	79	84	89	95	100	106	113	119	127	134
E200273	BT	87	84	88	94	99	105	112	119	126	133	141
E200276	BT	111	120	127	135	143	151	160	170	180	191	203
E200322	BT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E200323	BT	54	55	58	62	66	70	74	78	83	88	93
E200331	BT	84	86	91	96	102	108	115	122	129	137	145
E200332	BT	35	33	35	38	40	42	45	47	50	53	57
E200440	BT	55	51	54	58	61	65	69	73	77	82	87
E200441	BT	41	39	42	44	47	50	53	56	59	63	67
E200473	MT	117	125	133	142	151	161	171	182	194	207	221
E200474	BT	46	48	50	54	57	60	64	68	72	76	81
E200475	BT	25	21	23	24	25	27	28	30	32	34	36
E200507	BT	5	6	7	7	7	8	8	9	9	10	11
E202068	BT	95	106	112	119	126	134	142	150	159	169	179
E202069	BT	166	186	197	209	222	235	249	264	280	297	315
E202072	BT	37	40	42	44	47	50	53	56	60	63	67
E202079	BT	81	87	93	98	104	110	117	124	131	139	148
E202080	BT	47	50	53	57	60	64	67	71	76	80	85
E202081	BT	52	55	58	61	65	69	73	77	82	87	92
E202112	MT	10	11	11	12	13	14	14	15	16	17	19
E202153	BT	18	18	19	20	21	22	23	25	26	28	30
E202154	BT	16	14	15	16	16	17	19	20	21	22	23
E202155	BT	15	14	15	16	17	18	19	20	21	23	24
E202182	MT	3	3	4	4	4	4	5	5	5	6	6

E202218	BT	3	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3
E202220	BT	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4
E202220	MT	1	1	2	2	2	22	2	2	2	2	3
		2171	2279	2413	2559	2714	2879	3053	3238	3435	3643	3864

Fuente. Elaboración Propia

3.2.3.9. Proyección de la máxima demanda coincidente

Determinado el día de máxima del sistema, se determina la máxima demanda coincidente del mismo.

Para esto es necesario calcular los factores de coincidencia para cada sistema eléctrico

A manera de ilustración, se presenta el cálculo de los factores de coincidencia para el sistema Chiclayo

Máxima demanda Total Sistema Chiclayo: 64.84 MW

Máxima demanda Sistema Eléctrico Chiclayo: 46.89 MW

Máxima demanda Sistema Eléctrico Chiclayo Nor Este: 10.70 MW

Máxima demanda Sistema Eléctrico Chiclayo Este: 7.49 MW

Factor de coincidencia (fc1):

fc1 = Máxima Demanda Total del Sistema / \sum MD_i sistemas

fc1 = 64.84 / (46.89 + 10.70 + 7.49)

fc1 = 0.996

Factor de Coincidencia (fc2):

Para el caso de la subestación de transformación SECHO:

Máxima demanda de la S.E.T. SECHO : 22.18 MW

Máxima demanda de los alimentadores de S.E.T SECHO:

C-211	4.556 MW
C-212	2.970 MW
C-214	2.262 MW
C-215	5.420 MW
C-216	2.261 MW

C-217	4.670 MW
C-219	2.608 MW
C-221	4.572 MW

Pérdidas de Transmisión SECHO

LT SECHO 60 kV - SECHNOR 60 kV : 0.155 MW

LT SECHO 60 kV - SECHNOR 60 kV : 0.155 MW

T1 SECHO 60 kV - SECHO 10 Kv : 0.057 MW

T2 SECHO 60 kV - SECHO 10 kV : 0.048 MW

$$fc_2 = (M.D. SECHO + \text{Pérdidas Transmisión SECHO}) * fc_1 / \sum MD_{\text{alimentadores}}$$

$$fc_2 = 0.7581$$

Factor de Coincidencia (fc3):

$$Fc_3 = (M.D. \text{ alimentadores}) * fc_2 / \sum MD_{i \text{ s.e. distribución del alimentador}}$$

Para el circuito C-211

Máxima demanda para el C-211: 4.566 MW

\sum M.D. no coincidentes de las S.E. de distribución del alimentador C-211 4.045 MW

$$fc_3 = 0.85387$$

Tabla 18

Máxima Demanda Determinada por Alimentador

CENTRO TRANSFORMACIÓN	ALIMENTADOR	MD- 05(kw)	MD- 06(Kw)	MD- 07(Kw)
SECHNOR		25885	26362	27114
	C-233	2046	2089	2147
	C-234	5201	5597	5756
	C-236	4007	4183	4302
	C-237	3425	3453	3552
	C-238	1963	1668	1714
	C-244	729	583	600
	C-245	3524	3773	3880
	C-246	2881	2940	3026
	C-248	1346	1286	1322
	N-110	741	767	790
	N-111	22	25	25
SECHO		19919	20438	21023
	C-211	3094	3166	3256
	C-212	2017	2053	2112
	C-214	1537	1545	1589
	C-215	3682	3871	3981

C-216	1536	1577	1624
C-217	3172	3229	3320
C-219	1772	1813	1868
C-221	3106	3180	3269
O-110	3	4	4
TOTAL GENERAL	45804	46801	48138

La MD determinada en el cuadro es la máxima demanda coincidente por sistema eléctrico

Fuente. Elaboración Propia

Con el cálculo de estos factores de coincidencia calculamos la máxima demanda coincidente por subestación de distribución.

3.2.3.10. Procedimiento para el ingreso de las cargas por nuevas zonas de expansión urbana

Para el desarrollo de las nuevas zonas de expansión urbana proyectadas a lo largo del periodo de estudio, se ha procedido de la siguiente manera:

PASO 1: Determinación de las nuevas SEDs. de expansión urbana

- Se determinan los nuevos centros de carga y se define su ubicación geográfica y el año de ingreso.
- Se asignará a los nuevos centros de carga código de SED.
- Se determina su ubicación referida a localidad, distrito, alimentador MT, SET y Sistema Eléctrico.
- Se actualizará en la base de datos la relación de las nuevas SEDs. conforme estas vayan ingresando en el periodo de estudio.
- Se graficarán en el sistema MapInfo los nuevos centros de carga, de tal manera que aparezcan a partir de su año de ingreso; se trata de escenarios proyectados para manejo solo de Planeamiento Eléctrico y no debe agregarse a la Data actual del sistema Maximus.
- A partir de su año de ingreso hacia delante las nuevas SEDs. tendrán Energía Distribuida de acuerdo a su respectiva tasa de crecimiento.

PASO 2: Determinación de la Energía Distribuida inicial para las nuevas SEDs. de expansión urbana

- El proceso se realiza para aquellos distritos en donde se ha identificado nuevos centros de carga por motivo de expansión urbana (SEDs. futuras para nuevas zonas urbanas).
- El proceso se realiza solamente con las SEDs. que tienen Energía Distribuida de Baja Tensión.
- Con base en los datos del año 2005 se determina el valor inicial de las nuevas cargas en su respectivo año de su ingreso.
- Para el año de ingreso de las nuevas cargas se debe determinará el % de participación de las SEDs. existentes en la Energía Distribuida total del distrito, de tal manera que este % de participación se les descuenta para aportar a la Energía Distribuida que tomarán las nuevas SEDs; la Energía total proyectada inicialmente para el distrito respectivo no se modifica, y ahora está formada por la suma de la nueva Energía de las SEDs. existentes y la Energía de las nuevas SEDs. a partir del año de ingreso hacia adelante.
- Cabe indicar que la nueva Energía de las SEDs. existentes se ha determinado restándola su Energía inicial su correspondiente aporte a las SEDs. de las nuevas zonas de expansión.
- Para las nuevas SEDs. a partir del año de ingreso se debe realizar su respectiva proyección hasta el año 2025, aplicando la misma tasa de crecimiento.

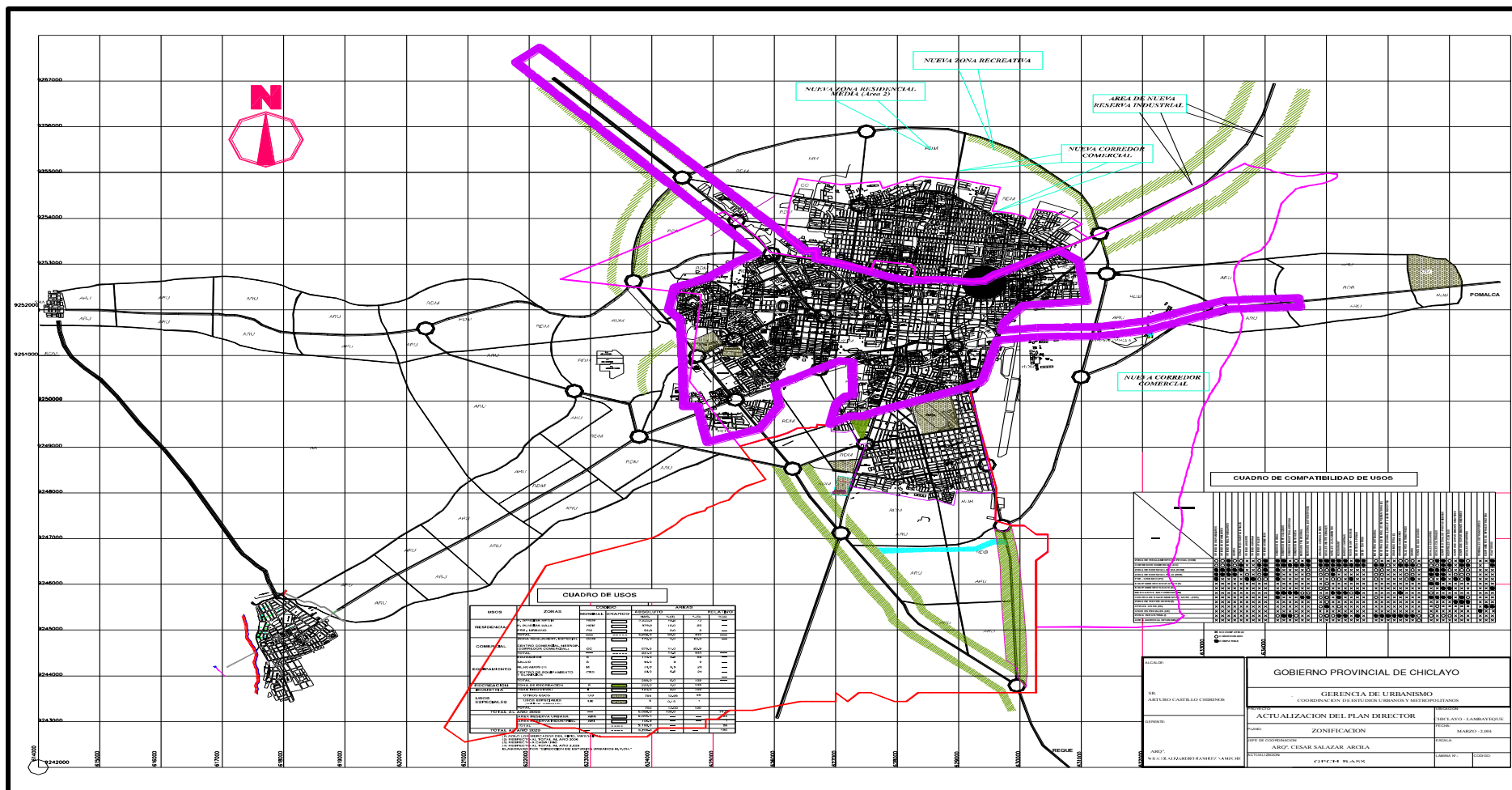


Figura 7. Zona de Expansi3n Urbana de Chiclayo Metropolitano- Plan Director. Elaboraci3n Propia

3.2.3.11. Mapas de densidades de carga

A partir de la proyección de máxima demanda de potencia a nivel de SED a la que se agrega las demandas pertinentes de los proyectos de inversión, se puede elaborar los mapas de densidades de carga para todo el periodo de estudio

Para tal fin, se ha elaborado un programa computacional, el mismo que es una combinación entre los Programas Maximus de Ensa, Excel, Access y Mapinfo.

A continuación, se muestra un ejemplo de los mapas de densidades obtenidos.

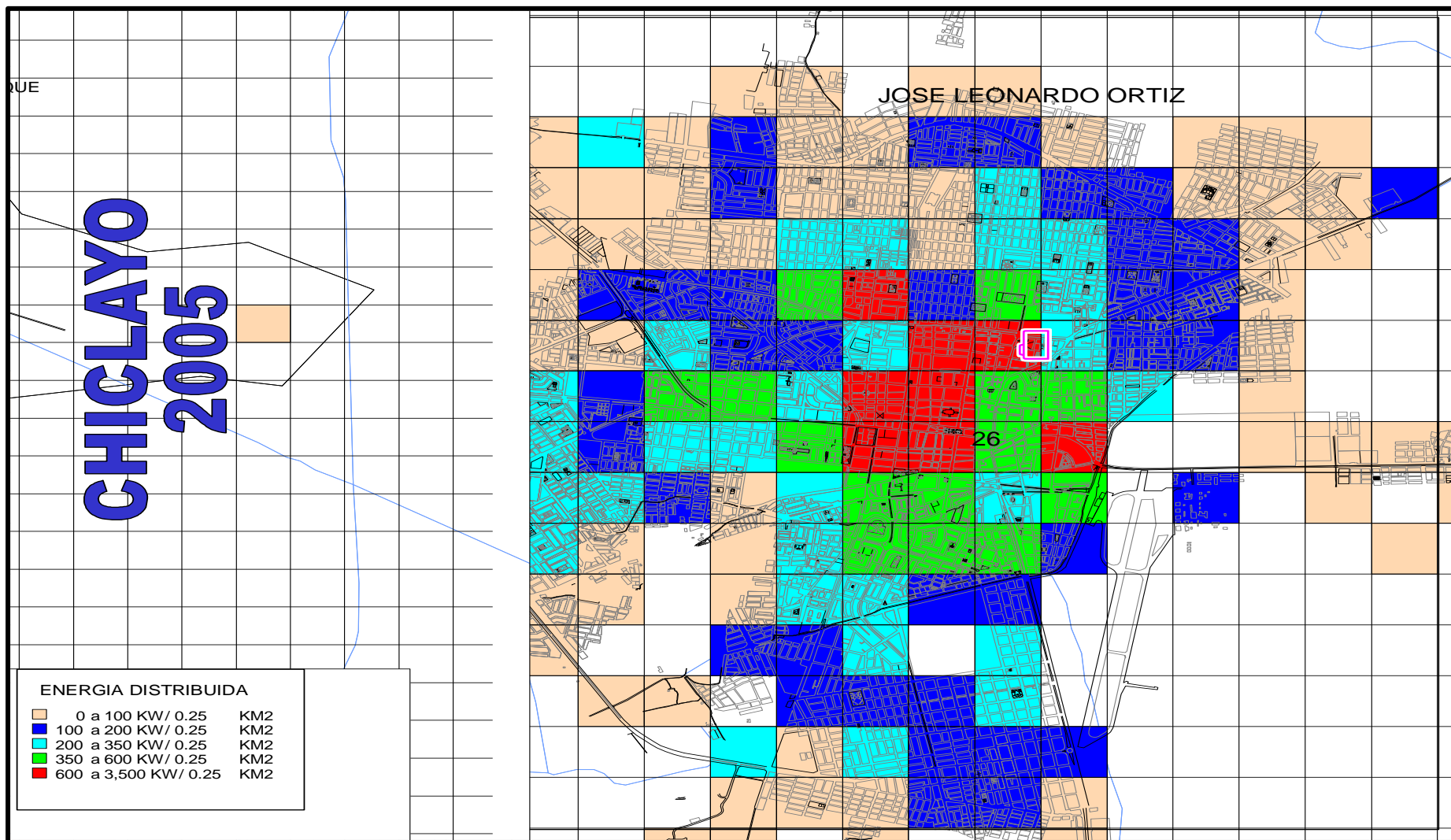


Figura 8. Mapa de densidad de carga. Elaboración Propia

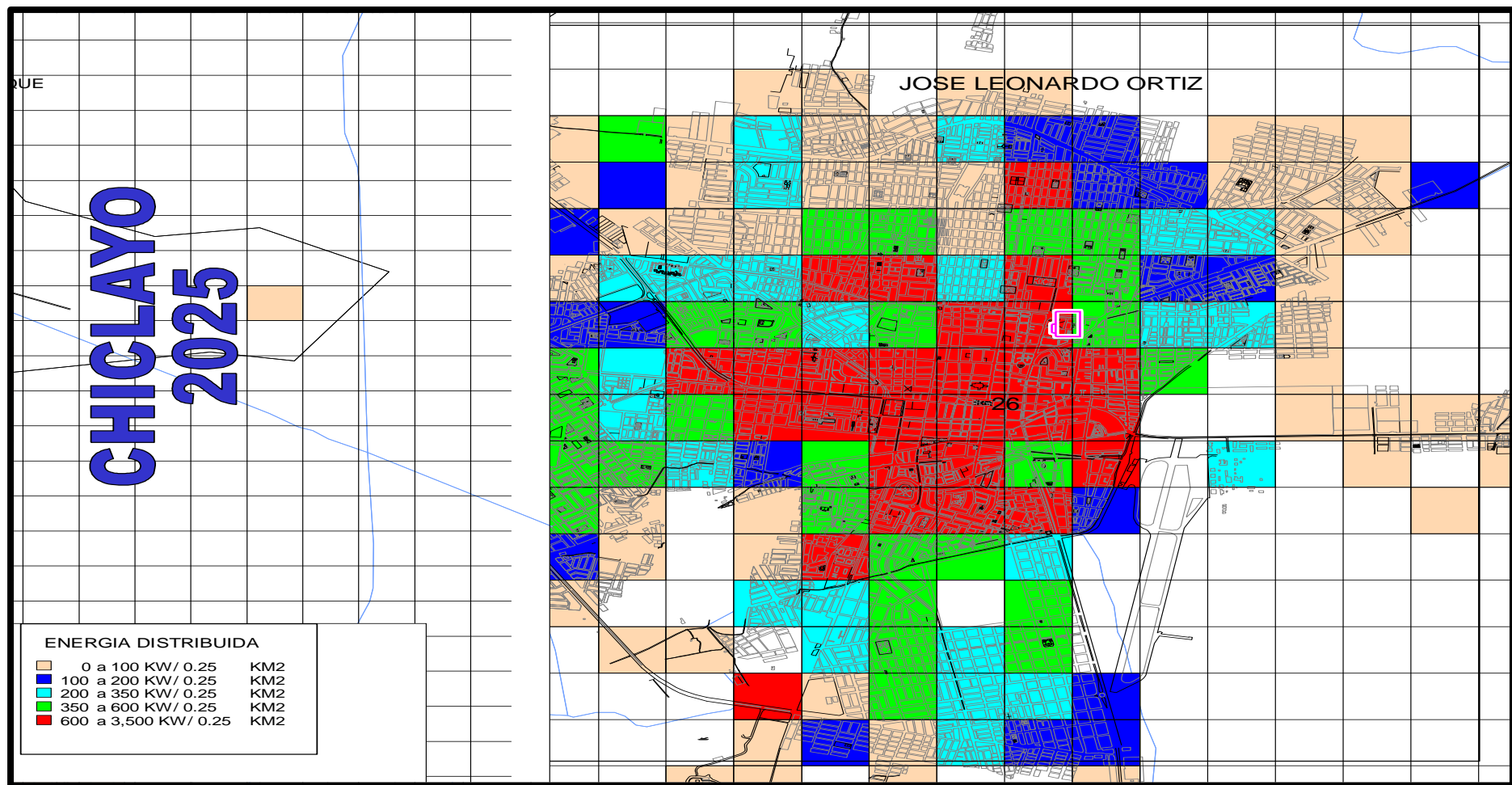


Figura 17. Mapa de densidad de carga. Elaboración propia

3.2.3. Planeamiento a largo plazo de los sistemas de los sistemas de transmisión y distribución

La planificación a largo plazo de la red se origina en la necesidad de atender debida y oportunamente el incremento previsto de la demanda de las zonas electrificadas, así como de extender el suministro de electricidad a las zonas no electrificadas, con una adecuada calidad de servicio y al menor costo posible.

Debido a que los alimentadores laterales o secundarios adoptan recorridos que dependen directamente de la forma cómo se presentan y desarrollan las cargas, en la planificación a largo plazo sólo se consideran los alimentadores troncales o principales.

En esta parte, se presenta la metodología a seguir partiendo de ciertas bases y criterios determinados, efectuar la planificación de las redes de distribución en M.T. a largo plazo en una zona seleccionada, con una demanda futura prevista, para concretarlos en un “Plan Piloto” o configuración necesaria que debe tener la red de M.T. a largo plazo y que incluye: el número, sección, y recorrido de los alimentadores troncales requeridos.

3.2.3.1. Análisis de condiciones de operación de la red existente de M.T

La planificación del desarrollo futuro de los sistemas de distribución en media tensión, tiene como uno de sus componentes principales el análisis de las redes existentes en la actualidad.

Como resultado de tales análisis, se debe establecer las remodelaciones y adecuaciones de los alimentadores que actualmente sirven la zona de estudio y se proyecta la salida de nuevos troncales previstos en las Planes Pilotos correspondientes, como paso preliminar a la obtención de un esquema que logre superar adecuadamente las restricciones de capacidad en los alimentadores actuales. La situación operativa de acuerdo al pronóstico de la demanda de potencia resultante sería el que se indica a continuación:

Tabla 19

Proyección del comportamiento operativo de los alimentadores actuales de media tensión en el periodo 2006-2025.

Centro transformación	Alimentador	Tensión kv	Sección conductor(mm2)	Capacidad máxima (kva)	2005			2010			2015			2020			2025		
					Demanda (kva)	% de capacidad	Var %	DEMANDA (KVA)	% de capacidad	Var %	Demanda (kva)	% de capacidad	Var %	Demanda (kva)	% de capacidad	Var %	Demanda (kva)	% de capacidad	Var %
Lambayeque	L-101	10.5	AAAC120	4,750	2,627	55.30%		3,782	79.60%	1.53	5,438	114.50%		7,836	165.00%		11,314	238.20%	
	L-102	10.5	AAAC120	4,750	1,592	33.50%		2,175	45.80%		2,970	62.50%		4,066	85.60%	-6.66	5,578	117.40%	
	L-103	10.5	AAAC120	4,750	1,156	24.30%		1,536	32.30%		2,041	43.00%		2,714	57.10%		3,608	76.00%	-1.24
SECHO	C-211	10.5	AAAC120	4,750	4,100	86.30%		4,723	99.40%	-3.17	5,479	115.40%		6,352	133.70%		7,364	155.00%	
	C-212	22.9	AAAC120	9,000	2,673	297.00%		3,814	424.00%		4,601	51.10%		5,465	60.70%	-8.24	6,130	38.10%	
	C-214	10.5	AAAC120	4,750	2,036	42.90%	-8.75	2,309	46.60%		2,682	56.50%		3,107	65.40%		3,600	75.80%	
	C-215	10.5	AAAC120	4,750	4,878	102.70%		5,917	124.60%		6,940	146.10%		8,007	168.60%		9,245	194.60%	
	C-216	10.5	AAAC120	4,750	2,035	42.80%		2,699	56.80%		3,144	66.20%		3,601	75.80%		4,135	87.10%	3.18
	C-217	10.5	AAAC120	4,750	4,203	88.50%		4,909	103.30%	-2.55	5,723	120.50%		6,614	139.30%		7,649	161.00%	
	C-219	10.5	AAAC120	4,750	2,348	49.40%		2,883	60.70%		3,810	80.20%	-4.83	4,814	101.30%		5,441	114.50%	
	C-221	10.5	AAAC120	4,750	4,115	86.60%		4,722	99.40%		5,470	115.20%		6,337	133.40%		7,341	154.60%	
	C-233	10.5	AAAC120	4,750	2,252	47.40%		2,577	54.20%		2,985	62.80%		3,458	72.80%		4,007	84.40%	1.2
SECHNOR	C-234	10.5	AAAC120	4,750	5,724	120.50%	0.15	6,912	145.50%		8,015	168.70%		9,294	195.70%		10,777	226.90%	
	C-236	10.5	AAAC120	4,750	4,410	92.80%		5,173	108.90%		6,001	126.30%		6,963	146.60%		8,078	170.10%	
	C-237	10.5	AAAC120	4,750	3,770	79.40%		4,270	89.90%		4,958	104.40%		5,757	121.20%		6,686	140.80%	
	C-238	10.5	AAAC120	4,750	1,754	36.90%		2,058	43.30%		2,383	50.20%		2,759	58.10%		3,195	67.30%	-0.74
	C-244	10.5	AAAC120	4,750	653	13.80%		721	15.20%		838	17.60%		974	20.50%		1,132	23.80%	-3.61

C-245	10.5	AAAC120	4,750	3,879	81.70%	4,660	98.10%	-2.03	5,405	113.80 %	6,269	132.00 %	7,271	153.10%		
C-246	10.5	AAAC120	4,750	3,169	66.70%	4,145	87.30%		5,025	105.80 %	-0.53	5,796	122.00 %	6,604	139.00%	
C-248	10.5	AAAC120	4,750	1,482	31.20%	1,586	33.40%		1,836	38.70%		2,125	44.70 %	2,460	51.80%	-1.37

Fuente. Elaboración Propia

Con la implementación de reformas iniciales en el primer año, el comportamiento operativo en el periodo 2006 – 2025, de acuerdo a la demanda de potencia proyectada, sería el que se indica a continuación:

Tabla 20

Condiciones de operación de red MT existente con reformas o adecuaciones, 2006

Centro transformación	Alimentador	Tensión kv	Sección conductor(mm2)	Capacidad máxima (kva)	2005			2010			2015			2020			2025		
					Demanda (kva)	% de capacidad	Var %	DEMANDA (KVA)	% de capacidad	Var %	Demanda (kva)	% de capacidad	Var %	Demanda (kva)	% de capacidad	Var %	Demanda (kva)	% de capacidad	Var %
Lambayeque	L-101	10.5	AAAC120	4,750	2,627	55.30%		3,782	79.60%	1.53	5,438	114.50%		7,836	165.00%		11,314	238.20%	
	L-102	10.5	AAAC120	4,750	1,592	33.50%		2,175	45.80%		2,970	62.50%		4,066	85.60%	-6.66	5,578	117.40%	
	L-103	10.5	AAAC120	4,750	1,156	24.30%		1,536	32.30%		2,041	43.00%		2,714	57.10%		3,608	76.00%	-1.24
SECHO	C-211	10.5	AAAC120	4,750	4,100	86.30%		4,723	99.40%	-3.17	5,479	115.40%		6,352	133.70%		7,364	155.00%	
	C-212	22.9	AAAC120	9,000	2,673	297.00%		3,814	424.00%		4,601	51.10%		5,465	60.70%	-8.24	6,130	38.10%	
	C-214	10.5	AAAC120	4,750	2,036	42.90%	-8.75	2,309	46.60%		2,682	56.50%		3,107	65.40%		3,600	75.80%	
	C-215	10.5	AAAC120	4,750	4,878	102.70%		5,917	124.60%		6,940	146.10%		8,007	168.60%		9,245	194.60%	
	C-216	10.5	AAAC120	4,750	2,035	42.80%		2,699	56.80%		3,144	66.20%		3,601	75.80%		4,135	87.10%	3.18
	C-217	10.5	AAAC120	4,750	4,203	88.50%		4,909	103.30%	-2.55	5,723	120.50%		6,614	139.30%		7,649	161.00%	

	C-219	10.5	AAAC120	4,750	2,348	49.40%		2,883	60.70%		3,810	80.20%	-4.83	4,814	101.30%		5,441	114.50%	
	C-221	10.5	AAAC120	4,750	4,115	86.60%		4,722	99.40%		5,470	115.20%		6,337	133.40%		7,341	154.60%	
	C-233	10.5	AAAC120	4,750	2,252	47.40%		2,577	54.20%		2,985	62.80%		3,458	72.80%		4,007	84.40%	1.2
	C-234	10.5	AAAC120	4,750	5,724	120.50%	0.15	6,912	145.50%		8,015	168.70%		9,294	195.70%		10,777	226.90%	
	C-236	10.5	AAAC120	4,750	4,410	92.80%		5,173	108.90%		6,001	126.30%		6,963	146.60%		8,078	170.10%	
	C-237	10.5	AAAC120	4,750	3,770	79.40%		4,270	89.90%		4,958	104.40%		5,757	121.20%		6,686	140.80%	
SECHNOR	C-238	10.5	AAAC120	4,750	1,754	36.90%		2,058	43.30%		2,383	50.20%		2,759	58.10%		3,195	67.30%	-0.74
	C-244	10.5	AAAC120	4,750	653	13.80%		721	15.20%		838	17.60%		974	20.50%		1,132	23.80%	-3.61
	C-245	10.5	AAAC120	4,750	3,879	81.70%		4,660	98.10%	-2.03	5,405	113.80%		6,269	132.00%		7,271	153.10%	
	C-246	10.5	AAAC120	4,750	3,169	66.70%		4,145	87.30%		5,025	105.80%	-0.53	5,796	122.00%		6,604	139.00%	
	C-248	10.5	AAAC120	4,750	1,482	31.20%		1,586	33.40%		1,836	38.70%		2,125	44.70%		2,460	51.80%	-1.37

Fuente. Elaboración Propia

3.2.3.2. Antigüedad y vida útil remanente de los sistemas

Otro de los aspectos básicos a tener en cuenta al definir el equipamiento progresivo de las instalaciones requeridas durante el periodo de estudio lo constituye la antigüedad de las instalaciones existentes.

Por tal motivo, se ha efectuado la evaluación en base a las fechas de puesta en servicio de dichas instalaciones, lo cual se resume en los cuadros y gráficos que se muestra a continuación:

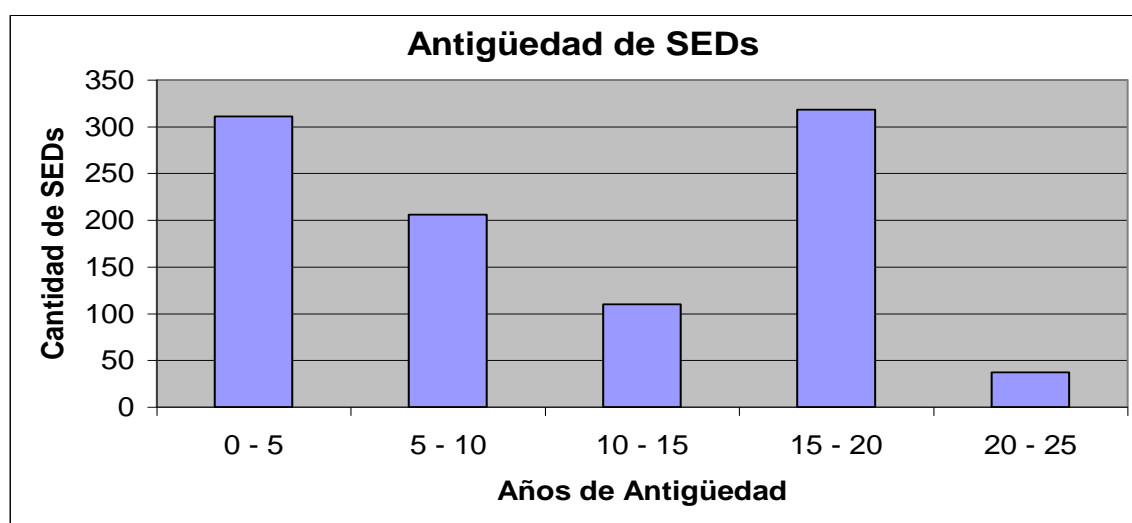


Figura 9. Antigüedad de SEDs. *Empresa Eléctrica Electronorte S.A*

Tabla 21
Antigüedad de SEDs

Años antigüedad	Cantidad de SEDs	Porcentaje (%)	% Acumulado
0-5	311	32%	32%
5-10	206	21%	53%
10-15	110	11%	64%
15-20	318	32%	96%
20-25	37	4%	100%
Totales	982	100%	

Fuente. Empresa eléctrica Electronorte S.A

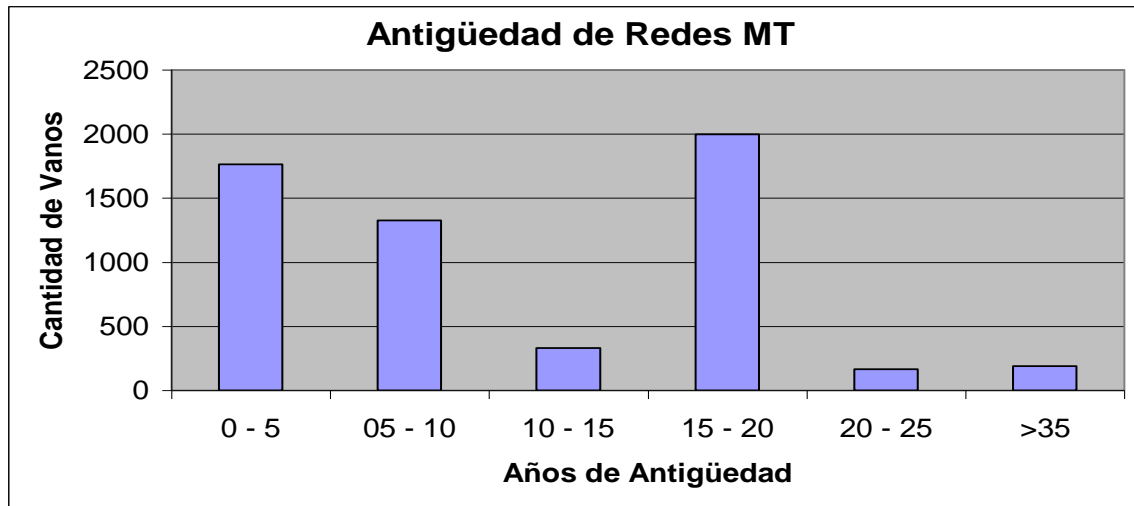


Figura 10. Antigüedad de Redes MT. Empresa Electrica Electronorte S.A

Tabla 22

Antigüedad de Redes MT

Años antigüedad	Cantidad de SEDs	Porcentaje (%)	% Acumulado
0-5	1762	31%	31%
5-10	1325	23%	54%
10-15	331	6%	59%
15-20	1998	35%	94%
20-25	165	3%	97%
>35	189	3%	100%
Totales	5770.00	100%	

Fuente. Empresa eléctrica Electronorte S.A

3.2.3.2. Potencia óptima de subestaciones de distribución

Como parte del Estudio de Planeamiento Eléctrico de Ensa, se debe tener conocimiento del tamaño óptimo de las subestaciones de distribución, lo cual permitirá proponer un planeamiento de distribución estandarizado para cada localidad ó centro poblado del ámbito de influencia de Ensa.

El objetivo del análisis es determinar el tamaño óptimo de las subestaciones de distribución en el ámbito de influencia de Ensa, para lo cual se realizó una evaluación técnica y económica de alternativas de diseños de electrificación para los centros poblados y localidades seleccionadas.

El estudio consistió en analizar los sistemas de distribución de 18 localidades consideradas representativas dentro del ámbito de influencia de Ensa, para lo cual se realizó el análisis considerando estudios de electrificación nuevos para cada caso; es decir se realizó los diseños de distribución para diferentes alternativas, en base a diversas capacidades de las subestaciones de distribución, lo cual permitió realizar la comparación de las inversiones y pérdidas técnicas.

Para cada centro poblado ó localidad, una vez desarrollados los estudios de electrificación para las diferentes alternativas de capacidad de SEDs. , se procede a realizar la comparación en base a los diferentes aspectos:

- Costos de Inversión por Instalación de Redes Primarias, SEDs. y Redes Secundarias (suministro y montaje).
- Costos de las Pérdidas Técnicas de Distribución: Red Primaria, Transformadores de Distribución y Red Secundaria.

Tabla 23

Resultados de la Evaluación para dimensiones óptimo de subestaciones de distribución.

Localidad	MD (KW)CP ó zona de estudio	Densidad de carga (Kw/Km2)	Capacidad de las SEDs (KVA9	Costo SED (U\$)	Costo RS (U\$)	Costo RP (U\$)	Costo total de instalación (U\$)	Total pérdidas de energía anualizadas de las redes(\$)	Costo de perdida anualizada por SED (\$US)	Costo de pérdida total de energía anualizada (\$US)	O &m (\$)	Costo total anualiza do (\$)	Distribució n óptima (KVA)
Bambamarca	159	4543	7X25	40879	35797	11903	88579	2466	1236	11115	12214	111908	3X75
			5X37.5	30156	33556	13580	77292	5549	1491	13004	9010	99306	
			4X50	26042	34709	10221	70972	7297	1901	14901	7781	93654	
			3X75	21048	35547	8502	65097	11378	2572	19093	6289	90479	
			2X100	15212	35394	9052	59657	20227	3077	26381	4545	90583	
			1X160	9213	37520	2056	48789	51782	4150	55932	2753	107473	
Carniche	26	228	2X15	6758	21525	1680	29963	1956	771	3497	2019	35480	2X15
			2X37.5	3679	20741	3235	27655	5594	1491	7085	1802	36542	
Chachapoyas	269	838	11X35	63395	64265	22958	150618	2466	1236	16058	19193	185869	3X100
			8X37.5	47235	64092	24801	136128	5549	1491	17476	14416	168021	
			6X50	38945	63791	24512	127248	7297	1901	18703	11671	157622	
			4X75	27974	63065	20740	111780	11378	2572	21665	8385	141830	
			3X100	22858	62667	17947	103471	20227	3077	29458	6817	139747	
			2X160	18446	67021	12487	97955	51782	4150	60081	5505	163541	
El milagro	83	722	4X25	23307	26676	7560	57543	2466	1236	7409	6979	71931	2X50
			3X37.5	18107	27094	4780	49980	5549	1491	10022	5406	65409	
			2X50	12878	28063	5827	46767	7297	1901	11099	3890	61757	
			1X100	7626	28987	2761	39374	20227	3077	23304	2272	64951	
El naranjo	12	217	1X15	3179	11992	2016	17186	1956	771	2727	1010	20923	1X15
			4X15	19584	29609	7750	56943	1949	771	5032	4038	66013	
Huambo	56	436	3X25	17295	29271	5963	52529	2466	1236	6173	5234	63937	1X75
			2X37.5	12203	28986	4127	45316	5549	1491	8531	3604	57451	
			1X75	7071	29677	2675	39423	11378	2572	13950	2096	55469	
Huambos	75	936	3X25	18505	30634	5154	5154	2466	1236	6173	5234	65700	1X75
			2X37.5	12203	31214	5760	49178	5549	1491	8531	3604	61313	
			1X75	7071	31705	4505	43281	11378	2572	13950	2096	59327	
Jaen	301	8645	13X25	76304	57253	19970	153527	2466	1236	18529	22683	194738	5X75
			9X37.5	53263	56547	20784	130593	5549	1491	18967	16218	165779	
			7X50	45085	56461	17541	119087	7297	1901	20604	13616	153307	
			5X75	35650	57146	13283	106079	11378	2572	24237	10481	140797	
			4X100	30259	60370	12318	102947	20227	3077	32535	9090	144572	
			2X160	18262	61336	6984	86582	51782	4150	60081	5005	152169	
José olaya	143	1206	6X25	33906	29270	8457	71633	2514	1236	9928	10469	92030	2X75
			4X37.5	23666	28708	8793	61168	5657	1491	11621	7208	79997	
			3X50	19047	28072	10165	57284	7489	1901	13192	5836	76311	

			2X75	13600	29609	5844	49053	11809	2572	16953	4192	70198	
			1X160	9106	30435	5491	46031	53745	4150	57895	2753	105679	
			9X25	45773 4	48111	24921	530766	2514	1236	14529	15703	560999	
			6X37.5	21313 0	49936	19538	282605	5657	1491	16616	10812	310033	
			5X50	15762 9	52956	12918	223502	7489	1901	19637	9726	252866	
			3X75	62623	54415	7046	124085	11809	2572	23635	6289	154008	
			2X160	35766	54424	5522	95712	53745	4150	80751	5505	181969	
Lambayeque	220	1289											3X75
Maychil	11	1499	1X15	3386	11121	563	15070	1956	771	2727	1010	18806	1X15
Octucho	13	351	1X15	3203	10800	1866	15869	1949	771	2720	1010	19598	1X15
			5X25	28606	32465	6635	67706	2466	1236	8644	8724	85075	
			3X37.5	17745	32261	3897	53903	5549	1491	10022	5406	69331	
Pacora	113	881	2X75	14075	33224	1743	49042	11378	2572	16522	4192	69756	3X37.5
			1X160	9106	33838	2015	44959	51782	4150	55932	2753	103644	
			3X25	17275	38783	6135	62193	2514	1236	6221	5234	73648	
Pomahuaca	72	527	2X37.5	11891	38201	6051	56143	5657	1491	8639	3604	68386	1X75
			1X75	6907	38017	6274	51197	11809	2572	14381	2096	67674	
			4X25	22683	42205	6892	71780	2466	1236	7409	6979	86168	
Pomalca	103	890	3X37.5	17745	40823	7831	66398	5549	1491	10022	5406	81826	2X50
			2X50	12643	41553	5932	60128	7297	1901	11099	3890	75118	
			1X100	7499	43658	3411	54567	20227	3077	13304	2272	80144	
			5X25	28474	77609	14229	120312	2514	1236	8692	8724	137728	
Pj san francisco	124	399	4X37.5	23353	77316	13198	113867	5657	1491	11621	7208	132695	
			3X50	19047	76610	12644	108300	7489	1901	13192	5836	127328	2X75
			2X75	13763	73204	12284	99251	11809	2572	16953	4192	120396	
			1X160	9106	81980	3311	94397	53745	4150	57895	2753	155044	
Tingo	10	194	1X15	3386	7380	1285	12051	1956	771	2727	1010	15787	1X15
			2X25	46090	31428	17331	94850	2514	1236	11163	12214	118227	
			2X37.5	19111	31402	11572	72085	5657	1491	13112	9010	94207	
Urb. Latina	166	1008	4X50	25123	32417	12077	69617	7489	1901	15093	7781	92490	3X75
			3X75	20876	32072	12176	65124	11809	2572	19525	6289	90937	
			2X100	14671	33009	11876	59557	20994	3077	27148	4545	91250	
			1X160	9106	33779	7097	49982	53745	4150	57895	2753	110630	

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 24

Resultados de la Evaluación y Comparación por Rangos de Densidades de Carga

Rango densidad de carga (KW./KM2.)		Rango M.D. potencia KW		SED Optima	Alcance óptimo de la SED (m.)
200	400	10	25	15KVA	250
400	550	50	125	75 KVA	400
750	900	80	100	50 KVA	200
950	1300	75	220	75 KVA	300
4500	8500	150	300	75 KVA	100

Fuente: Elaboración Propia

3.2.4. Equipamiento Progresivo y Valorización

Para el cálculo del equipamiento progresivo y su valorización se toma en consideración el siguiente procedimiento:

- Se analiza para cada quinquenio la evolución de la situación de los alimentadores M.T. existentes, teniendo en cuenta los siguientes aspectos: antigüedad y capacidad.
- De acuerdo al análisis anterior se programa la fuera de servicio ó adecuaciones de aquellos alimentadores existentes que incumplan los límites de cualquiera de los aspectos indicados : antigüedad y capacidad
- Se hace coincidir con lo que saldra fuera de servicio ó adecuaciones planteadas, la implementación de los nuevos alimentadores ó nuevas configuraciones que permitan atender las áreas de los alimentadores existentes que van saliendo de operación.
- De acuerdo a la implementación progresiva de la nueva distribución M.T. se producen adecuaciones y transferencias de carga, los mismos involucran tanto a los alimentadores existentes como a los proyectados, por tanto se deberá actualizar para cada quinquenio la situación actual de: demanda, capacidad, etc.
- En base a la situación actual de los parámetros indicados para cada quinquenio, se procederá progresivamente con la implementación del planeamiento al 2025.
- La implementación incluirá las ampliaciones de transmisión: SETs y LT, por lo cual también se deberá monitorear la MD de cada SET para programar las ampliaciones que corresponden.

Como resultado de la aplicación del procedimiento descrito, se obtiene el equipamiento progresivo requerido para cada alternativa.

A manera de ilustración, se muestra a continuación un cuadro resumen correspondiente a una de las alternativas analizadas

Tabla 25

Resumen de la implementación del sistema de distribución de media tensión

RESUMEN DE LA IMPLEMENTACION DE SISTEMA DE DISTRIBUCION DE MEDIA TENSION

SISTEMA ELECTRICO : CHICLAYO
ALTERNATIVA : 3 SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION
NIVEL DE MEDIA TENSION : 10 KV.

Item	SET	ALIMENTADOR M.T.		1er. QUINQUENIO 2007 - 2010						2do. QUINQUENIO 2010 - 2015						3er. QUINQUENIO 2015 - 2020						4to. QUINQUENIO 2020 - 2025					
		DENOMINACION	LONGITUD TOTAL DELA TRONCAL KM.	ALIMENTADOR M.T. QUE SALE DE SERVICIO O SE MODIFICA	CONSTRUCCION DE TRONCAL			EQUIPOS		ALIMENTADOR M.T. QUE SALE DE SERVICIO O SE MODIFICA	CONSTRUCCION DE TRONCAL			EQUIPOS		ALIMENTADOR M.T. QUE SALE DE SERVICIO O SE MODIFICA	CONSTRUCCION DE TRONCAL			EQUIPOS		ALIMENTADOR M.T. QUE SALE DE SERVICIO O SE MODIFICA	CONSTRUCCION DE TRONCAL			EQUIPOS	
					PARCIAL (P) TOTAL (T)	KILOMETROS RED DE ALUMINIO	KILOMETROS RED DE COBRE	CELDA M.T.	PDL		PARCIAL (P) TOTAL (T)	KILOMETROS RED DE ALUMINIO	KILOMETROS RED DE COBRE	CELDA M.T.	PDL		PARCIAL (P) TOTAL (T)	KILOMETROS RED DE ALUMINIO	KILOMETROS RED DE COBRE	CELDA M.T.	PDL		PARCIAL (P) TOTAL (T)	KILOMETROS RED DE ALUMINIO	KILOMETROS RED DE COBRE	CELDA M.T.	PDL
1	SECHO	SECHO_01	7.05 A													C219	P		2.24 A		1	SECHO 01	P		4.81 A		3
2		SECHO_02	5.49	C211		1.48 A			2							SECHO 02	P	1.76 A			2	SECHO 02	P	2.25 A			1
3		SECHO_03	5.36	C211		5.02 A			4													SECHO 03	P	0.34 A			0
4		SECHO_04	5.02	C215		1.64 A			2	SECHO 04	P	3.38 A			2												
5		SECHO_05	3.55 A													C221	T	3.55 A			4						
6		SECHO_06	2.202							C-217	P	0.85 A			1	SECHO 06	P	1.35 A			2						
7		SECHO_07	11.20 A													C214	T		11.20 A		3						
8		SECHO_08	12.79 A													C216	T		12.79 A		4						
1	SECHNOR	SECHNOR_01	8.84 A													C237	T	8.84 A			4						
2		SECHNOR_02	1.68	C234	P		0.81 A		2							SECHNOR 02	P		0.87 A		2						
3		SECHNOR_03	2.33 A	C246	T		2.33 A		1																		
4		SECHNOR_04	1.67 A	C234	T		1.67 A		2																		
			1.35 S	C234			1.35 S		2																		
5		SECHNOR_05	0.98 A	C245	T		0.98 A		1																		
			0.69 S	C245			0.69 S		3																		
6		SECHNOR_06	1.18 A	C234	T		1.18 A		3																		
			0.99 A	C234			0.99 S		0																		
7		SECHNOR_07	2.63 A													C245	T		2.63 A		3						
8		SECHNOR_08	5.70 A													C236	T	5.70 A			5						
9	SECHNOR_09	4.47 A													C238	T	4.47 A			4							
10	SECHNOR_10	3.58 A							C233	T	3.58 A			4													
11	SECHNOR_11	4.57 A							C244	T	4.57 A			3													
1	SECHSUR	SECHSUR_01	9.02							C217	P	8.87 A			4	SECHUSUR 01	P	0.15 A			0						
2		SECHSUR_02	7.96							C237	P	1.79 A			0	SECHSUR 02	P	6.17 A			4						
3		SECHSUR_03	9.14							C237	P		5.51 A		1							SECHSUR 03	P		3.63 A	2	
4		SECHSUR_04	19.64							C212	P		7.65 A		0							SECHSUR 04	P		11.99 A	2	
5		SECHSUR_05	7.23							C217	P	6.82 A			4	SECHSUR 05	P	0.41 A			0						

Fuente: Elaboración Propia

3.2.4.1. Alimentadores Troncales

El objetivo es la implementación progresiva de los nuevos troncales de Media Tensión y/o de las nuevas configuraciones proyectadas, de acuerdo al planeamiento eléctrico para el año 2025, establecido para cada alternativa.

El análisis para la implementación progresiva se muestra a continuación:

- a) Se analiza la antigüedad de los alimentadores MT existentes, con la finalidad de tratar de coincidir la implementación progresiva de los troncales proyectados, dando de baja a aquellos alimentadores que han cumplido su vida útil.
- b) Sobre la base de la proyección de la Demanda determinada en el Estudio de Mercado, se analiza la capacidad de distribución de los alimentadores MT existentes, con la finalidad de establecer la fecha límite de servicio. Este límite de capacidad se determina sobre la base de la demanda óptima establecida para cada alimentador (4000_kW para 10 kV y 8000 kW para 22.9 kV).
- c) La implementación progresiva de los nuevos troncales, se analiza considerando la delimitación de las áreas de atención que van tomando los alimentadores existentes y proyectados en cada quinquenio. Para efectuar esto, se prepara el plano con el desarrollo de las áreas que se van asignando quinquenalmente a cada alimentador.

El procedimiento de implementación se muestra a continuación:

- a) Se analiza para cada quinquenio la evolución de la situación de los alimentadores M.T. existentes, teniendo en cuenta los siguientes aspectos: antigüedad y capacidad (calidad de producto y pérdidas técnicas si fuera necesario).
- b) De acuerdo al análisis anterior, se programa la salida fuera de servicio ó adecuaciones de aquellos alimentadores existentes que incumplan los límites de cualquiera de los aspectos indicados.

- c) Se hace coincidir con la salida fuera de servicio ó adecuaciones planteadas, la implementación de los nuevos alimentadores ó nuevas configuraciones que permitan atender las áreas de los alimentadores existentes que van saliendo de operación.
- d) De acuerdo a la implementación progresiva de la nueva distribución M.T. se producen adecuaciones y transferencias de carga, los mismos que involucran tanto a los alimentadores existentes como a los proyectados. Por lo tanto, se deberá actualizar para cada quinquenio la situación que se presenta de : demanda, capacidad, etc.
- e) Sobre la base de la situación actual de los parámetros indicados para cada quinquenio, se procede progresivamente con la implementación hasta llegar a la configuración establecida en el planeamiento al 2025.
- f) La implementación del sistema de distribución primaria servirá de base para la implementación y adecuaciones del sistema de transmisión: capacidad instalada en SETs y las Líneas de Transmisión necesarias para su alimentación.

Tabla 56

Proyección de la máxima demanda de potencia de los alimentadores de media tensión de acuerdo al equipamiento progresivo (KW)

PROYECCION DE LA MAXIMA DEMANDA DE POTENCIA DE LOS ALIMENTADORES DE MEDIA TENSION DE ACUERDO AL EQUIPAMIENTO PROGRESIVO (KW.)					
SISTEMA ELECTRICO		: CHICLAYO			
ALTERNATIVA N° 01		: 2 SETs. - 10 KV			
SET	ALIMENTADOR M.T.	FINAL 1er. QUINQUENIO 2007-2010	FINAL 2do. QUINQUENIO 2010_2015	FINAL 3er. QUINQUENIO 2015_2020	FINAL 4to. QUINQUENIO 2020_2025
SECHNOR	C-233	2,324			
	C-234	5,071	5,168		
	C-236	2,946	3,739		
	C-237	4,289	2,333		
	C-238	2,255	3,155		
	C-244	1,974			
	C-245	2,596	4,244		
	C-246	4,787			
	SECHNOR_01	4,113	4,799	4,051	4,630
	SECHNOR_02		3,755	4,072	4,768
	SECHNOR_03		4,913	4,324	4,879
	SECHNOR_04		5,034	4,113	4,733
	SECHNOR_05	4,350		3,888	4,471
	SECHNOR_06			3,787	4,339
	SECHNOR_07			4,734	5,418
	SECHNOR_08	3,767	4,238	3,497	3,999
	SECHNOR_09			3,200	3,709
	SECHNOR_10			4,053	4,684
	SECHNOR_11			2,879	3,198
	SECHNOR_12		2,825	2,845	3,262
	SECHNOR_13		1,707	3,605	4,203
	SECHNOR_14			2,864	3,348
	TOTAL SECHNOR	38,470	45,909	51,911	59,641
SECHO	C-211	987	1,126	1,288	
	C-212	3,434	4,279	4,802	
	C-214	2,727	3,224		
	C-215	1,155			
	C-216	1,727	2,198		
	C-217	1,825	2,060		
	C-219	2,736	3,426	4,004	
	C-221	2,274	3,974		
	SECHO_01				3,012
	SECHO_02	2,734	3,122	4,074	4,695
	SECHO_03			3,737	4,312
	SECHO_04	1,328	1,687	3,503	4,135
	SECHO_05			2,699	3,213
	SECHO_06				5,336
	SECHO_07			3,655	4,278
	SECHO_08			2,985	3,532
	SECHO_09				3,171
	TOTAL SECHO	20,929	25,094	30,748	35,682
	TOTAL	59,399	71,003	82,659	95,323

Fuente: Elaboración Propia

3.2.4.2. Subestaciones de distribución

El objetivo es la implementación progresiva de las nuevas Subestaciones de Distribución por cumplimiento de Vida Útil, Cambio de Nivel de Tensión y Crecimiento de la Máxima Demanda de Potencia, de acuerdo a la configuración proyectada de Media Tensión resultado del planeamiento eléctrico para el año 2025.; la implementación se realizará de acuerdo al dimensionamiento óptimo de las SED. para las respectivas zonas de influencia de los alimentadores proyectados.

Las consideraciones iniciales son las siguientes:

- Para los diversos alimentadores proyectados, se ha calculado la tasa de crecimiento del Factor de Utilización, en base al dato del factor de utilización inicial (2006) y el esperado (0.85) al final del segundo quinquenio de análisis (año 2015); en tal sentido para el final del primer quinquenio (año 2010) para cada alimentador proyectado se calcula el Factor de Utilización en base la tasa de crecimiento de los dos valores indicados.
- El metrado de los laterales MT para llegar a las nuevas SEDs. se determinará en base a la distancia promedio según el análisis de dimensionamiento óptimo de SEDs.

El planteamiento general para la determinación del equipamiento de nuevas subestaciones de distribución se muestra a continuación:

A. Para sistemas con operación 10 kv. al final del quinquenio respectivo:

- Se deben hacer implementaciones quinquenales de nuevas SEDs. por Cumplimiento de Vida Útil con transformadores de 10 KV para alternativas MT-10 KV. y con transformadores 10-22.9 KV para alternativas MT-22.9 KV. (mientras continúen operando a 10 KV.), para lo cual se aplica el siguiente proceso:
 - Se determina para cada quinquenio la cantidad de SEDs. que cumplen su vida útil, y se calcula en base a la potencia promedio la cantidad total de potencia instalada que debe renovarse.

- La potencia total instalada de las SEDs. a incorporar por renovación, se prorratea en función a las potencias óptimas, con lo cual se determina la cantidad de SEDs. a implementar; en el caso de alimentadores MT que atienden áreas con más de una característica de dimensionamiento óptimo de SEDs., se prorrata la cantidad de SEDs. en forma proporcional al tamaño aproximados de las zonas de atención según su densidad de carga.
- La cantidad de SEDs. adicionales a implementar con respecto a la cantidad de existentes, permitirá determinar la implementación de Laterales MT; los laterales serán de 10 KV. o 22.9 Kv. según que las SEDs. a implementar sean de 10 KV. o 10-22.9 KV.
- Se deben hacer implementaciones quinquenales de nuevas SEDs. por Crecimiento de la Máxima Demanda con transformadores de 10 KV para alternativas MT_10_KV. y con transformadores 10-22.9 KV para alternativas MT-22.9 KV. (mientras sigan operando a 10 KV.), para lo cual se aplica el proceso descrito anteriormente denominado: DETERMINACION DE EQUIPAMIENTO PROGRESIVO DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION POR INCREMENTO DE LA MAXIMA DEMANDA.

B. Para sistemas con operación 22.9 kv. al final del quinquenio respectivo:

- Se deben hacer implementaciones por Cambio de Nivel de Tensión con transformadores de 22.9 KV para las alternativas MT-22.9 KV., para lo cual se aplica el siguiente proceso:
 - Todas las SEDs. ubicadas en su área de influencia deben estar preparados para operar a la tensión de 22.9 Kv.; la cantidad de nuevas SEDs. se determina en base a la máxima demanda de potencia proyectada para el final del quinquenio respectivo, considerando las potencias óptimas de las SEDs.

- Cabe indicar que a la máxima demanda proyectada se le aplica el Factor de Utilización esperado al final del quinquenio respectivo, con lo cual se determina la potencia total a implementar. A las cantidades de SEDs. resultantes se descuenta el número de SEDs. 10-22.9 KV. instaladas en los quinquenios anteriores; en base a estos resultados se calculará el metrado de laterales 22.9 KV.
- Para los quinquenios siguientes al final de cada uno, se determinará en base a la MD proyectada para cada alimentador las cantidades de SEDs. 22.9 KV. que se necesitan de acuerdo a las potencias óptimas; a estas cantidades se descontará las SEDs. 10-22.9KV. y 22.9KV. instaladas en los quinquenios anteriores; y así sucesivamente.

3.2.4.3. Subestaciones de distribución

a. Alimentadores laterales de media tensión

La definición del equipamiento progresivo de los alimentadores laterales se hace en función del correspondiente equipamiento definido para las subestaciones de distribución.

El procedimiento que se aplica es el siguiente:

- a. El metrado de los laterales MT para llegar a las nuevas SEDs. se determinará en base a la distancia promedio según el análisis de dimensionamiento óptimo de SEDs.
- b. La cantidad de nuevas SEDs. se determina en base al procedimiento de Implementación de SEDs. descrito anteriormente. En base a esas cantidades se calculará el metrado de laterales de 10 y 22.9 KV; dicho análisis considera la instalación de alimentadores laterales por motivo de renovación de SEDs, crecimiento de la demanda y cambio de nivel de tensión.
- c. Para las alternativas donde se modifica el nivel de tensión de distribución primaria (de 10 a 22.9 kV), los laterales de MT respectivos se implementarán para la nueva tensión 22.9 kV.

3.2.4.4. Sistema de Transmisión

a. Subestaciones de Transformación

El objetivo parte de la implementación progresiva de los Sistemas de Transmisión que incluye Líneas de Transmisión y Subestaciones de Transformación, de acuerdo al planeamiento eléctrico para el año 2025.

El procedimiento que se aplica es el siguiente:

- a. Se analiza para cada quinquenio la evolución de la proyección de la demanda coincidente de los alimentadores M.T. existentes y proyectados que se alimentarán de la SET respectiva, de acuerdo a la configuración proyectada de la distribución primaria y al análisis del equipamiento progresivo M.T.
- b. Se analiza la antigüedad de los Transformadores de Potencia existentes, con la finalidad de coincidir la implementación progresiva de los nuevos Transformadores con la Salida de servicio de aquellos Transformadores por cumplimiento de vida útil.
- c. En base a la proyección de la Demanda determinada por el Estudio de Mercado para el área de influencia de la indicada SET, al análisis del equipamiento progresivo de Media Tensión y al Factor de Utilización proyectado, se analiza la disponibilidad de potencia de la SETs. para cada final de quinquenio; a partir de esta información se proyecta la implementación progresiva por ampliación de la demanda de la SET, con lo cual se refuerza la capacidad instalada de la SET.
- d. La salida de fuera de servicio de los Transformadores de Potencia existentes se dará exclusivamente por antigüedad en el caso que se mantenga el mismo nivel de tensión MT 10 KV.; en el caso del cambio de nivel de tensión a 22.9 KV. la salida de fuera de servicio de los Transformadores de Potencia M.T. 10 KV. se puede dar por antigüedad ó por reemplazo para atender la parte del sistema MT

que operará al nuevo nivel de tensión 22.9 kV. , de acuerdo al Estudio de Mercado y al análisis de Equipamiento Progresivo de MT.

3.2.4.5. Líneas de transmisión

Las líneas de transmisión se deberán implementar de acuerdo a la fecha en que se debe poner en servicio una nueva subestación de transformación, para la alternativa de contar con tres de estas, en el sistema de Chiclayo.

La información que sirve de base para este análisis es la siguiente:

- Ubicación proyectada de la nueva SET.
- Proyección de la Capacidad instalada de la nueva SET al final del periodo de estudio.
- Probable trazo de la ruta de la Línea de Transmisión proyectada.

3.2.5. Procedimiento de cálculo de pérdidas técnicas

El procedimiento que se aplica es el siguiente:

- a. Por medio de las simulaciones de Flujos de Carga con el software Cymdist se obtienen los valores de pérdidas de potencia de cada alimentador al final de cada quinquenio.
- b. Para los alimentadores existentes se procesan los Flujos de Carga a partir de las configuraciones actuales registradas en el sistema Máximus, las cuales se transfieren al Cymdist. Este software permite realizar simulaciones y adecuaciones de las condiciones actuales en función de la variación de la máxima demanda cada final de quinquenio. De esta forma podemos obtener los valores de pérdida de potencia para los alimentadores actuales al final de cada quinquenio.
- c. En el caso de los alimentadores proyectados se simulan diagramas unifilares de acuerdo a las áreas de influencia y los trazos proyectados para el año final del estudio de planeamiento. Una vez construido el modelo en el software Cymdist, se procesan los Flujos de Carga para cada final de quinquenio actualizando la Máxima Demanda que le

corresponde, con lo cual se obtienen los valores de pérdidas de potencia para final de quinquenio.

- d. Por interpolación se realiza el cálculo de las pérdidas de potencia anuales para cada alimentador tomando como punto de partida los datos de Máxima Demanda anuales y Pérdidas de Potencia de cada fin de quinquenio calculados anteriormente; cabe indicar que para efecto de la interpolación para cada año se fijan como límites inferior y superior, el inicio y final de cada quinquenio
- e. Con los factores de carga calculados para cada alimentador y las pérdidas de potencia interpoladas en el paso anterior se procede a calcular las pérdidas por energía distribuida.

3.2.6. Alternativas de Equipamiento

a. Alternativa N°01

Esta alternativa de equipamiento consiste en mantener para las mismas zonas de distribución la operación a los actuales niveles de tensión 10 y 22.9 kV., para lo cual se mantienen las 02 actuales Subestaciones de Transformación SECHO y SECHNOR con la misma configuración de transformación de 60/10 kV.; asimismo el transformador elevador 10/22.9 kV. Seguirá atendiendo la zona del actual circuito C212 y los sectores de expansión adyacentes.

Al final del periodo del estudio (año 2025) el equipamiento del sistema de transmisión será el siguiente:

Línea de Transmisión 60 KV. SECHO-SECHNOR

SET SECHO:

Capacidad de Transformación:

1 x 15(18) MVA – 60/10 KV.

1 x 20(24) MVA – 60/10 KV.

1 x 5 MVA – 10/22.9 KV.

Número de Alimentadores 10 KV : 8

Número de Alimentadores 22.9 KV: 1

SET SECHNOR:

Capacidad de Transformación:

3 x 20(24) MVA – 60/10 KV.

Número de Alimentadores 10 KV: 14

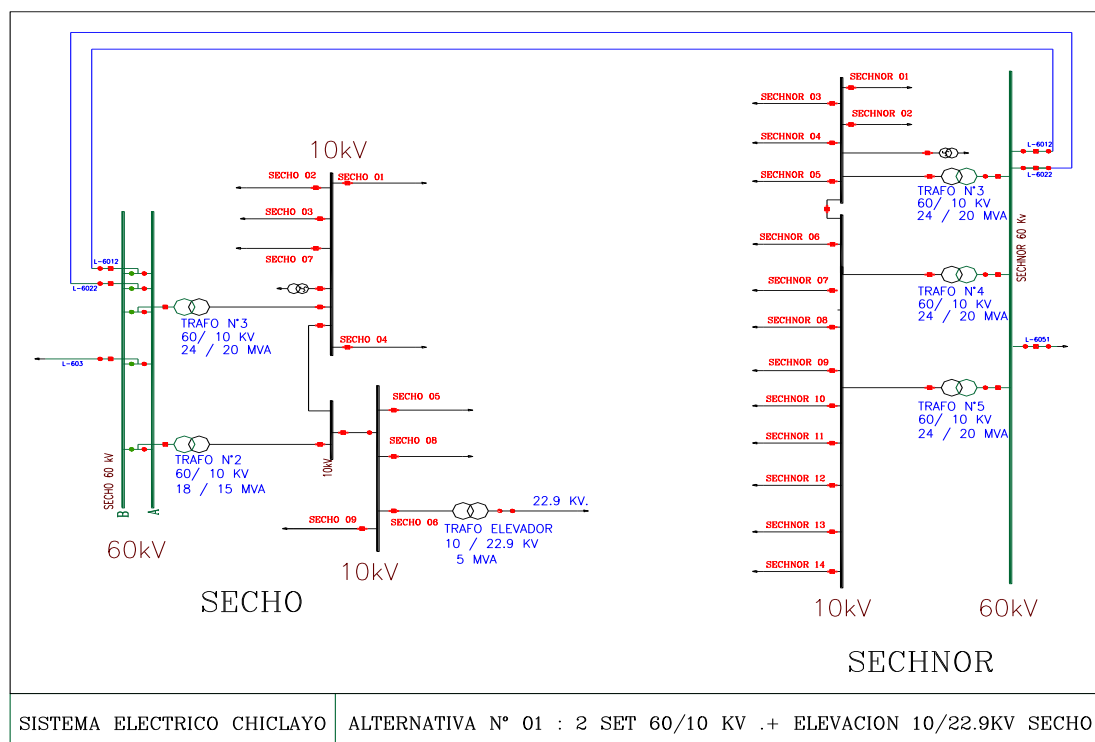


Figura 11. Alternativa N°1 de Equipamiento. Elaboración Propia

b. Alternativa N°02

Esta alternativa de equipamiento consiste en modificar totalmente el nivel de tensión de distribución primaria de 10 a 22.9 kV.; se mantienen las 02 actuales Subestaciones de Transformación SECHO y SECHNOR pero se cambia la configuración de transformación de 60/10 kV. a 60/22.9 kV..

Al final del periodo del estudio (año 2025) el equipamiento del sistema de transmisión será el siguiente:

Línea de Transmisión 60 KV. SECHO-SECHNOR

SET SECHO:

Capacidad de Transformación:

2 x 15(18) MVA – 60/22.9 KV.
 Número de Alimentadores 22.9 KV: 5
 SET SECHNOR:
 Capacidad de Transformación:
 4 x 15(18) MVA – 60/22...9 KV.
 Número de Alimentadores 22.9 KV: 9

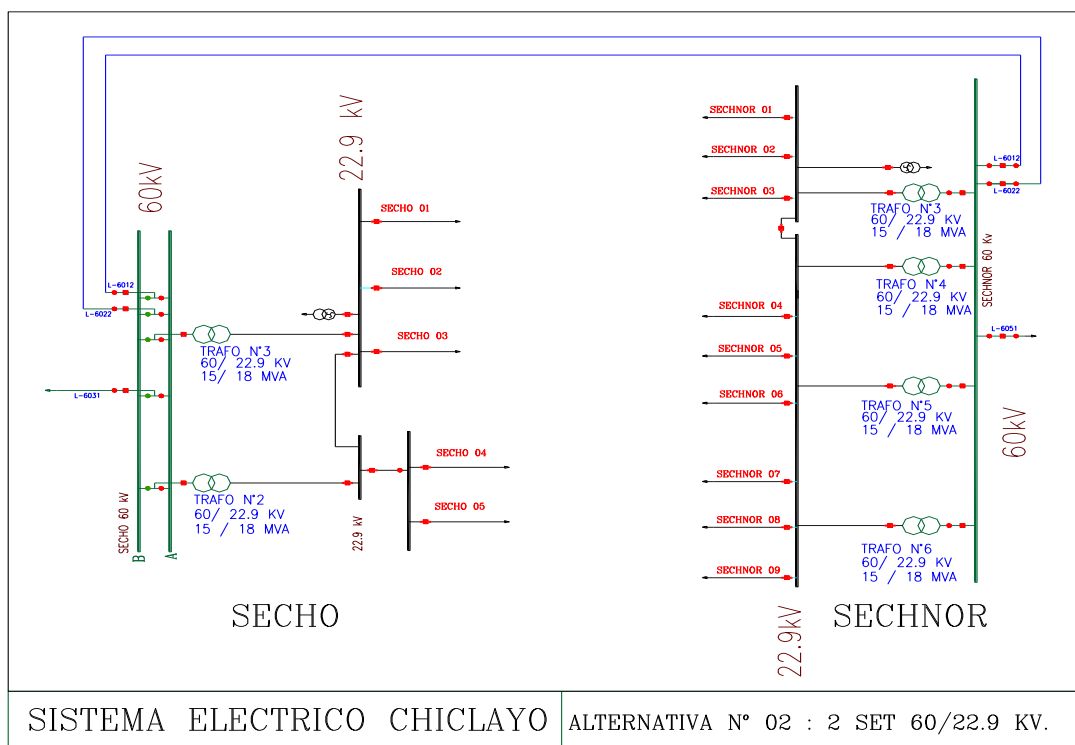


Figura 12. Alternativa N°2 de Equipamiento. Elaboración Propia

c. Alternativa N°03

Esta alternativa de equipamiento consiste en mantener para las mismas zonas de distribución la operación a los actuales niveles de tensión 10 y 22.9 kV., pero con la incorporación de la nueva Subestación de Transformación SECHSUR a las existentes SECHO y SECHNOR; la configuración de transformación es de 60/10_kV. para las 03 SET; en el caso de la SET SECHSUR se implementara la elevación de media tensión 10/22.9 kV. para seguir atendiendo la zona del actual circuito C212 y nuevas zonas : Chosica del Norte y el distrito de Santa Rosa.

Al final del periodo del estudio (año 2025) el equipamiento del sistema de transmisión será el siguiente:

Línea de Transmisión 60 KV. SECHO-SECHNOR

Línea de Transmisión 60 KV. SECHO-SECHSUR: 8 Km.

SET SECHO:

Capacidad de Transformación:

2 x 15(18) MVA – 60/10 KV.

Número de Alimentadores 10 KV: 8

SET SECHNOR:

Capacidad de Transformación:

3 x 15(18) MVA – 60/10 KV.

Número de Alimentadores 10 KV: 11

SET SECHSUR:

Capacidad de Transformación:

1 x 15(18) MVA – 60/10 KV.

2 x 5 MVA – 10/22.9 KV.

Número de Alimentadores 10 KV: 3

Número de Alimentadores 22.9 KV: 2

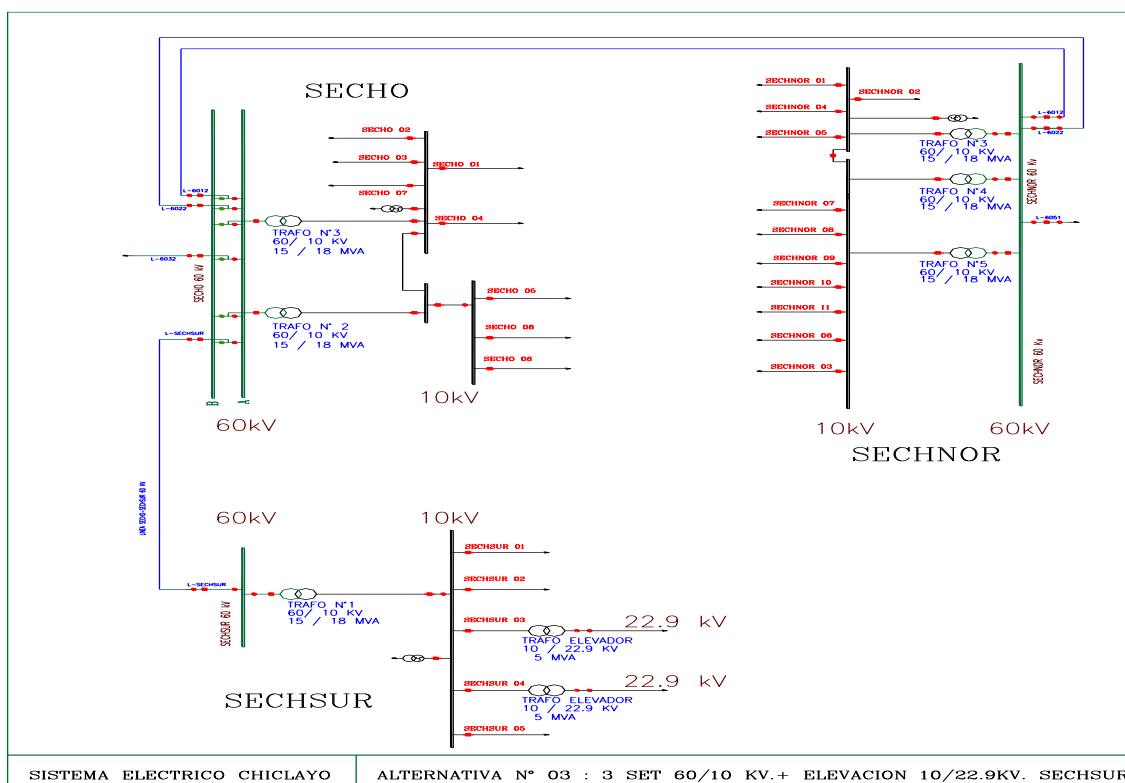


Figura 13. Alternativa N°3 de Equipamiento. *Elaboración Propia*

d. Alternativa N°04

Esta alternativa de equipamiento consiste en modificar parcialmente el nivel de distribución primaria, para lo cual se amplían las zonas de operación al nivel de 22.9 kV.; se considera la incorporación de la nueva Subestación de Transformación SECHSUR a las existentes SECHO y SECHNOR; la configuración de transformación para las SET SECHO y SECHNOR continua al nivel de 60/10_kV.; sin embargo para la SET SECHSUR la configuración será de 60/22.9_kV; desde esta SET se seguira atendiendo al nivel de 22.9 kV. la zona del actual circuito C212; asimismo se incorporan nuevas zonas : Distrito de La Victoria, Chosica del Norte y el distrito de Santa Rosa.

Al final del periodo del estudio (año 2025) el equipamiento del sistema de transmisión será el siguiente:

Línea de Transmisión 60 KV. SECHO-SECHNOR

Línea de Transmisión 60 KV. SECHO-SECHSUR: 8 Km.

SET SECHO:

Capacidad de Transformación:

2 x 15(18) MVA – 60/10 KV.

Número de Alimentadores 10 KV: 8

SET SECHNOR:

Capacidad de Transformación:

3 x 15(18) MVA – 60/10 KV.

Número de Alimentadores 10 KV: 11

SET SECHSUR:

Capacidad de Transformación:

1 x 15(18) MVA – 60/22.9 KV.

Número de Alimentadores 22.9 KV: 3

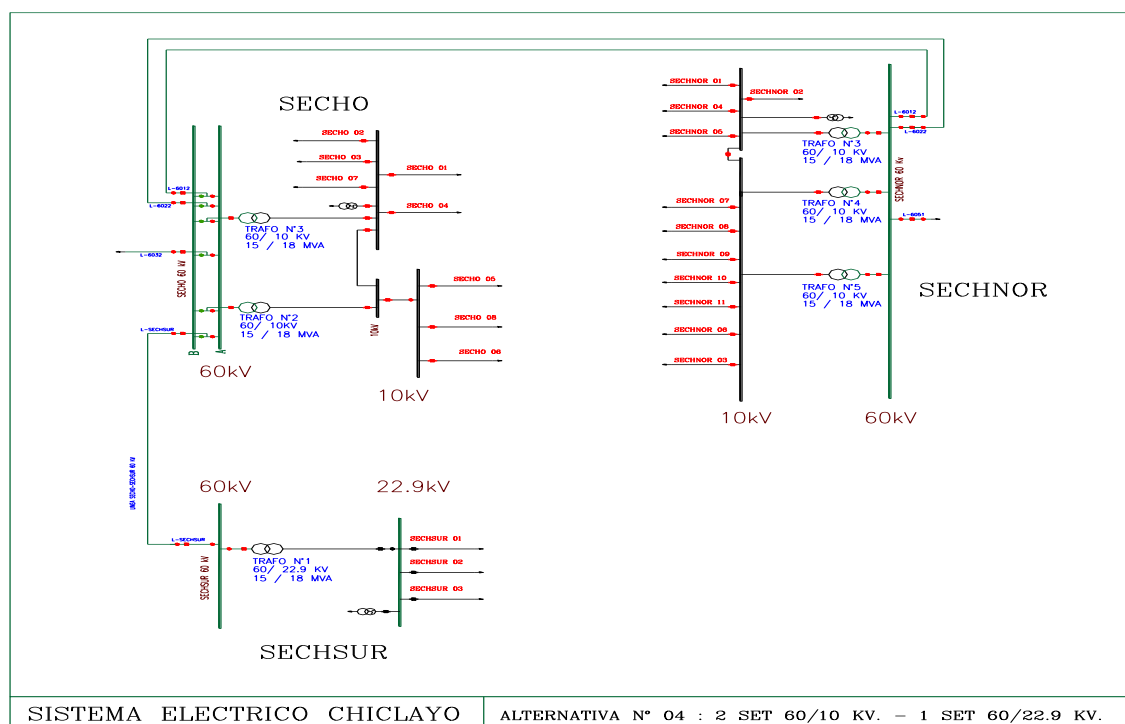


Figura 14. Alternativa N°4 de Equipamiento. Elaboración Propia

3.2.7. Resultados Obtenidos del Sistema de Chiclayo

Tabla 276

Metrado Quinquenal del equipamiento por componentes de media tensión-Sistema Chiclayo

Periodos de inversión	Troncales MT (km)	Laterales MT (km)	Equipamiento protección y maniobramt	Número de SED	Capacidad instalada (MVA)
Alternativa 01					
1er Quinquenio 2007-2010	20.57	49.9	40	177	18.8
2do Quinquenio 2010-2015	16.7	141.9	32	512	58.5
3er Quinquenio 2015-2020	83.52	66.8	88	234	23.4
4to Quinquenio 2020-2025	28.9	136.9	24	474	44.6
Total Alt.01	149.7	395.4	184	1397	145.3
Alternativa 02					
1er Quinquenio 2007-2010	10.18	75.1	89	274	32.7
2do Quinquenio 2010-2015	14.83	144.35	61	514	55.3
3er Quinquenio 2015-2020	58.64	61	129	213	20.9
4to Quinquenio 2020-2025	36.3	47.7	28	169	17.8
Total Alt.02	120	328.2	307	1170	126.7
Alternativa 03					

1er Quinquenio 2007-2010	18.98	48.15	59	172	18.8
2do Quinquenio 2010-2015	30.3	132.45	38	479	55.2
3er Quinquenio 2015-2020	64.075	67	76	234	23
4to Quinquenio 2020-2025	7.89	133.3	16	462	43.7
Total Alt.03	121.2	380.9	189	1347	140.7
Alternativa 04					
1er Quinquenio 2007-2010	18.98	56.45	59	200	21.1
2do Quinquenio 2010-2015	37.95	159.6	38	570	62.3
3er Quinquenio 2015-2020	64.075	70.85	72	247	24.1
4to Quinquenio 2020-2025	19.88	136.25	8	472	44.5
Total Alt.04	140.885	423.15	177	1489	151.95

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 28

Metrado Quinquenal del equipamiento por componentes de transmisión-Sistema Chiclayo

Periodo	L.T.60 KV (KM)	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN					
		CELDAAT	CELDA TRANSFORM	TRAFO DE POTENCIA	TRANSFORMADOR ELEVADOR 5MVA- 10/22.9KV	EDIFICIO SET	CELDAMT
Alternativa 01							
1er Quinquenio 2007-2010	0	0	2	2	0	0	4
2do Quinquenio 2010-2015	0	0	1	1	0	0	2
3er Quinquenio 2015-2020	0	0	2	2	0	0	2
4to Quinquenio 2020-2025	0	0	0	0	0	0	0
Total Alt.01	0	0	5	5	0	0	8
Alternativa 02							
1er Quinquenio 2007-2010	0	0	3	3	0	0	2
2do Quinquenio 2010-2015	0	0	2	2	0	0	3
3er Quinquenio 2015-2020	0	0	2	2	0	0	7
4to Quinquenio 2020-2025	0	0	1	1	0	0	2
Total Alt.02	0	0	8	8	0	0	14
Alternativa 03							
1er Quinquenio 2007-2010	0	0	2	2	0	0	4
2do Quinquenio 2010-2015	8	2	2	2	0	1	5

3er Quinquenio 2015-2020	0	0	2	2	1	0	0
4to Quinquenio 2020-2025	0	0	0	0	0	0	0
Total Alt.03	8	2	6	6	1	1	9
Alternativa 04							
1er Quinquenio 2007-2010	0	0	2	2	0	0	4
2do Quinquenio 2010-2015	8	2	1	2	0	1	3
3er Quinquenio 2015-2020	0	0	2	2	0	0	0
4to Quinquenio 2020-2025	0	0	0	0	0	0	0
Total Alt.04	8	2	5	6	0	1	7

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 29

Inversiones del Sistema Eléctrico Chiclayo

Ítem	Alternativas	Descripción	Desembolsos de las inversiones				Total (\$US)	Comparación
			Año 2 2008	Año 7 2013	Año 12 2018	Año 17 2023		
1	Alternativas N° 01	2SET 60/10 KV+ELEVACION 10/22.9KV SECHO	4, 956, 091	8, 656, 032	7, 768, 888	7, 473, 871	28, 854, 881	100%
2	Alternativas N° 02	2 SET 60/22.9 KV	7, 261, 504	9, 576, 806	7, 568, 947	4, 704, 903	29, 112, 160	101%
3	Alternativas N° 03	3SET 60/10KV+ELEVACION 10/22.9 KV SECHS	5, 135, 086	11, 767.860	6, 701, 250	7, 105, 441	30, 709, 637	106%
4	Alternativas N° 04	2 SET 60/10 KV -1SET 60/22.9KV	5, 165, 221	12, 127, 269	6, 492, 136	6, 732, 594	30, 517, 219	106%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 30

Gastos de Operación y Mantenimiento del Sistema Eléctrico Chiclayo

Ítem	Alternativas	Descripción	Desembolsos de las inversiones				Total (\$US)	Comparación
			Año 2 2008	Año 7 2013	Año 12 2018	Año 17 2023		
1	Alternativas N° 01	2SET 60/10 KV+ELEVACION 10/22.9KV SECHO	198, 179	552, 872	860, 140	1, 180, 557	11, 597, 626	100%
2	Alternativas N° 02	2 SET 60/22.9 KV	381, 249	916, 788	1, 326, 669	1, 587, 742	17, 886, 755	154%
3	Alternativas N° 03	3SET 60/10KV+ELEVACION 10/22.9 KV SECHS	206, 914	689, 971	955, 910	1, 263, 174	13, 053, 496	113%
4	Alternativas N° 04	2 SET 60/10 KV -1SET 60/22.9KV	213, 752	740, 278	1, 007, 721	1, 312, 374	13, 745, 877	119%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 31

Costos de las pérdidas técnicas de media tensión y transmisión del Sistema Eléctrico Chiclayo

Ítem	Alternativas	Descripción	Desembolsos de las inversiones				Total (\$US)	Comparación
			Año 2 2008	Año 7 2013	Año 12 2018	Año 17 2023		
1	Alternativas N° 01	2SET 60/10 KV+ELEVACION 10/22.9KV SECHO	377, 640	437, 866	541, 126	668, 283	9, 808, 920	167%
2	Alternativas N° 02	2 SET 60/22.9 KV	332, 791	334, 123	243, 638	318, 595	5, 869, 449	100%
3	Alternativas N° 03	3SET 60/10KV+ELEVACION 10/22.9 KV SECHS	341, 708	348, 683	460, 929	599, 810	8, 501, 256	145%
4	Alternativas N° 04	2 SET 60/10 KV -1SET 60/22.9KV	349, 744	347, 593	452, 039	576, 645	8, 358, 968	142%

Fuente: Elaboración Propia

3.2.8. Evaluación Económica y Sensibilidad**3.2.8.1. Comparación Económica del Sistema de Chiclayo**

Tabla 32

Costos de inversión quinquenal por componentes de transmisión-Sistema Chiclayo

Periodo de las alternativas	L.T.60 KV (\$)	SET (\$)
Alternativa 01		
1er Quinquenio 2007-2010	0	1, 558, 800
2do Quinquenio 2010-2015	0	844, 400
3er Quinquenio 2015-2020	0	1, 686, 300
4to Quinquenio 2020-2025	0	0
Total Alt.01	0	4, 089, 500
Alternativa 02		
1er Quinquenio 2007-2010	0	2, 177, 670
2do Quinquenio 2010-2015	0	1, 562, 740
3er Quinquenio 2015-2020	0	1, 770, 240
4to Quinquenio 2020-2025	0	848, 870
Total Alt.02	0	6, 359, 520
Alternativa 03		
1er Quinquenio 2007-2010	0	1, 428, 800
2do Quinquenio 2010-2015	680000	2, 649, 300
3er Quinquenio 2015-2020	0	1, 596, 300
4to Quinquenio 2020-2025	0	0
Total Alt.03	680000	5, 674, 400
Alternativa 04		
1er Quinquenio 2007-2010	0	1, 428, 800
2do Quinquenio 2010-2015	680000	2, 701, 270
3er Quinquenio 2015-2020	0	1, 423, 800
4to Quinquenio 2020-2025	0	0

Total Alt.04	680000	5, 553, 870
---------------------	---------------	--------------------

Fuente: Elaboración Propia

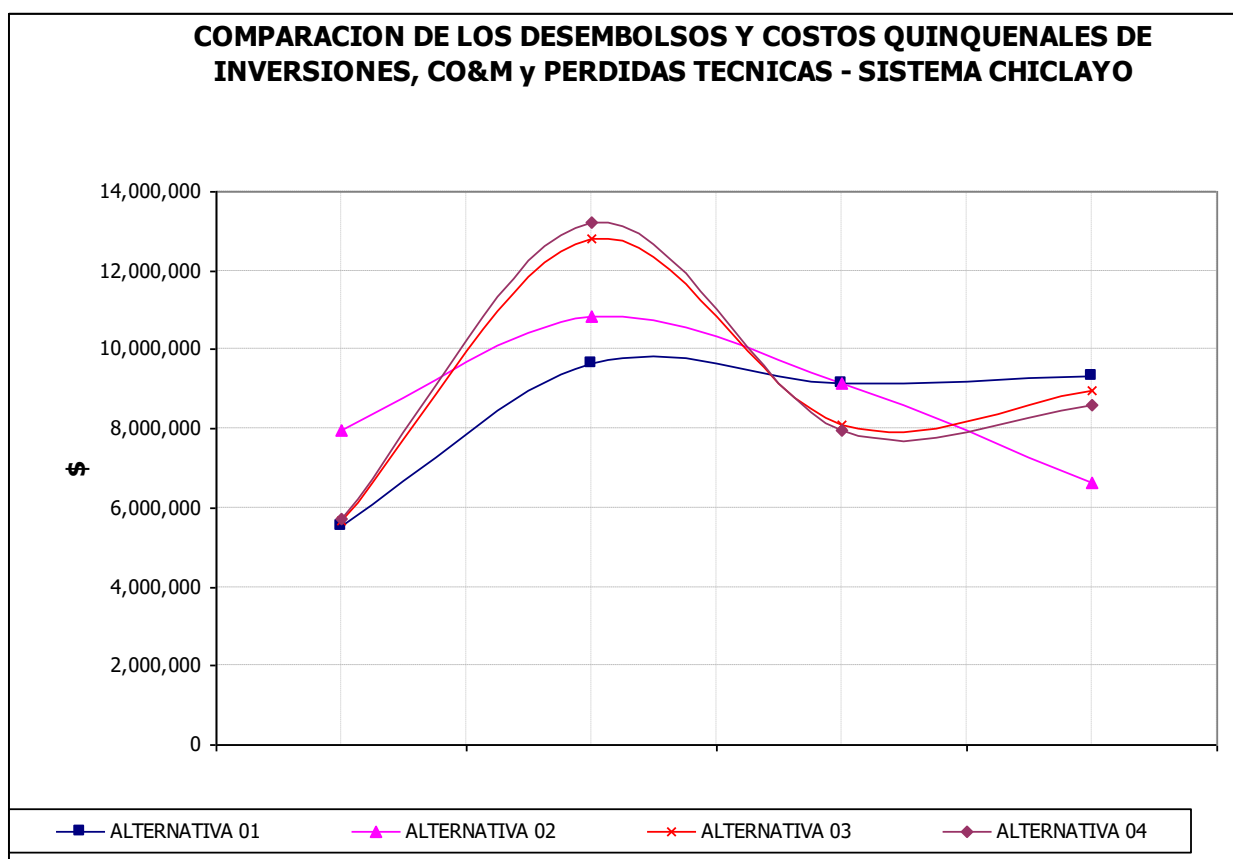


Figura 15. Comparación de los desembolsos y costos quinquenales de inversiones, costos de operación y mantenimiento, y pérdidas técnicas del Sistema Eléctrico de Chiclayo. Elaboración Propia

3.2.9. Análisis de Sensibilidad

En base a los valores de un escenario inicial, se procesan los resultados para las diferentes alternativas; las diversas variables que se manejan en el proceso pueden ser modificadas posteriormente, lo cual origina diversos escenarios.

Los resultados obtenidos en los diversos escenarios son comparados entre sí, lo cual facilita el análisis de los diversos escenarios; esto facilita la toma de decisiones para la selección de la alternativa más correcta.

3.2.10. Variables de Sensibilidad

En el presente estudio se han procesado los siguientes parámetros para el análisis de sensibilidad:

- Sensibilidad por variación de la Tasa de Descuento.
- Sensibilidad por variación de los Costos de Media Tensión.
- Sensibilidad por variación de los Costos de Transmisión.
- Sensibilidad por variación de los Costos de Operación y Mantenimiento.
- Sensibilidad por Variación del Factor de Utilización esperado de la SED
- Sensibilidad por variaciones de las longitudes promedio de los alimentadores laterales M.T. de las SED
- Sensibilidad por Desplazamiento de Inversiones en un mismo quinquenio.
- Sensibilidad por Postergación de Inversiones de un quinquenio a otro.

Aplicando el análisis de sensibilidad por variable analizada se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 33

Variación de la tasa de interés anual

Tasa de descuento	VAC Alternativa 01	VAC Alternativa 02	VAC Alternativa 03	VAC Alternativa 04
9%	18, 104, 438	21, 232, 591	19, 372, 429	19, 716, 170
	100%	117%	107%	109%
12%	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 329, 463	16, 616, 106
	100%	119%	107%	109%
15%	12, 921, 988	15, 550, 555	13, 905, 603	14, 147, 388
	100%	120%	108%	109%
18%	11, 111, 779	13, 533, 962	11, 968, 168	12, 174, 067
	100%	122%	108%	110%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 34

Variación del factor costo red media tensión 22.9 Kv

Factor costo Red MT 22.9kv	VAC (Alternativa 01)	VAC (Alternativa 02)	VAC (Alternativa 03)	VAC (Alternativa 04)
105%	15, 183, 103	17, 770, 715	16, 286, 388	16, 541, 440
	100%	117%	107%	109%
110%	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 329, 463	16, 616, 106
	100%	119%	107%	109%
115%	15, 229, 813	18, 367, 533	16, 372, 538	16, 690, 772
	100%	121%	108%	110%
120%	15, 253, 167	18, 665, 942	16, 415, 613	16, 765, 439
	100%	122%	108%	110%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 75

Variación de factor de costos de sed 22.9 Kv

Factor costo sed MT 22.9kv	VAC (Alternativa 01)	VAC (Alternativa 02)	VAC (Alternativa 03)	VAC (Alternativa 04)
105%	15, 186, 618	17, 947, 948	16, 304, 286	16, 567, 375
	100%	118%	107%	109%
110%	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 329, 463	16, 616, 106
	100%	119%	107%	109%
115%	15, 226, 299	18, 190, 300	16, 354, 640	16, 664, 837
	100%	119%	107%	109%
120%	15, 246, 139	18, 311, 476	16, 379, 817	16, 713, 568
	100%	120%	107%	110%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 36

Variación del factor costo sed 10- 22.9 Kv

Factor costo sed 10- 22.9kv	VAC (Alternativa 01)	VAC (Alternativa 02)	VAC (Alternativa 03)	VAC (Alternativa 04)
105%	15, 206, 458	17, 799, 633	16, 329, 463	16, 604, 618
	100%	117%	107%	109%
110%	15, 206, 458	17, 934, 378	16, 329, 463	16, 616, 106
	100%	118%	107%	109%
115%	15, 226, 458	18, 069, 124	16, 329, 463	16, 616, 106
	100%	119%	107%	109%
120%	15, 206, 458	18, 203, 870	16, 329, 463	16, 621, 850
	100%	120%	107%	109%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 37

Variación del factor de costos de línea de transmisión

Factor costo línea de transmisión	VAC (Alternativa 01)	VAC (Alternativa 02)	VAC (Alternativa 03)	VAC (Alternativa 04)
80%	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 260, 348	16, 546, 991
	100%	119%	107%	109%
90%	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 329, 463	16, 616, 106
	100%	119%	107%	109%
100%	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 329, 463	16, 616, 106
	100%	119%	107%	109%
110%	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 364, 021	16, 650, 663
	100%	119%	108%	109%
120%	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 398, 578	16, 685, 221
	100%	119%	108%	110%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 38

Variación del factor de costos de set

Factor costo SET	VAC (Alternativa 01)	VAC (Alternativa 02)	VAC (Alternativa 03)	VAC (Alternativa 04)
50%	14, 031, 167	16, 373, 117	14, 769, 989	15, 062, 782
	100%	119%	107%	109%
80%	14, 736, 342	17, 390, 721	15, 705, 673	15, 994, 776
	100%	119%	107%	109%
90%	14, 971, 400	17, 729, 923	16, 017, 568	16, 305, 441
	100%	119%	107%	109%
100%	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 329, 463	16, 616, 106
	100%	119%	108%	109%
110%	15, 441, 516	18, 408, 325	16, 641, 358	16, 926, 771
	100%	119%	108%	110%
120%	15, 676, 575	18, 747, 527	16, 953, 253	17, 237, 435
	100%	120%	108%	110%
150%	16, 381, 749	19, 765, 131	17, 888, 937	18, 169, 430
	100%	126%	114%	116%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 39

Variación del porcentaje de costo de operación y mantenimiento en media tensión 10 Kv.

Variación de CO y M_MT	VAC (Alternativa 01)	VAC (Alternativa 02)	VAC (Alternativa 03)	VAC (Alternativa 04)
2.0%	14, 132, 664	18, 069, 124	15, 266, 702	15, 683, 065
	100%	127.85%	108.02%	110.97%
4.0%	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 329, 463	16, 616, 106
	100%	118.83%	107.39%	109.27%
6.0%	16, 280, 252	18, 069, 124	17, 392, 224	17, 549, 147
	100%	110.99%	106.83%	107.79%
8.0%	17, 354, 045	18, 069, 124	18, 454, 985	18, 482, 188
	100%	104.12%	106.34%	106.50%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 40

Variación del porcentaje de costos de operación y mantenimiento media tensión 22.9 Kv.

Variación de CO y M_MT 22.9 KV	VAC (Alternativa 01)	VAC (Alternativa 02)	VAC (Alternativa 03)	VAC (Alternativa 04)
2.0%	14, 992, 968	15, 317, 934	15, 993, 913	15, 981, 227
	100%	102.17%	106.68%	106.59%
4.0%	15, 099, 713	16, 693, 529	16, 161, 688	16, 298, 667
	100%	110.56%	107.03%	107, 94%
6.0%	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 329, 463	16, 616, 106
	100%	118.83%	107.39%	109.27%
8.0%	15, 313, 203	19, 444, 719	16, 497, 238	16, 933, 545
	100%	126.98%	107.73%	110.58%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 41

Variación del porcentaje de costos de operación y mantenimiento transmisión

Variación de CO y M transmisión	VAC (Alternativa 01)	VAC (Alternativa 02)	VAC (Alternativa 03)	VAC (Alternativa 04)
2.0%	14, 977, 766	17, 738, 491	15, 994, 019	16, 281, 820
	100%	118.43%	106.79%	108.71%
3.5%	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 161, 688	16, 298, 667
	100%	118.83 %	107.03%	107, 94%
5.0%	15, 435, 150	18, 399, 758	16, 664, 907	16, 950, 392
	100%	119.21%	107.97%	109.82%
6.5%	15, 663, 842	18, 730, 391	17, 000, 351	17, 284, 677
	100%	119.58%	108.53%	110.35%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 42

Variación del factor de utilización Sed

Factor utilización	VAC (Alternativa 01)	VAC (Alternativa 02)	VAC (Alternativa 03)	VAC (Alternativa 04)
0.50%	17, 296, 777	22, 773, 600	18, 380, 182	19, 111, 185
	100%	132%	106%	110%
0.70%	15, 946, 090	19, 555, 133	16, 997, 423	17, 420, 170
	100%	123%	107%	109%
0.85%	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 329, 463	16, 616, 106
	100%	119%	107%	109%
1.00%	14, 785, 967	17, 045, 738	15, 865, 284	16, 067, 353
	100%	115%	107%	109%
1.10%	14, 551, 576	16, 569, 219	15, 590, 782	15, 723, 023
	100%	114%	107%	108%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 43

Variación de la longitud promedio de los alimentadores laterales M.T de la Sed 75 KVA

Longitud promedio lateral M.T.-SED75 KVA	VAC (Alternativa 01)	VAC (Alternativa 02)	VAC (Alternativa 03)	VAC (Alternativa 04)
200 m	14, 390, 124	17, 211, 080	15, 542, 985	15, 772, 488
	100%	120%	108%	110%
300 m	15, 022, 792	18, 069, 124	16, 329, 463	16, 616, 106
	100%	119%	107%	109%
400 m	16, 022, 792	18, 927, 168	17, 115, 941	17, 459, 724
	100%	118%	107%	109%
500 m	16, 839, 125	19, 785, 212	17, 902, 419	18, 303, 342
	100%	117%	106%	109%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 84

Variación de la longitud promedio de los alimentadores laterales M.T de la Sed 160 KVA

Longitud promedio lateral M.T.-SED75 KVA	VAC (Alternativa 01)	VAC (Alternativa 02)	VAC (Alternativa 03)	VAC (Alternativa 04)
200 m	15, 074, 102	17, 795, 633	16, 177, 650	16, 464, 293
	100%	118%	108%	109%
250 m	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 329, 463	16, 616, 106
	100%	119%	107%	109%
300 m	15, 365, 814	18, 342, 616	16, 481, 276	16, 767, 919
	100%	119%	107%	109%
350 m	15, 525, 170	18, 616, 107	16, 633, 089	16, 919, 732
	100%	120%	107%	109%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 45

9Variación de la longitud promedio de los alimentadores laterales M.T de la Sed 250 KVA

Longitud promedio lateral SED 250 KVA	VAC (Alternativa 01)	VAC (Alternativa 02)	VAC (Alternativa 03)	VAC (Alternativa 04)
100 m	15, 171, 787	18, 048, 479	16, 289, 676	16, 576, 319
	100%	119%	107%	109%
200 m	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 329, 463	16, 616, 106
	100%	119%	107%	109%
300 m	15, 241, 129	18, 089, 769	16, 369, 250	16, 655, 893
	100%	119%	107%	109%
400 m	15, 275, 800	18, 110, 414	16, 409, 037	16, 695, 680
	100%	119%	107%	109%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 46

Variación por desplazamiento de las inversiones en cada quinquenio

Año de la inversión	VAC (Alternativa 01)	VAC (Alternativa 02)	VAC (Alternativa 03)	VAC (Alternativa 04)
Inicio del quinquenio	18, 912, 418	22, 036, 657	20, 119, 969	20, 474, 185
	100%	117%	106%	108%
Mitad del quinquenio	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 329, 463	16, 616, 106
	100%	119%	107%	109%
Final del quinquenio	11, 866, 356	13, 896, 940	12, 375, 836	12, 600, 846
	100%	117%	104%	106%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 47

Variación por postergación de las inversiones a otro quinquenio

Quinquenio a partir del cual se posterga la inversión	VAC (Alternativa 01)	VAC (Alternativa 02)	VAC (Alternativa 03)	VAC (Alternativa 04)
1er quinquenio	8, 401, 196	9, 343, 676	8, 718, 221	8,855, 688
	100%	111.22%	103.77%	105.41%
2do quinquenio	10, 868, 009	13, 250, 482	11, 279, 204	11, 449, 800
	100%	121.92%	103.78%	105.35%
3er quinquenio	13, 418, 923	16, 334, 120	14, 748, 723	15, 077, 727
	100%	121.72%	109.91%	112.36%
4to quinquenio	14, 787, 848	17, 782, 344	15, 930, 453	16, 232, 740
	100%	120.25%	107.73%	109.77%

Fuente: Elaboración Propia

3.2.11. Selección de la mejor alternativa y plan general de obras e inversiones

Como resultado final de las evaluaciones y análisis efectuados, cuyos detalles se han presentado en los capítulos precedentes, se muestra a continuación los siguientes resultados:

Tabla 10

Valor actualizado de costos

Componente	Alternativa 01	Alternativa 02	Alternativa 03	Alternativa 04
Transmisión	1, 816, 967	2, 620, 536	2, 681, 821	2, 672, 223
Media tensión	7, 027, 422	8, 203, 245	7, 325, 503	7, 448, 721
COyM	3, 001, 437	4, 898, 263	3, 411, 549	3, 598, 400
Perdidas	3, 360, 631	2, 347, 080	2, 910, 590	2, 896, 762
Total	15, 206, 458	18, 069, 124	16, 329, 463	16, 616, 106
	100%	119%	107%	109%

Fuente: Elaboración Propia

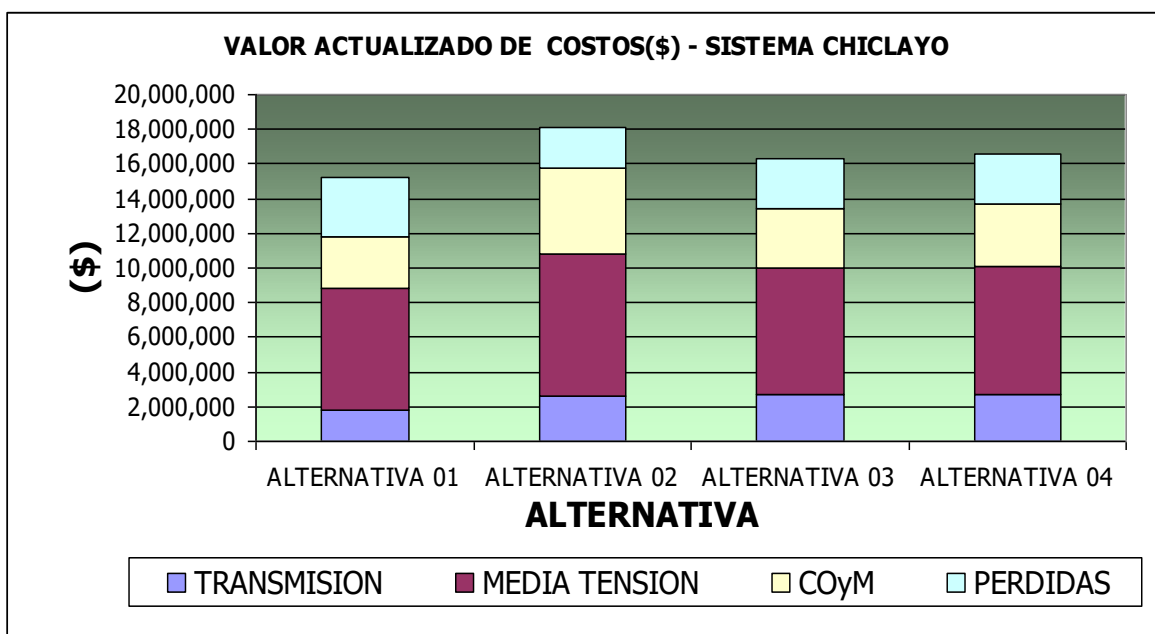


Figura 16. Valor actualizado de costos. Elaboración Propia

3.2.12. Metodología para el desarrollo del plan general de obras e inversiones

Debido a la escasez de los recursos, se trata de realizar una programación eficiente del equipamiento progresivo; normalmente la elaboración del Plan General de Obras e Inversiones (PGOE) sigue la siguiente secuencia:

- Definición de las obras necesarias y sus respectivos componentes.
- Clasificación de las obras o rubros de inversión por renovaciones y ampliaciones.
- Definición de prioridades y selección de obras
- Detalle
- Análisis y aprobación
- Seguimiento y control

El período cubierto por el PGOE varía entre 2 a 5 años, presentándose de manera más detallada para los primeros años.

Siendo necesario establecer una escala de prioridades, para posibilitar el posterior proceso de adecuación del programa general de obras e inversiones a los recursos existentes, se ha calculado el grado de priorización en base a la asignación de pesos de parámetros considerados representativos en el análisis del mercado y la operación del sistema.

Para la tabla de prioridades se detalla a continuación:

Tabla de Reformas: en esta se indica los parámetros y respectivas ponderaciones a ser considerados en el cálculo del grado de priorización para obras de reforma o mejora de redes. Específicamente para los aspectos considerados, a continuación se explican los criterios de utilización de las obras.

a. Condiciones mecánicas

Buenas:

- Postería: normalizada y en perfectas condiciones
- Transformadores: normalizados y en buenas condiciones
- Conductor: normalizados y en buenas condiciones
- Armados: Normalizados y en buenas condiciones.

Regulares:

- Postería: no normalizada pero aprovechable, fuera de alineamiento
- Transformadores: conservación inadecuada, pueden recuperarse
- Conductor: Flecha fuera de estándar, pero aprovechable
- Armados : Fuera de estándar pero aprovechable

Malas:

- Postería: con rajaduras a la vista, altura insuficiente
- Transformadores: presentar peligro en cuanto a seguridad de operación y maniobra de equipos accesorios.
- Conductor: Envejecido, necesidad de reemplazo
- Armados : Instalación o fijación inadecuada

Pésimas:

- Poste de concreto: no estándar e inaprovechable armadura a la vista, altura insuficiente.
- Poste de madera: no estándar e inaprovechable, fracturas en la punta, altura insuficiente.
- Transformadores: no estándar e inaprovechable.
- Conductor: muy parchado flecha fuera de norma, inaprovechable e inadecuado
- Estructuras: no estándar e inaprovechable

b. Condiciones estéticas

Buenas:

- Postería adecuada al tipo de vía pública
- Red nueva y normalizada

Regulares:

- Postería fuera de alineamiento
- Existencia de algunos postes fuera de norma e inadecuados al tipo de vía pública
- Conductores desbalanceados

Malas:

- Postería inadecuada al tipo de vía pública
- Estructuras fuera de normas y muy disímiles
- Vanos medios muy irregulares
- Conductores sin posibilidad de regular el tensionado.

Pésimas:

- Red totalmente inadecuada al tipo de vía pública.
- Estructuras fuera de normas e inaprovechables.

c. Duración equivalente de interrupción por consumidor:

Este índice de calidad de servicio debe ser utilizado como uno de los factores más importantes para determinar la prioridad de las obras a realizar.

Tabla 49

Factores de ponderación para obras de reformas y remodelación de redes

FACTOR DE PONDERACIÓN		PESO DE PONDERACIÓN					
		0	1	2	3	4	5
M1	VALOR DE LA OBRA /Nº DE CONSUMIDORES BENEFICIADOS	Más de 125	Entre 125 y 100	Entre 100 y 75	Entre 75 y 50	Entre 50 y 25	Menos de 25
FACTOR DE PONDERACIÓN		PESO DE PONDERACIÓN					
		0	2	4	6	8	10
M2	% SECTORES CON CAIDAS DE TENSIÓN SUPERIOR A 5% EN ÁREA DE REFORMA	<3%	3% a 8%	8% a 15%	15% a 35%	35% a 50%	>50%
FACTOR DE PONDERACIÓN		PESO DE PONDERACIÓN					
		0	3	6	10		

M3	CONDICIONES MECANICAS DE LA RED A SER REFORMADAS	BUENA	REGULAR	MALA	PÉSIMA		
	FACTOR DE PONDERACIÓN	0	2	3	5		
M4	CONDICIONES ESTÉTICAS DE LA RED EN ÁREA DE REFORMA	BUENA	REGULAR	MALA	PÉSIMA		
	FACTOR DE PONDERACIÓN	0	2	4	6	8	10
M5	DURACIÓN EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN POR CONSUMIDOR (DEK)	<1.5	1.5 A 2.0	2.0 A 2.5%	2.5 A 3.0	3.0 A3.5	>3.5
	FACTOR DE PONDERACIÓN	0	1	2	3	4	5
M6	CONSUMO MEDIO MENSUAL RESIDENCIAL (KWH) EN ÁREA DE REFORMA	<30	30 A 50	50 A 100	100 A 150	150 A 200	>200
	FACTOR DE PONDERACIÓN	0	1	2	3	4	5
M7	VENTAS DE ENERGIA TOTAL (BT+MT) AÑO 2006 (MWH)	<3000	3000 A 6000	6000 A 9000	9000 A 12000	12000 A 15000	>15000
	FACTOR DE PONDERACIÓN	0	1	2	3	4	5

Fuente: Elaboración Propia

Para la tabla de ampliaciones se detalla a continuación:

Se usa para determinar el grado de priorización de obras de ampliación.

Tabla 50

Factores de ponderación para obras de ampliación de redes

A1	VALOR DE LA OBRA/INCREMENTO VENTA ENERGÍA DOMÉSTICA 2007-2010 MWH	Más de 125	Entre 125 y 100	Entre 100 y 75	Entre 75 y 50	Entre 50 y 25	Menos de 25
	FACTOR DE PONDERACIÓN	0	1	2	3	4	5
A2	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL RESIDENCIAL PROYECTADO (BT) AÑO 2010 (KWH)	Menos de 30	Entre 30 y 50	Entre 50 y 100	Entre 100 y 150	Entre 150 y 200	Mayor de 200
	FACTOR DE PONDERACIÓN	0	1	2	3	4	5
A3	VENTAS DE ENERGIA TOTAL (BT+MT) PROYECTADO AÑO 2010 (MWH)	<3000	3000 A 6000	6000 A 9000	9000 A 12000	12000 A 15000	>15000
	FACTOR DE PONDERACIÓN	0	1	2	3	4	5

A4	DENSIDAD DE CARGA						
	AÑO 2010 PROYECTADA (KW./KM2)	<2000	2000 A 4000	4000 A 6000	6000 A 8000	8000 A 10000	>10000

Fuente: Elaboración Propia

El grado de priorización se calcula en función de los pesos de las tablas indicadas, mediante las fórmulas:

$$Gpr = \frac{\sum Mi}{50}$$

$$Gpa = \frac{\sum Ai}{20}$$

Donde:

Gpr = Grado de priorización de obras de reformas y mejoras

Gpa = Grado de priorización de ampliación

Mi = Ponderación de cada uno de los 7 factores para obras de reformas o mejoras.

Ai = Ponderación de cada uno de los 4 factores para obras de ampliación.

3.2.13. Selección de las obras

A partir de la definición del grado de priorización, las obras son clasificadas en obras de prioridad, compatibilizando los recursos disponibles y las obras propuestas.

3.2.14. Seguimiento y control

La implementación práctica de lo establecido en el PGOE, debe ser convenientemente seguida y controlada, de modo que sea posible utilizar, a través de los datos que se recojan de la experiencia obtenida, como fuente de realimentación de información que, tomadas en consideración, permita la obtención de una convergencia cada vez mayor entre lo previsto y lo realmente ocurrido.

3.2.15. Metrados y Valorizaciones quinquenales de media tensión

Los metrados y valorizaciones quinquenales de media tensión de la alternativa N°01 se muestra a continuación para el sistema de Chiclayo.

Tabla 51

Metrado de troncales y laterales por renovación en media tensión 2007-2010-Alternativa N° 01

SET	ÁREA DE INFLUENCIA ALIMENTADOR M.T. PROYECTADO	ALIMENTADOR EXISTENTE EN ÁREA DE INFLUENCIA PROYECTADO	METRADO DE TRONCALES MEDIA TENSIÓN (KM)						METRADO DE LATERALES M.T. (KM)					
			10 KV			22.9 KV			10 KV			22.9 KV		
			AÉR EO	AÉR RE	SUBTER R.N2XS	AÉR EO	AÉR RE	SUBTER R.N2XS	ALU MINI	CO BR	SUBTER R.N2XS	ALU MINI	CO BR	SUBTER R.N2XS
			ALU O 3- MINI 1X12 O 3- MM2 AL	O CO BR E 1X 70 M M2 CU	Y 3- 1X185M M2 S	ALU O 3- MINI 1X12 0MM 3- 2 AL	O CO BR E 1X 70 M M2 CU	Y 3- 1X185M M2 S	O 3- 1X50 MM2	E 3- 1X 35 M M2	Y 3- 1X50 MM2	O 3- 1X50 MM2	E 3- 1X 35 M M2	Y 3- 1X50 MM2
SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246	2.2	0	0	0	0	0	2.5	0	0	0	0	0
	SECHNOR_02	C246	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_03	C237	0	0	0	0	0	0	0.85	0	0	0	0	0
	SECHNOR_04	C234	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_05	C215	2.2	0	1.5	0	0	0	1.25	0	0	0	0	0
	SECHNOR_06	C234	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_07	C245	0	0	0	0	0	0	1.25	0	0	0	0	0
	SECHNOR_08	C211, C245	3.8	0	0	0	0	0	0.75	0	0	0	0	0
	SECHNOR_09	C236	0	0	0	0	0	0	0.3	0	0	0	0	0
	SECHNOR_10	C238	0	0	0	0	0	0	0.25	0	0	0	0	0
	SECHNOR_11	C236	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_12	C233	0	0	0	0	0	0	0.9	0	0	0	0	0
	SECHNOR_13	C244, C248	0	0	0	0	0	0	0.6	0	0	0	0	0
	SECHNOR_14	C237	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SECHO	TOTAL SECHNOR		8.2	0	1.5	0	0	0	8.7	0	0	0	0	0
	SECHO_01	C211	0	0	0	0	0	0	1.2	0	0	0	0	0
	SECHO_02	C211, C221	5.3	0	0	0	0	0	1.7	0	0	0	0	0
	SECHO_03	C217	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_04	C217	5.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_05	C237	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_06	C212	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.3	0
	SECHO_07	C214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_08	C216	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_09	C219	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL SECHO			10.8	0	0	0	0	0	2.9	0	0	0	0.3	0
TOTAL			19	0	1.5	0	0	0	11.6	0	0	0	0.3	0

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 52

Metrado del equipamiento de distribución de media tensión por renovación en media tensión 2007-2010

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	EQUIPAMIENTO								SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION								
			PUESTO SECCIONAMIENTO DE TRONCALES / ENLACES				PUESTO DERIVACION DE LATERALES				SED 10 kV./BT			SED 10-22.9 kV./BT			SED 22.9 kV. / BT		
			10 kV.		22.9 kV.		10 kV.		22.9 kV.		75	160	250	75	160	250	75	160	250
			AEREO	INTERIO R	AEREO	INTERIO R	AEREO	INTERIO R	AERE O	INTERIO R	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA
SECHN OR	SECHNOR_01	C234, C246	0.00	0.00	0.00	0.00	8.00	0.00	0.00	0.00	0	10	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_02	C246	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_03	C237	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_04	C234	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_05	C215	0.00	0.00	0.00	0.00	8.00	0.00	0.00	0.00	0	5	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_06	C234	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_07	C245	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	5	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_08	C211, C245	0.00	0.00	0.00	0.00	8.00	0.00	0.00	0.00	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_09	C236	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_10	C238	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_11	C236	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_12	C233	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_13	C244, C248	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_14	C237	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL SECHNOR		0	0	0	0	24	0	0	0	8	25	0	0	0	0	0	0	0	
SECHO	SECHO_01	C211	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_02	C211, C221	0.00	0.00	0.00	0.00	8.00	0.00	0.00	0.00	4	2	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_03	C217	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_04	C217	0.00	0.00	0.00	0.00	8.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_05	C237	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_06	C212	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	1	0	0
	SECHO_07	C214	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_08	C216	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_09	C219	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	TOTAL SECHO		0	0	0	0	16	0	0	0	8	2	0	0	0	0	1	0	0
TOTAL		0.0	0.0	0.0	0.0	40.0	0.0	0.0	0.0	16.0	27.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5311

Valorización de troncales y laterales por renovación en media tensión 1er.Quinquenio 2007-2010. Alternativa N° 01

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	VALORIZACION DEL METRADO DE TRONCALES MEDIA TENSION (\$US.)						VALORIZACION DEL METRADO DE LATERALES M.T. (\$US.)						SUBTOTAL	
			10 KV.			22.9 KV.			SUB TOTAL	10 KV.			22.9 KV.			
			AEREO	AEREO	SUBTERR.	AEREO	AEREO	SUBTERR.		ALUM	COBR	SUBTE	ALUMI	COBRE		SUBTE
			ALUMINIO	COBRE	N2XSY	ALUMINIO	COBRE	N2XSY		INIO	E	RR.	NIO	3-		RR.
			3-	3-	3-	3-	3-	3-		3-	3-	3-	3-	3-	3-	
			1x120mm2	1x70mm2	1x185mm2	1x120mm2	1x70mm2	1x185mm2		1x50m	1x35m	3- 1x50	1x50mm	1x35mm2.	3- 1x50	
									m2.	m2.	mm2.	2.		mm2.		
SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246	49,555	0	0	0	0	0	49,555	44,378	0	0	0	0	0	44,378
	SECHNOR_02	C246	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_03	C237	0	0	0	0	0	0	0	15,088	0	0	0	0	0	15,088
	SECHNOR_04	C234	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_05	C215	50,456	0	254,098	0	0	0	304,554	22,189	0	0	0	0	0	22,189
	SECHNOR_06	C234	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_07	C245	0	0	0	0	0	0	0	22,189	0	0	0	0	0	22,189
	SECHNOR_08	C211, C245	85,595	0	0	0	0	0	85,595	13,313	0	0	0	0	0	13,313
	SECHNOR_09	C236	0	0	0	0	0	0	0	5,325	0	0	0	0	0	5,325
	SECHNOR_10	C238	0	0	0	0	0	0	0	4,438	0	0	0	0	0	4,438
	SECHNOR_11	C236	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_12	C233	0	0	0	0	0	0	0	15,976	0	0	0	0	0	15,976
	SECHNOR_13	C244, C248	0	0	0	0	0	0	0	10,651	0	0	0	0	0	10,651
	SECHNOR_14	C237	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL			185,606	0	254,098	0	0	0	439,704	153,546	0	0	0	0	0	153,546
SECHO	SECHO_01	C211	0	0	0	0	0	0	0	21,301	0	0	0	0	0	21,301
	SECHO_02	C211, C221	119,383	0	0	0	0	0	119,383	30,177	0	0	0	0	0	30,177
	SECHO_03	C217	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_04	C217	123,888	0	0	0	0	0	123,888	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_05	C237	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHCL06	C212	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,115	0	8,115
	SECHO_07	C214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_08	C216	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_09	C219	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL			243,270	0	0	0	0	0	243,270	51,478	0	0	0	8,115	0	59,593
TOTAL			428,876	0	254,098	0	0	0	682,974	205,024	0	0	0	8,115	0	213,139

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 54

Valorización del equipamiento de distribución de media tensión por renovación en media tensión 2007-2010

[illegible]

SECHO_05	C237	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SECHO_06	C212	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,315	0	0	7,315	15,430	
SECHO_07	C214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
SECHO_08	C216	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
SECHO_09	C219	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL		0	0	0	0	0	24,000	0	0	0	24,000	53,200	16,400	0	0	0	0	7,315	0	0	76,915	403,778	
TOTAL		0	0	0	0	0	60,000	0	0	0	60,000	106,400	221,400	0	0	0	0	7,315	0	0	335,115	1,291,228	

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 55

Metrado de troncales y laterales por ampliación en media tensión 2007-2010

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	Metrado de laterales m.t. (km.)						SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION								
			10 KV.			22.9 KV.			SED 10 kV./BT			SED 10-22.9 kV./BT			SED 22.9 kV. / BT		
			ALUMINIO	COBRE	SUBTERR. N2SXY	ALUMINIO	COBRE	SUBTERR. N2SXY	75	160	250	75	160	250	75	160	250
			3-1x50mm2.	3-1x35mm2.	3_1x50mm2.	3-1x50mm2.	3-1x35mm2.	3_1x50mm2.	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA	KVA
SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	4	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_02	C246	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_03	C237	3.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8	4	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_04	C234	0.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	1	1	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_05	C215	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_06	C234	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	2	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_07	C245	1.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	5	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_08	C211, C245	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_09	C236	1.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_10	C238	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_11	C236	1.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_12	C233	1.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_13	C244, C248	1.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_14	C237	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL SECHNOR			17.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32	30	3	0	0	0	0	0	0
SECHO	SECHO_01	C211	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_02	C211, C221	1.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4	2	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_03	C217	1.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	2	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_04	C217	2.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_05	C237	2.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_06	C212	0.00	0.00	0.00	0.00	7.10	0.00	0	0	0	0	0	0	22	2	0
	SECHO_07	C214	0.00	2.70	0.00	0.00	0.00	0.00	9	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_08	C216	0.00	6.30	0.00	0.00	0.00	0.00	21	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_09	C219	0.00	2.10	0.00	0.00	0.00	0.00	7	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL SECHO			10.0	11.1	0.0	0.0	7.1	0.0	67	4	0	0	0	0	22	2	0
TOTAL			27.7	11.1	0.0	0.0	7.1	0.0	99.0	34.0	3.0	0.0	0.0	0.0	22.0	2.0	0.0

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 56

Valorización del equipamiento de distribución de media tensión por ampliación en media tensión 2007-2010

SET	AREA DE INFLUENCIA ALIMENTADOR M.T. PROYECTADO	ALIMENTADOR M.T. EXISTENTE EN AREA DE INFLUENCIA PROYECTADO	VALORIZACION DEL METRADO DE LATERALES M.T. (\$US.)							VALORIZACION DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION (\$US.)										Total
			10 KV.		22.9 KV.			Subtotal	SED 10 kV./BT			SED 10-22.9 kV./BT			SED 22.9 kV. / BT			Subtotal		
			ALUMINIO 3-1x50mm 2.	COBRE 3-1x35mm2.	SUBTER. N2S XY 3_1x 50m m2.	ALUMINIO 3-1x50m m2.	COBRE 3-1x35mm 2.		SUBTER. N2S XY 3_1x 50m m2.	75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KV A	160 KV A	250 KV A	75 KVA	160 KVA		250 KVA	
SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246	17751	0	0	0	0	0	17751	0	32800	0	0	0	0	0	0	0	32,800	50,551
	SECHNOR_02	C246	13313.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13313.25	0	24,600	0	0	0	0	0	0	0	24,600	37,913
	SECHNOR_03	C237	60353.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	60353.40	53,200	32,800	0	0	0	0	0	0	0	86,000	146,353
	SECHNOR_04	C234	7987.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7987.95	0	8,200	19,500	0	0	0	0	0	0	27,700	35,688
	SECHNOR_05	C215	13313.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13313.25	0	24,600	0	0	0	0	0	0	0	24,600	37,913
	SECHNOR_06	C234	7100.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7100.40	0	0	39,000	0	0	0	0	0	0	39,000	46,100
	SECHNOR_07	C245	22188.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22188.75	0	41,000	0	0	0	0	0	0	0	41,000	63,189
	SECHNOR_08	C211, C245	13313.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13313.25	0	24,600	0	0	0	0	0	0	0	24,600	37,913
	SECHNOR_09	C236	20413.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20413.65	19,950	8,200	0	0	0	0	0	0	0	28,150	48,564
	SECHNOR_10	C238	13313.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13313.25	0	24,600	0	0	0	0	0	0	0	24,600	37,913
	SECHNOR_11	C236	25738.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25738.95	26,600	8,200	0	0	0	0	0	0	0	34,800	60,539
	SECHNOR_12	C233	25738.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	25738.95	26,600	8,200	0	0	0	0	0	0	0	34,800	60,539
	SECHNOR_13	C244, C248	31064.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	31064.25	33,250	8,200	0	0	0	0	0	0	0	41,450	72,514
	SECHNOR_14	C237	42602.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	42602.40	53,200	0	0	0	0	0	0	0	0	53,200	95,802
TOTAL SECHNOR			314,193	0	0	0	0	0	314,193	212,800	246,000	58,500	0	0	0	0	0	0	517,300	831,493
SECHO	SECHO_01	C211	42602.4	0	0	0	0	0	42602.4	53,200	0	0	0	0	0	0	0	0	53,200	95,802

SECHO_02	C211, C221	30176.7	0	0	0	0	0	30176.7	26,600	16,400	0	0	0	0	0	0	0	43,000	73,177	
SECHO_03	C217	19526.1	0	0	0	0	0	19526.1	13,300	16,400	0	0	0	0	0	0	0	29,700	49,226	
SECHO_04	C217	47927.7	0	0	0	0	0	47927.7	59,850	0	0	0	0	0	0	0	0	59,850	107,778	
SECHO_05	C237	37277.1	0	0	0	0	0	37277.1	46,550	0	0	0	0	0	0	0	0	46,550	83,827	
SECHO_06	C212	0	0	0	0	192055.7 1	0	192055.7 1	0	0	0	0	0	0	0	160,930	18,040	0	178,970	371,026
SECHO_07	C214	0	66395.7	0	0	0	0	66395.7	59,850	0	0	0	0	0	0	0	0	59,850	126,246	
SECHO_08	C216	0	154923.3	0	0	0	0	154923.3	139,650	0	0	0	0	0	0	0	0	139,650	294,573	
SECHO_09	C219	0	51641.1	0	0	0	0	51641.1	46,550	0	0	0	0	0	0	0	0	46,550	98,191	
TOTAL		177,510	272,960	0	0	192,056	0	642,526	445,550	32,800	0	0	0	0	160,930	18,040	0	657,320	1,299,846	
TOTAL		491,703	272,960	0	0	192,056	0	956,719	658,350	278,800	58,500	0	0	0	160,930	18,040	0	1,174,620	2,131,339	

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 57
 Metrado del equipamiento de distribución de media tensión por renovación y remodelación

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	METRADO DE TRONCALES MEDIA TENSION (Km.)						METRADO DE LATERALES M.T. (Km.)					
			10 KV.			22.9 KV.			10 KV.			22.9 KV.		
			AEREO ALUMINIO 3-1x120mm2	AEREO COBRE 3-1x70mm2	SUBTERR. N2SXY 3-1x185mm2	AEREO ALUMINIO 3-1x120mm2	AEREO COBRE 3-1x70mm2	SUBTERR. N2SXY 3-1x185mm2	ALUMINIO 3-1x50mm2.	COBRE 3-1x35mm2.	SUBTERR. N2SXY 3_1x50mm2.	ALUMINIO 3-1x50mm2.	COBRE 3-1x35mm2.	SUBTERR. N2SXY 3_1x50mm2.
			AL	CU	S	AL	CU	S						
SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_02	C246	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_03	C237	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_04	C234	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_05	C215	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_06	C234	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_07	C245	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_08	C211, C245	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_09	C236	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_10	C238	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_11	C236	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_12	C233	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_13	C244, C248	5.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_14	C237	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL SECHNOR			16.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	55.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SECHO	SECHCL01	C211	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHO_02	C211, C221	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHO_03	C217	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHO_04	C217	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHO_05	C237	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHCL06	C212	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.30	0.00
	SECHO_07	C214	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.60	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHO_08	C216	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.70	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHO_09	C219	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL SECHO			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	28.9	20.3	0.0	0.0	8.3	0.0
TOTAL			16.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	84.6	20.3	0.0	0.0	8.3	0.0

Fuente. Elaboración propia

Tabla 58

Valorización del equipamiento de distribución de media tensión por renovación y remodelación

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	VALORIZACION DEL METRADO DE TRONCALES MEDIA TENSION (\$US.)							VALORIZACION DEL METRADO DE LATERALES M.T. (\$US.)						
			10 KV.			22.9 KV.			SUB TOTAL	10 KV.			22.9 KV.			SUB TOTAL
			AEREO ALUMINIO 3-1x120mm2	AEREO COBRE 3-1x70mm2	SUBTE RR. N2SXY 3-1x185mm2	AEREO ALUMINIO 3-1x120mm2	AEREO COBRE 3-1x70mm2	SUBTE RR. N2SXY 3-1x185mm2		ALUMINIO 3-1x50mm2.	COBRE 3-1x35mm2.	SUBTERR. N2SXY 3-1x50mm2.	ALUMINIO 3-1x50mm2.	COBRE 3-1x35mm2.	SUBTE RR. N2SXY 3-1x50mm2.	
SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246	0	0	0	0	0	0	0	53,253	0	0	0	0	0	53,253
	SECHNOR_02	C246	45,050	0	0	0	0	0	45,050	26,627	0	0	0	0	0	26,627
	SECHNOR_03	C237	135,150	0	0	0	0	0	135,150	75,442	0	0	0	0	0	75,442
	SECHNOR_04	C234	0	0	0	0	0	0	0	73,667	0	0	0	0	0	73,667
	SECHNOR_05	C215	0	0	0	0	0	0	0	66,566	0	0	0	0	0	66,566
	SECHNOR_06	C234	0	0	0	0	0	0	0	67,454	0	0	0	0	0	67,454
	SECHNOR_07	C245	0	0	0	0	0	0	0	102,068	0	0	0	0	0	102,068
	SECHNOR_08	C211, C245	0	0	0	0	0	0	0	84,317	0	0	0	0	0	84,317
	SECHNOR_09	C236	0	0	0	0	0	0	0	86,980	0	0	0	0	0	86,980
	SECHNOR_10	C238	0	0	0	0	0	0	0	48,815	0	0	0	0	0	48,815
	SECHNOR_11	C236	0	0	0	0	0	0	0	52,365	0	0	0	0	0	52,365
	SECHNOR_12	C233	78,838	0	0	0	0	0	78,838	94,080	0	0	0	0	0	94,080
	SECHNOR_13	C244, C248	117,130	0	0	0	0	0	117,130	67,454	0	0	0	0	0	67,454
	SECHNOR_14	C237	0	0	0	0	0	0	0	90,530	0	0	0	0	0	90,530
	TOTAL		376,168	0	0	0	0	0	376,168	989,618	0	0	0	0	0	989,618
SECHO	SECHO_01	C211	0	0	0	0	0	0	0	95,855	0	0	0	0	0	95,855
	SECHO_02	C211, C221	0	0	0	0	0	0	0	216,562	0	0	0	0	0	216,562
	SECHO_03	C217	0	0	0	0	0	0	0	71,892	0	0	0	0	0	71,892

	SECHO_04	C217	0	0	0	0	0	0	0	63,904	0	0	0	0	0	63,904
	SECHO_05	C237	0	0	0	0	0	0	0	63,904	0	0	0	0	0	63,904
	SECHO_06	C212	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	224,516	0	224,516
	SECHO_07	C214	0	0	0	0	0	0	0	0	285,256	0	0	0	0	285,256
	SECHO_08	C216	0	0	0	0	0	0	0	0	140,169	0	0	0	0	140,169
	SECHO_09	C219	0	0	0	0	0	0	0	0	73,773	0	0	0	0	73,773
	TOTAL		0	0	0	0	0	0	0	512,116	499,197	0	0	224,516	0	1,235,829
	TOTAL		376,168	0	0	0	0	0	376,168	1,501,735	499,197	0	0	224,516	0	2,225,448

Tabla 59

[illegible]

SE C H O	SECHN OR_09	C236	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	86,450	32,800	0	0	0	0	0	0	0	119,250	206,230
	SECHN OR_10	C238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90,200	0	0	0	0	0	0	0	90,200	139,015
	SECHN OR_11	C236	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	59,850	8,200	0	0	0	0	0	0	0	68,050	120,415
	SECHN OR_12	C233	0	0	0	0	0	12,000	0	0	0	12,000	106,400	16,400	0	0	0	0	0	0	0	122,800	307,718
	SECHN OR_13	C244, C248	0	0	0	0	0	12,000	0	0	0	12,000	73,150	16,400	0	0	0	0	0	0	0	89,550	286,134
	SECHN OR_14	C237	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113,050	0	0	0	0	0	0	0	0	113,050	203,580
	TOTAL		0	0	0	0	0	48,000	0	0	0	48,000	505,400	910,200	507,000	0	0	0	0	0	0	1,922,600	3,336,386
	SECHO _01	C211	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	119,700	0	0	0	0	0	0	0	0	119,700	215,555
	SECHO _02	C211, C221	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	192,850	114,800	0	0	0	0	0	0	0	307,650	524,212
	SECHO _03	C217	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39,900	73,800	0	0	0	0	0	0	0	113,700	185,592
SE C H O	SECHO _04	C217	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	79,800	0	0	0	0	0	0	0	0	79,800	143,704
	SECHO _05	C237	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	79,800	0	0	0	0	0	0	0	0	79,800	143,704
	SECHO _06	C212	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	190,190	18,040	0	208,230	432,746
	SECHO _07	C214	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	246,050	16,400	0	0	0	0	0	0	0	262,450	547,706
	SECHO _08	C216	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126,350	0	0	0	0	0	0	0	0	126,350	266,519
	SECHO _09	C219	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	66,500	0	0	0	0	0	0	0	0	66,500	140,273
	TOTAL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	950,950	205,000	0	0	0	0	190,190	18,040	0	1,364,180	2,600,009
	TOTAL		0	0	0	0	0	48,000	0	0	0	48,000	1,456,350	1,115,200	507,000	0	0	0	190,190	18,040	0	3,286,780	5,936,395
	TOTAL		0	0	0	0	0	48,000	0	0	0	48,000	1,456,350	1,115,200	507,000	0	0	0	190,190	18,040	0	3,286,780	5,936,395

Fuente. Elaboración propia

Tabla 60

Metrado del equipamiento de distribución de media tensión por ampliación

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	Metrado de laterales m.t. (km.)						Subestaciones de distribución								
			10 KV.			22.9 KV.			SED 10 kV./BT			SED 10-22.9 kV./BT			SED 22.9 kV. / BT		
			Aluminio 3-1x50mm2.	Cobre 3-1x35mm2.	Subterr. N2SXY 3_1x50mm2.	Aluminio 3-1x50mm2.	Cobre 3-1x35mm2.	Subterr. N2SXY 3_1x50mm2.	75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KVA	160 KVA	250 KVA
SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	4	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_02	C246	2.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	11	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_03	C237	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5	2	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_04	C234	0.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	2	1	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_05	C215	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_06	C234	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	2	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_07	C245	1.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	5	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_08	C211, C245	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_09	C236	1.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_10	C238	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_11	C236	2.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_12	C233	1.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_13	C244, C248	1.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_14	C237	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL SECHNOR			20.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36	37	3	0	0	0	0	0	0
SECHO	SECHO_01	C211	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_02	C211, C221	1.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4	2	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_03	C217	1.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_04	C217	2.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_05	C237	1.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_06	C212	0.00	0.00	0.00	0.00	3.85	0.00	0	0	0	0	0	0	12	1	0
	SECHO_07	C214	0.00	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	8	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_08	C216	0.00	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	8	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_09	C219	0.00	1.80	0.00	0.00	0.00	0.00	6	0	0	0	0	0	0	0	0
	TOTAL SECHO			10.0	6.6	0.0	0.0	3.9	0.0	51	5	0	0	0	0	12	1
TOTAL			30.6	6.6	0.0	0.0	3.9	0.0	87.0	42.0	3.0	0.0	0.0	0.0	12.0	1.0	0.0

Fuente. Elaboración propia

Valoración del equipamiento de distribución de media tensión por ampliación

[illegible]

C	SECHO	C211,	30176.7	0	0	0	0	0	30176.7	26,600	16,400	0	0	0	0	0	0	0	43,000	73,177
H	_02	C221																		
O	SECHO	C217	23963.85	0	0	0	0	0	23963.85	13,300	24,600	0	0	0	0	0	0	0	37,900	61,864
	_03																			
	SECHO	C217	47927.7	0	0	0	0	0	47927.7	59,850	0	0	0	0	0	0	0	0	59,850	107,778
	_04																			
	SECHO	C237	31951.8	0	0	0	0	0	31951.8	39,900	0	0	0	0	0	0	0	0	39,900	71,852
	_05																			
	SECHO	C212	0	0	0	0	104142.88	0	104142.885	0	0	0	0	0	0	87,780	9,020	0	96,800	200,943
	_06						5													
	SECHO	C214	0	59018.4	0	0	0	0	59018.4	53,200	0	0	0	0	0	0	0	0	53,200	112,218
	_07																			
	SECHO	C216	0	59018.4	0	0	0	0	59018.4	53,200	0	0	0	0	0	0	0	0	53,200	112,218
	_08																			
	SECHO	C219	0	44263.8	0	0	0	0	44263.8	39,900	0	0	0	0	0	0	0	0	39,900	84,164
	_09																			
	TOTAL		176,622	162,301	0	0	104,143	0	443,066	339,150	41,000	0	0	0	0	87,780	9,020	0	476,950	920,016
	TOTAL		543,181	162,301	0	0	104,143	0	809,624	578,550	344,400	58,500	0	0	0	87,780	9,020	0	1,078,250	1,887,874

Fuente. Elaboración propia

Tabla 62

Metrado del equipamiento de distribución de media Tensión por renovación y remodelación

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimenta dor m.t. existente en área de influenci a proyecta do	Metrado de troncales media tensión (km.)						METRADO DE LATERALES M.T. (Km.)					
			10 KV.			22.9 KV.			10 KV.			22.9 KV.		
			Aéreo aluminio 3- 1x120mm 2 AL	Aéreo cobre 3- 1x70mm2 CU	Subterr. N2XS Y 3- 1x185mm 2 S	Aér eo alu mini o 3- 1x1 20m m2 AL	Aéreo cobre 3- 1x70mm 2 CU	Subterr. N2XS Y 3- 1x185mm 2 S	Aluminio 3- 1x50mm 2.	Cobre 3- 1x35mm2 .	Subterr. N2SXY 3_1x50mm 2.	Alumini o 3- 1x50mm 2.	COBRE 3- 1x35mm 2.	SUBTERR. N2SXY 3_1x50mm 2.
SECHNO R	SECHNOR_01	C234, C246	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_02	C246	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_03	C237	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_04	C234	1.7	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_05	C215	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_06	C234	1.2	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_07	C245	3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_08	C211, C245	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_09	C236	5.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_10	C238	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_11	C236	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_12	C233	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_13	C244, C248	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

SECHO	SECHNOR_1 4	C237	8.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	TOTAL SECHNOR		29.3	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0	15.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHO_01	C211	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHO_02	C211, C221	5.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHO_03	C217	5.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHO_04	C217	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHO_05	C237	9.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHO_06	C212	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.90	0.00
	SECHO_07	C214	0.00	16.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.55	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHO_08	C216	0.00	14.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHO_09	C219	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL SECHO		20.7	31.1	0.0	0.0	0.0	0.0	6.40	5.95	0.00	0.00	0.90	0.00	
TOTAL		49.9	31.1	2.5	0.0	0.0	0.0	22.0	6.0	0.0	0.0	0.9	0.0	

Fuente. Elaboración propia

Tabla 63

Equipamiento y subestaciones de distribución

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	Equipamiento								Subestaciones de distribución								
			Puesto seccionamiento de troncales / enlaces				Puesto derivación de laterales				SED 10 kV./BT			SED 10-22.9 kV./BT			SED 22.9 kV. / BT		
			10 kV.		22.9 kV.		10 kV.		22.9 kV.		75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KVA	160 KVA	250 KVA
			Aéreo	Interior	Aéreo	Interior	Aéreo	Interior	Aéreo	Interior									
SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_02	C246	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_03	C237	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_04	C234	0	0	0	0	4	4	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_05	C215	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_06	C234	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_07	C245	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_08	C211, C245	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_09	C236	0	0	0	0	8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_10	C238	0	0	0	0	8	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_11	C236	0	0	0	0	8	0	0	0	4	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_12	C233	0	0	0	0	0	0	0	0	19	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_13	C244, C248	0	0	0	0	0	0	0	0	8	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_14	C237	0	0	0	0	8	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0
	TOTAL SECHNOR		0	0	0	0	44	12	0	0	38	16	1	0	0	0	0	0	0
SECHO	SECHCL01	C211	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_02	C211, C221	0	0	0	0	8	0	0	0	3	2	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_03	C217	0	0	0	0	8	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_04	C217	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHCL05	C237	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0

SECHO_06	C212	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
SECHO_07	C214	0	0	0	0	8	0	0	0	11	1	0	0	0	0	0	0	0	0
SECHO_08	C216	0	0	0	0	8	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SECHO_09	C219	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL SECHO		0	0	0	0	32	0	0	0	37	5	0	0	0	0	0	3	0	0
TOTAL		0.0	0.0	0.0	0.0	76.0	12.0	0.0	0.0	75.0	21.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0

Fuente. Elaboración propia

Tabla 64

Valorización del equipamiento de distribución de media tensión por renovación y remodelación

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	Valorización del metrado de troncales media tensión (\$us.)							Valorización del metrado de laterales m.t. (\$us.)						Sub total
			10 kv.			22.9 kv.				10 kv.			22.9 kv.			
			Aéreo aluminio 3-1x120mm 2	Aéreo cobre 3-1x70mm2	Subterr. N2xsy 3-1x185mm 2	Aéreo aluminio 3-1x120mm 2	Aéreo cobre 3-1x70mm 2	Subterr. N2xsy 3-1x185mm 2	Sub total	ALUMIN IO 3-1x50mm2 .	COBR E 3-1x35m m2.	SUBTE RR. N2SXY 3_1x50 mm2.	ALUM INIO 3-1x50m m2.	COBR E 3-1x35m m2.	SUB TER R. N2S XY 3_1x 50m m2.	
SECHNO R	SECHNOR_01	C234, C246	0	0	0	0	0	0	0	13,313	0	0	0	0	0	13,313
	SECHNOR_02	C246	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_03	C237	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_04	C234	37,617	0	224,204	0	0	0	261,821	7,988	0	0	0	0	0	7,988
	SECHNOR_05	C215	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_06	C234	27,481	0	195,971	0	0	0	223,451	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_07	C245	85,595	0	0	0	0	0	85,595	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_08	C211, C245	0	0	0	0	0	0	0	13,313	0	0	0	0	0	13,313
	SECHNOR_09	C236	128,393	0	0	0	0	0	128,393	5,325	0	0	0	0	0	5,325
	SECHNOR_10	C238	56,313	0	0	0	0	0	56,313	17,751	0	0	0	0	0	17,751
	SECHNOR_11	C236	139,655	0	0	0	0	0	139,655	25,739	0	0	0	0	0	25,739
	SECHNOR_12	C233	0	0	0	0	0	0	0	114,494	0	0	0	0	0	114,494
	SECHNOR_13	C244, C248	0	0	0	0	0	0	0	47,040	0	0	0	0	0	47,040
	SECHNOR_14	C237	184,705	0	0	0	0	0	184,705	31,952	0	0	0	0	0	31,952
TOTAL			659,757	0	420,175	0	0	0	1,079,932	276,916	0	0	0	0	0	276,916
SECHO	SECHO_01	C211	0	0	0	0	0	0	0	31,952	0	0	0	0	0	31,952
	SECHO_02	C211, C221	119,383	0	0	0	0	0	119,383	24,851	0	0	0	0	0	24,851

SECHO_03	C217	131,771	0	0	0	0	0	131,771	14,201	0	0	0	0	0	14,201
SECHO_04	C217	0	0	0	0	0	0	0	26,627	0	0	0	0	0	26,627
SECHO_05	C237	213,988	0	0	0	0	0	213,988	15,976	0	0	0	0	0	15,976
SECHO_06	C212	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24,345	0	24,345
SECHO_07	C214	0	602,404	0	0	0	0	602,404	0	87,298	0	0	0	0	87,298
SECHO_08	C216	0	507,664	0	0	0	0	507,664	0	59,018	0	0	0	0	59,018
SECHO_09	C219	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL		465,141	1,110,069	0	0	0	0	1,575,210	113,606	146,316	0	0	24,345	0	284,268
TOTAL		1,124,899	1,110,069	420,175	0	0	0	2,655,142	390,522	146,316	0	0	24,345	0	561,184

Fuente. Elaboración propia

	SECHO_09	C219	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	TOTAL		0	0	0	0	0	48,000	0	0	0	48,000	246,050	41,000	0	0	0	0	21,945	0	0	308,995	2,216,473
TOTAL			0	0	0	0	0	114,000	90,000	0	0	204,000	498,750	172,200	19,500	0	0	0	21,945	0	0	712,395	4,132,720

Fuente. Elaboración propia

Tabla 66

Metrado del equipamiento de distribución de media tensión por ampliación

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	Metrado de laterales m.t. (km.)						Subestaciones de distribución								
			10 KV.			22.9 KV.			SED 10 kV./BT			SED 10-22.9 kV./BT			SED 22.9 kV. / BT		
			Aluminio 3-1x50mm2	Cobre 3-1x35mm2	Subterr. N2SXY 3_1x50mm2.	Aluminio 3-1x50mm2.	Cobre 3-1x35mm2.	Subterr. N2SXY 3_1x50mm2.	75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KVA	160 KVA	250 KVA
SECHNO R	SECHNO R_01	C234, C246	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	4	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNO R_02	C246	1.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	5	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNO R_03	C237	1.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4	2	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNO R_04	C234	0.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	2	1	0	0	0	0	0	0
	SECHNO R_05	C215	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	4	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNO R_06	C234	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	2	0	0	0	0	0	0
	SECHNO R_07	C245	1.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	5	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNO R_08	C211, C245	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNO R_09	C236	1.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNO R_10	C238	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	4	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNO R_II	C236	2.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9	1	0	0	0	0	0	0	0

SECHO	SECHNO R_12	C233	1.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNO R_13	C244, C248	2.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNO R_14	C237	3.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11	0	0	0	0	0	0	0	0
	TOTAL SECHNOR		20.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	40	33	3	0	0	0	0	0	0
	SECHO_ 01	C211	2.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_ 02	C211, C221	1.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4	2	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_ 03	C217	1.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_ 04	C217	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_ 05	C237	2.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_ 06	C212	0.00	0.00	0.00	0.00	3.85	0.00	0	0	0	0	0	0	12	1	0
SECHO_ 07	C214	0.00	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	8	0	0	0	0	0	0	0	0	
SECHO_ 08	C216	0.00	2.70	0.00	0.00	0.00	0.00	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SECHO_ 09	C219	0.00	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL SECHO			10.85	7.50	0.00	0.00	3.85	0.00	57	5	0	0	0	0	12	1	0
TOTAL			31.7	7.5	0.0	0.0	3.9	0.0	97.0	38.0	3.0	0.0	0.0	0.0	12.0	1.0	0.0

Fuente. Elaboración propia

Tabla 67

Valoración del equipamiento de distribución de media tensión por ampliación

SET	Área de influencia alimentador	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	Valorización del metrado de laterales m.t. (\$us.)						Valorización de las subestaciones de distribución (\$us.)									Total		
			10 KV.			22.9 KV.			Sub total	SED 10 kV./BT			SED 10-22.9 kV./BT			SED 22.9 kV. / BT			Sub Total	
			Alumini	Cobre	Subterr.	Alumi	Cobre	Subterr.		75	160	250	75	160	250	75	160			250
			o 3-	3-	N2SXY	nio 3-	3-	N2SXY		KVA	KVA	KVA	KV A	KV A	KV A	KVA	KVA			KV A

[illegible]

SECHO	SECH O_01	C211	47927.7	0	0	0	0	0	47927.7	59,850	0	0	0	0	0	0	0	59,850	107,778	
	SECH O_02	C211, C221	30176.7	0	0	0	0	0	30176.7	26,600	16,400	0	0	0	0	0	0	43,000	73,177	
	SECH O_03	C217	23963.8 5	0	0	0	0	0	23963.8 5	13,300	24,600	0	0	0	0	0	0	37,900	61,864	
	SECH O_04	C217	53253	0	0	0	0	0	53253	66,500	0	0	0	0	0	0	0	66,500	119,753	
	SECH O_05	C237	37277.1	0	0	0	0	0	37277.1	46,550	0	0	0	0	0	0	0	46,550	83,827	
	SECH O_06	C212	0	0	0	0	104142. 885	0	104142. 885	0	0	0	0	0	0	87,780	9,020	0	96,800	200,943
	SECH O_07	C214	0	59018.4	0	0	0	0	59018.4	53,200	0	0	0	0	0	0	0	53,200	112,218	
	SECH O_08	C216	0	66395.7	0	0	0	0	66395.7	59,850	0	0	0	0	0	0	0	59,850	126,246	
	SECH O_09	C219	0	59018.4	0	0	0	0	59018.4	53,200	0	0	0	0	0	0	0	53,200	112,218	
	TOTAL			192,598	184,433	0	0	104,143	0	481,174	379,050	41,000	0	0	0	0	87,780	9,020	0	516,850
TOTAL			562,707	184,433	0	0	104,143	0	851,282	645,050	311,600	58,500	0	0	0	87,780	9,020	0	1,111,950	1,963,232

Fuente. Elaboración propia

Tabla 68
Metrado del equipamiento de distribución de media tensión por renovacion y remodelación

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentado r m.t. existente en área de influencia proyectado	Metrado de troncales media tensión (km.)						Metrado de laterales m.t. (km.)					
			10 KV.			22.9 KV.			10 KV.			22.9 KV.		
			Aéreo aluminio	Aéreo cobre	Subterr. N2XSY	Aéreo aluminio	Aéreo cobre	Subterr. N2XSY	Aluminio	Cobre	Subterr. N2SXY	Aluminio	Cobre	SUBT ERR. N2SXY
			3-1x120mm2 AL	3-1x70mm2 CU	3-1x185mm2 S	3-1x120mm2 AL	3-1x70mm2 CU	3-1x185mm2 S	3-1x50mm2.	3-1x35mm2.	3_1x50mm2.	3-1x50mm2.	3-1x35mm2.	3_1x50mm2.
SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_02	C246	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

	SECHNOR_03	C237	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	SECHNOR_04	C234	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	SECHNOR_05	C215	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	SECHNOR_06	C234	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	SECHNOR_07	C245	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	SECHNOR_08	C211, C245	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	SECHNOR_09	C236	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	SECHNOR_10	C238	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	SECHNOR_11	C236	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	SECHNOR_12	C233	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	SECHNOR_13	C244, C248	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	SECHNOR_14	C237	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	TOTAL SECHNOR			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHO	SECHO_01	C211	4.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SECHO_02		C211, C221	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
SECHO_03		C217	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
SECHO_04		C217	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
SECHO_05		C237	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
SECHO_06		C212	0.00	0.00	0.00	0.00	17.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.75	0.00	
SECHO_07		C214	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
SECHO_08		C216	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.80	0.00	0.00	0.00	0.00	
SECHO_09		C219	7.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.60	0.00	0.00	0.00	0.00	
TOTAL SECHO			11.4	0.0	0.0	0.0	17.5	0.0	24.25	37.40	0.00	0.00	4.75	0.00	
TOTAL			11.4	0.0	0.0	0.0	17.5	0.0	57.0	37.4	0.0	0.0	4.8	0.0	

Fuente. Elaboración propia

Tabla 69
Equipamiento y subestimaciones de distribución

SET	Equipamiento	Subestaciones de distribución
-----	--------------	-------------------------------

	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	Puesto seccionamiento de troncales / enlaces				Puesto derivación de laterales				SED 10 kV./BT			SED 10-22.9 kV./BT			SED 22.9 kV. / BT		
			10 kV.		22.9 kV.		10 kV.		22.9 kV.		75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KVA	160 KVA	250 KVA
			Aéreo	Interior	Aéreo	Interior	Aéreo	Interior	Aéreo	Interior									
SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_02	C246	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_03	C237	0	0	0	0	0	0	0	0	10	5	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_04	C234	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_05	C215	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_06	C234	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_07	C245	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_08	C211, C245	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_09	C236	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_10	C238	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_11	C236	0	0	0	0	0	0	0	0	16	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_12	C233	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_13	C244, C248	0	0	0	0	0	0	0	0	20	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_14	C237	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0
	TOTAL SECHNOR		0	0	0	0	0	0	0	0	76	38	2	0	0	0	0	0	0
SECHO	SECHCL01	C211	0	0	0	0	8	0	0	0	27	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_02	C211, C221	0	0	0	0	0	0	0	0	6	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_03	C217	0	0	0	0	0	0	0	0	3	4	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_04	C217	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHCL05	C237	0	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_06	C212	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	15	1	0
	SECHO_07	C214	0	0	0	0	0	0	0	0	45	2	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_08	C216	0	0	0	0	0	0	0	0	36	0	0	0	0	0	0	0	0

SECHO_09	C219	0	0	0	0	8	0	0	0	42	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL SECHO		0	0	0	0	16	0	8	0	198	9	0	0	0	0	15	1	0
TOTAL		0.0	0.0	0.0	0.0	16.0	0.0	8.0	0.0	274.0	47.0	2.0	0.0	0.0	0.0	15.0	1.0	0.0

Fuente. Elaboración propia

Tabla 70
 Valoración del equipamiento de distribución de media tensión por renovación y remodelación

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimenta dor m.t. existente en área de influencia proyectad o	Valorización del metrado de troncales media tensión (\$us.)							Valorización del metrado de laterales m.t. (\$us.)							Sub total
			10 KV.			22.9 KV.				10 KV.			22.9 KV.				
			Aéreo aluminio 3- 1x120mm2	Aéreo cobre 3- 1x70mm2	Subterr. N2XS Y 3- 1x185mm2	Aéreo aluminio 3- 1x120mm2	Aéreo cobre 3- 1x70mm2	Subterr. N2XS Y 3- 1x185mm2	Sub total	Aluminio 3- 1x50mm2.	Cobre 3- 1x35mm2.	Su bte rr. N2 SX Y 3_1 x50 m m2.	Aluminio 3- 1x50mm2 .	Cobre 3- 1x35m m2.	Subter r. N2SXY 3_1x50 mm2.		
SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246	0	0	0	0	0	0	0	13,313	0	0	0	0	0	13,313	
	SECHNOR_02	C246	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	SECHNOR_03	C237	0	0	0	0	0	0	0	75,442	0	0	0	0	0	75,442	
	SECHNOR_04	C234	0	0	0	0	0	0	0	20,414	0	0	0	0	0	20,414	
	SECHNOR_05	C215	0	0	0	0	0	0	0	13,313	0	0	0	0	0	13,313	
	SECHNOR_06	C234	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	SECHNOR_07	C245	0	0	0	0	0	0	0	26,627	0	0	0	0	0	26,627	

	SECHNOR_08	C211, C245	0	0	0	0	0	0	0	13,313	0	0	0	0	0	13,313
	SECHNOR_09	C236	0	0	0	0	0	0	0	15,088	0	0	0	0	0	15,088
	SECHNOR_10	C238	0	0	0	0	0	0	0	35,502	0	0	0	0	0	35,502
	SECHNOR_11	C236	0	0	0	0	0	0	0	98,518	0	0	0	0	0	98,518
	SECHNOR_12	C233	0	0	0	0	0	0	0	15,976	0	0	0	0	0	15,976
	SECHNOR_13	C244, C248	0	0	0	0	0	0	0	119,819	0	0	0	0	0	119,819
	SECHNOR_14	C237	0	0	0	0	0	0	0	133,133	0	0	0	0	0	133,133
TOTAL			0	0	0	0	0	0	0	580,458	0	0	0	0	0	580,458
SECHO	SECHO_01	C211	94,605	0	0	0	0	0	94,605	143,783	0	0	0	0	0	143,783
	SECHO_02	C211, C221	0	0	0	0	0	0	0	45,265	0	0	0	0	0	45,265
	SECHO_03	C217	0	0	0	0	0	0	0	33,727	0	0	0	0	0	33,727
	SECHO_04	C217	0	0	0	0	0	0	0	85,205	0	0	0	0	0	85,205
	SECHO_05	C237	0	0	0	0	0	0	0	122,482	0	0	0	0	0	122,482
	SECHO_06	C212	0	0	0	0	688,207	0	688,207	0	0	0	0	128,488	0	128,488
	SECHO_07	C214	0	0	0	0	0	0	0	0	344,274	0	0	0	0	344,274
	SECHO_08	C216	0	0	0	0	0	0	0	0	265,583	0	0	0	0	265,583
	SECHO_09	C219	162,180	0	0	0	0	0	162,180	0	309,847	0	0	0	0	309,847
	TOTAL			256,785	0	0	0	688,207	0	944,992	430,462	919,703	0	0	128,488	0
TOTAL			256,785	0	0	0	688,207	0	944,992	1,010,919	919,703	0	0	128,488	0	2,059,111

Tabla 71
Valorización de los equipos de protección y maniobra de media tensión (\$ US)

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	Valorización de los equipos de protección y maniobra de media tensión (\$us.)										VALORIZACION DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION (\$.US.)										Total
			Puesto seccionamiento de troncales / enlaces				Sub Total	Puesto derivación de laterales				Sub Total	SED 10 kV./BT			SED 10-22.9 kV/BT			SED 22.9 kV. / BT			Sub total	
			10 kV.		22.9 kV.			10 kV.		22.9 kV.			75	160	250	75	160	250	75	160	250		
			Aéreo	Interior	Aéreo	Interior		Aéreo	Interior	Aéreo	Interior		KVA	KVA	KVA	KV A	KV A	KV A	KV A	KV A	KV A		

[illegible]

SECHO_09	C219	0	0	0	0	0	12,000	0	0	0	12,000	279,300	0	0	0	0	0	0	0	0	279,300	763,327
TOTAL		0	0	0	0	0	24,000	0	13,860	0	37,860	1,316,700	73,800	0	0	0	0	109,725	9,020	0	1,509,245	3,970,750
TOTAL		0	0	0	0	0	24,000	0	13,860	0	37,860	1,822,100	385,400	39,000	0	0	0	109,725	9,020	0	2,365,245	5,407,208

Fuente. Elaboración propia

Tabla 72

Metrado del equipamiento de distribución de media tensión por ampliación

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	Metrado de laterales m.t. (km.)						Subestaciones de distribucion								
			10 KV.			22.9 KV.			SED 10 kv./BT			SED 10-22.9 kv./BT			SED 22.9 kv. / BT		
			Aluminio 3-1x50mm2	Cobre 3-1x35mm2	Subterr. N2SXY 3_1x50mm2	Aluminio 3-1x50mm2	Cobre 3-1x35mm2	Subterr. N2SXY 3_1x50mm2	75KV A	160 KVA	250 KV A	75 KV A	160 KV A	250 KV A	75 KV A	160 KV A	250 KV A
SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246	1.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	5	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_02	C246	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	6	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_03	C237	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5	2	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_04	C234	1.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	3	2	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_05	C215	1.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	5	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_06	C234	0.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	3	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_07	C245	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	6	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_08	C211, C245	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	4	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_09	C236	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5	2	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_10	C238	1.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	5	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_II	C236	1.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_12	C233	1.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_13	C244, C248	2.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1	0	0	0	0	0	0	0

	SECHNOR_1 4	C237	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10	0	0	0	0	0	0	0	0
	TOTAL SECHNOR		22.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36	41	5	0	0	0	0	0	0
SECHO	SECHO_01	C211	2.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_02	C211, C221	2.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_03	C217	1.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	4	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_04	C217	3.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_05	C237	2.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_06	C212	0.00	0.00	0.00	0.00	2.35	0.00	0	0	0	0	0	0	7	1	0
	SECHO_07	C214	0.00	3.25	0.00	0.00	0.00	0.00	10	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_08	C216	0.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_09	C219	0.00	2.70	0.00	0.00	0.00	0.00	9	0	0	0	0	0	0	0	0
	TOTAL SECHO		12.3	9.0	0.0	0.0	2.4	0.0	64	8	0	0	0	0	7	1	0
	TOTAL		34.3	9.0	0.0	0.0	2.4	0.0	100.0	49.0	5.0	0.0	0.0	0.0	7.0	1.0	0.0

Fuente. Elaboración propia

Tabla 73

Valorización del equipamiento de distribución de media tensión por ampliación

SET	Área de influencia a alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia a proyectado	Valorización del metrado de laterales m.t. (\$us.)							Valorización de las subestaciones de distribución (\$us.)									Sub total	Total
			10 KV.			22.9 KV.				SED 10 kV./BT			SED 10-22.9 kV./BT			SED 22.9 kV. / BT				
			ALUMINIO 3-1x50mm 2.	COBRE 3-1x35mm2.	SUBTERRE. N2SXY 3_1x50 mm2.	ALUMINIO 3-1x50mm 2.	COBRE 3-1x35mm2.	SUBTERRE. N2SXY 3_1x50 mm2.	Sub total	75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KVA	160 KVA	250 KVA		
SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246	22188.75	0	0	0	0	0	22188.75	0	41,000	0	0	0	0	0	0	0	41,000	63,189
	SECHNOR_02	C246	26626.5	0	0	0	0	0	26626.5	0	49,200	0	0	0	0	0	0	0	49,200	75,827
	SECHNOR_03	C237	35502	0	0	0	0	0	35502	33,250	16,400	0	0	0	0	0	0	0	49,650	85,152
	SECHNOR_04	C234	20413.65	0	0	0	0	0	20413.65	0	24,600	39,000	0	0	0	0	0	0	63,600	84,014
	SECHNOR_05	C215	22188.75	0	0	0	0	0	22188.75	0	41,000	0	0	0	0	0	0	0	41,000	63,189

	SECHN OR_06	C234	10650.6	0	0	0	0	0	10650.6	0	0	58,500	0	0	0	0	0	0	58,500	69,151
	SECHN OR_07	C245	26626.5	0	0	0	0	0	26626.5	0	49,200	0	0	0	0	0	0	0	49,200	75,827
	SECHN OR_08	C211, C245	17751	0	0	0	0	0	17751	0	32,800	0	0	0	0	0	0	0	32,800	50,551
	SECHN OR_09	C236	35502	0	0	0	0	0	35502	33,250	16,400	0	0	0	0	0	0	0	49,650	85,152
	SECHN OR_10	C238	22188.75	0	0	0	0	0	22188.75	0	41,000	0	0	0	0	0	0	0	41,000	63,189
	SECHN OR_11	C236	25738.95	0	0	0	0	0	25738.95	26,600	8,200	0	0	0	0	0	0	0	34,800	60,539
	SECHN OR_12	C233	31064.25	0	0	0	0	0	31064.25	33,250	8,200	0	0	0	0	0	0	0	41,450	72,514
	SECHN OR_13	C244, C248	41714.85	0	0	0	0	0	41714.85	46,550	8,200	0	0	0	0	0	0	0	54,750	96,465
	SECHN OR_14	C237	53253	0	0	0	0	0	53253	66,500	0	0	0	0	0	0	0	0	66,500	119,753
	TOTAL SECHNOR		391,410	0	0	0	0	0	391,410	239,400	336,200	97,500	0	0	0	0	0	0	673,100	1,064,510
SECHO	SECHO_ 01	C211	37277.1	0	0	0	0	0	37277.1	46,550	0	0	0	0	0	0	0	0	46,550	83,827
	SECHO_ 02	C211, C221	39939.75	0	0	0	0	0	39939.75	33,250	24,600	0	0	0	0	0	0	0	57,850	97,790
	SECHO_ 03	C217	33726.9	0	0	0	0	0	33726.9	19,950	32,800	0	0	0	0	0	0	0	52,750	86,477
	SECHO_ 04	C217	58578.3	0	0	0	0	0	58578.3	73,150	0	0	0	0	0	0	0	0	73,150	131,728
	SECHO_ 05	C237	47927.7	0	0	0	0	0	47927.7	59,850	0	0	0	0	0	0	0	0	59,850	107,778
	SECHO_ 06	C212	0	0	0	0	63567.735	0	63567.735	0	0	0	0	0	0	51,205	9,020	0	60,225	123,793
	SECHO_ 07	C214	0	79920.75	0	0	0	0	79920.75	66,500	8,200	0	0	0	0	0	0	0	74,700	154,621
	SECHO_ 08	C216	0	73773	0	0	0	0	73773	66,500	0	0	0	0	0	0	0	0	66,500	140,273
	SECHO_ 09	C219	0	66395.7	0	0	0	0	66395.7	59,850	0	0	0	0	0	0	0	0	59,850	126,246
	TOTAL		217,450	220,089	0	0	63,568	0	501,107	425,600	65,600	0	0	0	0	51,205	9,020	0	551,425	1,052,532
TOTAL			608,859	220,089	0	0	63,568	0	892,516	665,000	401,800	97,500	0	0	0	51,205	9,020	0	1,224,525	2,117,041

Fuente. Elaboración propia

3.2.16. Determinación de la priorización de las obras de equipamiento en media tensión

Los parámetros de comparación de la alternativa N°01 se detalla a continuación:

Tabla 74

Parámetros de inversión y operación para el análisis de las obras de equipamiento de distribución en media tensión, primer quinquenio 2007-2010

Set	Área de influencia alimentador m.t. Proyecto	Alimentador m.t. Existente en área de influencia proyectado	Inversiones por las obras de reforma o remodelación													
			Parámetros de inversión y operación año 2006													
			Valor de las obras de distribución de media tensión del primer quinquenio (\$us)						Número de usuarios b.t.	Valor de la obra / número de suministros b.t.	Sectores con caídas de tensión superiores a 5%	Condiciones mecánicas de la red primaria	Condiciones estéticas de la red primaria	Duración equivalente de interrupción por consumidor (dek)	Consumo promedio mensual residencial (bt) año 2006 (kwh)	Ventas de energía total (bt+mt) año 2006 (mwh)
			Troncales y enlaces	Sed	Laterales	Equipos de maniobra y protección de troncales	Equipos de maniobra y protección de laterales	Total								
Sechnor	Sechnor_01	C-234, c-237 y c-246	49,555	82,000	44,378	0	12,000	187,933	4,222	45	0%	Mala	Regular	1.01	139	10,455
	Sechnor_02	C-246	0	0	0	0	0	0	134	0	0%	Pesima	Buena	0.81	49	4,497
	Sechnor_03	C-215, c-217 y c-246	0	21,500	15,088	0	0	36,588	6,019	6	0%	Mala	Regular	1.1	124	9,345
	Sechnor_04	C-215, c-234, c-237 y c-246	0	0	0	0	0	0	3,299	0	0%	Pesima	Buena	1.01	223	12,241
	Sechnor_05	C-215, c-217, c-221 y c-234	304,554	41,000	22,189	0	12,000	379,743	3,758	101	79%	Regular	Buena	1.1	192	10,509
	Sechnor_06	C-234 y c-245	0	0	0	0	0	0	2,871	0	16%	Mala	Mala	0.68	301	11,676
	Sechnor_07	C-215, c-221, c-234 y c-245	0	41,000	22,189	0	0	63,189	2,188	29	0%	Regular	Mala	0.68	309	12,100
	Sechnor_08	C-211, c-234, c-236 y c-245	85,595	24,600	13,313	0	12,000	135,508	6,197	22	0%	Regular	Mala	0.98	141	10,561
	Sechnor_09	C-211, c-233, c-236, c-238 y c-245	0	6,650	5,325	0	0	11,975	5,649	2	0%	Regular	Regular	0.98	101	6,894
	Sechnor_10	C-234, c-233, c-236, c-238 y c-245	0	8,200	4,438	0	0	12,638	4,624	3	0%	Regular	Regular	0.98	131	10,275

Secho	Sechnor_11	C-211, c-219, c-233, c-236 y c-238	0	0	0	0	0	0	3,723	0	0%	Regular	Buena	1.34	67	3,917
	Sechnor_12	C-233, c-234, c-238, c-244 y c-248	0	19,950	15,976	0	0	35,926	7,122	5	0%	Regular	Regular	0.68	84	7,218
	Sechnor_13	C-234, c-244, c-246, c-248	0	13,300	10,651	0	0	23,951	6,543	4	0%	Regular	Buena	0.81	54	10,169
	Sechnor_14	C-237, c-244 y c-246	0	0	0	0	0	0	6,237	0	0%	Regular	Buena	1.01	58	5,202
	Secho_01	C-211, c-219, c-236 y c-221	0	26,600	21,301	0	0	47,901	5,013	10	63%	Regular	Buena	1.34	83	7,486
	Secho_02	C-211, c-221 y c-245	119,383	43,000	30,177	0	12,000	204,559	5,911	35	42%	Regular	Buena	0.97	133	10,778
	Secho_03	C-215, c-217, c-221	0	0	0	0	0	0	6,367	0	0%	Regular	Buena	1.1	100	8,193
	Secho_04	C-212, c-216, c-217 y c-221	123,888	0	0	0	12,000	135,888	5,569	24	14%	Regular	Regular	1.1	75	7,480
	Secho_05	C-212, c-214, c-217 y c-237	0	0	0	0	0	0	5,913	0	14%	Regular	Regular	1.1	62	6,080
	Secho_06	C-212 y c-214	0	7,315	8,115	0	0	15,430	10,189	2	30%	Mala	Mala	1.07	62	10,703
	Secho_07	C-214 y c-216	0	0	0	0	0	0	7,071	0	74%	Regular	Buena	1.04	78	10,784
	Secho_08	C-214, C-216 y c-219	0	0	0	0	0	0	4,736	0	0%	Mala	Regular	1.34	71	7,835
	Secho_09	C-216 y c-219	0	0	0	0	0	0	238	0	57%	Regular	Buena	1.34	58	10,598

Tabla 75
Inversiones por obras de extensión o ampliación

SET	Inversiones por las obras de extensión o ampliación
-----	---

		Parámetros de inversión y operación año 2010										
Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	Valor de las obras distribución						Incremento venta de energía domestico proyectado año 2007-2010 (kwh)	Valor de la obra / incremento venta energía doméstica 2007-2010 mwh	Consumo promedio mensual residencial proyectado (bt) año 2010 (kwh)	Ventas de energía total (bt+mt) proyectado año 2010 (mwh)	Densidad de carga año 2010 proyectada (kw./km2.)
		Troncales y enlaces	SED	Laterales	Equipos de maniobra y protección de troncales	Equipos de maniobra y protección de laterales	Total					
SECHNOR_01	C-234, C-237 y C-246	0	32,800	17,751	0	0	50,551	876,534	58	157	12,533	2,832
SECHNOR_02	C-246	0	24,600	13,313	0	0	37,913	9,793	3,872	55	5,103	34,916
SECHNOR_03	C-215, C-217 y C-246	0	86,000	60,353	0	0	146,353	1,110,282	132	139	12,916	815
SECHNOR_04	C-215, C-234, C-237 y C-246	0	27,700	7,988	0	0	35,688	1,096,500	33	251	13,797	4,423
SECHNOR_05	C-215, C-217, C-221 y C-234	0	24,600	13,313	0	0	37,913	1,075,559	35	216	11,834	2,710
SECHNOR_06	C-234 y C-245	0	39,000	7,100	0	0	46,100	1,289,106	36	339	13,140	7,828
SECHNOR_07	C-215, C-221, C-234 y C-245	0	41,000	22,189	0	0	63,189	1,006,914	63	347	14,905	4,650
SECHNOR_08	C-211, C-234, C-236 y C-245	0	24,600	13,313	0	0	37,913	1,299,001	29	158	11,874	1,451
SECHNOR_09	C-211, C-233, C-236, C-238 y C-245	0	28,150	20,414	0	0	48,564	850,356	57	114	7,751	878
SECHNOR_10	C-234, C-233, C-236, C-238 y C-245	0	24,600	13,313	0	0	37,913	905,889	42	148	11,583	3,145
SECHNOR_11	C-211, C-219, C-233, C-236 y C-238	0	34,800	25,739	0	0	60,539	372,001	163	75	5,006	438
SECHNOR_12	C-233, C-234, C-238, C-244 y C-248	0	34,800	25,739	0	0	60,539	894,692	68	95	8,218	635
SECHNOR_13	C-234, C-244, C-246, C-248	0	41,450	31,064	0	0	72,514	521,812	139	60	11,494	585
SECHNOR_14	C-237, C-244 y C-246	0	53,200	42,602	0	0	95,802	534,898	179	65	5,858	144

SECHO	SECHO_01	C-211, C-219, C-236 y C-221	0	53,200	42,602	0	0	95,802	1,012,573	95	99	8,986	520
	SECHO_02	C-211, C-221 y C-245	0	43,000	30,177	0	0	73,177	1,174,470	62	150	12,209	1,448
	SECHO_03	C-215, C-217, C-221	0	29,700	19,526	0	0	49,226	946,285	52	112	9,217	936
	SECHO_04	C-212, C-216, C-217 y C-221	0	59,850	47,928	0	0	107,778	621,894	173	84	9,304	253
	SECHO_05	C-212, C-214, C-217 y C-237	0	46,550	37,277	0	0	83,827	548,211	153	70	6,852	61
	SECHO_06	C-212 y C-214	0	178,970	192,056	0	0	371,026	1,336,905	278	73	17,842	35
	SECHO_07	C-214 y C-216	0	59,850	66,396	0	0	126,246	817,038	155	87	12,262	34
	SECHO_08	C-214, C-216 y C-219	0	139,650	154,923	0	0	294,573	500,414	589	80	11,478	30
	SECHO_09	C-216 y C-219	0	46,550	51,641	0	0	98,191	20,511	4,787	65	12,024	499

Fuente. Elaboración propia

Los factores de ponderación y grados de priorización de la alternativa N°01 se detalla a continuación:

Tabla 76

Obras de reforma o remodelación

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	Obras de reforma o remodelación								Obras de extensión o ampliación				
			Factores de ponderación								Factores de ponderación				
			Ponderación por Valor total de la obra / Número de consumidores (_año 2006_)	Ponderación por Sectores con Caída de Tensión superior a 5% (_año 2006_)	Ponderación por Condiciones Mecánicas de la Red (_año 2006_)	Ponderación por Condiciones Estéticas de la Red (_año 2006_)	Ponderación por Duración Equivalente de Interrupción por consumidor (DEK)	Ponderación por Consumo Medio Mensual residencial (KWH) (_año 2006_)	Ponderación por Ventas de Energía Total (BT+MT) Año 2006 (MWH)	Grado de priorización por remodelación de media tensión	Ponderación por Valor total de la obra / Ventas de Energía Doméstica Proyectada 2007_2010	Ponderación por Consumo Medio Mensual residencial previsto 2010 (kWH)	Ponderación por Ventas de Energía Total (BT+MT) Año 2010 Proyectada (MWH)	Ponderación por Densidad de Carga Área Total proyectada año 2010	Grado de priorización por ampliación de media tensión

(_año 2006_)														(Kw./K m.2)	
SECH NOR	SECH NOR_ 01	C-234, C- 237 y C-246	4	0	6	2	0	3	3	0.36	3	4	4	1	0.60
	SECH NOR_ 02	C-246	0	0	10	0	0	1	1	0.21	0	2	1	5	0.40
	SECH NOR_ 03	C-215, C- 217 y C-246	5	0	6	2	0	3	3	0.38	0	3	4	0	0.35
	SECH NOR_ 04	C-215, C- 234, C-237 y C-246	0	0	10	0	0	5	4	0.38	4	5	4	2	0.75
	SECH NOR_ 05	C-215, C- 217, C-221 y C-234	1	10	3	0	0	4	3	0.42	4	5	3	1	0.65
	SECH NOR_ 06	C-234 y C- 245	0	2	6	3	0	5	3	0.38	4	5	4	3	0.80
	SECH NOR_ 07	C-215, C- 221, C-234 y C-245	4	0	3	3	0	5	4	0.38	3	5	4	2	0.70
	SECH NOR_ 08	C-211, C- 234, C-236 y C-245	5	0	3	3	0	3	3	0.34	4	4	3	0	0.55
	SECH NOR_ 09	C-211, C- 233, C-236, C-238 y C-2	5	0	3	2	0	3	2	0.30	3	3	2	0	0.40
	SECH NOR_ 10	C-234, C- 233, C-236, C-238 y C-2	5	0	3	2	0	3	3	0.32	4	3	3	1	0.55
	SECH NOR_ 11	C-211, C- 219, C-233, C-236 y C-2	0	0	3	0	0	2	1	0.12	0	2	1	0	0.15
	SECH NOR_ 12	C-233, C- 234, C-238, C-244 y C-2	5	0	3	2	0	2	2	0.28	3	2	2	0	0.35
	SECH NOR_ 13	C-234, C- 244, C-246, C-248	5	0	3	0	0	2	3	0.26	0	2	3	0	0.25
	SECH NOR_ 14	C-237, C- 244 y C-246	0	0	3	0	0	2	1	0.12	0	2	1	0	0.15

SECH O	SECH O_01	C-211, C- 219, C-236 y C-221	5	10	3	0	0	2	2	0.44	2	2	2	0	0.30
	SECH O_02	C-211, C- 221 y C-245	4	8	3	0	0	3	3	0.42	3	3	4	0	0.50
	SECH O_03	C-215, C- 217, C-221	0	0	3	0	0	2	2	0.14	3	3	3	0	0.45
	SECH O_04	C-212, C- 216, C-217 y C-221	5	4	3	2	0	2	2	0.36	0	2	3	0	0.25
	SECH O_05	C-212, C- 214, C-217 y C-237	0	2	3	2	0	2	2	0.22	0	2	2	0	0.20
	SECH O_06	C-212 y C- 214	5	6	6	3	0	2	3	0.50	0	2	5	0	0.35
	SECH O_07	C-214 y C- 216	0	2	3	0	0	2	3	0.20	0	2	4	0	0.30
	SECH O_08	C-214, C- 216 y C-219	0	0	6	2	0	2	2	0.24	0	2	3	0	0.25
	SECH O_09	C-216 y C- 219	0	2	3	0	0	2	3	0.20	0	2	4	0	0.30

Fuente. Elaboración propia

La orden de priorización por subestaciones de transformación de las obras de equipamiento de distribución en media tensión del primer quinquenio 2007-2010 se detalla a continuación:

Tabla 77

Orden de priorización de las obras de remodelación

SET	Área de influencia a alimentador m.t. proyectado	Alimentad or m.t. existente en área de influencia proyectado	Orden de priorización de las obras de remodelación						TOTAL	
			Prioridad	Monto de las inversiones (\$us.)				Equipos de maniobra y protección de troncales		Equipos de maniobra y protección de laterales
				Troncales y enlaces	SED	Laterales				
SECH NOR	SECHNO_R_05	C-215, C-217, C-221 y C-234	1	304,554	41,000	22,189	0	12,000	379,743	
	SECHNO_R_07	C-215, C-221, C-234 y C-245	2	0	41,000	22,189	0	0	63,189	
	SECHNO_R_06	C-234 y C-245	3	0	0	0	0	0	0	
	SECHNO_R_04	C-215, C-234, C-237 y C-246	4	0	0	0	0	0	0	
	SECHNO_R_03	C-215, C-217 y C-246	5	0	21,500	15,088	0	0	36,588	
	SECHNO_R_01	C-234, C-237 y C-246	6	49,555	82,000	44,378	0	12,000	187,933	
	SECHNO_R_08	C-211, C-234, C-236 y C-245	7	85,595	24,600	13,313	0	12,000	135,508	
	SECHNO_R_10	C-234, C-233, C-236, C-238 y C-2	8	0	8,200	4,438	0	0	12,638	
	SECHNO_R_09	C-211, C-233, C-236, C-238 y C-2	9	0	6,650	5,325	0	0	11,975	
	SECHNO_R_12	C-233, C-234, C-238, C-244 y C-2	10	0	19,950	15,976	0	0	35,926	
	SECHNO_R_13	C-234, C-244, C-246, C-248	11	0	13,300	10,651	0	0	23,951	
	SECHNO_R_02	C-246	12	0	0	0	0	0	0	
	SECHNO_R_14	C-237, C-244 y C-246	13	0	0	0	0	0	0	
	SECHNO_R_11	C-211, C-219, C-233, C-236 y C-2	14	0	0	0	0	0	0	
SECH O	SECHO_06	C-212 y C-214	1	0	7,315	8,115	0	0	15,430	
	SECHO_01	C-211, C-219, C-236 y C-221	2	0	26,600	21,301	0	0	47,901	
	SECHO_02	C-211, C-221 y C-245	3	119,383	43,000	30,177	0	12,000	204,559	
	SECHO_04	C-212, C-216, C-217 v C-221	4	123,888	0	0	0	12,000	135,888	

SECHO_08	C-214, C-216 y C-219	5	0	0	0	0	0	0
SECHO_05	C-212, C-214, C-217 y C-237	6	0	0	0	0	0	0
SECHO_09	C-216 y C-219	7	0	0	0	0	0	0
SECHO_06	C-214 y C-216	8	0	0	0	0	0	0
SECHO_03	C-215, C-217, C-221	9	0	0	0	0	0	0

Fuente. Elaboración propia

Tabla 78
Orden de priorización de las obras de ampliación

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	Orden de priorización de las obras de ampliación						Total
			Prioridad	Monto de las inversiones (\$us.)					
				Troncales y enlaces	SED	Laterales	Equipos de maniobra y protección de troncales	Equipos de maniobra y protección de laterales	
SECHNOR	SECHNOR_06	C-234 y C-245	1	0	39,000	7,100	0	0	46,100
	SECHNOR_04	C-215, C-234, C-237 y C-246	2	0	27,700	7,988	0	0	35,688
	SECHNOR_07	C-215, C-221, C-234 y C-245	3	0	41,000	22,189	0	0	63,189
	SECHNOR_05	C-215, C-217, C-221 y C-234	4	0	24,600	13,313	0	0	37,913
	SECHNOR_01	C-234, C-237 y C-246	5	0	32,800	17,751	0	0	50,551
	SECHNOR_10	C-234, C-233, C-236, C-238 y C-2	6	0	24,600	13,313	0	0	37,913
	SECHNOR_08	C-211, C-234, C-236 y C-245	7	0	24,600	13,313	0	0	37,913
	SECHNOR_09	C-211, C-233, C-236, C-238 y C-2	8	0	28,150	20,414	0	0	48,564
	SECHNOR_02	C-246	9	0	24,600	13,313	0	0	37,913
	SECHNOR_12	C-233, C-234, C-238, C-244 y C-2	10	0	34,800	25,739	0	0	60,539
	SECHNOR_03	C-215, C-217 y C-246	11	0	86,000	60,353	0	0	146,353
	SECHNOR_13	C-234, C-244, C-246, C-248	12	0	41,450	31,064	0	0	72,514
	SECHNOR_14	C-237, C-244 y C-246	13	0	53,200	42,602	0	0	95,802
	SECHNOR_11	C-211, C-219, C-233, C-236 y C-2	14	0	34,800	25,739	0	0	60,539
SECHO	SECHO_02	C-211, C-221 y C-245	1	0	43,000	30,177	0	0	73,177
	SECHO_03	C-215, C-217, C-221	2	0	29,700	19,526	0	0	49,226
	SECHO_06	C-212 y C-214	3	0	178,970	192,056	0	0	371,026
	SECHO_09	C-216 y C-219	4	0	46,550	51,641	0	0	98,191
	SECHO_07	C-214 y C-216	5	0	59,850	66,396	0	0	126,246
	SECHO_01	C-211, C-219, C-236 y C-221	6	0	53,200	42,602	0	0	95,802
	SECHO_08	C-214, C-216 y C-219	7	0	139,650	154,923	0	0	294,573

SECHO 09	C-216 y C-219					\$ 122,142			
	TOTAL SECHO	\$ 340,447	\$0	\$ 63,331	\$ 122,403	\$ 222,048	\$493,168	\$0	\$486,178
TOTAL		\$ 908,123	\$0	\$ 395,743	\$ 518,107	\$281,925	\$ 639,521	\$0	\$ 715,033
		\$ 908,123		\$913,850		\$921,446		\$ 715,033	

Fuente. Elaboración propia

El programa de inversiones de las obras de equipamiento para el primer quinquenio 2007-2010 se detalla a continuación:

Metrado del equipamiento de distribución de media tensión por renovación y remodelación[illegible]

	SECHO_05	C237												
	SECHO_06	C212												
	SECHO_07	C214												
	SECHO_08	C216												
	SECHO_09	C219												
	TOTAL SECHO		10.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	TOTAL		15.2	0.0	1.5	0.0	0.0	0.0	5.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla 81

[illegible]

TOTAL SECHNOR		0	0	0	0	16	0	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0	0
SECHO	SECHO_01	C211																
	SECHO_02	C211, C221	0.00	0.00	0.00	0.00	8.00	0.00	0.00	0.00	4	2	0	0	0	0	0	0
	SECHO_03	C217																
	SECHO_04	C217	0.00	0.00	0.00	0.00	8.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_05	C237																
	SECHO_06	C212																
	SECHO_07	C214																
	SECHO_08	C216																
	SECHO_09	C219																
TOTAL SECHO			0	0	0	0	16	0	0	0	4	2	0	0	0	0	0	0
TOTAL			0.0	0.0	0.0	0.0	32.0	0.0	0.0	0.0	4.0	17.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente. Elaboración propia

Tabla 82

Metrado del equipamiento de distribución de media tensión por renovación y remodelación

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentado r m.t. existente en área de influencia proyectado	Metrado de troncales media tensión (km.)					METRADO DE LATERALES M.T. (Km.)						
			10 KV.		22.9 KV.			10 KV.		22.9 KV.				
			Aéreo aluminio	Aéreo cobre	Subterr. N2XSY	Aéreo aluminio	Aéreo cobre	SUBTER R. N2XSY	Aluminio	Cobre	Subterr. N2SXY	Aluminio	Cobre	Subterr. N2SXY
			3-1x120mm	3-1x70mm	3-1x185mm	3-1x120mm	3-1x70mm		3-1x50mm	3-1x35mm	3-1x50mm	3-1x50mm	3-1x35mm	3-1x50mm
			2	2	2	2	2	1x185mm	2.	2.	2.	2.	2.	2.
			AL	CU	S	AL	CU	S						

SECHNO R	SECHNOR_0 1	C234, C246												
	SECHNOR_0 2	C246												
	SECHNOR_0 3	C237	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_0 4	C234												
	SECHNOR_0 5	C215												
	SECHNOR_0 6	C234												
	SECHNOR_0 7	C245	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_0 8	C211, C245	3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_0 9	C236	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_1 0	C238	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_1 1	C236												
	SECHNOR_1 2	C233	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHNOR_1 3	C244, C248												
	SECHNOR_1 4	C237												
	TOTAL SECHNOR			3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3	0.0	0.0	0.0	0.0
SECHO	SECHO_01	C211	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	SECHO_02	C211, C221												
	SECHO_03	C217												
	SECHO_04	C217												
	SECHO_05	C237												
	SECHO_06	C212	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30	0.00
	SECHO_07	C214												
	SECHO_08	C216												
	SECHO_09	C219												
	TOTAL SECHO			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.3
TOTAL			3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.5	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0

Fuente. Elaboración propia

Tabla 83
Subestaciones de distribución 2008

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION								
			SED 10 kV./BT			SED 10-22.9 kV./BT			SED 22.9 kV. / BT		
			75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KVA	160 KVA	250 KVA
SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246									
	SECHNOR_02	C246									
	SECHNOR_03	C237	2	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_04	C234									
	SECHNOR_05	C215									
	SECHNOR_06	C234									
	SECHNOR_07	C245	0	5	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_08	C211, C245	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_09	C236	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_10	C238	0	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_11	C236									
	SECHNOR_12	C233	3	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_13	C244, C248									
	SECHNOR_14	C237									
SECHO	TOTAL SECHNOR		6	10	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_01	C211	4	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_02	C211, C221									
	SECHO_03	C217									
	SECHO_04	C217									
	SECHO_05	C237									
	SECHO_06	C212	0	0	0	0	0	0	1	0	0
	SECHO_07	C214									
	SECHO_08	C216									
	SECHO_09	C219									
	TOTAL SECHO		4	0	0	0	0	0	1	0	0
TOTAL			10.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0

Fuente. Elaboración propia

Tabla 84

Metrado del equipamiento de distribución de media tensión por renovación y remodelación-2009

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alim entador m.t. existente en área de influencia proyectado	METRADO DE LATERALES M.T. (Km.)						SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION								
			10 KV.			22.9 KV.			SED 10 kV./BT			SED 10-22.9 kV./BT			SED 22.9 kV. / BT		
			Aluminio 3-1x50mm2.	Cobre 3-1x35mm2.	Subterr. N2SXY 3_1x50mm2.	Aluminio 3-1x50mm2.	Cobre 3-1x35mm2.	Subterr. N2SXY 3_1x50mm2.	75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KVA	160 KVA	250 KVA
SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246															
	SECHNOR_02	C246															
	SECHNOR_03	C237															
	SECHNOR_04	C234															
	SECHNOR_05	C215															
	SECHNOR_06	C234															
	SECHNOR_07	C245															
	SECHNOR_08	C211, C245															
	SECHNOR_09	C236															
	SECHNOR_10	C238															
	SECHNOR_II	C236															
	SECHNOR_12	C233	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_13	C244, C248	0.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_14	C237															
	TOTAL SECHNOR		1.5	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0
SECHO	SECHO_01	C211	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_02	C211, C221															
	SECHO_03	C217															
	SECHO_04	C217															
	SECHO_05	C237															
	SECHO_06	C212															
	SECHO_07	C214	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_08	C216															
	SECHO_09	C219															
	TOTAL SECHO		1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4	0	0	0	0	0	0	0	0
	TOTAL		2.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente. Elaboración propia

Tabla 85

Metrado del equipamiento de distribución de media tensión del 1er. Quinquenio 2007-2010-ampliación

SET	Área de influencia alimentador m.t. proyectado	Alimentador m.t. existente en área de influencia proyectado	Metrado de laterales m.t. (km.)						SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION								
			10 KV.			22.9 KV.			SED 10 kV./BT			SED 10-22.9 kV./BT			SED 22.9 kV. / BT		
			Aluminio 3-1x50mm2.	Cobre 3-1x35mm2.	Subterr. N2SXY 3_1x50mm2.	Aluminio 3-1x50mm2.	Cobre 3-1x35mm2.	Subterr. N2SXY 3_1x50mm2.	75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KVA	160 KVA	250 KVA	75 KVA	160 KVA	250 KVA
SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	4	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_02	C246	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_03	C237															
	SECHNOR_04	C234	0.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	1	1	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_05	C215	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_06	C234	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	2	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_07	C245	1.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	5	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_08	C211, C245	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_09	C236	1.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNORJO	C238	0.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0	3	0	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_11	C236															
	SECHNOR_12	C233															
	SECHNOR_13	C244, C248															
	SECHNOR_14	C237															
TOTAL SECHNOR			7.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3	23	3	0	0	0	0	0	0
SECHO	SECHO_01	C211															
	SECHO_02	C211, C221	1.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4	2	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_03	C217	1.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	2	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_04	C217															
	SECHO_05	C237															
	SECHO_06	C212															
	SECHO_07	C214															
	SECHO_08	C216															
	SECHO_09	C219															
	TOTAL SECHO			2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6	4	0	0	0	0	0	0
TOTAL			10.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0	27.0	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente. Elaboración propia

Tabla 86

Metrado de laterales m.t. (km) y subestaciones de distribución 2009

SET	Área de influencia	Alimentador m.t. existente	Metrado de laterales m.t. (km.)						Subestaciones de distribución								
			10 KV.			22.9 KV.			SED 10 kV./BT			SED 10-22.9 kV./BT			SED 22.9 kV. / BT		

SECHNOR	SECHNOR_01	C234, C246														
	SECHNOR_02	C246														
	SECHNOR_03	C237														
	SECHNOR_04	C234														
	SECHNOR_05	C215														
	SECHNOR_06	C234														
	SECHNOR_07	C245														
	SECHNOR_08	C211, C245														
	SECHNOR_09	C236														
	SECHNORJO	C238														
	SECHNOR_11	C236	1.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4	1	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_12	C233														
	SECHNOR_13	C244, C248	1.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5	1	0	0	0	0	0	0
	SECHNOR_14	C237	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	8	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL SECHNOR			5.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17	2	0	0	0	0	0	0
SECHO	SECHO_01	C211														
	SECHO_02	C211, C221														
	SECHO_03	C217														
	SECHO_04	C217	2.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_05	C237	2.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_06	C212														
	SECHO_07	C214														
	SECHO_08	C216	0.00	6.30	0.00	0.00	0.00	0.00	21	0	0	0	0	0	0	0
	SECHO_09	C219														
TOTAL SECHO			4.8	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0	37	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL			10.4	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0	54.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente. Elaboración propia

3.2.17. Metrados, valorización y programación del equipamiento de transmisión

Los metrados, valorización y programación del equipamiento de transmisión de la alternativa elegida N°01 se detalla a continuación.

Tabla 88

Metrado del equipamiento de transmisión -1er quinquenio 2007-2010

SE T	SUBESTACIÓN DE	1er QUINQUENIO 2007 - 2010									OBRAS CIVILES
		LT 60	CELD A AT	CELD A	CELD A	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	TRANSFORMA DOR	EDIFICIO SET	CELDA MT	CELDA MT	

	TRANSFORMACION	KV. (KM)	60 KV.	TRANS F. AT/MT 60/10 KV.	TRANS F. AT/MT 60/22.9 KV.	15/1 8 MV A 60/1 0 KV	20/2 4 MV A 60/1 0 KV	15/18 MVA 60/22 .9 KV	20/24 MVA 60/22 .9 KV	ELEVADOR 5_MVA - 10/22.P KV	20 MV A	30 MV A	10_KV SALIDA ALIMET AD.	22.9_KV SALIDA ALIMET AD.	CELD A AT (Cjto.)	CELDA TRAFO POTENC IA (Cjto.)	CELDA TRAFO ELEVAD OR (Cjto.)
1	SECHNOR	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0
2	SECHO	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0
	TOTAL	0	0	2	0	1	1	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0

Fuente. Elaboración propia

Tabla 89

Metrado del equipamiento de transmisión -2do quinquenio 2010-2015

2do QUINQUENIO 2010 - 2015																	
ITEM	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACION	LT 60 KV. (KM)	CELD A AT 60 KV.	CELD A TRANS F. AT/MT 60/10 KV.	CELD A TRANS F. AT/MT 60/22.9 KV.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA				TRANSFORMA DOR ELEVADOR 5_MVA - 10/22.P KV	EDIFICIO SET		CELDA MT 10_KV SALIDA ALIMET AD.	CELDA MT 22.9_KV SALIDA ALIMET AD.	OBRAS CIVILES		
						15/1 8 MV A 60/1 0 KV	20/2 4 MV A 60/1 0 KV	15/18 MVA 60/22 .9 KV	20/24 MVA 60/22 .9 KV		20 MV A	30 MV A			CELD A AT (Cjto.)	CELDA TRAFO POTENC IA (Cjto.)	CELDA TRAFO ELEVAD OR (Cjto.)
1	SECHNOR	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0

2	SECHO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL		0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0

Fuente. Elaboración propia

Tabla 90

Metrado del equipamiento de transmisión -3er quinquenio 2015-2020

3er QUINQUENIO 2015 - 2020																	
ITEM	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACION	LT 60 KV. (KM.)	CELDA AT 60 KV.	CELDA TRANS F. AT/MT 60/10 KV.	CELDA TRANS F. AT/MT 60/22.9 KV.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA				TRANSFORMADOR ELEVADOR 5_MVA - 10/22.P KV	EDIFICIO SET		CELDA MT 10_KV SALIDA ALIMET AD.	CELDA MT 22.9_KV SALIDA ALIMET AD.	OBRAS CIVILES		
						15/18	20/24	15/18	20/24		20	30			CELDA AT (Cjto.)	CELDA TRAFO POTENCIA (Cjto.)	CELDA TRAFO ELEVADOR (Cjto.)
						MVA	MVA	MVA	MVA		MV A	MV A					
1	SECHNOR	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	2	0	0	1	0
2	SECHO	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL		0	0	2	0	0	2	0	0	0	0	0	2	0	0	1	0

Fuente. Elaboración propia

Tabla 91

Valoración del equipamiento de transmisión -1er quinquenio 2007-2010

1er QUINQUENIO 2007 - 2010																	
ITEM	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACION	LT 60 KV. (KM.)	CELDA AT 60 KV.	CELDA TRANS F. AT/MT 60/10 KV.	CELDA TRANS F. AT/MT 60/22.9 KV.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA				TRANSFORMADOR ELEVADOR 5_MVA - 10/22.P KV	EDIFICIO SET		CELDA MT 10_KV SALIDA ALIMET AD.	CELDA MT 22.9_KV SALIDA ALIMET AD.	OBRAS CIVILES		
						15/18	20/24	15/18	20/24		20	30			CELDA AT (Cjto.)	CELDA TRAFO POTENCIA (Cjto.)	CELDA TRAFO ELEVADOR (Cjto.)
						MVA	MVA	MVA	MVA		MV A	MV A					
1	SECHNOR	0.00	0.00	118,750.00	0.00	0.00	675,650.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	SECHO	0.00	0.00	118,750.00	0.00	545,650.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL		0.00	0.00	237,500.00	0.00	545,650.00	675,650.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente. Elaboración propia

Tabla 92

Valoración del equipamiento de transmisión -2do quinquenio 2010-2015

2do QUINQUENIO 2010 - 2015																	
ITEM	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACION	LT 60 KV. (K M.)	CELDA AT 60 KV.	CELDA TRANS F. AT/MT 60/10 KV.	CELDA TRANS F. AT/MT 60/22.9 KV.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA				TRANSFORMADOR ELEVADOR 5_MVA - 10/22.P KV	EDIFICIO SET		CELDA MT 10_KV SALIDA ALIMET AD.	CELDA MT 22.9_KV SALIDA ALIMET AD.	OBRAS CIVILES		
						15/18 MV A 60/10 KV	20/24 MVA 60/10 KV	15/18 MV A 60/22.9 KV	20/24 MV A 60/22.9 KV		20 MV A	30 MV A			CELDA AT (Cjto.)	CELDA TRAFO POTENCIA (Cjto.)	CELDA TRAFO ELEVADOR (Cjto.)
1	SECHNOR	0.00	0.00	118,750.00	0.00	0.00	675,650.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	SECHO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL		0.00	0.00	118,750.00	0.00	0.00	675,650.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente. Elaboración propia

Tabla 93

Valoración del equipamiento de transmisión -3er quinquenio 2015-2020

3er QUINQUENIO 2015 - 2020																	
ITEM	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACION	LT 60 KV. (K M.)	CELDA AT 60 KV.	CELDA TRANS F. AT/MT 60/10 KV.	CELDA TRANS F. AT/MT 60/22.9 KV.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA				TRANSFORMADOR ELEVADOR 5_MVA - 10/22.P KV	EDIFICIO SET		CELDA MT 10_KV SALIDA ALIMET AD.	CELDA MT 22.9_KV SALIDA ALIMET AD.	OBRAS CIVILES		
						15/18 MV A 60/10 KV	20/24 MVA 60/10 KV	15/18 MV A 60/22.9 KV	20/24 MV A 60/22.9 KV		20 MV A	30 MV A			CELDA AT (Cjto.)	CELDA TRAFO POTENCIA (Cjto.)	CELDA TRAFO ELEVADOR (Cjto.)
1	SECHNOR	0.00	0.00	118,750.00	0.00	0.00	675,650.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50,000.00	0.00	0.00	47,500.00	0.00
2	SECHO	0.00	0.00	118,750.00	0.00	0.00	675,650.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL		0.00	0.00	237,500.00	0.00	0.00	1,351,300.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50,000.00	0.00	0.00	47,500.00	0.00

Fuente. Elaboración propia

Tabla 94

Metrado anual del equipamiento de transmisión, primer quinquenio 2007

ITEM	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACION	AÑO 2007															
		LT 60 KV. (KM.)	CELDA AT 60 KV.	CELDA TRANSF. AT/MT 60/10 KV.	CELDA TRANSF. AT/MT 60/22.9 KV.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA				TRANSFORMADOR ELEVADOR 5_MVA - 10/22.P KV	EDIFICIO SET		CELDA MT 10_KV SALIDA ALIMET AD.	CELDA MT 22.9_KV SALIDA ALIMET AD.	OBRAS CIVILES		
						15/18	20/24	15/18	20/24		20	30			CELDA AT (Cjto.)	CELDA TRAFO POTENCIA (Cjto.)	CELDA TRAFO ELEVADOR (Cjto.)
						8 MV A 60/10 KV	4 MVA 60/10 KV	15/18 MVA 60/22.9 KV	20/24 MVA 60/22.9 KV		MV A	MV A					
1	SECHNOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	SECHO	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0
TOTAL		0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0

Fuente. Elaboración propia

Tabla 95

Metrado anual del equipamiento de transmisión, primer quinquenio 2008

ITEM	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACION	AÑO 2008															
		LT 60 KV. (KM.)	CELDA AT 60 KV.	CELDA TRANSF. AT/MT 60/10 KV.	CELDA TRANSF. AT/MT 60/22.9 KV.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA				TRANSFORMADOR ELEVADOR 5_MVA - 10/22.P KV	EDIFICIO SET		CELDA MT 10_KV SALIDA ALIMET AD.	CELDA MT 22.9_KV SALIDA ALIMET AD.	OBRAS CIVILES		
						15/18	20/24	15/18	20/24		20	30			CELDA AT (Cjto.)	CELDA TRAFO POTENCIA (Cjto.)	CELDA TRAFO ELEVADOR (Cjto.)
						8 MV A 60/10 KV	4 MVA 60/10 KV	15/18 MVA 60/22.9 KV	20/24 MVA 60/22.9 KV		MV A	MV A					
1	SECHNOR	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	SECHO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL		0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente. Elaboración propia

Tabla 96

Valoración anual del equipamiento de transmisión. Primer quinquenio 2007

AÑO 2007																	
ITEM	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACION	LT 60 KV. (K M.)	CELDA AT 60 KV.	CELDA TRANSF. AT/MT 60/10 KV.	CELDA TRANSF. AT/MT 60/22.9 KV.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA				TRANSFORMADOR ELEVADOR 5_MVA - 10/22.P KV	EDIFICIO SET		CELDA MT 10_KV SALIDA ALIMET AD.	CELDA MT 22.9_KV SALIDA ALIMET AD.	OBRAS CIVILES		
						15/18 MVA 60/10 KV	20/24 MV A 60/10 KV	15/18 MV A 60/22.9 KV	20/24 MV A 60/22.9 KV		20 MV A	30 MV A			CELDA AT (Cjto.)	CELDA TRAFO POTENCIA (Cjto.)	CELDA TRAFO ELEVADOR (Cjto.)
1	SECHNOR	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	SECHO	0.00	0.00	118,750.00	0.00	545,650.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL		0.00	0.00	118,750.00	0.00	545,650.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente. Elaboración propia

Tabla 97

Valoración anual del equipamiento de transmisión. Primer quinquenio 2008

AÑO 2008																	
ITEM	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACION	LT 60 KV. (KM .)	CELDA AT 60 KV.	CELDA TRANSF. AT/MT 60/10 KV.	CELDA TRANSF. AT/MT 60/22.9 KV.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA				TRANSFORMADOR ELEVADOR 5_MVA - 10/22.P KV	EDIFICIO SET		CELDA MT 10_KV SALIDA ALIMET AD.	CELDA MT 22.9_KV SALIDA ALIMET AD.	OBRAS CIVILES		
						15/18 MVA 60/10 KV	20/24 MV A 60/10 KV	15/18 MV A 60/22.9 KV	20/24 MV A 60/22.9 KV		20 MV A	30 MV A			CELDA AT (Cjto.)	CELDA TRAFO POTENCIA (Cjto.)	CELDA TRAFO ELEVADOR (Cjto.)
1	SECHNOR	0.00	0.00	118,750.00	0.00	675,650.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	SECHO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL		0.00	0.00	118,750.00	0.00	675,650.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente. Elaboración propia

3.2.18. Venta Global de Energía

3.2.18.1. Resultado del Método de Tendencias

A partir de la información proporcionada por ENSA y la depuración de la misma, se ha considerado los datos mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 98.

Promedio de Crecimiento de las Ventas de Energía Total de Electronorte S.A

ELECTRO NORTE S.A. A NIVEL EMPRESA		
Año	GWh	Tasa Crec.
1993	175.48	
1994	191	8.8%
1995	190.11	-0.5%
1996	197.22	3.7%
1997	203.66	3.3%
1998	208.38	2.3%
1999	227.06	9.0%
2000	234.59	3.3%
2001	238.66	1.7%
2002	262.29	9.9%
2003	273.87	4.4%
2004	290.75	6.2%
2005	327.95	12.8%

Fuente: Elaboración Propia

Para la aplicación del método de tendencia se ha considerado cuatro alternativas de ecuación de regresión: exponencial, polinómica, logarítmica y lineal.

Los resultados obtenidos se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 99

Resumen del método de tendencia

DESCRIPCIÓN	EXPONENCIAL	POLINÓMICA	LOGARÍTMICA	LINEAL
Tasa de crecimiento Prom. (1993-2005)	5.81%	3.74%	-309.69%	7.08%
R ²	0.97	0.9825	0.8846	0.94630
Tasa de crecimiento Prom. (2006-2025)	5.81%	7.27%	1.57%	3.35%

Fuente: Elaboración Propia

3.2.18.2. Resultado del Método Econométrico

Para proyectar las ventas de energía del Sistema Eléctrico de Electronorte mediante métodos econométricos, se procedió a evaluar la correlación de las ventas con los diversos indicadores económicos como: Población, Producto Bruto Interno (PBI) del departamento de Lambayeque y el precio de la energía promedio de ENSA, información que se obtuvo de distintas fuentes del sector de energía y otros.

Se ha realizado los análisis correspondientes para establecer las variables independientes que explican mejor el comportamiento de las ventas de energía, considerando la correlación con:

- PBI, precio y población.
- PBI y precio.
- PBI y población.
- PBI.
- Precio.
- Población
- PBI, clientes y población.
- PBI y clientes
- Clientes

Los resultados obtenidos para la proyección de las ventas de energía se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 100
Resumen del método de tendencia

DESCRIPCIÓN	VENTAS PBI+PRECIO+ POBL.	VENTAS PBI+PRE CIO	VENTA S PBI+PO BL.	VENT AS PBI	VENT AS PREC IO	VENT AS POBL.	VENTAS PBI+CLIEN.+P OBL.	VENTAS PBI+CLI EN.	VENT AS CLIE N.
Valor Inicial (GWh) ₁₉₉₄	189.21	181.82	176.29	168.01	165	178.88	176.27	171.24	175.52
Valor Final (GWh) ₂₀₀₄	310.97	311.85	305.83	306.51	257.87	305.02	305.35	303.84	300.03
Tasa de crecimiento Prom (1994 - 2004)	4.62%	5.03%	5.14%	5.62%	4.14%	4.97%	5.12%	5.35%	4.99%
R ²	0.9697	0.9422	0.9486	0.919	0.403	0.9469	0.949	0.9327	0.9228
Tasa de crecimiento Prom (2006 - 2025)	4.45%	5.21%	3.86%	4.72%	0.00%	3.60%	3.93%	4.70%	4.62%

Fuente: Elaboración Propia

3.2.18.3. Comparación de resultados del Método de Tendencias y Econométricos

Como puede observarse en los resultados, para el método de tendencias se obtiene el coeficiente de correlación más alta para la curva polinómica, seguida por la curva exponencial y lineal, con tasas de crecimiento promedio anual de las ventas de energía de 7,27%, 5,81% y 3,35%, respectivamente. Sin embargo, la curva polinómica supone una tasa de crecimiento siempre creciente, razón por la cual da un promedio muy alto, lo cual constituye un comportamiento de la demanda que no responde a la realidad.

En cuanto al método econométrico, se obtiene un coeficiente de correlación con valor aceptable para la consideración de las ventas de energía en función del PBI-PRECIO-POB, PBI-PRECIO, PBI-POB, PBI, POB, PBI-CLI-POB, PBI-CLI y CLIENTES, con tasas de crecimiento comprendidas entre 3,60 % y 5,21 %, respectivamente.

En concordancia con lo expuesto, se plantea como tasa de crecimiento anual promedio de las ventas de energía al mercado regulado, el promedio de los valores obtenidos para las curvas con coeficiente de correlación alto, con excepción de la curva polinómica, con lo que se obtiene un valor de 4,27%.

De manera similar, para el escenario pesimista es apropiado considerar el promedio de las tasas más bajas resultantes, obteniéndose un valor de 3,68 % anual en promedio.

Para el escenario optimista, se considera procedente tomar el promedio de las tasas más altas, obteniéndose un valor de 5,69 %.

Tabla 101

Tasa de Crecimiento Propuesto Global

ESCENARIO	TASA CRECIM.
PESIMISTA	3.68%
BASE	4.42%
OPTIMISTA	5.69%

Fuente: Elaboración Propia

3.2.18.4. Proyección por régimen tarifario

Para efectuar la proyección global de las ventas de energía por sector tarifario, considerando la división entre baja tensión y media tensión, se ha considerado la información proporcionada al respecto por ENSA, la cual se resume en tablas siguientes:

Tabla 102

Promedio de Crecimiento de las Ventas de Energía BT de Electronorte S.A

Año	GWh	Tasa Crec.
1993	150.94	
1994	162	7.3%
1995	158.87	-1.9%
1996	157.19	-1.1%
1997	155.54	-1.0%
1998	157.39	1.2%
1999	171.03	8.7%
2000	165.69	-3.1%
2001	166.07	0.2%
2002	182.86	10.1%
2003	191.63	4.8%
2004	206.02	7.5%
2005	221.74	7.6%

Fuente: Empresa Electronorte S.

Tabla 103

Promedio de Crecimiento de las Ventas de Energía MT de Electronorte S.A

Año	GWh	Tasa Crec.
1993	24.55	
1994	29	18.1%
1995	31.41	8.3%
1996	40.04	27.5%
1997	48.11	20.2%
1998	50.99	6.0%
1999	57.18	12.1%
2000	64.7	13.2%
2001	71.28	10.2%
2002	79.05	10.9%
2003	81.81	3.5%
2004	83.85	2.5%
2005	104.73	24.9%

Fuente: Empresa Electronorte S.A

A partir de esta información, se ha efectuado un primer análisis de la tendencia histórica de crecimiento, cuyos resultados se muestran a continuación:

Tabla 104

Resumen del método tendencia- Mercado Regulado BT, 1993-2005

HISTÓRICA 1993 - 2005				
DESCRIPCIÓN	EXPONENCIAL	POLINÓMICA	LOGARÍTMICA	LINEAL
Tasa de crecimiento Prom. (1993-2005)	2.73%	2.66%	2.74%	2.87%
R²	0.783	0.9446	0.5143	0.76100
Tasa de crecimiento Prom. (2006-2025)	2.73%	6.55%	0.48%	1.98%

Fuente. Elaboración Propia

Tabla 105

Resumen del método tendencia- Mercado Regulado MT, 1993-2004

HISTÓRICA 1993 - 2004				
DESCRIPCIÓN	EXPONENCIAL	POLINÓMICA	LOGARÍTMICA	LINEAL
Tasa de crecimiento Prom. (1993-2005)	12.18%	12.58%	31.00%	13.45%
R²	0.972	0.9836	0.8411	0.98030
Tasa de crecimiento Prom. (2006-2025)	12.18%	5.91%	1.57%	4.54%

Fuente. Elaboración Propia

Como puede apreciarse, para las ventas en BT solo se obtiene un coeficiente de correlación alto para la función polinómica, aunque como se ha indicado anteriormente, esta curva supone una tasa de crecimiento siempre creciente, lo cual no es realista.

Para las ventas en MT estos coeficientes son altos, sin embargo, son muy altos y no son coherentes con las ventas globales de la empresa.

Por otro lado, se observa que los datos de ventas en BT para el periodo 1993 a 1996 representan que las mismas habrían estado prácticamente sin crecimiento durante estos años. A partir del año 1997 se observa un cambio notable en el crecimiento de estas ventas. Por lo expuesto, se ha efectuado un ajuste considerando los datos del periodo 1997 a 2005, obteniéndose los resultados que se muestran a continuación:

Tabla 106

Resumen del método tendencia- Mercado Regulado BT, 1997-2005

Resumen del método tendencia-Mercado regulado BT Data Histórica 1997-2005				
Descripción	Exponencial	Polinómica	Logarítmica	Lineal
Tasa de crecimiento Prom. (1993-2005)	4.34%	1.94%	15.88%	5.02%
R²	0.9001	0.9634	0.8029	0.8834
Tasa de crecimiento Prom. (2006-2025)	4.34%	7.62%	1.26%	2.81%

Fuente. Elaboración Propia

Tabla 107

Resumen del método tendencia- Mercado Regulado MT, 1997-2005

Resumen del método tendencia-Mercado regulado MT Data Histórica 1997-2005				
Descripción	Exponencial	Polinómica	Logarítmica	Lineal
Tasa de crecimiento Prom. (1993-2005)	9.64%	9.25%	14.14%	14.58%
R ²	0.9740	0.9622	0.9162	0.9541
Tasa de crecimiento Prom. (2006-2025)	9.64%	7.22%	1.34%	4.64%

Fuente. Elaboración Propia

Por lo tanto, para las ventas en BT se considera que la tasa más probable de crecimiento de este sector es la correspondiente a la obtenida para la función Exponencial, la cual resulta igual a 4,34 % anual.

Por lo expuesto, se ha efectuado la proyección de las ventas globales, de acuerdo a la tasa de crecimiento definida para las mismas, así como de las ventas en BT, de acuerdo con su correspondiente tasa antes mencionada. Las ventas en MT se definen por diferencia, tal como se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 108

Proyección de las ventas de energía (MWh) por tipo de tarifas a nivel global

DESCRIPCIÓN	AÑO											TASA CREC. PROM.
	0	1	5	6	10	14	16	17	18	19	20	
	2005	2006	2010	2011	2015	2019	2021	2022	2023	2024	2025	
BAJA TENSIÓN	17543	18510	22938	24202	29992	37167	41375	43654	46059	48596	51273	5.51%
MEDIA TENSIÓN	4840	4986	5589	5743	6365	6975	7265	7403	7536	7662	7781	2.40%
TOTAL	22383	23496	28527	29945	36357	44142	48640	51057	53595	56258	59054	4.97%

Fuente. Elaboración Propia

Como puede apreciarse, se obtiene una tasa de crecimiento promedio para las ventas en MT de 4,60 % anual, valor que se considera razonable.

3.3. Proyección Espacial

Para determinar el crecimiento espacial de la demanda, se parte en primer lugar de la información estadística de cada sistema eléctrico, lo cual se detalla a continuación.

3.3.1. Proyección por sistema

La proyección por sistema se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 109

Resumen de las ventas de energía, 2000-2005

Año	Ventas de energía (MWh)		
	A nivel sistema eléctrico		
	MT	BT	Total
2000	49, 036.0	116, 624.8	165, 660.8
2001	46, 724.1	114, 892.5	161, 616.6
2002	47, 833.7	122, 512.3	170, 346.0
2003	48, 969.9	126, 471.3	175, 441.2
2004	50, 399.8	133, 513.2	183, 913.0
2005	54, 552.4	141, 120.6	195, 673.0

Fuente. Elaboración Propia

Aplicando el Método de tendencias de manera similar a los análisis anteriores, se obtiene los resultados que se resume a continuación:

Tabla 110

Resumen del método tendencia, 2000-2005

RESUMEN DEL MÉTODO TENDENCIA - GLOBAL CHICLAYO DATA HISTÓRICA 2000 - 2005				
DESCRIPCIÓN	EXPONENCIAL	POLINÓMICA	LOGARÍTMICA	LINEAL
Tasa de crecimiento Prom. (1993-2005)	3.63%	3.62%	3.37%	3.69%
R ²	0.8922	0.9785	0.6909	0.88730
Tasa de crecimiento Prom. (2006-2025)	3.63%	8.60%	0.59%	2.58%

Fuente. Elaboración Propia

Aplicando el método econométrico se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 111

Resumen del método econométrico, 2000-2005

RESUMEN DEL MÉTODO ECONOMETRICO - GLOBAL DATA HISTÓRICA 2000 - 2005									
DESCRIPCIÓN	VENTAS PBI+PRECIO+ POBL.	VENTAS PBI+PRECIO	VENTAS PBI+POBL.	VENTAS PBI	VENTAS PRECIO	VENTAS AS POBL.	VENTAS PBI+CLIEN.+ POBL.	VENTAS PBI+CLIEN.	VENTAS CLIE N.
Valor Inicial (GWh) ₂₀₀₀	9.28	12.73	8.81	11.85	14.51	10.41	15.94	17.26	8.81
Valor Final (GWh) ₂₀₀₅	163.4	23.88	165.97	25.17	14.66	102.21	56.71	28.67	165.97
Tasa de crecimiento Prom (2000 - 2005)	29.79%	5.88%	30.59%	7.09%	0.09%	23.08 %	12.23%	4.72%	30.59 %
R ²	0.8981	0.6724	0.8952	0.6596	0.4824	0.8404	0.9966	0.9927	0.9909
Tasa de crecimiento Prom (2006 - 2025)	9.78%	0.68%	9.78%	0.79%	0.00%	7.40%	4.97%	1.62%	1.68%

Fuente. Elaboración Propia

Del análisis de los resultados obtenidos, se considera que la tasa de crecimiento más probable sería:

Tabla 112
Tasa de Crecimiento en diversos escenarios propuestos

ESCENARIO	TASA CRECIMIENTO
PESIMISTA	3.77%
BASE	4.97%
OPTIMISTA	6.78%

Fuente. Elaboración Propia

En cuanto a la proyección por sector tarifario se obtiene:

Tabla 113
Resumen del método tendencia- Mercado Regulado BT, 1997-2005

RESUMEN DEL MÉTODO TENDENCIA - MERCADO REGULADO BT DATA HISTÓRICA 2000 - 2005				
DESCRIPCIÓN	EXPONENCIAL	POLINÓMICA	LOGARÍTMICA	LINEAL
Tasa de crecimiento Prom. (1993-2005)	7.04%	-1.00%	2.34%	10.91%
R²	0.9312	0.9712	0.8733	0.09098
Tasa de crecimiento Prom. (2006-2025)	7.04%	10.40%	2.26%	3.98%

Fuente. Elaboración Propia

Tabla 114
Resumen del método tendencia- Mercado Regulado MT, 1997-2005

RESUMEN DEL MÉTODO TENDENCIA - MERCADO REGULADO MT DATA HISTÓRICA 2000 - 2005				
DESCRIPCIÓN	EXPONENCIAL	POLINÓMICA	LOGARÍTMICA	LINEAL
Tasa de crecimiento Prom. (1993-2005)	5.87%	-19.11%	49.61%	7.45%
R²	0.7227	0.9038	0.7703	0.7230
Tasa de crecimiento Prom. (2006-2025)	5.87%	14.78%	2.18%	3.63%

Fuente. Elaboración Propia

Finalmente, se tendría la siguiente proyección de las ventas de energía para el sistema Chiclayo:

Tabla 115
Proyección de las Ventas de Energía (MWh) por tipo de tarifas a nivel global.

DESCRIPCIÓN	AÑO
-------------	-----

	0	1	5	6	10	14	16	17	18	19	20	TASA CREC. PROM.
	2005	2006	2010	2011	2015	2019	2021	2022	2023	2024	2025	
BAJA TENSIÓN	17543	18510	22938	24202	29992	37167	41375	43654	46059	48596	51273	5.51%
MEDIA TENSIÓN	4840	4986	5589	5743	6365	6975	7265	7403	7536	7662	7781	2.40%
TOTAL	22383	23496	28527	29945	36357	44142	48640	51057	53595	56258	59054	4.97%

Fuente. Elaboración Propia

3.3.2. Balance y Ajuste final de las proyecciones de ventas de energía

Sobre la base de las proyecciones efectuadas para cada sistema y la proyección global de las ventas definida para ENSA, se efectúa un balance y ajuste final para que la proyección tenga la coherencia correspondiente. A continuación, se muestra las tablas que resumen dicho ajuste.

Tabla 116

Tasas de Crecimiento por sistemas eléctricos

SISTEMAS ELÉCTRICOS	DESCRIPCIÓN	AÑO 0	AÑO 20	TASA CREC. PROM
		2005	2025	
SISTEMA ELÉCTRICO CHICLAYO	BAJA TENSIÓN	141,121	277,113	3.43%
	MEDIA TENSIÓN	54,552	76,622	1.71%
	TOTAL	195,673	353,735	3.00%
SISTEMA ELÉCTRICO CHICLAYO NOR ESTE	BAJA TENSIÓN	20,405	55,732	5.15%
	MEDIA TENSIÓN	32,431	102,025	5.90%
	TOTAL	52,836	157,757	5.62%
SISTEMA ELÉCTRICO CHICLAYO ESTE	BAJA TENSIÓN	18,063	48,358	5.05%
	MEDIA TENSIÓN	8,530	23,498	5.20%
	TOTAL	26,593	71,856	5.10%
SISTEMA ELÉCTRICO CHONGOYAPE	BAJA TENSIÓN	1,970	2,896	1.95%
	MEDIA TENSIÓN	218	2,267	12.42%
	TOTAL	2,188	5,163	4.39%
SISTEMA ELÉCTRICO BAGUA JAEN RURAL	BAJA TENSIÓN	2,821	10,369	6.73%
	MEDIA TENSIÓN	2,560	6,839	5.04%
	TOTAL	5,381	17,208	5.98%
SISTEMA ELÉCTRICO BAGUA - JAEN	BAJA TENSIÓN	17,543	43,259	4.62%
	MEDIA TENSIÓN	4,840	16,559	6.34%
	TOTAL	22,383	59,818	5.04%
SISTEMA ELÉCTRICO CHACHAPOYAS	BAJA TENSIÓN	7,130	29,397	7.34%
	MEDIA TENSIÓN	978	3,197	6.10%
	TOTAL	8,108	32,594	7.20%
SISTEMA ELÉCTRICO POMAHUACA	BAJA TENSIÓN	111	1,072	12.01%
	MEDIA TENSIÓN	0		
	TOTAL	111	1,072	12.01%
SISTEMA ELÉCTRICO PUCARA	BAJA TENSIÓN	557	1,940	6.44%
	MEDIA TENSIÓN	0	0	#DIV/0!
	TOTAL	557	1,940	6.44%
SISTEMA ELÉCTRICO NIEPOS OYOTUN	BAJA TENSIÓN	1,192	9,037	10.66%
	MEDIA TENSIÓN	343	3,660	12.57%
	TOTAL	1,535	12,697	11.14%
SISTEMA ELÉCTRICO CHOTA	BAJA TENSIÓN	4,736	12,292	4.88%
	MEDIA TENSIÓN	1,188	6,236	8.64%
	TOTAL	5,924	18,528	5.87%
SISTEMA ELÉCTRICO CUTERVO	BAJA TENSIÓN	2,208	5,675	4.83%
	MEDIA TENSIÓN	472	3,928	11.18%
	TOTAL	2,680	9,603	6.59%
SISTEMA ELÉCTRICO QUEROCOTO	BAJA TENSIÓN	752	2,162	5.42%
	MEDIA TENSIÓN	62	678	12.70%
	TOTAL	814	2,840	6.45%
SISTEMA ELÉCTRICO SAN IGNACIO	BAJA TENSIÓN	1,822	10,474	9.14%

	MEDIA TENSIÓN	0	0	
	TOTAL	1,822	10,474	9.14%
SISTEMA ELÉCTRICO NANBALLE	BAJA TENSIÓN	126	141	0.56%
	MEDIA TENSIÓN	0	0	
	TOTAL	126	141	0.56%
SISTEMA ELÉCTRICO JUMBILLA	BAJA TENSIÓN	151	411	5.13%
	MEDIA TENSIÓN	7	103	14.39%
	TOTAL	158	514	6.08%
SISTEMA ELÉCTRICO SAN ANTONIO	BAJA TENSIÓN	996	2,281	4.23%
	MEDIA TENSIÓN	26	253	12.05%
	TOTAL	1,022	2,534	4.64%
SISTEMA ELÉCTRICO TABACONAS	BAJA TENSIÓN	38	1,985	21.87%
	MEDIA TENSIÓN	0	0	
	TOTAL	38	1,985	21.87%
TOTAL GLOBAL ENSA	BAJA TENSIÓN	221,742	514,594	4.30%
	MEDIA TENSIÓN	106,207	245,865	4.29%
	TOTAL	327,949	760,459	4.29%

Fuente. Elaboración Propia

Tabla 117

Proyección de Energía Distribuida por Subestación de Distribución Circuito C-211-Chiclayo

SISELECTRICO	SUBCODIGO	Tarifa	E.D.2005	E.D.2006	E.D.2008	E.D.2010	E.D.2012	E.D.2014	E.D.2016	E.D.2018	E.D.2020	E.D.2022	E.D.2024	E.D.2025
CHICLAYO	E200027	BT	690.727	745.326	787.651	835.132	885.476	938.854	995.450	1.055.458	1.119.083	1.186.544	1.258.071	1.295.436
CHICLAYO	E200055	BT	967.401	1.042.641	1.101.849	1.168.271	1.238.697	1.313.368	1.392.541	1.476.486	1.565.492	1.659.863	1.759.923	1.812.192
CHICLAYO	E200056	BT	459.377	495.115	523.231	554.773	588.216	623.675	661.271	701.134	743.400	788.213	835.729	860.550
CHICLAYO	E200068	BT	621.904	650.876	687.837	729.301	773.265	819.879	869.303	921.707	977.269	1.036.181	1.098.644	1.131.274
CHICLAYO	E200072	MT	339.407	351.267	372.947	397.275	423.189	450.794	480.199	511.523	544.890	580.433	618.295	638.142
CHICLAYO	E200076	MT	186.352	192.864	204.768	218.125	232.353	247.510	263.655	280.853	299.173	318.688	339.476	350.374
CHICLAYO	E200079	BT	417.691	402.933	425.814	451.483	478.699	507.556	538.153	570.594	604.990	641.460	680.129	700.329
CHICLAYO	E200081	MT	48.344	50.034	53.122	56.587	60.278	64.210	68.398	72.860	77.613	82.675	88.068	90.895
CHICLAYO	E200084	MT	618.562	640.177	679.688	724.024	771.253	821.562	875.153	932.239	993.050	1.057.827	1.126.829	1.163.001
CHICLAYO	E200087	MT	187.930	194.498	206.502	219.972	234.321	249.606	265.888	283.232	301.707	321.387	342.352	353.341
CHICLAYO	E200089	BT	470.341	473.940	500.854	531.046	563.059	597.001	632.990	671.148	711.606	754.503	799.986	823.745
CHICLAYO	E200093	BT	69.311	78.007	82.436	87.406	92.675	98.261	104.185	110.465	117.124	124.185	131.671	135.582
CHICLAYO	E200137	BT	37.876	42.628	45.049	47.765	50.644	53.697	56.934	60.366	64.005	67.863	71.954	74.091
CHICLAYO	E200145	BT	231.643	236.943	250.398	265.492	281.497	298.466	316.458	335.535	355.762	377.208	399.946	411.825
CHICLAYO	E200151	BT	332.739	338.858	358.101	379.688	402.576	426.844	452.575	479.857	508.784	539.455	571.974	588.962
CHICLAYO	E200152	BT	468.074	494.557	522.641	554.147	587.552	622.971	660.525	700.343	742.561	787.324	834.786	859.579
CHICLAYO	E200153	BT	268.640	275.220	290.848	308.381	326.971	346.682	367.580	389.739	413.233	438.144	464.556	478.353
CHICLAYO	E200154	BT	289.058	303.776	321.026	340.379	360.897	382.653	405.720	430.178	456.110	483.605	512.758	527.987
CHICLAYO	E200155	BT	387.226	403.414	426.323	452.022	479.271	508.162	538.796	571.275	605.713	642.227	680.941	701.165
CHICLAYO	E200156	BT	269.126	280.459	296.385	314.252	333.196	353.282	374.578	397.159	421.100	446.485	473.400	487.460
CHICLAYO	E200157	BT	25.754	28.985	30.631	32.477	34.435	36.511	38.712	41.046	43.520	46.143	48.925	50.378
CHICLAYO	E200193	MT	125.337	129.716	137.722	146.706	156.276	166.470	177.329	188.896	201.218	214.343	228.325	235.654
CHICLAYO	E200201	BT	322.285	323.142	341.493	362.079	383.905	407.048	431.586	457.603	485.188	514.436	545.447	561.647
CHICLAYO	E200209	BT	291.398	288.311	304.683	323.050	342.524	363.172	385.065	408.277	432.889	458.984	486.653	501.107
CHICLAYO	E200210	BT	207.915	223.738	236.443	250.696	265.809	281.832	298.822	316.835	335.935	356.186	377.657	388.874
CHICLAYO	E200211	BT	230.378	241.981	255.722	271.138	287.483	304.813	323.187	342.670	363.327	385.229	408.451	420.582
CHICLAYO	E200212	BT	270.508	281.384	276.227	292.878	310.534	329.253	349.101	370.146	392.459	416.117	441.202	454.306
CHICLAYO	E200213	BT	210.234	214.527	226.709	240.376	254.866	270.230	286.520	303.792	322.105	341.522	362.110	372.865
CHICLAYO	E200215	BT	193.876	205.826	217.514	230.627	244.529	259.270	274.899	291.471	309.041	327.671	347.424	357.742
CHICLAYO	E200216	BT	219.493	229.545	242.580	257.203	272.708	289.148	306.578	325.059	344.654	365.431	387.460	398.967
CHICLAYO	E200217	BT	195.125	209.329	221.216	234.552	248.691	263.683	279.578	296.432	314.301	333.248	353.337	363.831
CHICLAYO	E200229	BT	245.623	260.277	275.057	291.638	309.219	327.859	347.623	368.579	390.797	414.355	439.333	452.382
CHICLAYO	E200230	BT	252.412	261.276	276.113	292.757	310.405	329.117	348.957	369.993	392.297	415.945	441.019	454.118
CHICLAYO	E200231	BT	315.596	327.815	346.431	367.315	389.457	412.934	437.827	464.220	492.204	521.875	553.335	569.769
CHICLAYO	E200246	BT	231.792	213.565	225.693	239.258	253.723	269.018	285.235	302.430	320.661	339.991	360.487	371.193
CHICLAYO	E200247	BT	223.648	226.037	238.873	253.272	268.540	284.728	301.892	320.091	339.387	359.846	381.538	392.870
CHICLAYO	E200255	BT	357.152	364.641	385.347	408.577	433.207	459.321	487.010	516.368	547.496	580.500	615.494	633.774
CHICLAYO	E200258	BT	352.840	377.803	399.257	423.325	448.844	475.901	504.589	535.007	567.259	601.454	637.711	656.651
CHICLAYO	E200259	BT	289.327	304.703	322.006	341.417	361.998	383.820	406.958	431.490	457.501	485.080	514.322	529.597
CHICLAYO	E200264	BT	265.970	264.669	279.698	296.559	314.436	333.391	353.489	374.798	397.391	421.347	446.746	460.015
CHICLAYO	E200267	BT	216.796	243.997	257.853	273.397	289.878	307.352	325.880	345.525	366.354	388.438	411.854	424.086
CHICLAYO	E200283	BT	510.751	526.264	556.149	589.675	625.222	662.911	702.873	745.244	790.169	837.802	888.306	914.689
CHICLAYO	E200284	MT	71.724	74.231	78.812	83.953	89.430	95.263	101.477	108.097	115.148	122.659	130.660	134.854
CHICLAYO	E200285	BT	517.179	553.903	585.358	620.644	658.058	697.727	739.788	784.384	831.668	881.803	934.960	962.728
CHICLAYO	E200286	BT	525.667	545.438	576.412	611.159	648.001	687.064	728.481	772.396	818.957	868.326	920.670	948.014
CHICLAYO	E200287	BT	212.312	212.040	224.081	237.589	251.911	267.097	283.198	300.270	318.371	337.563	357.912	368.542
CHICLAYO	E200290	MT	284.834	294.787	312.981	333.397	355.145	378.311	402.988	429.276	457.277	487.106	518.880	535.356
CHICLAYO	E200297	BT	371.438	368.504	389.430	412.906	437.797	464.188	492.170	521.840	553.297	586.651	622.016	640.489
CHICLAYO	E200310	BT	764.833	799.363	844.756	895.680	949.673	1.006.922	1.067.621	1.131.979	1.200.218	1.272.569	1.349.282	1.389.356
CHICLAYO	E200326	BT	215.766	203.013	214.542	227.475	241.187	255.726	271.142	287.487	304.818	323.193	342.675	352.853
CHICLAYO	E200326	MT	12.504	12.941	13.740	14.636	15.591	16.608	17.691	18.845	20.074	21.384	22.778	23.510
CHICLAYO	E200356	BT	419.189	418.719	442.497	469.172	497.454	527.442	559.237	592.949	628.694	666.593	706.776	727.767
CHICLAYO	E200358	BT	455.708	466.447	492.935	522.651	554.157	587.563	622.982	660.537	700.356	742.574	787.338	810.722
CHICLAYO	E200360	BT	116.916	51.657	54.590	57.881	61.370	65.070	68.992	73.151	77.561	82.236	87.194	89.783
CHICLAYO	E200365	BT	114.915	99.929	105.604	111.707	118.719	125.876	133.464	141.510	150.040	159.085	168.675	173.684
CHICLAYO	E200372	BT	91.493	76.932	81.301	86.202	91.399	96.908	102.750	108.944	115.512	122.475	129.858	133.715
CHICLAYO	E200377	BT	101.090	99.023	104.646	110.955	117.643	124.735	132.254	140.227	148.680	157.643	167.146	172.110
CHICLAYO	E200395	BT	136.343	116.019	122.607	129.998	137.834	146.143	154.953	164.294	174.198	184.699	195.833	201.649
CHICLAYO	E200410	BT	4.252	4.785	5.057	5.362	5.685	6.028	6.391	6.776	7.185	7.618	8.077	8.317
CHICLAYO	E200432	BT	20.821	18.931	20.006	21.212	22.491	23.847	25.284	26.808	28.424	30.138	31.954	32.904
CHICLAYO	E200442	BT	27.238	30.655	32.396	34.349	36.420	38.615	40.943	43.411	46.028	48.803	51.744	53.281
CHICLAYO	E200451	BT	143.816	138.324	146.179	154.991	164.334	174.240	184.744	195.880	207.689	220.208	233.483	240.417
CHICLAYO	E200454	BT	42.576	33.880	35.804	37.962	40.250	42.677	45.249	47.977	50.869	53.936	57.187	58.886
CHICLAYO	E200464	MT	88.537	91.630	97.286	103.632	110.392	117.593	125.263	133.434	142.138	151.410	161.286	166.464
CHICLAYO	E200477	MT	28.683	29.686	31.518	33.574	35.764	38.097	40.582	43.229	46.049	49.052	52.252	53.929
CHICLAYO	E200504	BT	324.223	306.779	324.200	343.743	364.465	386.436	409.731	434.430	460.618	488.385	517.826	533.206
CHICLAYO	E200508	MT	86.714	89.745	95.283	101.499	108.120	115.172	122.685	130.688	139.213	148.294	157.967	163.038
CHICLAYO	E200509	MT	183.805	190.228	201.969	215.143	229.177	244.126	260.051	277.014	295.084	314.332	334.836	345.585
CHICLAYO	E200542	BT	182.100	157.385	166.322	176.348	186.979	198.250	210.201	222.873	236.308	250.553	265.657	273.547
CHICLAYO	E200543	MT	205.166	212.336	225.441	240.146	255.811	272.498	290.273					

Tabla 118

Proyección de Demanda Coincidente de Potencia de Distribución por alimentador de media tensión.

PROYECCIÓN DE DEMANDA COINCIDENTE DE POTENCIA DE DISTRIBUCIÓN POR ALIMENTADOR MEDIA TENSIÓN					
ALIMENTADOR	MD_2006 KW.	MD_2010 KW.	MD_2015 KW.	MD_2020 KW.	MD_2025 KW.
ADINELSA_BAG202	88.50	102.10	122.09	145.98	174.56
ADINELSA_BGR201	20.74	23.93	28.62	34.22	40.92
ADINELSA_BGR202	92.26	106.45	127.29	152.20	181.99
ADINELSA_QUA201	685.12	923.50	1,341.30	1,948.10	2,829.42
BAG101	279.44	322.01	384.46	459.03	548.09
BAG102	578.25	666.24	795.32	949.45	1,133.49
BAG201	161.38	183.84	216.39	254.75	299.94

Fuente. Elaboración Propia

Proyección del comportamiento operativo de los alimentadores actuales de media tensión en el periodo 2006-2025

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	ALIMENTADOR	TENSION KV	SECCIÓN CONDUCTOR (mm2)	CAPACIDAD MÁXIMA (KVA)	2005			2010			2015			2020			2025		
					DEMANDA (KVA)	PORCENTAJE DE CAPACIDAD	Δ/(%)	DEMANDA (KVA)	PORCENTAJE DE CAPACIDAD	Δ/(%)	DEMANDA (KVA)	PORCENTAJE DE CAPACIDAD	Δ/(%)	DEMANDA (KVA)	PORCENTAJE DE CAPACIDAD	Δ/(%)	DEMANDA (KVA)	PORCENTAJE DE CAPACIDAD	Δ/(%)
LAMBAYEQUE	L-101	10.5	AAAC120	4,750	2,627	55.3%		3,782	79.6%	1.53	5,438	114.5%		7,836	165.0%		11,314	238.2%	
	L-102	10.5	AAAC120	4,750	1,592	33.5%		2,175	45.8%		2,970	62.5%		4,066	85.6%	-6.66	5,578	117.4%	
	L-103	10.5	AAAC120	4,750	1,156	24.3%		1,536	32.3%		2,041	43.0%		2,714	57.1%		3,608	76.0%	-1.24
SECHO	C-211	10.5	AAAC120	4,750	4,100	86.3%		4,723	99.4%	-3.17	5,479	115.3%		6,352	133.7%		7,364	155.0%	
	C-212	22.9	AAAC120	9,000	2,673	29.7%		3,814	42.4%		4,601	51.1%		5,465	60.7%	-8.24	6,130	68.1%	
	C-214	10.5	AAAC120	4,750	2,036	42.9%	-8.75	2,309	48.6%		2,682	56.5%		3,107	65.4%		3,600	75.8%	
	C-215	10.5	AAAC120	4,750	4,878	102.7%		5,917	124.6%		6,940	146.1%		8,007	168.6%		9,245	194.6%	
	C-216	10.5	AAAC120	4,750	2,035	42.8%		2,699	56.8%		3,144	66.2%		3,601	75.8%		4,135	87.1%	3.18
	C-217	10.5	AAAC120	4,750	4,203	88.5%		4,909	103.3%	-2.55	5,723	120.5%		6,614	139.2%		7,649	161.0%	
	C-219	10.5	AAAC120	4,750	2,348	49.4%		2,883	60.7%		3,810	80.2%	-4.83	4,814	101.3%		5,441	114.5%	
	C-221	10.5	AAAC120	4,750	4,115	86.6%		4,722	99.4%		5,470	115.2%		6,337	133.4%		7,341	154.5%	
	C-233	10.5	AAAC120	4,750	2,252	47.4%		2,577	54.3%		2,985	62.8%		3,458	72.8%		4,007	84.4%	12
SECHNOR	C-234	10.5	AAAC120	4,750	5,724	120.5%	0.15	6,912	145.5%		8,015	168.7%		9,294	195.7%		10,777	226.9%	
	C-236	10.5	AAAC120	4,750	4,410	92.8%		5,173	108.9%		6,001	126.3%		6,963	146.6%		8,078	170.1%	
	C-237	10.5	AAAC120	4,750	3,770	79.4%		4,270	89.9%		4,958	104.4%		5,757	121.2%		6,686	140.8%	
	C-238	10.5	AAAC120	4,750	1,754	36.9%		2,058	43.3%		2,383	50.2%		2,759	58.1%		3,195	67.3%	-0.74
	C-244	10.5	AAAC120	4,750	653	13.75%		721	15.2%		838	17.6%		974	20.5%		1,132	23.8%	-3.61
	C-245	10.5	AAAC120	4,750	3,879	81.7%		4,660	98.1%	-2.03	5,405	113.8%		6,269	132.0%		7,271	153.1%	

C-246	10.5	AAAC12 0	4,750	3,169	66.7%	4,145	87.3%	5,025	105.8%	-0.53	5,796	122.0 %	6,604	139.0%	
C-248	10.5	AAAC12 0	4,750	1,482	31.2%	1,586	33.4%	1,836	38.7%		2,125	44.7%	2,460	51.8%	-1.37

Fuente. Elaboración Propia

Con la implementación de reformas iniciales en el primer año, el comportamiento operativo en el periodo 2006 – 2025, de acuerdo a la demanda de potencia proyectada, sería el que se indica a continuación:

Tabla 120
Condiciones de Operación de Red MT Existente con Reformas o Adecuaciones, 2006

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	ALIMENTADOR	TENSION KV	SECCION CONDUCTOR (mm2)	CAPACIDAD MÁXIMA (KVA)	2006			2010			2015			2020			2025		
					DEMANDA (KVA)	PORCENTAJE DE CAPACIDAD	Δ/(%)	DEMANDA (KVA)	PORCENTAJE DE CAPACIDAD	Δ/(%)	DEMANDA (KV A)	PORCENTAJE DE CAPACIDAD	Δ/(%)	DEMANDA (KVA)	PORCENTAJE DE CAPACIDAD	Δ/(%)	DEMANDA KVA	PORCENTAJE DE CAPACIDAD	Δ/(%)
LAMBAYEQUE	L-101	10.5	AAAC 120	4,750	2,627	55.3%		3,782	79.6%	1.53	5,438	114.5%		7,836	165.0%		11,314	238.2%	
	L-102	10.5	AAAC 120	4,750	1,592	33.5%		2,175	45.8%		2,970	62.5%		4,066	85.6%	-6.66	5,578	117.4%	
	L-103	10.5	AAAC 120	4,750	1,156	24.3%		1,536	32.3%		2,041	43.0%		2,714	57.1%		3,608	76.0%	-1.24
SECHO	C-211	10.5	AAAC 120	4,750	4,100	86.3%		4,723	99.4%	-3.17	5,479	115.3%		6,352	133.7%		7,364	155.0%	
	C-212	22.9	AAAC 120	9,000	2,673	29.7%		3,814	42.4%		4,601	51.1%		5,465	60.7%	-8.24	6,130	68.1%	
	C-214	10.5	AAAC 120	4,750	2,036	42.9%	1.24	2,309	48.6%		2,682	56.5%		3,107	65.4%		3,600	75.8%	
	C-215	10.5	AAAC 120	4,750	4,378	92.2%		5,417	114.0%		6,940	146.1%		8,007	168.6%		9,245	194.6%	
	C-216	10.5	AAAC 120	4,750	2,035	42.8%		2,699	56.8%		3,144	66.2%		3,601	75.8%		4,135	87.1%	3.18
	C-217	10.5	AAAC 120	4,750	4,203	88.5%		4,909	103.3%	-2.55	5,723	120.5%		6,614	139.2%		7,649	161.0%	
	C-219	10.5	AAAC 120	4,750	2,348	49.4%		2,883	60.7%		3,810	80.2%	-4.83	4,814	101.3%		5,441	114.5%	
	C-221	10.5	AAAC 120	4,750	4,115	86.6%		4,722	99.4%		5,470	115.2%		6,337	133.4%		7,341	154.5%	
	C-233	10.5	AAAC 120	4,750	2,252	47.4%		2,577	54.3%		2,985	62.8%		3,458	72.8%		4,007	84.4%	12
SECHNOR	C-234	10.5	AAAC 120	4,750	4,124	86.8%	0.15	5,312	111.8%		8,015	168.7%		9,294	195.7%		10,777	226.9%	
	C-236	10.5	AAAC 120	4,750	4,410	92.8%		5,173	108.9%		6,001	126.3%		6,963	146.6%		8,078	170.1%	
	C-237	10.5	AAAC 120	4,750	3,770	79.4%		4,270	89.9%		4,958	104.4%		5,757	121.2%		6,686	140.8%	

C-238	10.5	AAAC 120	4,750	1,754	36.9%	2,058	43.3%		2,383	50.2%		2,759	58.1%	3,195	67.3%	-0.74
C-244	10.5	AAAC 120	4,750	653	13.75%	721	15.2%		838	17.6%		974	20.5%	1,132	23.8%	-3.61
C-245	10.5	AAAC 120	4,750	3,879	81.7%	4,660	98.1%	-2.03	5,405	113.8%		6,269	132.0%	7,271	153.1%	
C-246	10.5	AAAC 120	4,750	3,169	66.7%	4,145	87.3%		5,025	105.8%	-0.53	5,796	122.0%	6,604	139.0%	
C-248	10.5	AAAC 120	4,750	1,482	31.2%	1,586	33.4%		1,836	38.7%		2,125	44.7%	2,460	51.8%	-1.37

Fuente. Elaboración Propia

Capítulo IV. Discusión

La planificación para la ampliación de los sistemas eléctricos se ha convertido en una problemática cada vez de mayor envergadura, dado que involucra la interrelación entre los interesados, factores económicos y sociales, por las decisiones claves que involucraría la afectación de los recursos, que se traduciría en posibles riesgos en el desarrollo de sistemas de generación, transmisión y distribución, identificando las proyecciones de la carga eléctrica pronosticada, a partir de la proyección de la máxima demanda para un horizonte de 20 años del Sistema Eléctrico de Chiclayo. Tradicionalmente la planificación de los sistemas eléctricos es el proceso de identificar los problemas existentes, visualizar la situación deseada y formular acciones que conduzcan a la situación deseada. Para lo cual se realiza un diagnóstico del Sistema Eléctrico Existente luego realizamos un Análisis del Mercado Eléctrico y al Final se elabora la Formulación de Proyectos de Infraestructura Eléctrica.

La presente investigación ha planteado por objetivo general: Elaborar una metodología para el mercado eléctrico y planeamiento eléctrico en la empresa de distribución eléctrica, por ello se ha elaborado el estudio de mercado y proyección de la demanda, así como del análisis de la red existente, que constituyen las bases fundamentales para llevar adelante el planeamiento del desarrollo del sistema eléctrico Chiclayo; así mismo se exponen los criterios y metodología empleadas para definir el equipamiento progresivo de cada uno de las alternativas formuladas, así como los metrados, la valorización de las instalaciones requeridas y la evaluación económica de cada alternativa y realizar el análisis de sensibilidad y la proyección espacial hasta el año 2025.

En base al problema de investigación, antecedentes y teorías que sustentan la presente investigación, se puede inferir los siguientes puntos basándonos en los objetivos específicos tal como se detalla a continuación:

Objetivo 1: Elaborar el diagnóstico, estudio de mercado y proyección de la demanda para el planeamiento del desarrollo del sistema eléctrico de Chiclayo.

El diagnóstico del Sistema de Transmisión Eléctrica de Chiclayo señala que el abastecimiento se realiza principalmente desde el SEIN en la SET SECHO donde se realiza la compra en barra 60 kV.; asimismo eventualmente se recibe el abastecimiento en barra MT 10 kV. en la SET SECHO a través del SEIN. Encontrándose constituido por el Sistema Eléctrico Chiclayo Metropolitano, Chiclayo Este y Chiclayo Nor Este. La proyección de la demanda lo realiza con el método de tendencia exponencial con un R^2 de 97.45%. Estimándose una máxima demanda total del Sistema de Chiclayo de 64.84 Mw; así como una máxima demanda del Sistema Eléctrico Chiclayo de 46.89 Mw, una máxima demanda Sistema Eléctrico Chiclayo Nor Este de 10.70 Mw y una máxima demanda Sistema Eléctrico Chiclayo Este de 7.49 Mw. Así mismo sobre la base de la proyección de la Demanda determinada en el Estudio de Mercado, se analiza la capacidad de distribución de los alimentadores MT existentes, con la finalidad de establecer la fecha límite de servicio. Este límite de capacidad se determina sobre la base de la demanda óptima establecida para cada alimentador (4000_kW para 10 kV y 8000 kW para 22.9 kV).

Objetivo 2: Exponer los criterios y la metodología empleada para definir el equipamiento progresivo de cada una de las alternativas formuladas para el desarrollo futuro del sistema eléctrico de Chiclayo.

La metodología empleada para la estimación del equipamiento progresivo de cada alternativa formulada para el desarrollo futuro del sistema eléctrico de Chiclayo considera los siguientes pasos que a continuación se detalla:

- a. Definición de la información requerida
- b. División de los datos históricos de carga en Componentes, Sectores o Tipos
- c. Análisis de los datos históricos de los componentes o tipos de carga definidos, para establecer tendencias y parámetros estadísticos

- d. Selección del mejor ajuste para cada componente
- e. Proyección por separado de cada componente o tipo de carga.
- f. Ajuste de la proyección efectuada por el método de tendencias y el método econométrico.
- g. Corrección de la proyección para considerar cargas puntuales o concentradas conocidas y sus respectivas tendencias o planes de crecimiento.
- h. Recomposición de la proyección global re combinando las proyecciones de los componentes o tipos de carga.
- i. Proyección Espacial de la demanda
- j. Tabulación de la Proyección Final
- K. Validación de la proyección con los criterios establecidos

La metodología antes señalada es respaldada por Hidalgo (2018) por el uso de técnicas estadísticas para determinar la proyección de las ventas de energía eléctrica del sistema interconectado nacional planteó como objetivo general determinar la proyección de la venta de energía eléctrica a nivel nacional haciendo uso de técnicas estadísticas no paramétricas. La investigación es del tipo aplicativa no experimental. Para la comprobación de hipótesis se trabajó con datos que se registran en forma horaria desde 1981-2009.

Sin embargo, para López (2015) en su investigación titulada Modelos para el análisis dinámico y la predicción a corto plazo de los precios de la electricidad en mercados liberalizados, el método propuesto en la tesis es el modelo de alisado exponencial. La conclusión de la tesis es que la propuesta permite predecir el comportamiento en el mediano y largo plazo de la demanda de electricidad y su repercusión en los precios.

Objetivo 3: Desarrollar el planeamiento a largo plazo de los sistemas de transmisión y distribución de Chiclayo

La planificación a largo plazo parte de la necesidad de extender el suministro de electricidad en las zonas no electrificadas con una adecuada calidad de servicio y al menor costo posible. Para lo cual se necesita remodelaciones y adecuaciones de alimentadores, nuevos troncales para superar las restricciones de capacidad en los alimentadores actuales.

De esta forma la implementación de los nuevos troncales se basa en la proyección de los alimentadores existentes y proyectados en cada quinquenio; debiendo hacer implementaciones quinquenales de nuevas SEDs. por Crecimiento de la Máxima Demanda con transformadores de 10 KV para alternativas MT_10_KV. y con transformadores 10-22.9 KV para alternativas MT-22.9 KV. (mientras sigan operando a 10 KV.)

Para los quinquenios siguientes al final de cada uno, se determinará en base a la MD proyectada para cada alimentador las cantidades de SEDs. 22.9 KV. que se necesitan de acuerdo a las potencias óptimas; a estas cantidades se descontará las SEDs. 10-22.9KV. y 22.9KV. instaladas en los quinquenios anteriores; y así sucesivamente

La cantidad de nuevas SEDs. se determina en base al procedimiento de Implementación de SEDs. descrito anteriormente. En base a esas cantidades se calculará el metrado de laterales de 10 y 22.9 KV; dicho análisis considera la instalación de alimentadores laterales por motivo de renovación de SEDs, crecimiento de la demanda y cambio de nivel de tensión

El desarrollo de los sistemas de transmisión y distribución de Chiclayo plantea el requerimiento de cuatro alternativas de equipamiento que se detallan a continuación:

En la alternativa N°1 de equipamiento consiste en mantener para las mismas zonas de distribución la operación a los actuales niveles de tensión 10 y 22.9 kV., para lo cual se mantienen las 02 actuales Subestaciones de Transformación SECHO y SECHNOR con la misma configuración de transformación de 60/10 kV.; asimismo el transformador elevador 10/22.9 kV. seguirá atendiendo la zona del actual circuito C212 y los sectores de expansión adyacentes.

En la alternativa N°2 de equipamiento consiste en modificar totalmente el nivel de tensión de distribución primaria de 10 a 22.9 kV.; se mantienen las 02 actuales Subestaciones de Transformación SECHO y SECHNOR, pero se cambia la configuración de transformación de 60/10 kV. a 60/22.9 kV..

En la alternativa N°3 de equipamiento consiste en mantener para las mismas zonas de distribución la operación a los actuales niveles de tensión 10 y 22.9 kV., pero con la incorporación de la nueva Subestación de Transformación SECHSUR a las existentes SECHO y SECHNOR; la configuración de transformación es de 60/10_kV. para las 03 SET; en el caso de la SET SECHSUR se implementará la elevación de media tensión 10/22.9 kV. para seguir atendiendo la zona del actual circuito C212 y nuevas zonas: Chosica del Norte y el distrito de Santa Rosa.

En la alternativa N°4 de equipamiento consiste en modificar parcialmente el nivel de distribución primaria, para lo cual se amplían las zonas de operación al nivel de 22.9 kV.; se considera la incorporación de la nueva Subestación de Transformación SECHSUR a las existentes SECHO y SECHNOR; la configuración de transformación para las SET SECHO y SECHNOR continua al nivel de 60/10_kV.; sin embargo para la SET SECHSUR la configuración será de 60/22.9_kV; desde esta SET se seguira atendiendo al nivel de 22.9 kV. la zona del actual circuito C212; asimismo se incorporan nuevas zonas : Distrito de La Victoria, Chosica del Norte y el distrito de Santa Rosa.

Finalmente, para efectuar la proyección global de las ventas de energía por sector tarifario, considerando la división entre baja tensión y media tensión, se ha considerado la información proporcionada al respecto por ENSA

Por lo tanto, para las ventas en baja tensión se considera que la tasa más probable de crecimiento de este sector es la correspondiente a la obtenida para la función exponencial, la cual resulta igual a 4,34 % anual; mientras que la tasa de crecimiento promedio para las ventas en

media tensión de 4,60 % anual, valor que se considera razonable, proyectando al año 2025 la venta de 776,064 Mwh (Incluye el Sistema Eléctrico Chiclayo y todos los sistemas eléctricos dentro del área de concesión de la empresa eléctrica) y realizando el ajuste con el método econométrico se proyectaría una venta de energía al año 2025 del sistema eléctrico Chiclayo es de 59,055 Mwh, de los cuales 51,273 Mwh lo conforman la proyección al año 2025 en baja tensión y 7,781 Mwh lo conforman la proyección al año 2025 en media tensión

Conclusiones

- El diagnóstico del Sistema de Transmisión Eléctrica de Chiclayo señala que el abastecimiento se realiza principalmente desde el SEIN en la SET SECHO donde se realiza la compra en barra 60 kV.; asimismo se recibe el abastecimiento en barra MT 10 kV. en la SET SECHO. Encontrándose constituido por el Sistema Eléctrico Chiclayo Metropolitano, Chiclayo Este y Chiclayo Nor Este.
- La metodología empleada para definir el equipamiento progresivo de cada una de las alternativas formuladas para el desarrollo futuro del sistema eléctrico de Chiclayo se establece en 12 pasos, usando el coeficiente de determinación (R^2) exponencial por considerarse el mejor modelo de tendencia para las proyecciones requeridas.
- La proyección de la demanda lo realiza con el método de tendencia exponencial con un R^2 de 97.45%. Estimándose una máxima demanda total del Sistema de Chiclayo de 64.84 Mw; así como una máxima demanda del Sistema Eléctrico Chiclayo de 46.89 Mw, una máxima demanda Sistema Eléctrico Chiclayo Nor Este de 10.70 Mw y una máxima demanda Sistema Eléctrico Chiclayo Este de 7.49 Mw
- Las diferencias económicas entre las alternativas 1, 3 y 4 (100%, 107% y 109%), permite el manejo de cualquiera de ellas en la selección de la más adecuada.
- La descentralización de la alimentación primaria por la implementación de la SECHSUR (alternativas 3 y 4), permite la mejor atención de la zona Sur de Chiclayo, la cual

representa un área de influencia de gran alcance geográfico y centros de carga más distantes.

- La alternativa 4 permite la normalización de la tensión 22.9 kV. en forma progresiva y firme, incorporando a la zona sur el distrito metropolitano de La Victoria.
- Usando la función exponencial se proyecta la venta de energía en baja tensión con la tasa de crecimiento promedio de 4,34 % anual; mientras que la tasa de crecimiento promedio para las ventas en media tensión de 4,60 % anual, valor que se considera razonable, proyectando al año 2025 la venta de 776,064 Mwh(Incluye el Sistema Eléctrico Chiclayo y todos los sistemas eléctricos dentro de su área de Concesión) y realizando el ajuste con el método econométrico se proyectaría una venta de energía al año 2025 para el Sistema Eléctrico de Chiclayo de 59,055 Mwh, de los cuales 51,273 Mwh lo conforman la proyección al año 2025 en baja tensión y 7,781 Mwh lo conforman la proyección al año 2025 en media tensión.
- La Selección de la mejor alternativa en la presente tesis se efectuó por el criterio de mínimo costo (VAC). El concepto de VAN no es necesario, debido a que todas las alternativas tienen como beneficio o ingreso en el flujo de caja correspondiente las ventas de energía, las cuales son las mismas para todas las alternativas.
- La consideración del VAN, podría ser útil para establecer la viabilidad económica financiera del Plan de Obras e Inversiones correspondiente a la alternativa de mínimo costo, tendría que considerar el flujo de caja (ingresos y egresos) que se presentan en el sistema eléctrico, por todo concepto; es decir costos de operación y mantenimiento, costos de gestión, costos comerciales, etc., incluyendo también el beneficio que implica el hecho de que, de no ejecutarse dicho plan de obras e inversiones, la empresa sería sujeto de multas y penalidades, debidas al deterioro natural de las redes existentes y/o la incapacidad de atender el incremento previsto de la demanda.

- Luego de finalizar los análisis de flujo de potencia y de confiabilidad en las Líneas de Subtransmisión (60 KV) del Sistema, podemos concluir que no existen actualmente problemas de subtensión o sobrecarga en las instalaciones. Se recomienda de no descuidar las coordinaciones con los Municipios, con la finalidad de evitar la acumulación de desperdicios en la base de las estructuras de las Líneas y reducir o eliminar la posibilidad de interrupción del servicio eléctrico por colisiones de aves de rapiña.
- En el caso de la distribución primaria por Sistema Eléctrico podemos concluir: que en el sistema eléctrico Chiclayo existen problemas de subtensión en las subestaciones más alejadas de los alimentadores C-211(Subestación E200372 en la Calle Manuel Pardo cuadra 5 - Urb. San Carlos), C-214 (Subestación E200974 en Santa Rosa), C-217 (Subestación 2177 en la vía de evitamiento Km. 2.5 en La Victoria) y C-219 (Subestación E200863 en la carretera Panamericana Norte Km. 776).
- En cuanto a la confiabilidad del Sistema podemos indicar que el hurto de conductores en las troncales de los alimentadores de Media Tensión ha tenido gran influencia en el aumento de los índices de DEK y FEK, además de ser una causa para el crecimiento de las interrupciones por obras, ya que dentro de las estrategias para combatir el problema se realizaron remodelaciones en los alimentadores afectados tal es el caso de el C-219, L-102 y L-103.
- Otro factor importante en los que la empresa debe enfocar su atención, es la migración a realizar los mantenimientos de los alimentadores en caliente y la ejecución de una programación adecuada para las intervenciones del personal de mantenimiento de la empresa, con las finalidades de evitar cortes continuos a los usuarios, ya que los mantenimiento programados ocupan un porcentaje importante en los índices de DEK y FEK en todos los alimentadores de la empresa. En este sentido, es importante también revisar la topología de los alimentadores en algunas zonas.

- Se debe realizar el mantenimiento y actualización en línea del sistema georeferencial Maximus II, que considere tanto las ampliaciones ó modificaciones de los sistemas eléctricos, asimismo de los suministros eléctricos.
- El área de Planeamiento Eléctrico debe recibir en forma mensual la base de datos de las ventas de energía, alumbrado público y energía distribuida por subestación de distribución de toda la empresa; también en forma mensual el Centro de Control de Operaciones debe reportar los registros de operación de los alimentadores MT, centros de transformación y sistemas eléctricos.
- La empresa eléctrica de distribución debe mantener una relación permanente con las entidades públicas y privadas, y los clientes importantes a efecto de prever adecuadamente el comportamiento de la demanda.

Recomendaciones

- El planeamiento del desarrollo del sistema eléctrico de Chiclayo debe considerar la presente metodología, para satisfacer la real demanda futura, considerando los requerimientos de equipamiento de calidad y confiabilidad descritos, logrando la eficiencia operativa y adecuada para el equilibrio entre la oferta y la demanda.
- Para el cumplimiento de las actividades indicadas, el área de Planeamiento Eléctrico de la empresa de distribución eléctrica debe tener las siguientes funciones:
 - ✓ Analizar la evolución de la demanda eléctrica y su proyección en energía y potencia.
 - ✓ Planificar y programar la expansión y optimización de las instalaciones eléctricas a corto, mediano y largo plazo, dentro del ámbito de influencia de la Empresa.
 - ✓ Definir la forma de alimentación a clientes importantes.
 - ✓ Desarrollar estudios para la adaptación económica del sistema.
 - ✓ Desarrollar y mantener una Base de Datos de las instalaciones eléctricas.
 - ✓ Identificar oportunidades de incorporar mercados potenciales.
- Los actores involucrados requieren compatibilizar criterios, estrategias, metodología e información para el adecuado planeamiento eléctrico tanto en media tensión como en baja tensión.
- Los estudios de planificación de inversiones se deberán efectuar por cada área de demanda, utilizando la normativa actualizada y sus modificatorias.
- Se debe reducir la cantidad de radiales realizando las nuevas ampliaciones a partir de las radiales existentes, evitando en lo posible efectuar las conexiones a partir de las troncales.
- En el caso de las redes recién construidas, se debe realizar un permanente monitoreo de las mismas en el periodo inicial de su funcionamiento, a fin de detectar los vicios ocultos ó errores no detectados en el periodo de ejecución, y reportar inmediatamente al Área de

Proyectos y Logística para las reevaluaciones de los diseños, suministros ó mejoramiento de los montajes.

- Para el caso de vía angostas ó con peligro de acercamiento, se debe utilizar otras tecnologías como alternativa a las redes aéreas: cables autoportantes de media tensión y redes subterráneas.
- A fin de reducir las pérdidas técnicas, se debe evaluar las acciones a tomar para mejoramiento del factor de utilización de los transformadores de distribución.
- El conocimiento de los costos de Operación y Mantenimiento reales de la empresa es un valor importante para la determinación de los proyectos de inversión de la empresa.
- La estimación de la proyección econométrica considerando la metodología propuesta para la demanda futura del sistema eléctrico de Chiclayo se recomienda considerar los ejes de desarrollo tales como el circuito de playas (Pimentel, San Jose, Santa Rosa, Eten), el eje gastronómico (Callanca, Monsefu y Reque) y el eje marítimo (Puerto Eten), siendo este último el que mayor demanda de energía concentraría por la magnitud de su desarrollo.

Referencias Bibliográficas

- Alcázar, M., Cañas, C., Escrivá, G. y Fuster, V. (2019). Generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Recuperado de <https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/118519/Alc%C3%A1zar%3BCa%C3%B1as%3BEscriv%C3%A1%20-%20Generaci%C3%B3n%20transporte%20y%20distribuci%C3%B3n%20de%20energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- García, F., Trebolle, D., Gaudó, M., Galán, J., Linares, P. y Conchado A. (2013). Gestión de la demanda eléctrica. Recuperado de <https://www.iit.comillas.edu/docs/IIT-13-131A.pdf>
- Hidalgo, F. (2018). *Uso de técnicas estadísticas para determinar la proyección de las ventas de energía eléctrica del sistema interconectado nacional* (Tesis de maestría). Universidad Nacional Federico Villarreal, Lima. Recuperado de <http://repositorio.unfv.edu.pe/bitstream/handle/UNFV/2511/Hidalgo%20Palomino%20Fernando%20Guillermo%20-Maestria.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- López, D. (2015). *Modelos para el análisis dinámico y la predicción a corto plazo de los precios de la electricidad en mercados liberalizados* (Tesis doctoral). Universidad politécnica de Madrid, Madrid. Recuperado de http://oa.upm.es/34830/1/DAMIAN_LOPEZ_ASENSIO.pdf
- Mendiola, A., Chara, J., Jara, N., Pérez, M., Suazo, J., Valenzuela, H. y Aguirre, C. (2011). Estrategias de generación de valor en una empresa de distribución eléctrica. Esan. Recuperado de http://repositorio.esan.edu.pe/bitstream/handle/ESAN/136/Gerencia_para_el_desarrollo_24.pdf
- Orjuela, S. y Sandoval, P. (2002). Guía del estudio de mercado para la evaluación de proyectos. Universidad de Chile. Recuperado de

[https://www.eenasque.net/guia_transferencia_resultados/files/Univ.Chile_Tesis_Guia
del_Estudio_de_Mercado_para_la_Evaluacion_de_Proyectos.pdf](https://www.eenasque.net/guia_transferencia_resultados/files/Univ.Chile_Tesis_Guia_del_Estudio_de_Mercado_para_la_Evaluacion_de_Proyectos.pdf)

- Ramos, N. (2017). Diseño de una planta de producción de biogás para generar energía eléctrica a partir de desechos agropecuarios, caserío de Sanchique, La Libertad (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima. Recuperado de http://cybertesis.unmsm.edu.pe/bitstream/handle/cybertesis/8088/Ramos_In%20-%20Resumen.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Torres, A. (2014). *Metodología para el análisis de la interconexión de sistemas eléctricos: caso Bolivia-Chile* (Tesis de maestría). Universidad de Chile, Santiago de Chile. Recuperado de http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/117086/cf-torres_ac.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Trujillano, E. (2017). *Evaluación de la calidad de la energía eléctrica y cálculo de la opción tarifaria adecuada para el Hospital Privado Juan Pablo II ubicado en el distrito La Victoria provincia de Chiclayo departamento de Lambayeque* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque. Recuperado de <http://repositorio.unprg.edu.pe/bitstream/handle/UNPRG/1954/BC-TES-TMP-809.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Vásquez, L. (2017). *Propuesta para la generación de incentivos en la gestión de la demanda en el mercado eléctrico peruano* (Tesis de maestría). Universidad Esan, Lima. Recuperado de http://repositorio.esan.edu.pe/bitstream/handle/ESAN/1068/2017_MAGE_15-1_06_T.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- Vásquez, M. (2018). Propuesta de plan de determinación y reducción de pérdidas de energía eléctrica en el alimentador C-217 de la Empresa Electronorte S.A. (Tesis de pregrado).

Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque. Recuperado de

<file:///C:/Users/Milagros/Downloads/BC-TES-TMP-1608.pdf>

Zambrano, C. (2013). *Análisis de mecanismos de mercado para la remuneración y asignación de capacidad de transmisión en el mercado eléctrico colombiano* (Tesis de maestría).

Universidad Nacional de Colombia, Medellín. Recuperado de

<https://core.ac.uk/download/pdf/18211795.pdf>

Anexos

Anexo 01. Encuesta para el sector residencial-domestico

CUESTIONARIO	
Tesis: METODOLOGIA PARA MERCADO ELECTRICO Y PLANEAMIENTO ELECTRICO EN EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA	
Objetivo: Recopilar información socioeconómica del sector residencial-domestico	
Encuestador:.....	Encuesta
....	Nº:.....
Fecha:.....	
1.ACTIVIDAD LABORAL QUE SE DEDICA EL PADRE	
PRODUCCION ()	
COMERCIO ()	
SERVICIOS ()	
SU CASA ()	
SIN DATO ()	
2.ACTIVIDAD LABORAL QUE SE DEDICA LA MADRE	
PRODUCCION ()	
COMERCIO ()	
SERVICIOS ()	
SU CASA ()	
SIN DATO ()	
3.¿CUANTAS PERSONAS VIVEN EN SU VIVIENDA?	
.....	
4.¿CUANTAS LAMPARAS DE ELECTRICIDAD TIENE?	
.....	
5.¿CUANTO PAGA POR CONSUMO DE ELECTRICIDAD AL MES?	
.....	
6.¿TIENE ALGUN ARTEFACTO ELECTRICO? ¿Cuáles ?	
RADIO ()	
TV ()	
LICUADORA ()	
VHS ()	
PLANCHA ()	
REFRIGERADORA ()	
PC	
DUCHA ELECTRICA	

OTROS

7.¿QUE ARTEFACTOS PUEDE COMPRAR SI MEJORA SU SITUACION ECONOMICA?

RADIO ()

TV ()

LICUADORA ()

VHS ()

DVD ()

PC ()

PLANCHA ()

REFRIGERADORA ()

OTROS ()

8.¿QUE TIPO DE COMERCIO CONTRIBUIRIA A SU DESARROLLO?

PRODUCCION ()

VENTA ()

SERVICIOS ()

SIN DATO ()

OTROS ()

Anexo 02. Encuesta para el sector comercial

CUESTIONARIO

Tesis: METODOLOGIA PARA MERCADO ELECTRICO Y PLANEAMIENTO ELECTRICO EN EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA

Objetivo: Recopilar información socioeconómica del sector comercial

Encuestador:..... **Encuesta N°:**.....

Fecha:.....

1.LA ACTIVIDAD LA REALIZA EN

LOCAL PROPIO ()

LOCAL ALQUILADO ()

OTROS ()

2.FORMA PARTE DE SU VIVIENDA?

SI ()

NO ()

3.CUANTAS HORAS ATIENDE SU ESTABLECIMIENTO?

8 HORAS ()

12 HORAS ()

24 HORAS ()

4.¿CUAL ES LA CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD?

MUY BUENA ()

BUENA ()

REGULAR ()

MALA ()

5.¿CUANTO PAGA POR EL CONSUMO DE ELECTRICIDAD AL MES?

.....

6.¿EL RUBRO EN SU NEGOCIO ESPERA MEJORAR?

SI ()

NO ()

7.¿SE CONSIDERA CON CAPACIDAD FINANCIERA PARA CRECER EN LOS PROXIMOS AÑOS?

SI ()

NO ()

Anexo 03. Encuesta para el sector industrial

CUESTIONARIO	
Tesis: METODOLOGIA PARA MERCADO ELECTRICO Y PLANEAMIENTO ELECTRICO EN EMPRESA DE DISTRIBUCION ELECTRICA	
Objetivo: Recopilar información socioeconómica del sector industrial	
Encuestador:.....
.....Encuesta
	Nº:.....
Fecha:.....	
1. ACTIVIDAD QUE REALIZA LA EMPRESA	
PRODUCCION ()	
VENTAS ()	
SERVICIOS ()	
2. LA ACTIVIDAD LA REALIZA EN	
LOCAL PROPIO ()	
LOCAL ALQUILADO ()	
OTROS ()	
3. CUANTO CONSUME EN ENERGIA ELECTRICA AL MES?	
.....	
4. ¿CUANTO PAGA POR EL CONSUMO DE ELCTRICIDAD AL MES?	
.....	
5. CUAL ES EL USO DE LA CAPACIDAD PRODUCTIVA ACTUAL?	
50% ()	
60% ()	
70% ()	
80% ()	
90% ()	
100% ()	
6. ¿HA REALIZADO ALGUNA AMPLIACION EN LOS ULTIMOS 5 AÑOS?	
SI ()	
NO ()	
7. ¿ESPERA MEJORAR LAS VENTAS DE SU EMPRESA A FUTURO?	

SI () NO ()
8. ¿TIENE PENSADO AMPLIAR O DIVERSIFICAR SUS OPERACIONES? SI () NO ()