



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

**SEDE GUAYAQUIL**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PROYECTO DE TITULACIÓN**

Previa la obtención del Título de:

**INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:**

“Estudio de la Proyección de la Demanda Eléctrica y su Impacto en el Sistema de CNEL EP - Unidad de Negocio Los Ríos en el periodo comprendido del 2019 al 2024”

**AUTORES**

Derian Olmedo Santillán Briones

Fernando Ismael Pallo Massuh

**DIRECTOR:** Msc. Ben Cevallos Mieles

**GUAYAQUIL**

2019

## **CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TIULACIÓN**

Nosotros **FERNANDO ISMAEL PALLO MASSUH** y **DERIAN OLMEDO SANTILLÁN BRIONES** autorizamos a la **Universidad Politécnica Salesiana** la publicación total o parcial de este trabajo de titulación y su reproducción sin fines de lucro.

Además, declaramos que los conceptos, análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Guayaquil, Julio, 04, 2019

f) \_\_\_\_\_

Autor: Fernando Ismael Pallo Massuh

Cédula: 0923885958

f) \_\_\_\_\_

Autor: Derian Olmedo Santillán Briones

Cédula: 1206789404

## **CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS**

Yo, **FERNANDO ISMAEL PALLO MASSUH**, con documento de identificación N° **0923885958**, manifiesto mi voluntad y cedo a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA** la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado titulado “**ESTUDIO DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA Y SU IMPACTO EN EL SISTEMA DE CNEL EP - UNIDAD DE NEGOCIO LOS RÍOS EN EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 2019 AL 2024**” mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de **INGENIERO ELÉCTRICO**, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la universidad facultada para ejercer plenamente los derechos antes cedidos.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscrito este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, Julio, 04, 2019

f) \_\_\_\_\_

Autor: Fernando Ismael Pallo Massuh

Cédula: 0923885958

## **CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS**

Yo, **DERIAN OLMEDO SANTILLÁN BRIONES**, con documento de identificación N° **1206789404**, manifiesto mi voluntad y cedo a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA** la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado titulado “**ESTUDIO DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA Y SU IMPACTO EN EL SISTEMA DE CNEL EP - UNIDAD DE NEGOCIO LOS RÍOS EN EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 2019 AL 2024**” mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de **INGENIERO ELÉCTRICO**, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la universidad facultada para ejercer plenamente los derechos antes cedidos.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscrito este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, Julio, 04, 2019

f) \_\_\_\_\_

Autor: Derian Olmedo Santillán Briones

Cédula: 1206789404

## **CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN SUSCRITO POR EL TUTOR**

Yo, **BEN CEVALLOS MIELES**, director del proyecto de Titulación denominado **“ESTUDIO DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA Y SU IMPACTO EN EL SISTEMA DE CNEL EP - UNIDAD DE NEGOCIO LOS RÍOS EN EL PERIODO COMPRENDIDO DEL 2019 AL 2024”**, realizado por los estudiantes, **FERNANDO ISMAEL PALLO MASSUH** y **DERIAN OLMEDO SANTILLÁN BRIONES**, certifico que ha sido orientado y revisado durante su desarrollo, por cuanto se aprueba la presentación del mismo ante las autoridades pertinentes.

Guayaquil, Julio, 04, 2019

f) \_\_\_\_\_

Ing. Ben Cevallos Miele MSc.

Cédula:

## **DEDICATORIA**

Este proyecto de titulación, va dedicando a cada una de las personas que me apoyo desde el inicio de mi carrera, especialmente a Dios, que me ayudo a saber escoger mi tiempo y organizarlo.

A mis padres por su amor, trabajo y dedicación en todo este tiempo. A mis abuelos que a pesar de los problemas que tenía en el camino supieron apoyarme en todo sentido para que yo pueda salir adelante, y nunca baje los brazos en la culminación de mi carrera.

A mis amigos que supieron darme la mano en los momentos más difíciles y me daban el ánimo para culminar mi carrera. A todas las personas que me han apoyado y lograron que el trabajo llegue con éxito a su propósito, y a las personas que brindaron su experiencia y sus conocimientos.

*Fernando Ismael Pallo Massuh*

## DEDICATORIA

A:

Mis padres, Carlos Santillán y Sara Briones, por ser mi pilar fundamental, brindarme todo su apoyo, confianza y amor incondicional.

Mi tía Paola Santillán, por ser mi segunda madre, la que me motivó desde pequeño a ser un hombre de bien.

Mis hermanos, Carlos E. Santillán. y María J. Criollo, por ser un motivo muy importante en mi vida y vean en mi un ejemplo a seguir.

*Derian Olmedo Santillán Briones.*

## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecer a Dios, que siempre me supo guiar en el correcto camino y nunca desviarme hacia malos pasos dentro de toda mi trayectoria como Ingeniero. Agradezco a mis padres: Patricia Massuh y Fernando Pallo, por ser el principal motor de que mis sueños pudieran realizarse; así como a mis abuelos: José Massuh y Mercedes Urgiles, quienes fueron mi principal motivación en poder realizar este proyecto.

Agradecer a los docentes de la Universidad Politécnica Salesiana, por ser parte integral de la formación mía como profesional, y haber compartido sus experiencias y conocimientos, de manera especial al Master Ben Cevallos tutor de este proyecto de titulación, quien nos aportó con sus conocimientos y habilidades, en la realización de este proyecto.

De igual manera mis agradecimientos a todos los ingenieros de CNEL EP UN LRS, quienes nos abrieron las puertas y nos ayudaron con la experiencia, conocimientos e información para realizar este proyecto de titulación.

*Fernando Ismael Pallo Massuh.*

## **AGRADECIMIENTOS**

A:

Dios, por la salud y por guiarme por un buen camino bendiciendo cada paso que doy.

Mis amigos, por estar conmigo en los buenos y malos momentos.

Al personal académico y compañeros de la Universidad Politécnica Salesiana, que estuvieron presente durante mi formación académica.

Aquellos ingenieros y tecnólogos de CNEL EP UN LRS, que me brindaron su ayuda e impartieron sus conocimientos conmigo para poder llegar a ser el profesional que soy hoy en día y lograr culminar este proyecto de titulación.

*Derian Olmedo Santillán Briones.*

## **RESUMEN**

Este proyecto de titulación tiene la finalidad de analizar la proyección de la demanda eléctrica que tendrá la Empresa Eléctrica CNEL Los Ríos en el periodo comprendido 2019 - 2024, el mismo que se ejecutó utilizando los datos históricos extraídos de los informes técnicos y planes maestros de electrificación proporcionados por CNEL-EP, MEER, ARCONEL y BCE.

Mediante el uso del software MINITAB, se efectuó el análisis cronológico de la demanda y energía eléctrica. De acuerdo a los indicadores de precisión, se determinó el método más ajustado al comportamiento de la demanda eléctrica, para obtener las proyecciones del periodo de estudio 2019-2024 en los cuatro escenarios planteados.

Con la ayuda del software de ingeniería CYMDIST se realizaron los flujos de carga, para analizar las variaciones de tensión y corriente en las barras de las subestaciones eléctricas. Las proyecciones obtenidas en los escenarios 1 y 2 se contrastaron con los pronósticos del Plan Maestro de Electricidad 2016-2025 realizado por el MEER y el Plan Maestro de Electricidad 2012-2021 realizado por ARCONEL; en el escenario 3, se determinó la metodología de proyección de demanda a cada subestación eléctrica; y de manera concluyente en el escenario 4, se analizó el impacto causado por el incremento de carga en el sistema eléctrico, verificando el cumplimiento de la normativa ARCONEL – 005/18 en cuanto a los límites de tensión establecidos, en la cual hace referencia a la calidad del servicio; luego de la verificación, se propusieron recomendaciones técnicas para mejorar el sistema.

**PALABRAS CLAVES: PROYECCIÓN, DEMANDA ELÉCTRICA, FLUJOS DE CARGA, IMPACTO, ANÁLISIS.**

## **ABSTRACT**

The objective of the present titling project is to analyze the projection of electricity demand that the business department in the Electricity National Corporation in Los Ríos will have during 2019 - 2024 period, the one which was executed using the database extracted from the technical reports and electrification master plans, provided by CNEL-EP, MEER, ARCONEL and BCE.

Through the use of the MINITAB software, the chronological study of the demand and electrical power was made. According to the precision indicators, the method most adjusted to the behavior of the electricity demand was determined, in order to obtain the projections for the 2019 - 2024 study period in the four proposed scenarios.

With the help of the CYMDIST engineering software, the load flows were made, to analyze the voltage and electric current variations in the bars of the electrical substations. The projections obtained in scenarios 1 and 2 were contrasted with the prognostication the electricity master plan 2016-2025 made by MEER and the electricity master plan 2012-2021 made by CONELEC; in scenario 3, the demand projection methodology was determined for each electrical substation; and conclusively in scenario 4, the impact caused by the increase of load in the power electrical system was analyzed, verifying compliance with the voltage levels established in the regulation of Regulation No. ARCONEL - 005/18 which refers to the quality of the service; after verification, technical recommendations were proposed to improve the system.

**Keywords:** PROJECTION, ELECTRICAL DEMAND, LOAD FLOWS, IMPACT, ANALYZE.

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

	<b>Pág.</b>
PROYECTO DE TITULACIÓN.....	I
TEMA.. ..	I
CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN .....	ii
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS .....	iii
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS .....	iv
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN SUSCRITO POR EL TUTOR .....	v
DEDICATORIA.....	vi
DEDICATORIA.....	vii
AGRADECIMIENTOS .....	viii
AGRADECIMIENTOS .....	ix
RESUMEN.....	x
ABSTRACT .....	xi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvii
ÍNDICE DE TABLAS .....	xx
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	xxiv
ÍNDICE DE ANEXOS.....	xxv
ABREVIATURAS.....	xxvi
SIMBOLOGÍA .....	xxviii

CAPÍTULO I.....	1
1. EL PROBLEMA.....	1
1.1. Planteamiento del Problema.....	1
1.2. Antecedentes .....	1
1.3. Importancia y Alcance .....	2
1.4. Delimitación .....	3
1.5. Objetivos .....	3
1.5.1.Objetivo General .....	3
1.5.2.Objetivos Específicos .....	3
1.6. Hipótesis.....	3
CAPÍTULO II.....	4
2. MARCO TEÓRICO.....	4
2.1. Estado del Arte .....	4
2.2. CNEL Los Ríos .....	6
2.3. Demanda Eléctrica.....	13
2.4. Factores que Afectan la Demanda Eléctrica. ....	13
2.4.1.Factores No Controlables.....	14
2.4.2.Factores Controlables. ....	14
2.5. Tipos de Cargas o Sectores de Consumo. ....	14
2.5.1.Sector Industrial. ....	14
2.5.2.Sector Comercial. ....	14
2.5.3.Sector Residencial. ....	14
2.5.4.Otros. ....	14
2.6. Proyección.....	15
2.7. Proyección de la Energía Eléctrica. ....	15
2.8. Importancia de la Proyección. ....	17
2.9. Planificación del Crecimiento Energético.....	18
2.10. Análisis Exploratorio de Datos.....	19
2.10.1.Etapas del AED. ....	19
2.11. Factores Influyentes en la Proyección de la Demanda Eléctrica.....	20
2.11.1.Datos Históricos. ....	21
2.11.2.Factores Geográficos. ....	21
2.11.3.Crecimiento Demográfico.....	22

2.11.4.	Planes Industriales.	23
2.11.5.	PIB	23
2.11.6.	Número de Usuarios y Consumo de Energía.	25
2.12.	Métodos de Proyección de Demanda Eléctrica.	27
2.12.1.	Según su Intervalo de Tiempo.	28
2.12.2.	Métodos de Tendencia.	29
2.12.3.	Ajuste de Curva.	29
2.12.4.	Modelos Estadísticos.	30
2.12.4.1.	Análisis de Series de Tiempo.	30
2.12.4.2.	Componentes de una Serie de Tiempo	30
2.12.4.3.	Tendencia Lineal	31
2.12.4.4.	Suavizamiento Exponencial Doble: Ajuste de Tendencia Lineal.	32
2.12.4.5.	Suavizamiento Holt Winters	32
2.12.4.6.	Curva de Crecimiento Exponencial.	34
2.12.4.7.	Curva S (Logística de Pearl-Reed).	34
2.12.4.8.	Descomposición.	35
2.12.4.9.	Modelo de Descomposición Multiplicativo.	35
2.12.4.10.	Regresión Múltiple.	35
2.12.4.11.	Índices de Proporcionalidad.	36
2.13.	Regulación No. ARCONEL – 005/18	37
2.14.	Flujos de Carga.	38
CAPÍTULO III		39
3.	METODOLOGÍA	39
3.1.	Tipo de Investigación.	39
3.2.	Diseño de la Investigación.	39
3.3.	Recolección de Información.	39
3.4.	Metodología de Análisis.	40
3.5.	Procesamiento de la Información.	40
3.5.1.	Cymdist	40
3.5.2.	Minitab	41
3.6.	Base de Datos.	41
3.6.1.	Consumo de Energía y Demanda de CNEL Los Ríos.	42

3.6.2.PIB .....	43
3.6.3.Usuarios de CNEL Los Ríos.....	43
3.6.4.Demanda Anual y Mensual de las Subestaciones Eléctricas. ....	44
3.7. Introducción al Análisis Estadístico. ....	44
3.8. Escenario 1 .....	45
3.8.1.Análisis de la Tendencia de la Energía (MWh). ....	45
3.8.1.1.Ajuste a un modelo lineal causal teniendo como variable explicatoria el tiempo. ....	47
3.8.1.2.Ajuste de la energía mediante el método de series de tiempo.....	48
3.8.1.3.Selección del Modelo de Mejor Ajuste. ....	51
3.8.2.Análisis de la Tendencia de la Demanda (MW) .....	53
3.8.2.1.Estadística Descriptiva de la Demanda (MW).....	53
3.8.2.2.Ajuste de la Demanda (MW). ....	54
3.8.2.3.Selección del Modelo de Mejor Ajuste .....	57
3.9. Escenario 2 .....	58
3.9.1.Análisis de Regresión Múltiple: Energía (MWh) .....	58
3.9.1.1.Ajuste de Energía .....	60
3.9.1.2.Estimación de Energía años 2019-2024 .....	61
3.9.2.Análisis de Regresión Múltiple: Demanda (MW).....	62
3.9.2.1.Ecuación de Regresión Estimada .....	63
3.9.2.2.Pronósticos de la Demanda 2019-2024 .....	63
3.10. Escenario 3 .....	63
3.10.1.Demanda Media por subestación. ....	64
3.10.1.1.Subestación Baba.....	64
3.10.2.Demanda Máxima por Subestación.....	71
3.10.3.Demanda Mínima por Subestación. ....	72
3.11. Escenario 4 .....	73
3.11.1.Demanda Máxima. ....	74
3.11.2.Demanda Mínima. ....	75
3.11.3.Cargas Industriales. ....	76
3.12. Análisis Técnico. ....	77
CAPÍTULO IV .....	88

4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	88
4.1.	Análisis de Proyecciones.....	88
4.1.1.	Escenarios de Pronósticos de Energía. ....	88
4.1.2.	Escenarios de Pronósticos de Demanda. ....	90
4.2.	Análisis de Flujos de Carga.....	92
4.2.1.	Resultados en Demanda Máxima y Mínima. ....	93
4.2.1.1.	Demanda Máxima. ....	93
4.2.1.2.	Demanda Mínima. ....	95
4.2.1.3.	Demanda Cargas Especiales. ....	96
	CAPITULO V .....	100
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	100
5.1.	CONCLUSIONES .....	100
5.2.	RECOMENDACIONES .....	102
	BIBLIOGRAFIA .....	103
	ANEXOS.....	106

## ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
<b>FIGURA 1:</b> ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL CNEL EP.....	8
<b>FIGURA 2:</b> DIAGRAMA GERENCIAL CNEL EP.....	9
<b>FIGURA 3:</b> ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DE CNEL LOS RÍOS EN LA PROVINCIA DE LOS RÍOS. ....	10
<b>FIGURA 4:</b> CURVA TÍPICA DE DEMANDA .....	13
<b>FIGURA 5:</b> DEMANDA ELÉCTRICA PROYECTADA EN EL PME 2007-2016 VS DEMANDA REAL.....	16
<b>FIGURA 6:</b> DEMANDA REAL DE CNEL LOS RÍOS Y CONSUMO DE ENERGÍA PROYECTADA EN EL PME 2016-2025. ....	16
<b>FIGURA 7:</b> EQUILIBRIO ENTRE GENERACIÓN Y DEMANDA .....	18
<b>FIGURA 8:</b> UTILIDAD DE LA DEMANDA DENTRO DEL ÁREA DE PLANEACIÓN.....	19
<b>FIGURA 9:</b> FACTORES INFLUYENTES EN LA DEMANDA ELÉCTRICA .....	20
<b>FIGURA 10:</b> CURVAS DE TEMPERATURA MEDIA Y DEMANDA MÁXIMA CNEL LOS RÍOS DE 2017.....	22
<b>FIGURA 11:</b> TASA INCREMENTAL DEL PIB 2007 - 2017 .....	24
<b>FIGURA 12:</b> TASA ANUAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA VS PIB 2007 – 2017 .....	24
<b>FIGURA 13:</b> USUARIOS POR GRUPO DE CONSUMO CNEL LOS RÍOS 2007 – 2017.....	25
<b>FIGURA 14:</b> ENERGÍA FACTURADA POR GRUPO DE CONSUMO CNEL LOS RÍOS 2007 – 2017. ....	25
<b>FIGURA 15:</b> ESTRUCTURA DEL CONSUMO ENERGÉTICO POR SECTORES CNEL LOS RÍOS .....	26
<b>FIGURA 16:</b> MODELOS MATEMÁTICOS DE ESTIMACIÓN.....	27
<b>FIGURA 17:</b> CUADRO DE REPORTE DEL FLUJO DE CARGA .....	38
<b>FIGURA 18:</b> CYMDIST.....	40
<b>FIGURA 19:</b> MINITAB.....	41
<b>FIGURA 20:</b> BOX-PLOT, ENERGÍA (MWH) AÑOS 2000-2017.....	46
<b>FIGURA 21:</b> SERIE DE TIEMPO CONSUMO DE ENERGÍA .....	46

<b>FIGURA 22:</b> AJUSTE DE TENDENCIA AL MODELO LINEAL .....	47
<b>FIGURA 23:</b> SERIE DE TIEMPO CONSUMO DE ENERGÍA 2000-2017 .....	48
<b>FIGURA 24:</b> AJUSTE DE TENDENCIA AL MODELO LINEAL .....	49
<b>FIGURA 25:</b> AJUSTE DE TENDENCIA AL MODELO CUADRÁTICO .....	49
<b>FIGURA 26:</b> AJUSTE DE TENDENCIA MODELO DE CRECIMIENTO .....	50
<b>FIGURA 27:</b> AJUSTE TENDENCIA MODELO DE HOLD .....	51
<b>FIGURA 28:</b> AJUSTE TENDENCIA MODELO CURVA TIPO S.....	51
<b>FIGURA 29:</b> BOX-PLOT DEMANDA .....	53
<b>FIGURA 30:</b> SERIE CRONOLÓGICA DEMANDA 2000-2017 .....	54
<b>FIGURA 31:</b> AJUSTE LINEAL DE LA TENDENCIA DE DEMANDA .....	55
<b>FIGURA 32:</b> AJUSTE DE DEMANDA MODELO CUADRÁTICO.....	55
<b>FIGURA 33:</b> AJUSTE DE DEMANDA, CURVA DE CRECIMIENTO.....	56
<b>FIGURA 34:</b> AJUSTE DEMANDA CURVA TIPO S.....	56
<b>FIGURA 35:</b> AJUSTE DEMANDA MODELO DE HOLD .....	57
<b>FIGURA 36:</b> GRÁFICO DE PROBABILIDAD NORMAL.....	60
<b>FIGURA 37:</b> BOX-PLOT DEMANDA MEDIA SUBESTACIÓN BABA.....	65
<b>FIGURA 38:</b> SERIE DE TIEMPO DEMANDA MEDIA DE POTENCIA SUBESTACION BABA .....	65
<b>FIGURA 39:</b> MODELO DE DESCOMPOSICIÓN SERIES DEMANDA MEDIA	66
<b>FIGURA 40:</b> ELEMENTOS DEL SEP DE CNEL LOS RÍOS .....	79
<b>FIGURA 41:</b> CUADRO DE PROPIEDADES DE LA LST NELSON MERA – BABA.....	79
<b>FIGURA 42:</b> DIAGRAMA UNIFILAR DE CNEL LOS RÍOS (CNEL 1) .....	80
<b>FIGURA 43:</b> DIAGRAMA UNIFILAR DE CNEL LOS RÍOS (CNEL 2) .....	80
<b>FIGURA 44:</b> CUADRO DE INGRESO DE VARIABLES DE DEMANDA A CYMDIST.....	81
<b>FIGURA 45:</b> VENTANA DE INTRODUCCIÓN DE PARÁMETROS DEL MÓDULO DE FLUJO DE CARGA .....	82
<b>FIGURA 46:</b> VENTANA DE INTROCCION DE LIMITES DE TENSION DEL MÓDULO DE FLUJO DE CARGA .....	82
<b>FIGURA 47:</b> COLORES DE CONDICIONES .....	83
<b>FIGURA 48:</b> FLUJO DE CARGA DEMANDA MÁXIMA 2018 .....	83
<b>FIGURA 49:</b> CUADRO DE REPORTE DE ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA DE LA SUBESTACIÓN CENTRO INDUSTRIAL .....	83

<b>FIGURA 50: PRONÓSTICOS DE TENDENCIA DE ESCENARIOS SEXENIO 2019-2024.....</b>	<b>89</b>
<b>FIGURA 51: PRONÓSTICOS DE TENDENCIA DE POTENCIA ESCENARIOS DEL SEXENIO 2019-2024.....</b>	<b>92</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
<b>TABLA 1:</b> SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CNEL LOS RÍOS (CNEL 1). .....	11
<b>TABLA 2:</b> SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CNEL LOS RÍOS (CNEL 2) .....	12
<b>TABLA 3:</b> DESVIACIÓN DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA CNEL LOS RÍOS AÑO 2017.....	17
<b>TABLA 4:</b> HERRAMIENTAS GRÁFICAS Y DESCRIPTIVAS MAS RECOMENDABLES .....	20
<b>TABLA 5:</b> VARIACIÓN POBLACIONAL Y DE VIVIENDA DE LA PROVINCIA DE LOS RÍOS .....	23
<b>TABLA 6:</b> CARGAS SINGULARES PROYECTADAS (MW).....	23
<b>TABLA 7:</b> DESCRIPCIÓN DE LA NOTACIÓN DEL MODELO DE WINTERS	33
<b>TABLA 8:</b> DESCRIPCIÓN DE LA NOTACIÓN DEL MODELO MULTIPLICATIVO.....	34
<b>TABLA 9:</b> ENERGÍA/DEMANDA 2000-2017 DE CNEL LOS RÍOS.....	42
<b>TABLA 10:</b> PRODUCTO INTERNO BRUTO 2000-2017.....	43
<b>TABLA 11:</b> CRECIMIENTO DEL NÚMERO DE USUARIOS CNEL LOS RÍOS AÑOS 2000-2017 .....	44
<b>TABLA 12:</b> DETERMINACIÓN DEL MEJOR AJUSTE DE TENDENCIA DE ENERGÍA .....	52
<b>TABLA 13:</b> PRONÓSTICOS DE ENERGÍA/AÑO .....	52
<b>TABLA 14:</b> PRONÓSTICOS DEL MODELO CURVA TIPO S AÑOS 2019-2024 .....	52
<b>TABLA 15:</b> ESTADÍSTICAS BÁSICAS DE DEMANDA .....	53
<b>TABLA 16:</b> DETERMINACIÓN DEL MEJOR AJUSTE DE TENDENCIA DE POTENCIA .....	57
<b>TABLA 17:</b> PRONÓSTICOS DE DEMANDA .....	58
<b>TABLA 18:</b> ENERGÍA Y DEMANDA SEGÚN TOTAL USUARIOS Y PRODUCTO INTERNO BRUTO.....	59
<b>TABLA 19:</b> TABLA ANOVA MODELO DE REGRESIÓN MÚLTIPLE DE ENERGÍA .....	60

<b>TABLA 20:</b> ESTIMACIONES PREVISTAS DEL PIB Y TOTAL DE USUARIOS AÑOS 2019-2024.....	61
<b>TABLA 21:</b> PRONÓSTICOS DE ENERGÍA AÑOS 2019-2024 MODELO DE REGRESIÓN MÚLTIPLE.....	61
<b>TABLA 22:</b> TABLA ANOVA POTENCIA - MODELO DE REGRESIÓN MÚLTIPLE .....	62
<b>TABLA 23:</b> COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN REGRESIÓN MÚLTIPLE.....	62
<b>TABLA 24:</b> ESTIMACIÓN DE COEFICIENTES DE REGRESIÓN Y GRADO DE SIGNIFICANCIA.....	62
<b>TABLA 25:</b> PRONOSTICOS DE DEMANDA REGRESIÓN MÚLTIPLE AÑOS 2019-2024.....	63
<b>TABLA 26:</b> DETERMINACIÓN DEL MEJOR AJUSTE DE PRONÓSTICO SUBESTACIÓN BABA .....	66
<b>TABLA 27:</b> CÁLCULOS DE PROMEDIOS MÓVILES DE LA DEMANDA MEDIA DE SUBESTACIÓN BABA DE LOS ÍNDICES ESTACIONALES DE CADA MES.....	69
<b>TABLA 28:</b> MÉTODO DE DESCOMPOSICIÓN VARIACION ESTACIONAL ..	69
<b>TABLA 29:</b> PRONÓSTICOS DE POTENCIA PROMEDIO OCT 2018-DIC 2019 SUBESTACIÓN BABA .....	70
<b>TABLA 30:</b> PRONÓSTICOS DE DEMANDA MEDIA OCT 2018-MAY 2019 DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL LOS RÍOS .....	70
<b>TABLA 31:</b> PRONÓSTICOS DE DEMANDA MEDIA JUN 2019-DIC 2019 DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL LOS RÍOS .....	71
<b>TABLA 32:</b> PRONÓSTICOS DE DEMANDA MÁXIMA OCT 2018-MAY 2019 DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL LOS RÍOS .....	71
<b>TABLA 33:</b> PRONÓSTICOS DE DEMANDA MÁXIMA JUN 2019-DIC 2019 DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL LOS RÍOS .....	71
<b>TABLA 34:</b> PRONÓSTICOS DE DEMANDA MÍNIMA OCT 2018-MAY 2019 DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL LOS RÍOS .....	72
<b>TABLA 35:</b> PRONÓSTICOS DE DEMANDA MÍNIMA JUN 2019-DIC 2019 DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL LOS RÍOS .....	73
<b>TABLA 36:</b> VALORES DE MÁXIMA POTENCIA Y VARIACIÓN RELATIVA PROMEDIO .....	74

<b>TABLA 37:</b> VALORES DE MÁXIMA POTENCIA Y VARIACIÓN RELATIVA PROMEDIO .....	74
<b>TABLA 38:</b> ESTIMADOS DE MÁXIMA POTENCIA (MW) - ÍNDICES DE PROPORCIONALIDAD .....	75
<b>TABLA 39:</b> VALORES DE MÍNIMA POTENCIA Y VARIACIÓN RELATIVA PROMEDIO .....	75
<b>TABLA 40:</b> ESTIMADOS DE MÍNIMA POTENCIA (MW) - ÍNDICES DE PROPORCIONALIDAD .....	76
<b>TABLA 41:</b> POTENCIAS DE CARGAS INDUSTRIALES PREVISTAS (MW)...	76
<b>TABLA 42:</b> DEMANDA DE POTENCIA DE LAS SUBESTACIONES CON CARGAS INDUSTRIALES PREVISTAS (MW) .....	77
<b>TABLA 43:</b> DEMANDA DE POTENCIA GLOBAL DE CNEL LOS RÍOS CON PROYECTOS INDUSTRIALES (MW).....	77
<b>TABLA 44:</b> DATOS TÉCNICOS DE CNEL 1 .....	78
<b>TABLA 45:</b> DATOS TÉCNICOS DE CNEL 2 .....	78
<b>TABLA 46:</b> CARGA DE LAS SUBESTACIONES PRIVADAS .....	81
<b>TABLA 47:</b> RESULTADOS DE FLUJOS DE CARGA DEMANDA MÁXIMA...85	
<b>TABLA 48:</b> RESULTADOS DE FLUJOS DE CARGA DEMANDA MÍNIMA ....86	
<b>TABLA 49:</b> RESULTADOS DE FLUJOS DE CARGA CON CARGA INDUSTRIAL. ....87	
<b>TABLA 50:</b> ESCENARIOS DE PRONÓSTICOS DE ENERGÍA 2019-2024 .....	89
<b>TABLA 51:</b> CRECIMIENTO RELATIVO PORCENTUAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA CON BASE AÑO 2019.....	90
<b>TABLA 52:</b> ESCENARIOS DE PRONÓSTICOS DE DEMANDA 2019-2024.....	91
<b>TABLA 53:</b> CRECIMIENTO RELATIVO PORCENTUAL DE DEMANDA CON BASE AÑO 2019 .....	92
<b>TABLA 54:</b> AMPACIDAD DE CONDUCTORES .....	93
<b>TABLA 55:</b> CAIDA DE TENSIÓN AÑO 2019 .....	94
<b>TABLA 56:</b> CAIDA DE TENSIÓN AÑO 2020 .....	94
<b>TABLA 57:</b> CAÍDA DE TENSIÓN 2021.....	95
<b>TABLA 58:</b> CAÍDA DE TENSIÓN 2022.....	95
<b>TABLA 59:</b> CAÍDA DE TENSIÓN 2023.....	95
<b>TABLA 60:</b> CAÍDA DE TENSIÓN AÑO 2024 .....	95
<b>TABLA 61:</b> OBSERVACIONES DEL AÑO 2019.....	96

<b>TABLA 62:</b> OBSERVACIONES DEL AÑO 2020.....	97
<b>TABLA 63:</b> OBSERVACIONES DEL AÑO 2021.....	97
<b>TABLA 64:</b> OBSERVACIONES DEL AÑO 2022.....	98
<b>TABLA 65:</b> OBSERVACIONES DEL AÑO 2023.....	98
<b>TABLA 66:</b> OBSERVACIONES DEL AÑO 2024.....	99

## ÍNDICE DE ECUACIONES

	<b>Pág.</b>
<b>ECUACIÓN 1. MODELO DE REGRESIÓN LINEAL PARA SERIES CRONOLÓGICAS</b> .....	31
<b>ECUACIÓN 2. PENDIENTE DEL MODELO DE REGRESIÓN LINEAL</b> .....	31
<b>ECUACIÓN 3. INTERCEPTO DEL MODELO DE REGRESIÓN LINEAL</b> .....	31
<b>ECUACIÓN 4. MODELO DE SUAVIZAMIENTO EXPONENCIAL</b> .....	32
<b>ECUACIÓN 5. COMPONENTE DE TENDENCIA DE SUAVIZAMIENTO EXPONENCIAL</b> .....	32
<b>ECUACIÓN 6. PRONÓSTICO PARA EL PERIODO K</b> .....	32
<b>ECUACIÓN 7. MODELO WINTERS</b> .....	33
<b>ECUACIÓN 8. COMPONENTE DE TENDENCIA DEL MODELO WINTER</b> ....	33
<b>ECUACIÓN 9. COMPONENTE ESTACIONAL DE WINTER</b> .....	33
<b>ECUACIÓN 10. PRONOSTICOS WINTERS</b> .....	33
<b>ECUACIÓN 11. MODELO MULTIPLICATIVO</b> .....	33
<b>ECUACIÓN 12. COMPONENTE DE TENDENCIA DEL MODELO MULTIPLICATIVO</b> .....	33
<b>ECUACIÓN 13. COMPONENTE ESTACIONAL DEL MODELO MULTIPLICATIVO</b> .....	33
<b>ECUACIÓN 14</b> .....	33
<b>ECUACIÓN 15. MODELO DE CRECIMIENTO EXPONENCIAL</b> .....	34
<b>ECUACIÓN 16. MODELO LOGÍSTICO O DE CRECIMIENTO TIPO S</b> .....	34
<b>ECUACIÓN 17. MODELO DE DESCOMPOSICIÓN MULTIPLICATIVO</b> .....	35
<b>ECUACIÓN 18. MODELO DE REGRESIÓN MULTIPLE</b> .....	35
<b>ECUACIÓN 19. MODELO DE REGRESIÓN ESTIMADO</b> .....	36
<b>ECUACIÓN 20. INDICE DE PROPORCIONALIDAD</b> .....	36
<b>ECUACIÓN 21. VARIACIÓN DEL VOLTAJE</b> .....	37
<b>ECUACIÓN 22. AJUSTE LOGÍSTICO O TIPO S</b> .....	52
<b>ECUACIÓN 23. AJUSTE LOGÍSTICO DEMANDA DE POTENCIA</b> .....	58
<b>ECUACIÓN 24. AJUSTE REGRESION MÚLTIPLE DEMANDA POTENCIA</b> ...63	
<b>ECUACIÓN 25. AJUSTE TENDENCIA METODO DESCOMPOSICIÓN</b> .....	67

## ÍNDICE DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
<b>ANEXO 1.</b> BASE DE DATOS DE LA DEMANDA DE POTENCIA POR SUBESTACIÓN.....	106
<b>ANEXO 2.</b> DETERMINACIÓN DEL MEJOR AJUSTE DE LA DEMANDA MÁXIMA POR SUBESTACIÓN.....	109
<b>ANEXO 3.</b> DETERMINACIÓN DEL MEJOR AJUSTE DE DEMANDA MEDIA POR SUBESTACIÓN. ....	120
<b>ANEXO 4.</b> DETERMINACIÓN DEL MEJOR AJUSTE DE DEMANDAS MÍNIMAS DE POTENCIA POR SUBESTACIÓN. ....	131
<b>ANEXO 5.</b> FLUJOS DE CARGA EN DEMANDA MÁXIMA. ....	142
<b>ANEXO 6.</b> FLUJOS DE CARGA EN DEMANDA MÍNIMA.....	156
<b>ANEXO 7.</b> FLUJOS DE CARGAS INDUSTRIALES.....	160
<b>ANEXO 8.</b> DIAGRAMA DE REPOTENCIACIÓN PROPUESTA.....	168

## ABREVIATURAS

ACAR	Aluminum Conductor Alloy Reinforced
ACSR	Aluminum Conductors Steel Reinforced
AED	Análisis Exploratorio de Datos
Amp	Amperio
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
ARIMA	Autoregressive Integrated Moving Average
BCE	Banco Central del Ecuador
CELEC-EP-Transelectric	Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador Unidad de Negocio Transelectric
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CNEL EP	Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad
CNEL EP UN LRS	Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio los Ríos
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CYMDIST	Distribution System Analysis Base Package of the CYME Software
EMELRÍOS	Empresa Eléctrica Los Ríos
FMI	Fondo Monetario Internacional
GWh	Gigavatio hora
I	Corriente
INEC	Instituto Nacional de Estadísticas y Censos

Km <sup>2</sup>	Kilómetro cuadrado
LEAP	Long-range Energy Alternatives Planning
MAD	Desviación Absoluta Media
MAPE	Error Porcentual Absoluto Medio
MCM	Mil Circular Mils
MEER	Ministerio de Electricidad y Energías Renovables
MINITAB	Software Product That Helps You to Analyze the Data
mm	Milímetro
MSD	Desviación Cuadrática Media
MVA	Megavoltio amperio
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
P	Potencia activa
PIB	Producto Interno Bruto
PME	Plan Maestro de Electrificación
pu	Valores por unidad
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SIN	Sistema Nacional Interconectado
t	Tiempo
V	Voltio

## SIMBOLOGÍA

%	Porcentaje
°	Grados
*	Multiplicación
-	Menos
+	Mas
N°	Número
=	Igual
<	Menor que
>	Mayor que
±	Mas/menos
$\Sigma$	Sumatoria
Q	Cuartil
$\alpha$	Alfa
$\beta$	Beta
$\gamma$	Gamma
$\delta$	Delta minúscula
C	Celsius
$\Delta$	Delta mayúscula

# CAPÍTULO I

## 1.1.EL PROBLEMA

### 1.1.Planteamiento del Problema

En el Ecuador la demanda eléctrica incrementa cada año debido al desarrollo industrial y crecimiento vegetativo de la población, tal aumento se debe al creciente avance tecnológico, tanto del sector residencial, comercial e industrial, lo que produce una mayor demanda que se debe abastecer. Esta situación amerita que las empresas eléctricas distribuidoras deban suplir la demanda a futuro entregando un suministro de manera confiable, estable y seguro. Es el caso de CNEL Los Ríos, que en su área de concesión tiene una demanda actual de 74,36 MW, por lo que es necesario determinar cuál será la proyección de consumo en los próximos años y cómo afectará al sistema eléctrico de potencia que actualmente posee la región y como evitar futuros desabastecimientos a través de una propuesta de repotenciación que permita cubrir la demanda en los próximos años.

En virtud de lo anteriormente expuesto es indispensable, para el estudio, contar con la información cronológica de los consumos de energía y potencia eléctrica, y con esta información obtener la regularidad estadística del fenómeno para pronosticar la magnitud de la demanda eléctrica y las posibles ampliaciones o adecuaciones del sistema eléctrico en los próximos 6 años.

### 1.2.Antecedentes

Actualmente CNEL Los Ríos, posee una demanda máxima de 74,36 MW, la cual es suministrada a nivel de 69 kV por dos líneas de subtransmisión denominadas CNEL 1 y CNEL 2 provenientes de la subestación eléctrica Nueva Babahoyo, la cual pertenece a la Empresa Pública CELEC-EP-Transelectric; así como también a través del abastecimiento de 22 MW de potencia a máximo caudal de las centrales de generación hidroeléctricas conectadas a su sistema Hidrotambo S.A. e Hidrosibimbe S.A. cuyo aporte de forma independiente es de 8 MW y 14 MW respectivamente.

De acuerdo a la investigación sobre los proyectos industriales de expansión para los próximos años, se tiene previsto el desarrollo de los planes industriales: SILOS

MAGAP (1 MW), PROYECTO DE RIEGO (20 MW), CASA PARA TODOS (3 MW), PLAN VALLE VERDE (2 MW) y HOSPITAL PUEBLO NUEVO (2.5 MW) y a su vez debido a que el crecimiento poblacional del sector es del 3% al 5% anual, se considera importante determinar a través de los estudios y análisis eléctricos de potencia, si el incremento de esta capacidad puede afectar al Sistema Eléctrico de Potencia actual.

### **1.3.Importancia y Alcance**

Los estudios y análisis de este trabajo representan una fuente de información útil como referencia para CNEL Los Ríos, pues con los resultados del mismo podrían considerar la planificación de la gestión de posibles ampliaciones y/o adecuaciones al Sistema Eléctrico de Potencia.

El contenido del proyecto en análisis de flujos de carga, aplicación de métodos estadísticos y selección del más idóneo, es un gran aporte al conocimiento científico y teórico que genera la Universidad Politécnica Salesiana, mediante proyectos de innovación, desarrollo e investigación que realicen sus estudiantes y académicos.

El presente estudio se realiza a través de la elaboración de una base de datos cronológicos obtenida mediante la recolección de datos históricos de consumo de energía y demanda eléctrica, así como de la información sobre factores endógenos y exógenos, que pueden ser usados en condición de variables predecibles, cuya información fue proporcionada por: CNEL EP, ARCONEL, MEER y BCE.

Es necesario indicar que la presente investigación no es experimental, pues sus resultados se constituirán en una propuesta para la empresa que facilitó los medios para realizar la misma y ellos determinarán su aplicación o no.

Al determinar los flujos de carga con base a las proyecciones estimadas, permitirá evaluar el impacto en el Sistema Eléctrico de Potencia y proponer adecuaciones técnicas que minimicen la posibilidad de tener un sistema eléctrico operando fuera de las especificaciones exigidas.

## **1.4.Delimitación**

En la actualidad CNEL Los Ríos mantiene una zona de concesión de 4.103,11 km<sup>2</sup>, cubriendo así el 73,61 % del territorio de la provincia de Los Ríos, con una infraestructura eléctrica de 14 subestaciones eléctricas, que abastecen el consumo de energía de 449,09 GWh/año y una demanda de 74,36 MW/año.

Se dispone de información sobre la demanda y la energía consumida, desde enero 2016 hasta septiembre 2018. También se cuenta con documentación de rendiciones de cuentas y planes maestros de electrificación. Estos disponen de información histórica de demanda y consumo de energía de CNEL Los Ríos.

## **1.5.Objetivos**

### **1.5.1. Objetivo General**

A través del estudio cronológico de la demanda eléctrica, determinar la proyección de la misma y el impacto que podría causar su crecimiento o variación en el Sistema Eléctrico de Potencia de CNEL Los Ríos para el período 2019-2024.

### **1.5.2. Objetivos Específicos**

- Realizar los flujos de potencia en los diferentes años de estudio.
- Examinar los escenarios de demanda máxima y mínima del Sistema Eléctrico de Potencia de CNEL Los Ríos.
- Verificar el cumplimiento de los niveles de voltajes exigidos en la Normativa ARCONEL – 005/18.
- Contrastar los resultados obtenidos, con el Plan Maestro de Electricidad emitidos por el MEER y ARCONEL.

## **1.6.Hipótesis**

El sistema eléctrico de potencia de CNEL Los Ríos no se encuentra dimensionado para soportar el incremento de carga que se tiene previsto para el 2024, su demanda incrementara un 30 %, lo que provocará caídas de tensión y sobrecargas, tanto las barras de las subestaciones eléctricas como en líneas de subtransmisión, debido a este impacto, se amerita una repotenciación en su sistema para que no se vea afectada su operación.

## CAPÍTULO II

### 1.2.2. MARCO TEÓRICO

#### 2.1. Estado del Arte

Hoy en día, el pronóstico del consumo eléctrico, es de gran utilidad para la planificación, el análisis operativo y/o diseño de proyectos en el sector eléctrico, pues permite tener una visión a futuro del incremento de demanda y consumo de energía.

En el año 1966, en el Ecuador se formó el Instituto Ecuatoriano de Electricidad, el cual fue el encargado de publicar el primer plan maestro de electrificación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, donde usaron modelos matemáticos computacionales para proyectar la demanda eléctrica [1].

Mediante el uso de herramientas matemáticas-estadísticas, se puede observar el comportamiento y los fenómenos que hay dentro de la curva de demanda, en Turquía se observó, un gran crecimiento energético, lo que ha llevado a una transformación considerable en el sector eléctrico, entre 2000 y 2013, el consumo eléctrico tuvo un incremento llegando a 240,154 GWh, por ello se implementó el sistema de largo alcance de energía alternativa de planificación (LEAP), el cual es un software que analiza los efectos físicos, económicos y ambientales de la planificación de energía, tecnologías y otras alternativas. LEAP se basa en una contabilidad completa utilizando el PIB, la población, la tecnología, el precio, empleando dos escenarios para la energía, que incluyen opciones de escenarios de mitigación. Se llegó a la conclusión que es de importancia la consideración de los niveles de población y el aumento del PIB, para el modelado del LEAP, ya que de estos dependerán las gestiones de inversiones y planificaciones futuras [2].

En el año 2012, CONELEC, realizó la proyección de energía eléctrica del Ecuador, del periodo 2013-2021, usando modelos matemáticos, análisis regresivos y métodos de ajuste. En el planteamiento del problema se proponen cuatro hipótesis para el pronóstico de la demanda eléctrica, en un escenario de crecimiento medio. Como resultado, en la hipótesis 4, se observa que hay una serie de requerimientos de potencia y energía con variables de 3,052 MW y 18,645 GWh para el 2011; y para el 2021 5,920

MW y 37,299 GWh, respectivamente dando como resultado un crecimiento anual promedio de 6,8% [1].

Chong Fuentes y Aguilar, realizaron un pronóstico del consumo eléctrico de los usuarios residenciales del Ecuador en el periodo 2013-2022, haciendo uso de series de tiempo con la ayuda de modelos ARIMA y ARIMAX. Donde se obtuvo una tasa de incremento anual de consumo eléctrico de 6,09% con el método ARIMA y 5,77 % con ARIMAX, la muestra de datos toma el efecto de la crisis económica del año 2008, en donde el consumo eléctrico en los hogares ecuatorianos fue bajo, esto se vio reflejado en la inelasticidad de 0,22 % que tuvo la demanda eléctrica en un corto intervalo [3].

En la ciudad de Riobamba se pronosticó la demanda máxima y energía eléctrica del periodo 2007-2010, donde se consideró la aplicación del estudio de series de tiempo, por lo que este facilita en la selección del método de predicción, dentro de los cuales están para el consumo de energía, la demanda máxima y generación, los cuales se aplicó los métodos como modelos ARIMA (0,1,1) (1,0,0), medidas de precisión y HOLT – Winters respectivamente. Estos métodos fueron validados con métodos de predicción, llegando a la conclusión que para el método HOLT – Winters se comprobó la normalidad, estacionariedad, independencia y heteroscedasticidad, siendo este el mejor método para el pronóstico de demanda [4].

En Colombia, Velásquez, Franco y García, realizaron la proyección de la demanda eléctrica a mediano plazo, donde se compararon tres modelos: ARIMA, red neuronal autorregresiva y percepción múltiple, los resultados mostraron que la red neuronal autorregresiva tiene una mayor precisión al momento de realizar una proyección, para la elaboración del estudio se utilizó datos históricos del sistema interconectado colombiano del periodo comprendido entre 1995 y 2008 [5].

Para el área del Caribe colombiano, Cervantes, realizó el pronóstico del crecimiento de consumo de energía en el período 2018-2032, en el que se efectuó, con el modelo de redes neuronales, un algoritmo Cascade-Fordware Back Propagation, el cual permitió planear y responder el crecimiento del sistema en el periodo proyectado, como resultado, se obtuvo un margen de error aceptable del 0,5 % comparados con los modelos utilizados por Unidad de Planeación Minero-Energética [6].

En Perú, se estudió la demanda eléctrica a corto plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional a lo largo del 2012, esta cuenta con características de estacionalidad, tendencia y aleatoriedad; elaboraron estructuras de modelos ARIMA para el pronóstico de la demanda diaria y las aéreas del sistema eléctrico del Perú. Para las evaluaciones tomaron de muestra un día “X” de la semana, y como índice de precisión el Error Porcentual Absoluto Promedio (MAPE) para la proyección de la demanda, en dicha proyección se obtuvo como resultado un valor MAPE de 0,8 %, mientras que en la proyecciones de la concesionaria el valor MAPE alcanza el 2,3 %, mediante la comparación de este indicador se pudo llegar a la conclusión que el modelo propuesto en esta investigación para el pronóstico de la demanda es viable y se lo podría aplicar para los pronósticos de sistemas aislados de Perú [7].

## **2.2.CNEL Los Ríos**

En el año 1970, el departamento de agua y luz del municipio de Babahoyo era el que se encargaba de atender a la ciudad en el campo eléctrico, teniendo a su disposición un generador eléctrico que brindaba energía desde las 18h00 hasta las 24h00, ya que la antigua red de distribución limitaba la normal entrega del servicio eléctrico a los habitantes de la ciudad. El tiempo transcurría y cada vez se requería más el servicio de energía eléctrica debido al aumento del consumo que tenían los habitantes, tiempo después surgió la idea de unos ilustres babahoyenses de solicitar al entonces presidente del Ecuador Dr. José María Velasco Ibarra, para conformar una empresa que lidere el problema eléctrico que aquejaba la ciudad y la provincia.

El 23 de febrero de 1970, se formó la primera Junta de Accionistas de la Empresa Eléctrica Los Ríos (Emelríos), esta adquirió generadores eléctricos y a su vez repotenció sus redes de distribución, con la cual priorizar la demanda de la capital y parte de la provincia de Los Ríos recibiendo electricidad las 24 horas del día. Poco a poco con el pasar los años los generadores cumplieron su ciclo de vida útil, fue desde ese entonces cuando Emelríos se anexó al Sistema Nacional Interconectado (SNI), el 6 de octubre de 1984, recibiendo energía eléctrica de la Central Hidroeléctrica Paute mediante la línea de transmisión con la instauración de subestaciones en Babahoyo, San Juan, Vinces, Pueblo viejo, Ventanas y Cedegé [8].

En el año 2008 CNEL S.A., la cual se creó mediante escritura pública de fusión; y estuvo integrada por las empresas eléctricas: Emelríos (actualmente CNEL Los Ríos), Emelgur, Regional Santo Domingo y otras 7 empresas más. Luego Mediante el Decreto Ejecutivo No. 1459, el 13 de marzo de 2013 se formó CNEL EP. El 17 de septiembre de 2014, la Empresa Eléctrica Guayaquil, se unió a la corporación, para así formar parte de CNEL EP [9]. Debido a esto, se creó CNEL Guayaquil, sumando así las 11 Unidades de Negocio que conforman la CNEL EP.

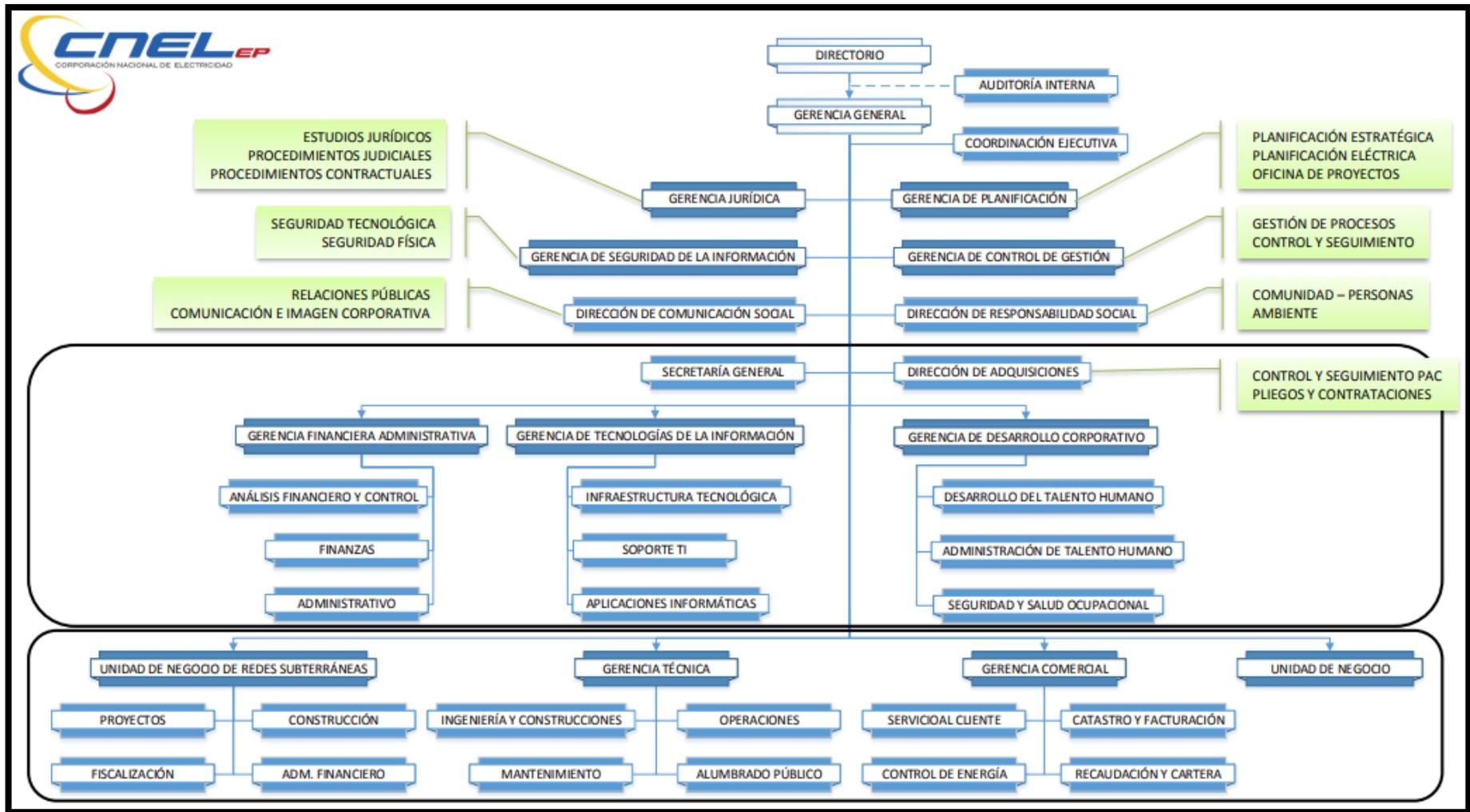


FIGURA 1: ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL CNEL EP. [10]

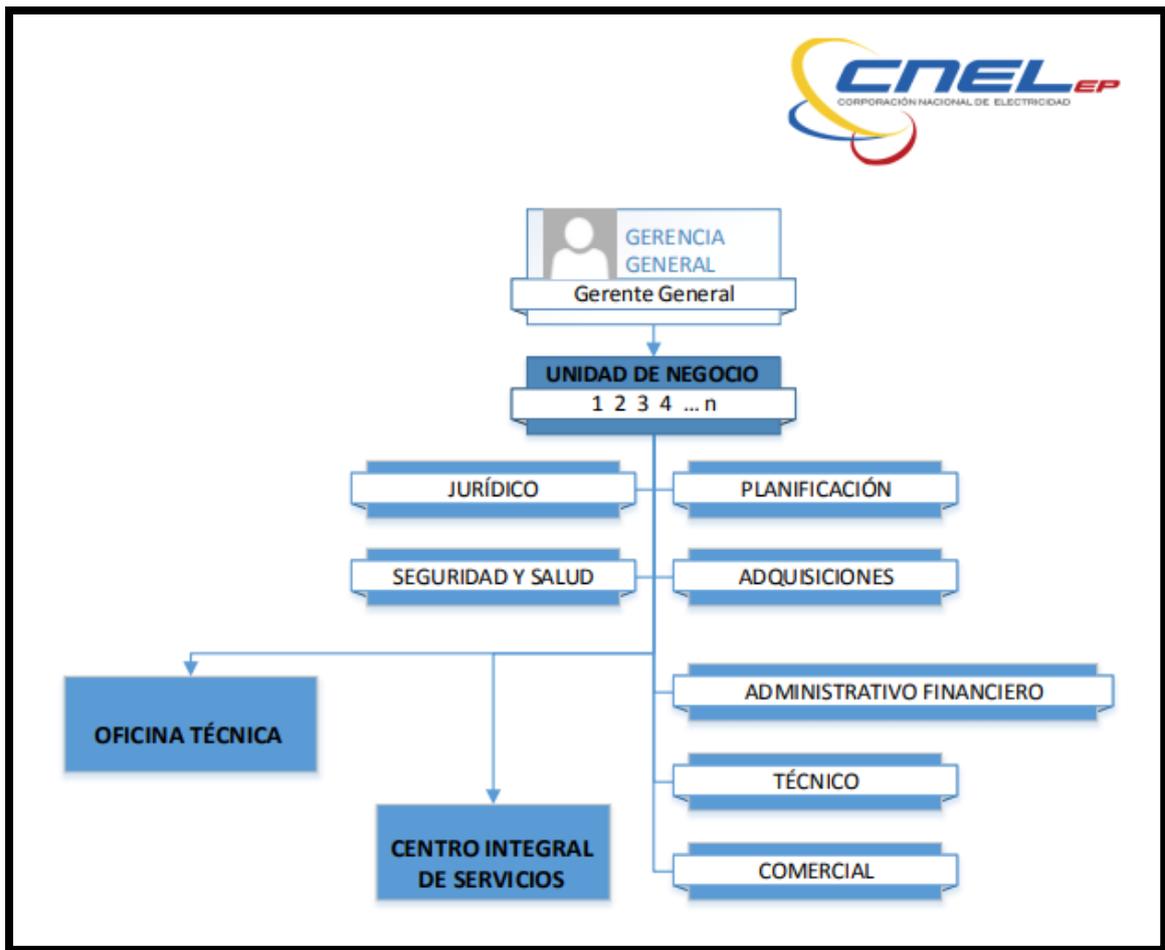


FIGURA 2: DIAGRAMA GERENCIAL CNELEP. [10]

Actualmente CNELEP Los Ríos mantiene una zona de concesión de 4.103,11 km<sup>2</sup> cubriendo así el 73,61 % del territorio de la provincia de Los Ríos, cuenta con 121.252 clientes activos, siendo 37.114 clientes normales (no reciben beneficios) y 84.138 clientes beneficiarios de subsidios otorgados a personas de la tercera edad, usuarios con tarifa PEC (Programa de cocinas de inducción), capacidad especial y tarifa dignidad. En total todos generan un consumo de energía de 449,09 GWh/año y una demanda de 74,36 MW/año.

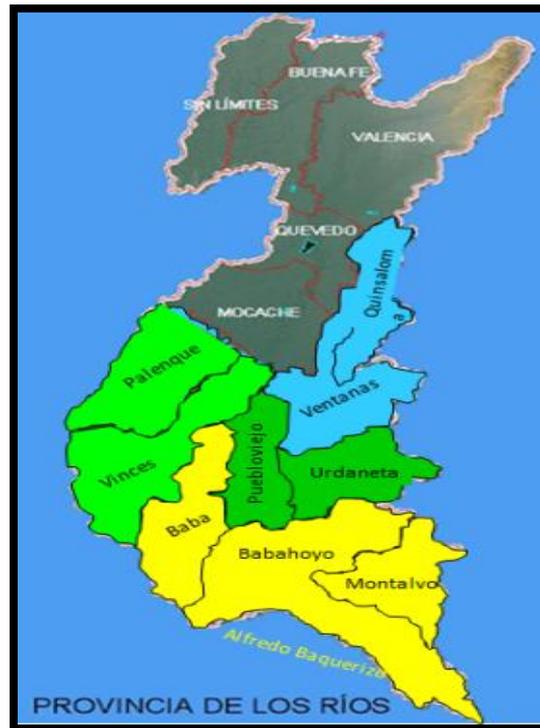


FIGURA 3: ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DE CNEL LOS RÍOS EN LA PROVINCIA DE LOS RÍOS. [11]

La empresa distribuidora CNEL Los Ríos, cuenta con dos puntos de entrega ubicados en la subestación Nueva Babahoyo perteneciente a CELEC Transelectric con las posiciones de bahías denominadas CNEL 1 y CNEL 2, así mismo existen dos centrales de generación hidroeléctrica privadas (Hidrotambo S.A e Hidrosibimbe S.A.), las cuales ante un evento de falla en el Sistema Nacional Interconectado, deberán suplir un porcentaje de la carga de la red de distribución 2, su infraestructura eléctrica en el área de subtransmisión cuenta con 14 subestaciones eléctricas de 69/13,8 kV y 217 km de líneas de subtransmisión a nivel 69 kV, en el área de distribución posee 38 alimentadores primarios, 3.290,81 km de líneas a nivel de 13,8 kV, 4.967,00 km de líneas de baja tensión y 27.624 luminarias de alumbrado público; en el área de comercialización 121.191 medidores y 113.377 acometidas [11].

A continuación, se presenta el detalle del tipo de operación en cada una de las subestaciones eléctricas.

TABLA 1: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CNEL LOS RÍOS (CNEL 1).

<b>CNEL LOS RÍOS</b>			
<b>CNEL 1</b>			
<i>SUBESTACIÓN</i>	<i>ALIMENTADORES</i>	<i>OPERACIÓN</i>	
SAN JUAN		PASO Y MANIOBRA	
PUEBLOVIEJO	RICOURTE	TRANSFORMACIÓN / PASO Y MANIOBRA	
	SAN JUAN		
	CATARAMA		
	PUEBLO VIEJO		
VENTANAS	VENTANAS SUR VE		
	VENTANAS CENTRO		
	LECHUGAL		
	LOS ÁNGELES		
VINCES	VINCES CENTRO		
	VINCES SUR		
	ANTONIO SOTOMAYOR		
	ISLA DE BEJUCAL		
LA ERCILIA	QUINSALOMA		TRANSFORMACIÓN
	ZAPOTAL NUEVO		
	EL GUINEO		
PALENQUE	PALENQUE		
	SANTA MARTA		
CATARAMA			

TABLA 2: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CNEL LOS RÍOS (CNEL 2)

<b>CNEL 2</b>		
<i>SUBESTACIÓN</i>	<i>ALIMENTADORES</i>	<i>OPERACIÓN</i>
NELSON MERA	EL SALTO	TRANSFORMACIÓN / PASO Y MANIOBRA
	BARREIRO	
	CARACOL	
	EMSABA	
CENTRO INDUSTRIAL	JUAN NUEVO	
	REFORMA	
	JUAN	
	PUEBLO NUEVO	
CEDEGÉ	MONTALVO 1	
	MONTALVO 2	
	CLAMENTINA	
	ALMESA	
TERMINAL TERRESTRE	CENTRO BABAHOYO	
	MAMEY	
	J.X. MARCOS	
	HOSPITAL IESS	
	BY PASS	
BÁBA	BÁBA	TRANSFORMACIÓN
	PIMOCHA	
	TINOCO	
	PROGRESO	
INPAECSA		
SHOPPING		

### 2.3. Demanda Eléctrica

Es la cantidad de energía o potencia consumida por la carga de un usuario en un intervalo de tiempo, estos intervalos generalmente son en minutos u horas, dependiendo del caso en el que se desee analizar, el intervalo de minutos comúnmente es usado para estudios de balanceo de carga y selección de capacidad de equipos, el intervalo de horas para la elaboración de perfiles de carga y planes de expansión de un sistema de distribución eléctrico.

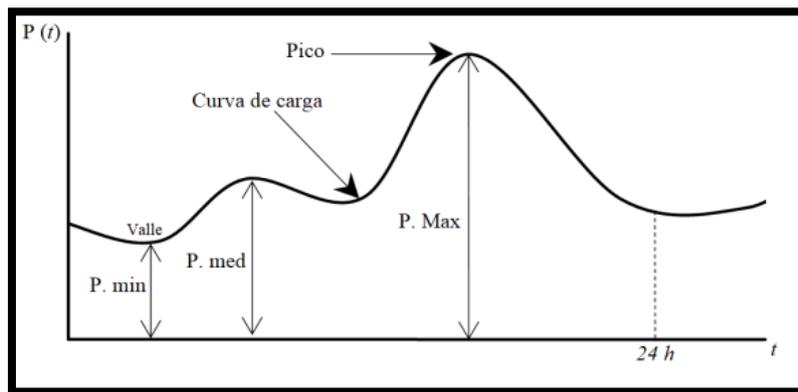


FIGURA 4: CURVA TÍPICA DE DEMANDA

La demanda varía en el tiempo, mostrando patrones tendenciales. Ver Fig. 4. En general, existen crecientes patrones estacionales asociados a los horarios de consumo, los cuales los clasificamos en tres:

- **Demanda mínima:** Corresponde al valor mínimo de consumo registrado en un intervalo de tiempo, este se lo reconoce en la curva de demanda debido a la cuenca que se forma en la curva de demanda.
- **Demanda media:** Corresponde al valor medio de consumo registrado en un intervalo de tiempo, esta demanda se la puede observar entre la demanda mínima y máxima.
- **Demanda máxima:** Se la conoce como el valor máximo de consumo registrado en un intervalo de tiempo, este se lo puede reconocer debido al pico que se forma en la curva de demanda.

### 2.4. Factores que Afectan la Demanda Eléctrica.

Existen dos tipos de factores que influyen en la demanda eléctrica:

#### **2.4.1. Factores No Controlables.**

Sobre estos factores no se puede actuar debido a que están compuestos por diferentes variables, propios de la dinámica, social, cultural, económica, industrial, comercial y geográficas, así como turismo, agricultura, condiciones climáticas, costumbres de los centros de consumos, factor inercial (días festivos), factores aislados (eventos, elecciones, fallas aleatorias en el sistema de potencia.

#### **2.4.2. Factores Controlables.**

El factor más importante e influyente en estos es la tarifa, elemento regulador. Este nos ayudará a mejorar el factor de utilización de las generadoras debido a que incentiva a los grandes usuarios a efectuar el consumo de energía en las zonas de valle. [12]

### **2.5. Tipos de Cargas o Sectores de Consumo.**

En las empresas distribuidoras podemos encontrar diferentes tipos de usuarios o consumidores, estos los podemos diferenciar por los diversos comportamientos del consumo que tiene la carga. Cada sector es distinto, estos son el sector industrial, comercial, residencial y otros.

#### **2.5.1. Sector Industrial.**

Este sector está conformado por varias industrias, las cuales tienen un consumo de energía ponderado al nivel de producción de la misma. A este sector se lo incentiva a realizar su consumo en el intervalo de demanda mínima mediante el factor tarifa para así mejorar el factor de utilización.

#### **2.5.2. Sector Comercial.**

Agrupación de locales comerciales, su demanda tiene un comportamiento constante durante la mañana y la tarde.

#### **2.5.3. Sector Residencial.**

Agrupación de viviendas, su demanda es variable debido a los factores climáticos.

#### **2.5.4. Otros.**

A este lo componen cargas para servicio público.

## **2.6. Proyección.**

La proyección es una implantación de la teoría científica, es decir, anticipa nuevos conocimientos y los contrasta entre la teoría y la acción, o también llamado como “visión anticipada”[13]. La proyección científica se fundamenta sobre leyes e información confiable, a diferencia de las profecías que atañen al conocimiento no perfectible y no son concluyentes para probar una hipótesis.

Se puede decir que la proyección es una manera loable de probar hipótesis; por lo que es el punto de control o de los cambios del curso de los acontecimientos.

## **2.7. Proyección de la Energía Eléctrica.**

La energía eléctrica en la actualidad, es indispensable en cualquier nación o región, he aquí la importancia de su continuidad, disponibilidad y confiabilidad. Por ello se recurre a la implementación de métodos de proyección de demanda, que puedan ser aplicados de forma cuantitativa y que proporcionen el menor margen de error posible, pues de estos dependerá el futuro económico de una empresa de distribución. Para esto se deben considerar los proyectos a futuros que tenga la empresa distribuidora en cuanto a líneas de subtransmisión, subestaciones, alimentadores, entre otras, para satisfacer el incremento de las cargas, ya que la correcta planeación y planificación ayudará a una correcta operación del Sistema.

La proyección del consumo eléctrico puede llevarse a cabo de dos formas, tanto por energía consumida (GWh) y por demanda (W) [14].

En la siguiente gráfica se muestra una comparación del estudio del pronóstico de la demanda, el cual presenta la proyección de la energía consumida del PME del período comprendido entre 2007 y 2016, comparando datos históricos reales y datos del estudio de la proyección en el Ecuador. Ver Fig. 5.

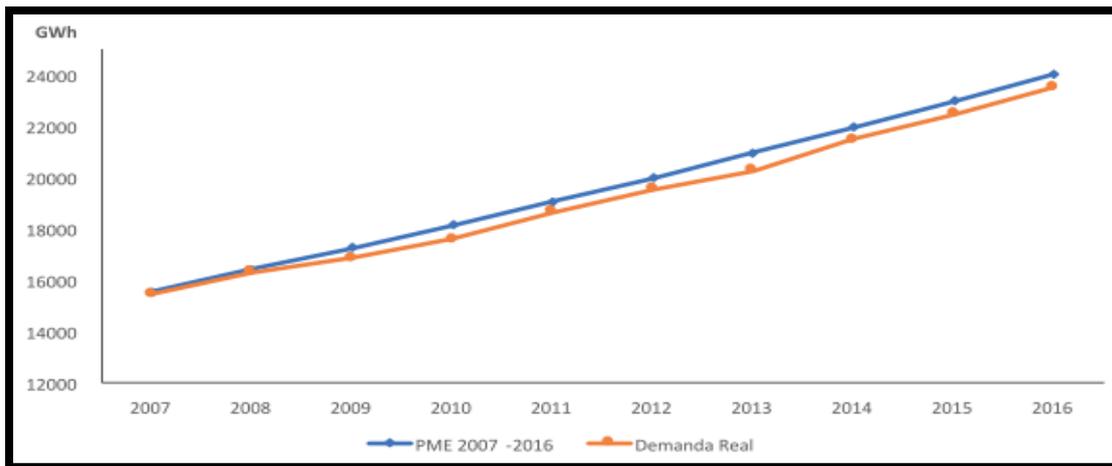


FIGURA 5: DEMANDA ELÉCTRICA PROYECTADA EN EL PME 2007-2016 VS DEMANDA REAL[15]

Se utilizaron escenarios, tanto de, mínima, mediana y máxima demanda, de acuerdo a variables macroeconómicas y sectoriales, alcanzando un margen de desviación del 1,7 % anual. Ver Fig. 5 [15].

Mediante la información de los datos históricos proporcionada por CNEL Los Ríos de los años 2000 al 2017 y los datos predictivos del Plan Maestro de Electricidad de los años 2016 – 2025, en la siguiente gráfica se visualiza la proyección real de la energía eléctrica de este periodo de tiempo. Ver Fig. 6.

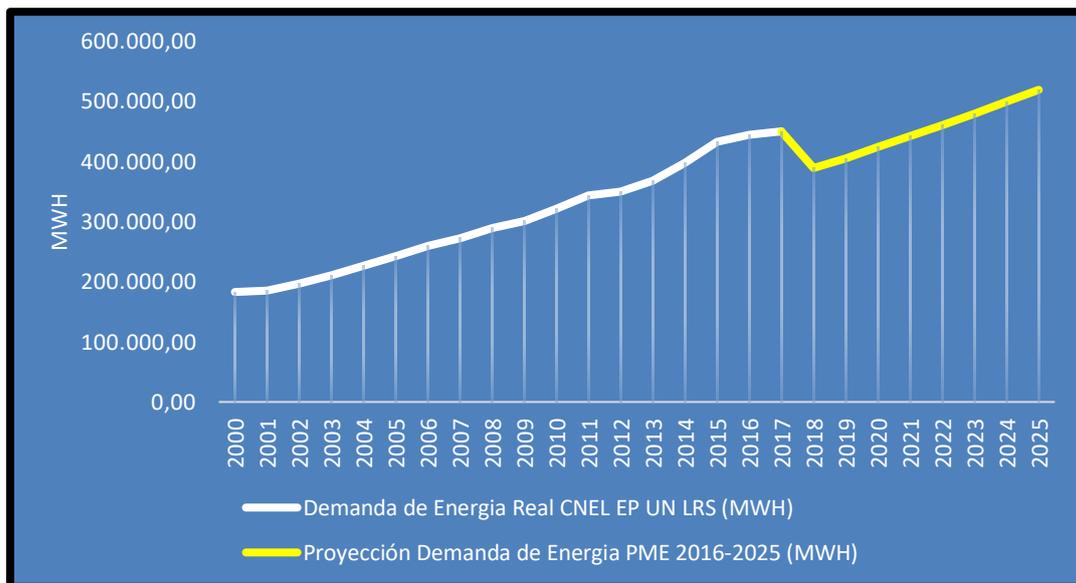


FIGURA 6: DEMANDA REAL DE CNEL LOS RÍOS Y CONSUMO DE ENERGÍA PROYECTADA EN EL PME 2016-2025.

En consecuencia, debido a la inestabilidad e irregularidad en los mercados eléctricos, los patrones de demanda suelen ser muy complejos. Es por ello que en este estudio se contrastarán los métodos estadísticos para determinar el más ajustable al crecimiento de la demanda eléctrica [16].

## 2.8.Importancia de la Proyección.

El Sistema Eléctrico tiene como objetivo suministrar energía eléctrica de forma continua, confiable, económica y segura, mientras se adapta continuamente a la demanda. Como el sistema eléctrico no es adaptable, se necesita la estimación de la demanda para abastecer la misma y poder realizar los cambios respectivos [14].

La correcta selección de un método de proyección de energía eléctrica, permitirá por parte del CENACE, entidad que actúa como Operador Nacional y administrador de todas las unidades de negocio del país, incluida CNEL Los Ríos, la coordinación sobre el funcionamiento de las unidades de generación en el sistema.

Para la planificación y operación de las unidades generadoras de electricidad, que diariamente funcionan en el sistema eléctrico ecuatoriano, CNEL Los Ríos envía el informe de cargabilidad mensual al CENACE, para que este realice las coordinaciones respectivas, a fin de que se efectúe el abastecimiento continuo de energía eléctrica con el menor margen de error posible de la demanda proyectada y al mínimo costo posible. El cumplimiento de los pronósticos en CNEL Los Ríos es una de las actividades fundamentales, por lo cual es importante considerar el porcentaje de variación que se presenta entre la potencia y energía máxima proyectada con la real, pues con estos resultados validan la aplicación de la metodología más adecuada, a continuación, se muestra un ejemplo sobre la desviación de demanda y energía eléctrica suministrada por CNEL Los Ríos del año 2017. Ver Tabla 3.

TABLA 3: DESVIACIÓN DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA CNEL LOS RÍOS AÑO 2017

<b>Variable</b>	<b>Proyección</b>	<b>Demanda Real</b>	<b>Desviación (%)</b>
<i>Potencia Máxima Coincidente (MW)</i>	76	75,86	0,19
<i>Energía (MWh)</i>	373	449,91	17,09

La información presentada en la Tabla 3 fueron datos proporcionados por CNEL Los Ríos y por el Plan Maestro de Electricidad 2007-2016. En la misma se puede observar que existe una variación de 0,19 % de ajuste de la potencia y un 17,09 % de energía consumida, debido al porcentaje de desviación de la energía, el cual muestra que la metodología utilizada no fue la más precisa. Por consiguiente, se debe buscar otras alternativas de herramientas o modelos, que logren disminuir el índice porcentual de desviación y mejorar la calidad del mismo.

Los indicadores que se muestran a continuación, determinan los mayores índices de calidad, en cuanto al margen porcentual de desviación:

- Buena calidad inferior a  $\pm 2\%$ .
- Mala calidad superior a  $\pm 4\%$ . [14]

## 2.9. Planificación del Crecimiento Energético.

Dentro de la planificación del crecimiento energético, es necesario asegurar el suministro de energía eléctrica por inversiones de generación, transmisión y distribución, para evitar con ello posibles descompensaciones entre oferta y demanda. Sí en el Sistema Eléctrico de Potencia existe un error por proyección, este puede provocar déficit de generación o un sobredimensionamiento de los equipos, lo que ocasionaría grandes pérdidas económicas a la empresa distribuidora. Debido a esto es importante que exista equilibrio entre producción y demanda, ya que la electricidad no se puede acumular, esta debe generarse, transportarse y consumirse en tiempo real.

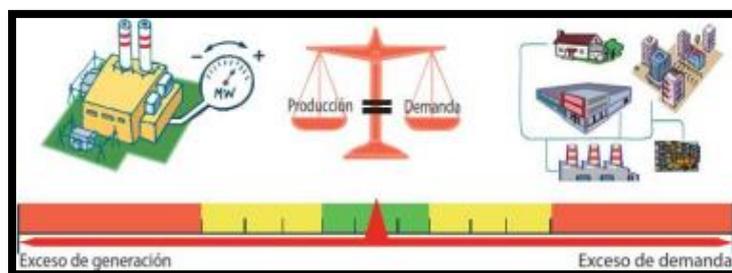


FIGURA 7: EQUILIBRIO ENTRE GENERACIÓN Y DEMANDA. [17]

Dentro de los ámbitos que marcan la planificación están marcados por:

- Potencial industrial y manufacturero.
- Distribución de riqueza.
- Disponibilidad de crédito para establecer empresas.

- Disponibilidad de crédito de los clientes al final de la cadena de consumo.
- Diferentes usos de la energía [18].

La proyección de demanda eléctrica dentro de cualquier empresa distribuidora, establece una acción esencial, primaria y básica al planificar las opciones dentro de la inversión sectorial y regional.

Dentro de la planificación de la demanda encontraremos varios aspectos y procedimientos para llevar a cabo la proyección de la demanda a nivel de CNEC Los Ríos, así como el reconocimiento de diversos métodos que se utilizan en distintos procesos de proyección, puntualmente en el proceso de selección y comparación del método usado en los Planes Maestros de Electricidad.



FIGURA 8: UTILIDAD DE LA DEMANDA DENTRO DEL ÁREA DE PLANEACIÓN.[18]

## 2.10. Análisis Exploratorio de Datos.

El Análisis Exploratorio de Datos (AED) tiene como fin hacer una organización y análisis de los datos previo al uso de técnicas y métodos estadísticos, de manera que nos ayuda a filtrar datos ausentes, como datos atípicos, los que provocan incongruencias al elaborar el método de proyección. Es por ello prescindible el análisis de los siguientes pasos [13].

### 2.10.1. Etapas del AED.

En el análisis exploratorio de datos es indispensable tomar en cuenta el proceso de efectuar un estudio numérico y gráfico estadístico de las variables influyentes, con el fin de conocer toda la información de la base de datos, de este modo poder evidenciar la presencia de posibles datos atípicos. El análisis que se aplicará, estará sujeto a la magnitud

de las muestras analizadas [19]. En la Tabla 4 se aprecia las herramientas gráficas y resúmenes más recomendables.

TABLA 4: HERRAMIENTAS GRÁFICAS Y DESCRIPTIVAS MAS RECOMENDABLES. [18]

Escala de medida	Representaciones gráficas	Medidas de tendencia central	Medidas de dispersión
<i>Nominal</i>	Diagrama de barras	Moda	
	Diagrama de líneas		
	Diagrama de sectores		
<i>Ordinal</i>	Boxplot	Mediana	Rango Intercuartílico
<i>Intervalo</i>	Histogramas	Media	Desviación típica
	Polígono de frecuencias		
<i>Razón</i>		Media geométrica	Coefficiente de variación

## 2.11. Factores Influyentes en la Proyección de la Demanda Eléctrica

Dentro del pronóstico de la demanda eléctrica a largo plazo, existen varios factores que pueden afectar directamente a la misma. Para obtener el menor margen de error posible en los estudios de proyección, es indispensable que CNEL-EP-Unidad de Negocio Los Ríos identifique estos factores, a fin de que pueda estimar una demanda de energía eléctrica veraz. Ver Fig. 9.



FIGURA 9: FACTORES INFLUYENTES EN LA DEMANDA ELÉCTRICA. [20]

A continuación, algunos de los factores a considerar en el pronóstico de la demanda eléctrica.

#### **2.11.1. Datos Históricos.**

Es la información más importante al empezar un AED, pues a través de ellos se pueden establecer patrones de consumo dentro de una proyección de la energía eléctrica futura, siendo estos analizables año por año para estimarlos en un tiempo determinado.

#### **2.11.2. Factores Geográficos.**

Se lo considera como un factor no controlable, en Ecuador cada región presenta variaciones en cuanto a humedad, temperatura, velocidad del viento, etc.; siendo distinta para las estaciones del año y áreas geográficas. Cada factor climático representa un cambio en la demanda eléctrica, pero uno de los que más afecta, es la temperatura, debido a que los usuarios actúan de manera diferente a esta variable; siendo así, que en ciudades donde el factor temperatura es elevado, estos recurren al uso de aires acondicionados, ventiladores, máquinas de refrigeración, etc.; o en ciudades donde este factor es bajo, los consumidores acuden al uso de calefacción, afectando directamente la demanda eléctrica de acuerdo a cada estación del año.

La infraestructura eléctrica de CNEL Los Ríos está situada en la provincia de los Ríos dentro del Ecuador, sector que presenta un clima templado, los veranos tienen menor precipitación de lluvia, en comparación al invierno cuya precipitación es muy alta. En el mes de agosto ocurre la menor precipitación de lluvia con 2 mm, mientras que en febrero la precipitación aumenta hasta en 390 mm. Las temperaturas más elevadas son en abril con 26,9 °C, en cambio el mes de julio su temperatura llega hasta 23,7 °C, la variación llega hasta los 3,2 °C. [21]. En las curvas de demanda máxima [MW] y la temperatura media [°C] de la región estudiada. Ver Fig. 10.

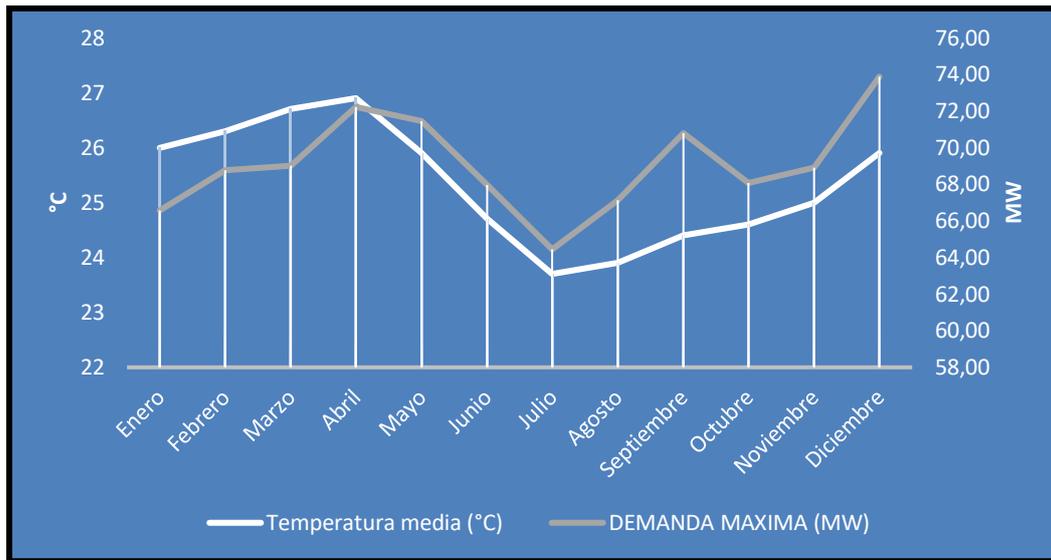


FIGURA 10: CURVAS DE TEMPERATURA MEDIA Y DEMANDA MÁXIMA CNEL LOS RÍOS DE 2017

En la gráfica se aprecia que en la provincia de Los Ríos del mes de abril a octubre, las dos variables geográficas tienen un comportamiento descendente, ubicándose el punto más bajo en el mes de julio con valores de demanda máxima, temperatura media y precipitación de -0,05 % (64,44 MW), -0,046 % (23,7 °C) y -0,7 % (7 mm) respectivamente; esto puede considerarse debido a que es época de verano; mientras que en invierno las variables geográficas ascienden desde el mes de noviembre hasta abril, debido a la tasa de incremento de la temperatura media y precipitación de 0,036 % y 8,7 % respectivamente, aumentando así la demanda hasta en 0,07 % (73,87 MW). Ver Fig. 10.

### 2.11.3. Crecimiento Demográfico.

A razón que incrementa la población, aumenta el número de usuarios; lo que implica el crecimiento de la demanda eléctrica, pues este aumento poblacional, tiene como consecuencia la adquisición y uso de nuevos artefactos eléctricos, lo que implica incremento en la elaboración y fabricación industrial de estos equipos, para satisfacer la demanda, aumentando así la carga y por ende el consumo energético.

En la Tabla 5 se observa las variables demográficas como, población y viviendas con servicio eléctrico. Estas variables nos ayudarán a reconocer la zona residencial de clientes, para posteriormente realizar la proyección. Los datos fueron extraídos de informes de rendiciones de cuenta y obtenidos del INEC.

TABLA 5: VARIACIÓN POBLACIONAL Y DE VIVIENDA DE LA PROVINCIA DE LOS RÍOS

<b>VARIABLES DEMOGRÁFICAS</b>	<b>2010</b>	<b>2012</b>	<b>2014</b>	<b>2016</b>	<b>2018</b>
<i>Población</i>	477.369	488.193	498.547	508.32	517.613
<i>Viviendas con servicio eléctrico</i>	79.715	87.902	109.681	112.046	121.252

#### 2.11.4. Planes Industriales.

Dentro de la industria, la electricidad es una de los recursos mayormente utilizados, a diferencia del petróleo, carbón, gas licuado, etc. En muchos sectores industriales la electricidad es consumida en un 50 % o más inclusive, de ahí que se analice el comportamiento del sector industrial en la proyección de la demanda eléctrica, y se tome en consideración la inclusión de nuevas plantas, o la repotenciación de las mismas. [14]

En el departamento de planificación de la CNEL Los Ríos, se tiene previsto el desarrollo de los siguientes proyectos industriales cada uno con sus respectivas cargas: SILOS MAGAP (1 MW), PROYECTO DE RIEGO (20 MW), CASA PARA TODOS (3 MW), PLAN VALLE VERDE (2 MW) Y HOSPITAL PUEBLO NUEVO (2.5 MW). Estas cargas especiales se consideran importantes en el análisis del pronóstico de la demanda eléctrica de este proyecto.

TABLA 6: CARGAS SINGULARES PROYECTADAS (MW)

<b>Proyectos</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
<i>Silos Magap</i>	-	1	1	1	1	1	1
<i>Proyecto de riego</i>	-	-	20	20	20	20	20
<i>Casa para Todos</i>	1	3	3	3	3	3	3
<i>Plan Valle Verde</i>	-	2	2	2	2	2	2
<i>Hospital Pueblo Nuevo</i>	-	-	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5

#### 2.11.5. PIB

El consumo energético y el PIB reflejan una relación directamente proporcional, si el PIB varía, produciría cambios en la sociedad como: la adquisición de equipos eléctricos sea de forma residencial o industrial, el factor de utilización de estos variaría y los usuarios podrían tomar conciencia en el ahorro energética o por el contrario consumir mayor energía eléctrica [22].

El producto interno bruto tuvo un crecimiento promedio de 3,4 % de 2007 al 2017. Ver Fig. 11. Se observa que hay dos picos en 2008 y 2011, con tasas de crecimiento del PIB de 6,4 % y 7,9 % respectivamente; también tasas de crecimiento inferiores en 2007, 2009, 2015 y 2016 con 2,2 %, 0,6 %, 0,25 y -1,6 % respectivamente; en el periodo de 2016 se obtuvo la menor tasa porcentual, con -1,6 % en consecuencia a la devaluación internacional de los precios del petróleo [23].

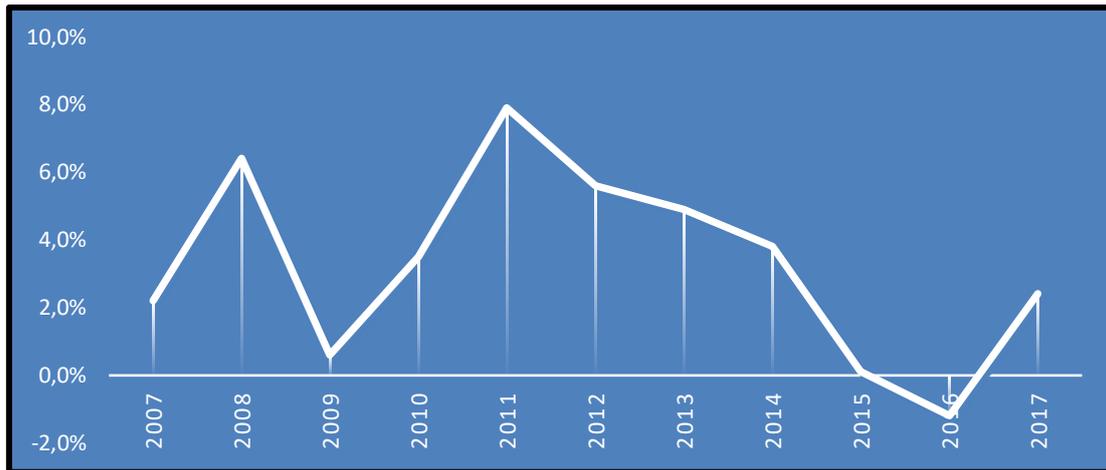


FIGURA 11: TASA INCREMENTAL DEL PIB 2007 - 2017

En la siguiente figura se representan las tasas de crecimiento del PIB y el consumo energético de CNEL Los Ríos, como se puede observar, la tasa porcentual del consumo energético es mayor al PIB, esto se debe al crecimiento de sectores residenciales, comerciales e industriales. Ver Fig. 12

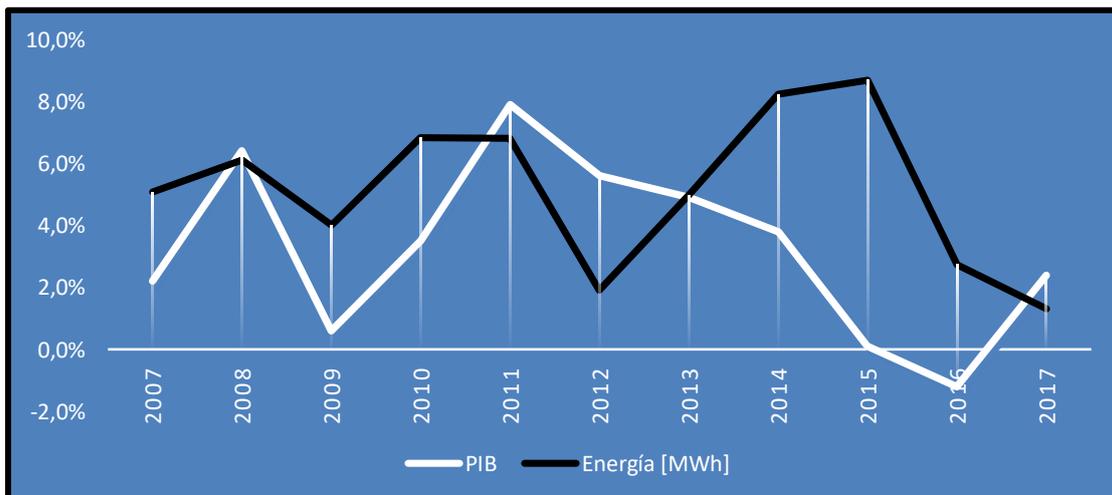


FIGURA 12: TASA ANUAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA VS PIB 2007 – 2017.

### 2.11.6. Número de Usuarios y Consumo de Energía.

Los datos históricos de cantidad de clientes y consumo energético, fueron extraídos de informes de rendiciones de cuenta de CNEL Los Ríos, información que será analizada posteriormente. Ver Fig. 13.



FIGURA 13: USUARIOS POR GRUPO DE CONSUMO CNEL LOS RÍOS 2007 – 2017.



FIGURA 14: ENERGÍA FACTURADA POR GRUPO DE CONSUMO CNEL LOS RÍOS 2007 – 2017.

En la figura anterior, se puede observar la variación tendencial de cada uno de los grupos de consumo en los últimos 10 años, dentro del análisis por grupo de consumo, se obtuvo un incremento promedio en el sector residencial de 6,11 %, en el sector comercial de 4,45 %, en el sector industrial de 5,39 % y en otros de 10,77 %; teniendo en total un crecimiento promedio de 6,57 %. Ver Fig. 14.

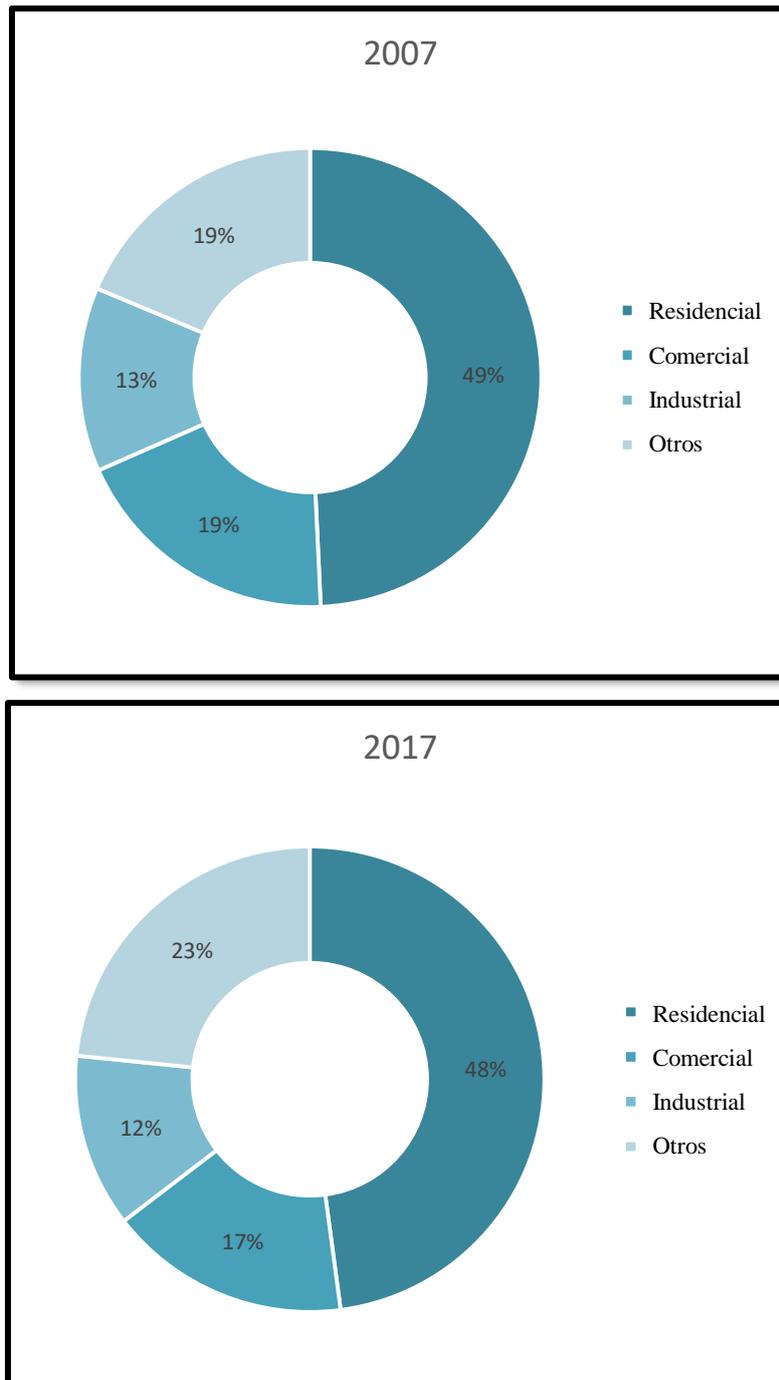


FIGURA 15: ESTRUCTURA DEL CONSUMO ENERGÉTICO POR SECTORES CNEL LOS RÍOS.

En los últimos diez años, ha decrecido la composición relativa del sector eléctrico residencial, comercial e industrial con 1,36 %, 2,44 % y 0,93 % respectivamente; el sector eléctrico determinado como “otros” que pertenecen al sector público, entidades de ayuda social, entidades oficiales, etc. Tuvo más participación con 4,73 % de crecimiento porcentual. Ver Fig. 15.

## 2.12. Métodos de Proyección de Demanda Eléctrica.

A continuación, se aprecian algunos de los métodos y modelos de estimación utilizados actualmente. Ver Fig. 16.

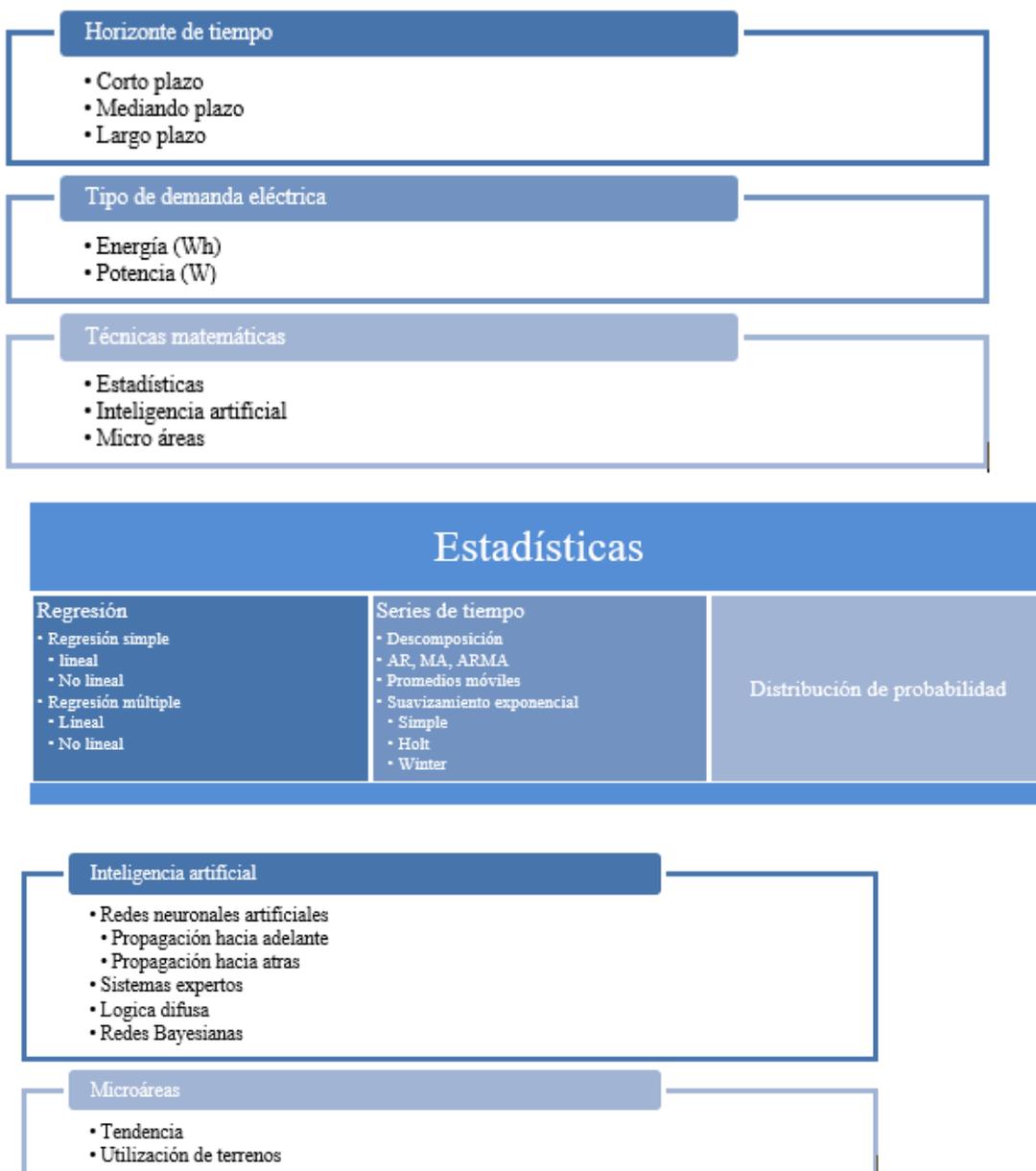


FIGURA 16: MODELOS MATEMÁTICOS DE ESTIMACIÓN. [20][24]

Por más exacto que sea un método de pronóstico, el resultado final real va a diferir del método estudiado. Es por ello que la exactitud puede tomar mayor forma con una base de datos que abastezca el tipo de proyección según su horizonte de tiempo. Si los datos pasados son consecutivos y prosiguen en una forma lineal, es posible representar mediante un modelo el proceso a estudiarse.

La exactitud del método a emplearse dependerá directamente de los datos disponibles, la metodología aplicada y lo que se planifique. Para ello los datos deben cumplir con las siguientes variables:

- Confiables.
- Representativos.
- Consistentes.
- Periódicos [12].

Dentro de los modelos matemáticos para la estimación de la demanda, vamos a encontrar las técnicas matemáticas más usadas, tanto estadística, inteligencia artificial y micro áreas. Ver Fig. 16.

### **2.12.1. Según su Intervalo de Tiempo.**

Dentro de la estimación de demanda, se puede clasificar según su intervalo de tiempo, tanto a, largo, mediano y corto plazo, según su aplicación en cuanto a generación, planificación del uso de energético, despacho económico, y planeación del mantenimiento eléctrico [14].

- **Pronóstico a corto plazo.**

Generalmente para la estimación de la demanda eléctrica en este intervalo de tiempo se abarcan los periodos en horas, días y semanas, para lo cual, mediante datos cronológicos de la demanda diaria y factores climáticos en tiempo real, el CENACE entidad encargada de la operación diaria de las centrales de generación, realiza el pronóstico de la futura carga para los diferentes periodos de tiempo.

- **Pronóstico a mediano plazo**

Este pronóstico considera como horizonte de tiempo, la modalidad mensual hasta un año, viéndose afectados por varios factores como crecimiento económico, períodos

vacacionales, variaciones climáticas, nuevas cargas y clientes no regulados. Los resultados nos ayudaran a establecer la demanda futura, y asegurar la programación de mantenimientos de redes y equipos, así como el abastecimiento de combustible para las diferentes fuentes de generación.

- **Pronóstico a largo plazo**

Encierra hasta un espacio de tiempo de 10 años, la cual es utilizada en la planificación y el incremento de la generación, transmisión y distribución. Es de gran importancia la evaluación de este pronóstico para una nación, por lo que de esto dependerá la elaboración de plantas generadoras, redes de distribución, subestaciones, líneas de transmisión, así como la estimación de combustibles y precios de producción de energía eléctrica.

Los factores más influyentes en el pronóstico a largo plazo son las condiciones meteorológicas, PIB, crecimiento demográfico, planes industriales, factor geográfico, entre otros.

### **2.12.2. Métodos de Tendencia.**

En estos métodos es habitual el uso de interpolación o extrapolación para la estimación de demanda eléctrica, identificando dentro de los datos históricos tendencias y patrones para su predicción. En el estudio de tendencia por micro-áreas se utilizan técnicas de análisis estadístico y matemático. Entre los métodos más usados está el de regresión múltiple, por lo que aplica a los datos cronológicos una función polinomial, extrapolando la función para proveer la estimación [25].

Los métodos de tendencia tienen como objetivo la proyección de demanda de una zona específica, valiéndose de datos históricos proporcionados por CNEL Los Ríos, su fin es optimizar el pronóstico usando las propiedades de los modelos de tendencias de regresión múltiple y el ajuste en la curva proyectada mediante una función polinomial.

### **2.12.3. Ajuste de Curva.**

Para el ajuste de una función polinomial se estiman valores de demanda, con la finalidad de extraer una ecuación que nos permita extrapolar la tendencia y así extraer valores de las series utilizadas en la proyección futura.

#### **2.12.4. Modelos Estadísticos.**

El ser humano, está constantemente observando el entorno que le rodea, y analizando cada acontecimiento y fenómeno, para el cual realiza modelos mentales de estos, extrayendo predicciones empíricas. Dentro del área científica la explicación de un fenómeno se lo suele expresar con un modelo matemático, que de forma similar fue extraído de observaciones, las cuales pudieran ser hábitos cotidianos, pero en una versión más precisa y monótona. Debido a que este estudio se centra de forma probabilística más bien que determinística, se concluyen estos en modelados estadísticos o estocásticos, los cuales desean detallar la diferencia entre una respuesta desde la relación de dos orígenes de variabilidad, la una determinística y la otra aleatoria, dando la siguiente expresión:

$$\text{Respuesta} = \text{Componente sistemático} + \text{componente aleatorio}$$

Esta expresión se la puede emplear también de esta forma:

$$\text{Datos} = \text{Modelo} + \text{Error}$$

Siendo MODELO la parte sistemática. De esta forma DATOS entraría en observaciones para un posterior análisis (variable de respuesta o dependiente) [26].

Dentro de este modelo estadístico, aplicaremos varios métodos de proyección, como el de regresión simple, regresión múltiple, causal, modelo de tendencia de curvas, curva de crecimiento, suavizamiento exponencial, entre otros.

##### **2.12.4.1. Análisis de Series de Tiempo.**

Es el grupo de observaciones de una variable medida en varios lapsos de tiempo consecutivos. El principal objetivo de este análisis es encontrar la proyección de los valores futuros de una serie de tiempo [27].

##### **2.12.4.2. Componentes de una Serie de Tiempo**

- **Componente Irregular**

Este componente es considerado impredecible, debido a la variabilidad aleatoria de los valores, los cuales son encontrados en estudios de series de tiempo de corto plazo o no recurrentes.

Al analizar una serie de tiempo se puede observar las diferentes componentes, movimientos o patrones que describen el comportamiento del fenómeno en el largo, mediano y corto plazo, los cuales son:

- **Componente de Tendencia**

El componente de tendencia dentro de un análisis de series de tiempo, se refiere a movimientos característicos del fenómeno o proceso observado en un periodo de tiempo mayor a los 5 años y se presenta en forma ascendente o descendente. Si el movimiento se muestra con baja variación alrededor de una línea horizontal se dice que la tendencia es estacionaria y los cambios se atribuyen al factor irregular de la serie.

- **Componente Cíclico**

El componente cíclico es la variación que se reproduce en periodos sucesivos de tiempos, generalmente de uno a cinco años y responden a factores de carácter social, políticas de estados, desarrollo de programas sociales, entre otros.

- **Componente Estacional**

Este componente establece la variabilidad en períodos sucesivos en un año o menos. Su origen se debe a la influencia estacional, patrones sociales o costumbres de la población y pueden manifestarse por día, quincenal, mensual, trimestral semestral [27].

### 2.12.4.3. Tendencia Lineal

Ver Ecuación 3. Este modelo de ajuste se utiliza cuando la gráfica de dispersión de la serie de tiempo muestra un patrón de tendencia lineal. El modelo de ajuste viene dado por:

$$T_t = b_0 + b_1 t \quad (1)$$

En donde:

$$b_1 = \frac{\sum(t-\bar{t})(Y_t - \bar{Y})}{\sum(t-\bar{t})^2} \quad (2)$$

Y

$$b_0 = \bar{Y} - b_1 \bar{t} \quad (3)$$

Siendo:

$Y_t$  = valor de la serie de tiempo en el periodo t

$n$  = número de periodos (número de observaciones)

$Y$  = valor promedio de la serie de tiempo

$t$  = valor promedio de  $t$

#### **2.12.4.4. Suavizamiento Exponencial Doble: Ajuste de Tendencia Lineal.**

El suavizamiento exponencial doble permite proyectar una serie de tiempo cuando la serie de datos temporales muestra una tendencia lineal, representa una extensión del suavizamiento exponencial simple y utiliza constantes de suavizamiento para que los pronósticos puedan obtener una serie de tiempo con una tendencia lineal. [28]. El modelo utiliza las siguientes ecuaciones:

$$L_t = \alpha Y_t + (1 - \alpha)(L_{t-1} + b_{t-1}) \quad (4)$$

$$b_t = \beta(L_t - L_{t-1}) + (1 - \beta)b_{t-1} \quad (5)$$

$$F_{t+k} = L_t + b_t k \quad (6)$$

Siendo:

$L_t$  = estimación del nivel de la serie de tiempo para el periodo  $t$

$b_t$  = estimación de la pendiente de la serie de tiempo para el periodo  $t$

$\alpha$  = constante de suavizamiento para el nivel de la serie de tiempo

$\beta$  = constante de suavizamiento para la pendiente de la serie de tiempo

$F_{t+k}$  = pronóstico para el periodo  $k$  en el futuro

$k$  = número de periodos próximos a pronosticar.

#### **2.12.4.5. Suavizamiento Holt Winters**

Este modelo considera el análisis de la tendencia y la estacionalidad. Puede desarrollarse bajo la hipótesis de que estas componentes tienen un efecto multiplicativo o de que tales componentes tienen efecto aditivo. En el presente trabajo se seleccionó el modelo multiplicativo utilizando el siguiente conjunto de ecuaciones:

E

$$L_t = \alpha \left( \frac{Y_t}{S_{t-p}} \right) + (1-\alpha)(L_{t-1} + T_{t-1}) \quad (7)$$

$$T_t = \gamma(L_t - L_{t-1}) + (1-\gamma)T_{t-1} \quad (8)$$

$$s_t = \delta \left( \frac{Y_t}{L_t} \right) + (1-\delta)S_{t-p} \quad (9)$$

$$Y_t = (L_{t-1} + T_{t-1})S_{t-p} \quad (10)$$

TABLA 7: DESCRIPCIÓN DE LA NOTACIÓN DEL MODELO DE WINTERS

<b>Término</b>	<b>Descripción</b>
$L_t$	el nivel en el tiempo $t$ , $\alpha$ es la ponderación para el nivel
$T_t$	la tendencia en el tiempo $t$ ,
$\Gamma$	la ponderación para la tendencia
$S_t$	el componente estacional en el tiempo $t$
$\Delta$	la ponderación para el componente estacional
$P$	período estacional
$Y_t$	el valor de los datos en el tiempo $t$

El modelo multiplicativo es:

$$L_t = \alpha \left( \frac{Y_t}{S_{t-p}} \right) + (1-\alpha)(L_{t-1} + T_{t-1}) \quad (11)$$

$$T_t = \gamma(L_t - L_{t-1}) + (1-\gamma)T_{t-1} \quad (12)$$

$$s_t = \delta \left( \frac{Y_t}{L_t} \right) + (1-\delta)S_{t-p} \quad (13)$$

$$\hat{Y}_t = (L_{t-1} + T_{t-1})S_{t-p} \quad (14)$$

TABLA 8: DESCRIPCIÓN DE LA NOTACIÓN DEL MODELO MULTIPLICATIVO

<b>Término</b>	<b>Descripción</b>
$L_t$	el nivel en el tiempo $t$ , $\alpha$ es la ponderación para el nivel
$T_t$	la tendencia en el tiempo $t$
$\Gamma$	la ponderación para la tendencia
$S_t$	el componente estacional en el tiempo $t$
$\Delta$	la ponderación para el componente estacional
$P$	Período estacional
$Y_t$	el valor de los datos en el tiempo $t$
$\hat{Y}_t$	el valor ajustado, o el pronóstico de un período adelante, en el tiempo $t$

#### 2.12.4.6. Curva de Crecimiento Exponencial.

Los datos tienen una curvatura marcada, lo cual indica que la tasa de cambio varía más rápido en el tiempo. Por ejemplo, una cuenta de ahorros pudiera mostrar crecimiento exponencial [29]. Ver Ecuación 15.

El modelo es expresado por:

$$y_t = b_0 * (b_1)^t \quad (15)$$

Los parámetros  $b_0$  y  $b_1$  se estiman a partir del método de diferenciaciones sucesivas.

#### 2.12.4.7. Curva S (Logística de Pearl-Reed).

La curva logística también conocida como curva S, deriva su nombre debido a la gráfica que presenta en forma de la letra S. Inicia un crecimiento con una tasa que aumenta progresivamente hasta lograr un punto de inflexión, a partir del cual se desacelera la razón de cambio hasta hacerse asintóticamente constante. Ver Ecuación 16.

El modelo es expresado por:

$$Y_t = \frac{(10^a)}{(\beta_0 + \beta_1 * \beta_2^t)} \quad (16)$$

Siendo  $\beta_0$ ,  $\beta_1$  y  $\beta_2$  parámetros a estimar,  $t$  la variable tiempo y  $Y_t$  el valor del fenómeno en estudio para el período de tiempo  $t$ .

#### 2.12.4.8. Descomposición.

Método de series de tiempo que se utiliza para separar o descomponer una serie de tiempo en componentes estacional y de tendencia. Los pronósticos se pueden obtener suponiendo que los componentes de la misma tienen un efecto aditivo o multiplicativo.

#### 2.12.4.9. Modelo de Descomposición Multiplicativo.

Se recomienda su uso cuando las fluctuaciones estacionales cambian en el tiempo y son cada vez mayores a medida que aumenta el valor de la serie debido a una tendencia lineal a largo plazo.

En este modelo, el valor real de una serie de tiempo en el periodo  $t$  se obtiene al multiplicar los valores de los componentes de tendencia, estacional y el componente irregular. [28]. Ver Ecuación 17.

$$Y_t = \text{Tendencia}_t * \text{Estacional}_t * \text{Irregular}_t \quad (17)$$

En donde:

$\text{Tendencia}_t$  = valor de la tendencia en el periodo  $t$ .

$\text{Estacional}_t$  = índice estacional en el periodo  $t$ .

$\text{Irregular}_t$  = índice irregular en el periodo  $t$ .

En general, se puede obtener una estimación de la tendencia mediante modelos lineales y la estimación del efecto estacional a través de métodos de suavizamiento.

#### 2.12.4.10. Regresión Múltiple.

Este modelo considera la relación de una variable dependiente de energía o potencia, con dos o más variables independientes, también conocidas como predictoras y cuya denotación en la ecuación son presentadas como  $X_1, X_2, \dots, X_p$ . Ver Ecuación 18.

$$E(y) = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_p X_p \quad (18)$$

En donde:

$E(y)$ : valor esperado de la respuesta

$\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_p$  son  $p + 1$  parámetros a estimar

$X_1, X_2, \dots, X_p$  son  $p$  variables independientes, que explican el comportamiento de la variable dependiente. Se ha de contar con un conjunto de  $n$  observaciones de estas variables.

El valor estimado de la respuesta se obtiene mediante la ecuación estimada de regresión. Ver Ecuación 19.

$$\hat{y} = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 X_1 + \dots + \hat{\beta}_p X_p \quad (19)$$

Siendo:

$\hat{\beta}_0, \hat{\beta}_1, \dots, \hat{\beta}_p$  Los estimadores de los parámetros obtenidos mediante el método de mínimos cuadrados.

Conviene tener presente que, para el cumplimiento de los requerimientos teóricos, el modelo de regresión múltiple a considerar se deberá evaluar en cuanto a independencia de observaciones y homocedasticidad es decir error con varianza constante, errores distribuidos según la distribución de probabilidad normal [27].

#### **2.12.4.11. Índices de Proporcionalidad.**

Dada una serie de valores  $X_1, X_2, \dots, X_n$  se puede analizar el crecimiento entre observaciones sucesivas, mediante comparaciones absolutas o relativas. Cuando se considera las variaciones relativas entre períodos sucesivos se cuenta con un factor de proporcionalidad entre observaciones adyacentes. Si la serie presenta un patrón o se asume que sigue un patrón, el promedio de los factores de proporcionalidad, al igual que los promedios móviles, puede emplearse para obtener una proyección de la serie.

Si  $F_1, \dots, F_{n-1}$  representa los factores parciales de proporcionalidad, entonces el factor de proporcionalidad promedio se consigue mediante la siguiente ecuación. Ver Ecuación 20.

$$\bar{F} = \frac{\sum F_i}{n-1}; \quad \text{siendo } F_i = \frac{(X_i - X_{i+1})}{X_{i+1}} \quad (20)$$

Este índice se utiliza como factor de proporcionalidad para obtener pronósticos que en la literatura especializada de la materia se la denomina como método de proporcionalidad [29].

### 2.13. Regulación No. ARCONEL – 005/18

En el presente trabajo sobre la proyección de demanda eléctrica, es importante considerar lo que se establece en el Art 43 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica. Las actividades de comercialización y distribución de electricidad deberán ser realizadas por las empresas eléctricas habilitadas para ejercer dichas actividades, estas deberán cumplir con los niveles de calidad establecidos y a su vez el reglamento de Regulación No. ARCONEL – 005/18, indica que para asegurar a los usuarios un adecuado funcionamiento del suministro eléctrico, es decir de forma continua y confiable. Es necesario la aplicación y cumplimiento del aspecto de calidad del producto en cuanto a nivel de voltaje.

Este índice se determina mediante la siguiente ecuación, cuyo resultado se evaluará y analizará al momento de realizar los flujos de carga. Ver Ecuación 21.

$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100 \quad (21)$$

Donde:

$\Delta V_k$ : Variación de voltaje, en el intervalo k de 10 minutos.

$V_k$ : Voltaje medido en cada intervalo.

$V_n$ : Voltaje en el punto de medición.

De acuerdo a la Regulación ARCONEL – 005/18 los límites de voltaje nominal permitidos, deben mantenerse en  $\pm 5,0\%$  a nivel de alto voltaje y  $6,0\%$  a nivel de medio voltaje; Los cuales deberán cumplirse en el estudio de la proyección de demanda de este trabajo, pues de ello dependerá el correcto funcionamiento del Sistema Eléctrico de Potencia y la carga de penalizaciones a CNEL Los Ríos [30].

## 2.14. Flujos de Carga.

El análisis de flujo de carga, permite observar cómo se comportará un Sistema Eléctrico de Potencia en diferentes escenarios y condiciones, mejora el monitoreo continuo para los análisis de seguridad del sistema, sus resultados son de importancia para las decisiones que se toman sobre la expansión y diseño de un sistema, pues en este se puede observar las variaciones de voltaje, corriente, potencia, pérdidas, etc. [31][32].

A continuación, se presenta como ejemplo el cuadro de reporte generado en el software CYMDIST una vez realizado el flujo de carga.

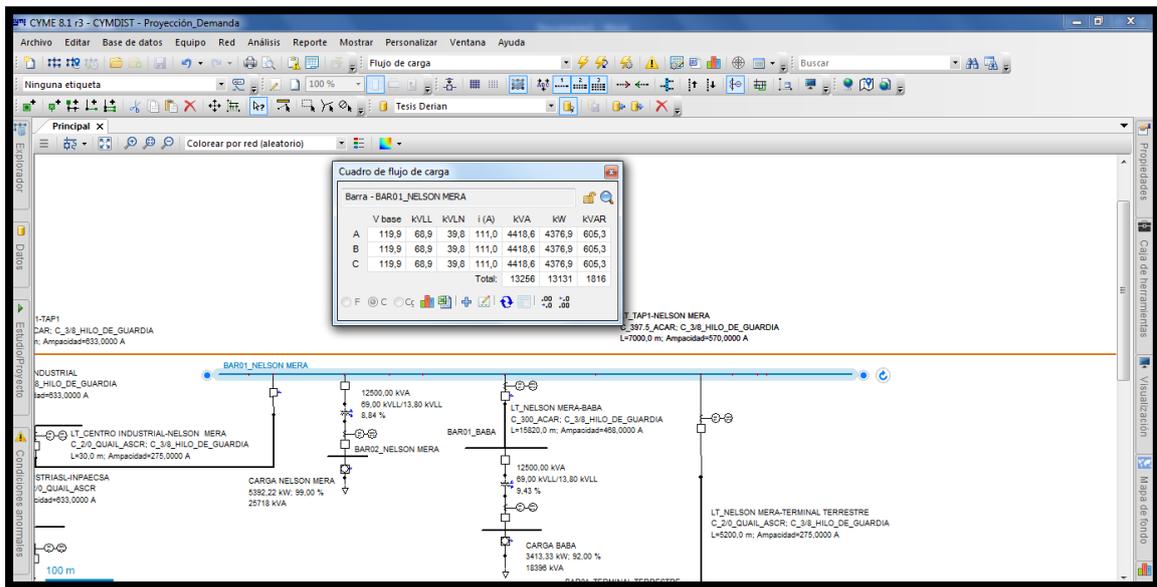


FIGURA 17: CUADRO DE REPORTE DEL FLUJO DE CARGA

## **CAPÍTULO III**

### **1.3.3. METODOLOGÍA**

#### **3.1. Tipo de Investigación**

El presente trabajo se desarrolló bajo un enfoque de investigación del tipo positivista y cuantitativa. Se parte de la necesidad de caracterizar un fenómeno con base a hechos y mediciones registradas durante los años 2000 al 2017.

- **Población.**

La población la define las once subestaciones eléctricas de CNEL Los Ríos.

- **Muestra**

El estudio tiene el carácter censal debido a que se analiza el fenómeno de la demanda y energía eléctrica, para el lapso de 6 años. No se aplica muestreo estadístico y por lo tanto no se efectúan cálculos para obtener los tamaños de muestra.

#### **3.2. Diseño de la Investigación.**

Se trata de una investigación de campo, pues la información se obtiene directamente de las unidades de investigación, de tipo cuantitativa porque se toman mediciones de variables en escala de intervalo como lo son el consumo de energía y la demanda. Es analítica, debido a que se realiza estudios cuantitativos por subestaciones eléctricas de las referidas variables, empleando métodos alternos cuantitativos estadísticos en el análisis de la energía y demanda que se requerirá.

#### **3.3. Recolección de Información.**

La información necesaria para efectuar la investigación se obtuvo, por una parte, de fuentes oficiales del estado: Banco Central de Ecuador, Instituto Nacional de estadística y organismos internacionales: Banco Mundial y Fondo Monetario Internacional; por otra parte a través de la información histórica del comportamiento de la demanda disponible en los informes de memorias y cuentas de CNEL EP, agregando también que se realizó la solicitud al personal con amplia experiencia dentro de la empresa sus opiniones y

expectativas en torno al escenario de crecimiento de la demanda en los próximos seis años.

### **3.4. Metodología de Análisis.**

En el presente estudio se aplican dos estrategias de análisis de la información. Para el análisis del comportamiento de la energía y demanda se aplican los métodos de pronósticos o también denominados análisis de series de tiempo, cuyos resultados se emplearán para calcular los flujos de carga, el cual es de suma importancia para determinar las necesidades de adecuaciones y mejoras al sistema.

### **3.5. Procesamiento de la Información.**

En los cálculos realizados se emplearon los siguientes sistemas de software:

#### **3.5.1. Cymdist**

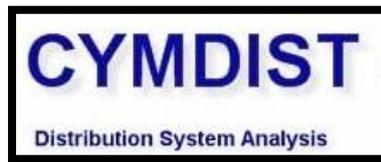


FIGURA 18: CYMDIST

CYMDIST es un software de ingeniería, que nos permite analizar sistemas eléctricos de potencia, este cuenta con herramientas para ejecutar varios modelos de simulaciones en cualquier tipo de sistema. CYMDIST cuenta con un editor de redes y con las siguientes herramientas:

- Flujo de carga
- Distribución y estimación de carga
- Análisis de fallas [33].

### 3.5.2. Minitab



FIGURA 19: MINITAB

MINITAB es un software estadístico que ofrece herramientas estadísticas básicas y avanzadas para realizar análisis de datos, es de fácil uso y compatible con Microsoft Excel. Mediante las opciones de “copiar y pegar” se puede exportar datos y gráficos, incluye series temporales, regresión lineal y no lineal, una potente capacidad gráfica, etc [34].

### 3.6. Base de Datos.

La base de datos quedó conformada con los datos históricos suministrados por el Departamento de Planificación de la empresa de distribución CNEL Los Ríos, quienes facilitaron planes maestros de electrificación de años posteriores e informes de cargabilidad. Además, se incluyó datos de los factores que influyen en el comportamiento de la demanda (PIB, Factor demográfico, planes industriales) obtenidos de las páginas web de portales como: FMI, BCE, MEER, CNEL-EP. A continuación, se presenta la data relevante obtenida para el logro de los objetivos del presente trabajo de titulación.

### 3.6.1. Consumo de Energía y Demanda de CNEL Los Ríos.

TABLA 9: ENERGÍA/DEMANDA 2000-2017 DE CNEL LOS RÍOS

Año	Energía (MWh)	Demanda Máx (MW)
2000	182.830,30	37,28
2001	185.232,75	39,08
2002	196.474,00	38,87
2003	210.767,05	42,03
2004	226.499,80	47,36
2005	242.263,48	47,59
2006	259.500,22	51,56
2007	272.671,92	53,58
2008	289.352,06	53,97
2009	300.964,37	61,69
2010	321.528,29	57,79
2011	343.436,19	65,01
2012	350.002,61	65,83
2013	367.433,21	68,75
2014	397.653,94	70,86
2015	432.228,27	77,15
2016	444.087,51	76,26
2017	449.906,95	75,86

### 3.6.2. PIB

TABLA 10: PRODUCTO INTERNO BRUTO 2000-2017

<b>Año</b>	<b>PIB (%)</b>
2000	1,09180156
2001	4,0156299
2002	4,09677666
2003	2,72287734
2004	8,21102092
2005	5,29130827
2006	4,40352643
2007	2,19006397
2008	6,3571306
2009	0,56649159
2010	3,52529867
2011	7,86814092
2012	5,64196207
2013	4,94651127
2014	3,78886855
2015	0,09887261
2016	1,57637918
2017	2,99815293

Según el Fondo Monetario Internacional (FMI) se recomienda usar el valor de 2.7% del PIB durante el periodo 2019 – 2024. No se cuenta con pronósticos de este factor macroeconómico de parte de fuentes oficiales.

### 3.6.3. Usuarios de CNEL Los Ríos.

En la Tabla 11 que se muestra a continuación, se presenta el total de usuarios adscritos a CNEL Los Ríos, para el periodo 2000-2017.

TABLA 11: CRECIMIENTO DEL NÚMERO DE USUARIOS CNEL LOS RÍOS AÑOS 2000-2017

Año	Usuarios totales
2000	60.464
2001	63.263
2002	66.062
2003	68.860
2004	71.659
2005	74.458
2006	77.257
2007	79.815
2008	83.129
2009	85.823
2010	88.246
2011	100.038
2012	108.128
2013	113.118
2014	119.242
2015	117.152
2016	121.427
2017	128.497

#### **3.6.4. Demanda Anual y Mensual de las Subestaciones Eléctricas.**

La información de los datos de demanda de las subestaciones eléctricas se obtuvo de los informes de cargabilidad que emite el Departamento de Planificación de CNEL Los Ríos, la base de datos contiene datos históricos de la demanda máxima, media y mínima de los años 2016, 2017 y 2018. Ver Anexo 1.

### **3.7.Introducción al Análisis Estadístico.**

El análisis estadístico se estructuró y desarrolló en cuatro escenarios. En el primero se considera el estudio de la serie cronológica de la energía consumida y la demanda registradas durante el periodo 2000 hasta el año 2017; en el segundo escenario se hace uso del método estadístico de la regresión múltiple, para relacionar la energía y la demanda eléctrica en función de las variables predictoras PIB y usuarios; en el tercer escenario se realiza el estudio cronológico de la demanda máxima, media y mínima de las subestaciones eléctricas de manera mensual; y para culminar, en el cuarto escenario mediante el uso de la metodología de índices de proporcionalidad se proyecta la demanda máxima y mínimas de las subestaciones, con la inclusión de las cargas especiales en la

proyección de demanda máxima. En síntesis, en esta tesis, se examinan escenarios de demandas futuras tanto de energía como de potencia a partir de herramientas cuantitativas estadísticas:

- Escenario 1: Análisis estadístico del consumo de energía y la demanda.
- Escenario 2: Modelo de Regresión Múltiple del consumo de energía y la demanda.
- Escenario 3: Análisis de la demanda máxima, media, mínima por subestaciones eléctricas.
- Escenario 4: Análisis de la demanda máxima y mínima mediante índices de proporcionalidad.

### **3.8.Escenario 1**

#### **3.8.1. Análisis de la Tendencia de la Energía (MWh).**

Para realizar este análisis se efectuaron las siguientes acciones:

- I. Recolección de información sobre los consumos del período 2000 – 2017.
- II. Análisis gráfico de dispersión en el periodo antes 2000-2017.
- III. Evaluación de la base de datos.
- IV. Estudio de la tendencia.

A continuación se considera en detalle el desarrollo de estas fases.

#### **I. Recolección de la información sobre los consumos del período 2000 – 2017.**

La información concerniente del consumo de energía en CNEC Los Ríos, se extrajo de la base de datos de la concesionaria. La cual contiene los valores de las variables objeto de estudio, discriminados por: consumo de energía y demanda. Adicional a eso, también se encuentra información cronológica de potenciales covariables, tales como: número de usuarios y producto interno bruto.

#### **II. Análisis gráfico de dispersión en el periodo 2000-2017.**

Para empezar se considera la gráfica Box-plot, la cual permite examinar el comportamiento general de la demanda. Ver Fig. 20.

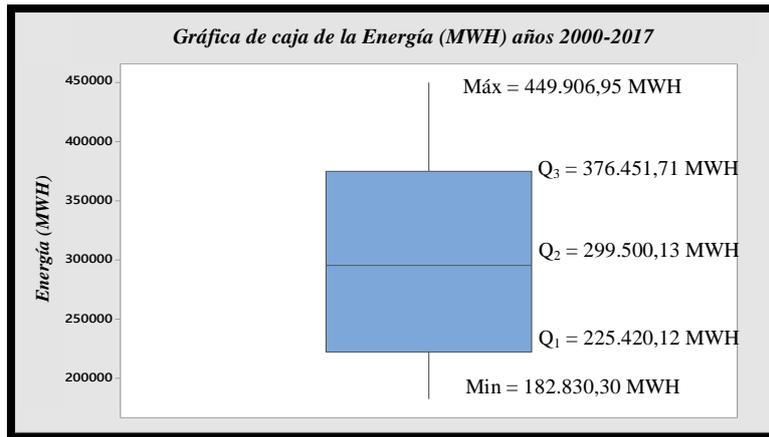


FIGURA 20: BOX-PLOT, ENERGÍA (MWH) AÑOS 2000-2017

Puede notarse que el rango de variación del consumo de energía va desde los 182.000 MWh hasta los 450.000 MWh. Además, el 50 % de los consumos varía entre 225.000 y los 376.000 MWh; El segmento superior comprende el 25 % de los consumos con mayores valores y muestra una variación mayor que el segmento inferior, donde se incluyen el 25 % de los valores mas bajos de consumo. En la gráfica no se observan valores atípicos ni valores extremos. Otra forma de evaluar el comportamiento la constituye el análisis del Gráfico de Dispersión. Ver Fig. 21.

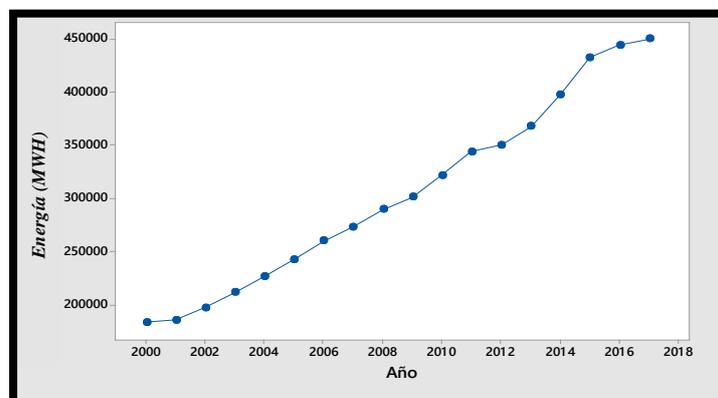


FIGURA 21: SERIE DE TIEMPO CONSUMO DE ENERGÍA

En esta gráfica, se observa el comportamiento histórico del consumo de energía durante el periodo 2000 - 2017. Se aprecia un crecimiento continuo con un claro comportamiento lineal a través del tiempo.

### III. Evaluación de la Base de Datos.

Realizada esta primera fase exploratoria, no se registran en la gráfica variaciones de carácter cíclico, consumos atípicos ni valores extremos. Considerando que la unidad del

tiempo es el año, no se puede emitir juicios estadísticos en relación a la variación estacional.

#### IV. Estudio de la Tendencia.

Siguiendo con el análisis, se efectúa el ajuste de los datos a un modelo con fines de pronósticos. En este sentido se emplea el método causal y métodos de análisis de series de tiempo o series cronológicas. La comparación entre los modelos considerados, se realiza mediante el uso de los siguientes indicadores o medidas de precisión de los pronósticos :

- **Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE) :** El error porcentual promedio, se obtiene a partir del cálculo de los errores relativos porcentuales de cada período en estudio y luego se promedia estos errores porcentuales relativos.
- **Desviación Media Absoluta (MAD):** Se promedian los errores o desviaciones absolutas por cada período.
- **Desviación Cuadrática Media (MSD):** Es una medida del cuadrado medio de los errores o desviaciones.

##### 3.8.1.1. Ajuste a un modelo lineal causal teniendo como variable explicatoria el tiempo.

Para este ajuste lo primero que se debe realizar es la gráfica de regresión simple entre las variables año y consumo de energía, para luego proceder en dicha gráfica a trazar la línea ajustada. Como se logra observar, el modelo lineal se ajusta considerablemente a la nube de puntos que se generan al representar en el plano cartesiano los pares ordenados (tiempo, consumo de energía). Ver Fig. 22.

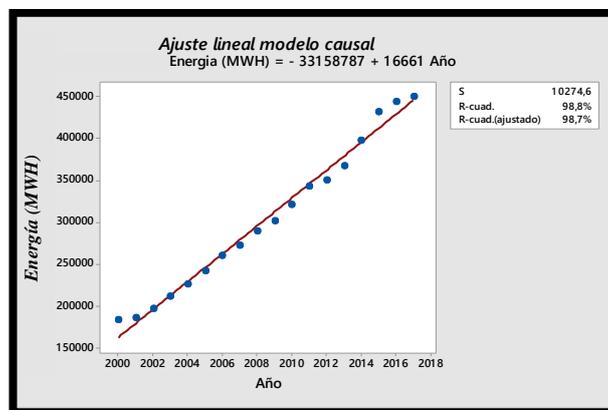


FIGURA 22: AJUSTE DE TENDENCIA AL MODELO LINEAL

El valor de 98,7 % obtenido para el indicador coeficiente de determinación ajustado, indica que el comportamiento del consumo es explicado en 98,7 % por la variable tiempo, lo cual resulta en un excelente ajuste. No obstante considerando lo anteriormente indicado y la certeza de la existencia de una tendencia lineal, se realizaron los ajustes causales como el cuadrático, encontrándose mejores resultados en el coeficiente de determinación, lo cual es atribuible a la incorporación en el modelo del término de orden dos. Bajo el enfoque causal, se considera que el ajuste lineal es suficiente para la predicción de la energía.

### 3.8.1.2. Ajuste de la energía mediante el método de series de tiempo.

En esta sección se efectúa el análisis de la energía considerando métodos de series de tiempo para el estudio de la tendencia y la determinación de pronósticos de los próximos 6 años. Para lo cual se aplican los métodos de suavizamiento promedio móvil doble y suavizamiento exponencial doble.

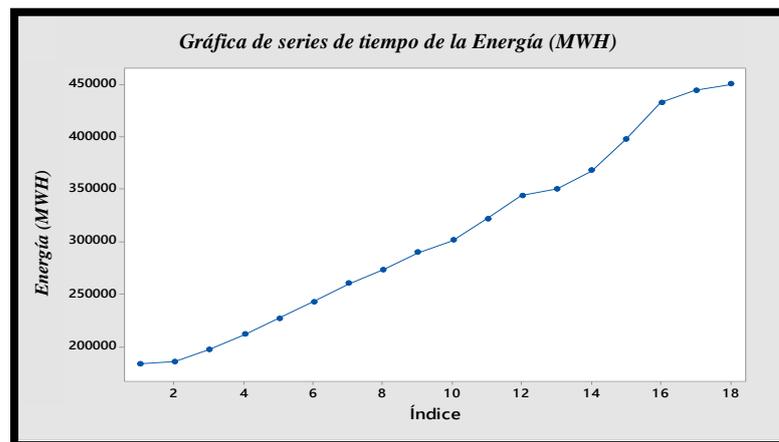


FIGURA 23: SERIE DE TIEMPO CONSUMO DE ENERGÍA 2000-2017

A continuación se muestra el ajuste de la tendencia lineal del modelo de serie tiempo. Como se puede apreciar existe similitud de este gráfico con el obtenido en el análisis del modelo causal. Ver Fig. 24.

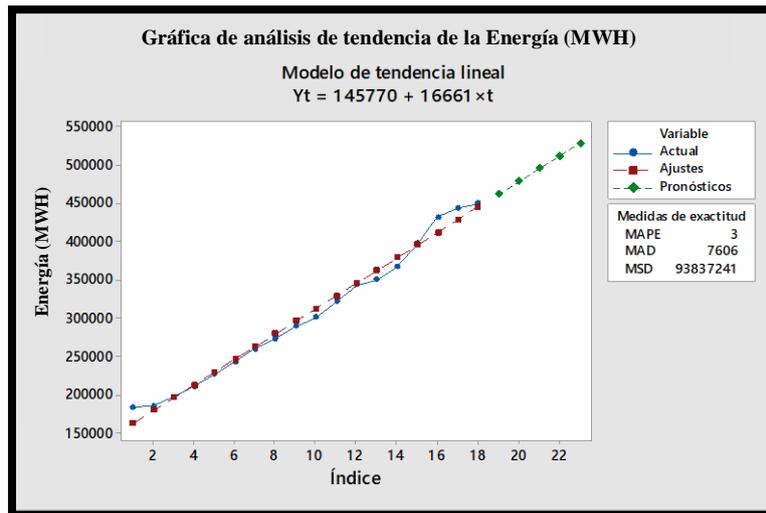


FIGURA 24: AJUSTE DE TENDENCIA AL MODELO LINEAL

Más adelante se muestra el ajuste del modelo de tendencia cuadrática. Ver Fig. 25. El modelo cuadrático con respecto al modelo lineal presenta menos valores de precisión, lo cual indica que como modelo de predicción supera al ajuste lineal. Los valores obtenidos se interpretan de la siguiente manera: MAPE = 2, significa que la estimación está sujeta a un error porcentual relativo promedio del 2 %; en otras palabras, cuan grande resultan ser los errores de pronósticos porcentuales en contraste con los valores reales; el MAD = 7606, representa la desviación media absoluta y expresa el promedio de los valores absolutos de los errores de pronóstico; a mayor valor del MAD, menor precisión del método. El MSD = 93.837.241, expresa la varianza de los errores, para este tipo de estudio, lo deseable es que su valor sea menor con respecto al método que se está comparando.

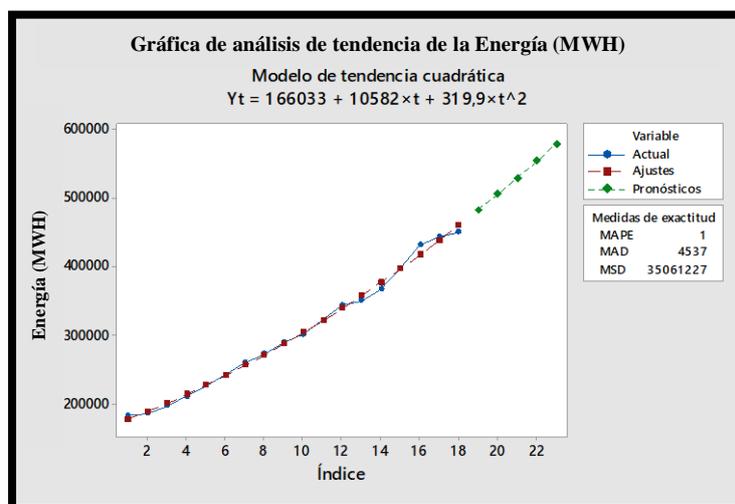


FIGURA 25: AJUSTE DE TENDENCIA AL MODELO CUADRÁTICO

Continuando con la búsqueda del mejor modelo para evaluar y proyectar la tendencia de la energía, se considera a continuación un modelo del tipo potencial o también conocido como modelo de crecimiento. Ver Fig 26. Con respecto a los dos modelos anteriores, el ajuste de curva de crecimiento de este resulta mejor que el lineal pero no supera al cuadrático.

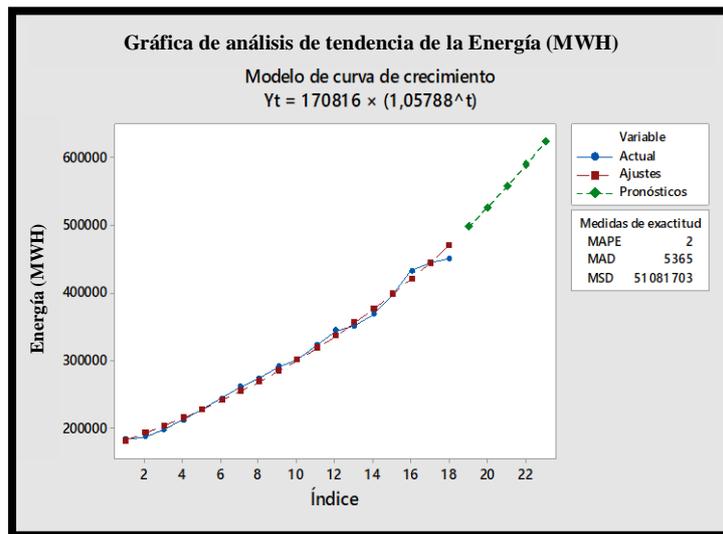


FIGURA 26: AJUSTE DE TENDENCIA MODELO DE CRECIMIENTO

El ajuste de Hold, también denominado modelo de suavizamiento exponencial doble, es recomendable usarlo cuando en la serie cronológica se observa un patrón a largo plazo del tipo lineal. Tiene la dificultad de que los ajustes dependen de una constante de suavizamiento  $\alpha$ , cuyo valor oscila entre 0 y 1, el cual debe ser definido en función de la valorización de las observaciones; es decir, el valor de la constante dependerá de que tanta importancia se le dá a las observaciones según el tiempo: ¿Tienen mas importancia los datos temporales recientes o los datos temporales distantes?. Cuando el valor de la constante de suavizamiento es bajo se está indicando que las ultimas observaciones tendrán mayor peso o ponderación que las mas distantes en el período de tiempo. En el presente estudio se fijó la constante de suavizamiento  $\alpha = 0,2$ . Ver Fig 27.

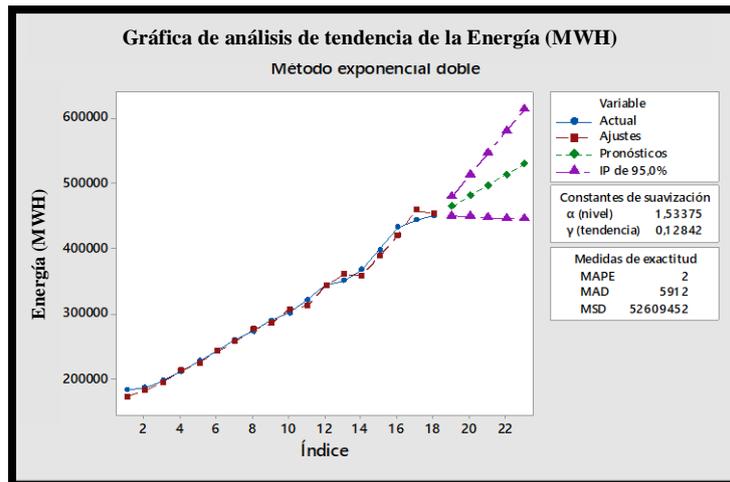


FIGURA 27: AJUSTE TENDENCIA MODELO DE HOLD

Bajo estas condiciones, los valores de los índices de precisión aunque son bajos, no superan a los obtenidos. En la gráfica de la siguiente figura se observan los datos cronológicos del consumo eléctrico y los valores estimados de las mismas cuando se emplea el modelo de tendencia de curva S. Comparados con los tres modelos anteriores, aquí se obtienen los mejores valores para los indicadores de precisión. Ver Fig 28.

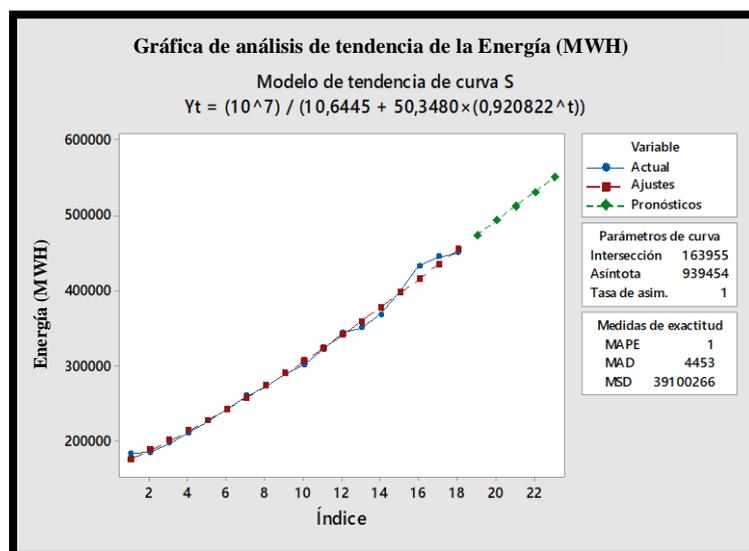


FIGURA 28: AJUSTE TENDENCIA MODELO CURVA TIPO S

### 3.8.1.3. Selección del Modelo de Mejor Ajuste.

En resumen y con base a las medidas de precisión establecidas y reportadas por el sistema estadístico utilizado en el ajuste de la tendencia, se obtuvo los valores para los indicadores MAPE, MAD y MSD presentados en la Tabla No. 12.

TABLA 12: DETERMINACIÓN DEL MEJOR AJUSTE DE TENDENCIA DE ENERGÍA

MÉTODOS	MEDIDAS DE PRECISIÓN		
	MAPE (%)	MAD (MWh)	MSD (MWh <sup>2</sup> )
<i>Lineal</i>	3	7.606	93.837.241
<i>Cuadrático</i>	1	4.537	35.061.227
<i>Curva crecimiento</i>	2	5.365	51.081.703
<u><i>Curva S</i></u>	<u>1</u>	<u>4.453</u>	<u>39.100.266</u>
<i>Suavizamiento exponencial doble (α=0,02)</i>	2	5.912	52.609.452

De estos resultados, se concluye que el modelo que mejor ajusta la serie de tiempo de la Energía es la Curva S, este presenta los menores valores de los índices de precisión, con respecto a los mencionados en la tabla 12. La expresión matemática de este modelo es:

$$\text{Energía} = \frac{10^7}{10,6445+(50,348*(0,920822^{\text{año}}))} \quad (22)$$

A continuación se presentan las estimaciones de los pronósticos de la energía eléctrica para los próximos seis años, evaluados con cada modelo. Por lo expuesto en la tabla anterior, se recomienda tomar como valores de pronósticos los obtenidos con el modelo Curva S, los cuales se destacan con fondo azul en la tabla 13.

TABLA 13: PRONÓSTICOS DE ENERGÍA/AÑO

MÉTODOS	AÑO/ENERGÍA (MWh)					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Lineal</i>	462.322	478.983	495.643	512.304	528.964	545.634
<i>Cuadrático</i>	482.584	505644	529.343	553.682	578.661	604.263.4
<i>Curva crecimiento</i>	497.522	526.318	556.780	589.006	623.097	659177,39
<u><i>Curva S</i></u>	<u>472.867</u>	<u>492.223</u>	<u>511.504</u>	<u>530.643</u>	<u>549.579</u>	<u>568.248,85</u>
<i>Suavizamiento exponencial doble</i>	464.324	480.681	497.039	513.397	529.755	547.586

En la Tabla 14 se muestran los pronósticos obtenidos con el modelo que presento los mejores valores de las medidas de precisión, es decir, el modelo Curva S.

TABLA 14: PRONÓSTICOS DEL MODELO CURVA TIPO S AÑOS 2019-2024

MÉTODOS	PRONÓSTICOS DE ENERGÍA POR AÑO (MWh)					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Curva S</i>	472.867	492.223	511.504	589.006	549.579	568.248.5

### 3.8.2. Análisis de la Tendencia de la Demanda (MW)

El análisis de la tendencia de la demanda se realiza de manera similar a la de energía. Para iniciar se caracterizan los aspectos estadísticos básicos de dicha variable observando el diagrama de Box-plot, donde se puede apreciar una distribución de la variable que oscila entre 37 MW hasta los 77 MW. Se observa que cada una de las 4 regiones, tiende a incluir porcentajes casi iguales, por lo que podría pensarse en 25 % de observaciones en cada subconjunto. No se revelan datos atípicos ni valores extremos. Con base a esta gráfica y al cuadro de estadísticas básicas, se puede afirmar que la distribución de la variable potencia es simétrica alrededor de los 57 MW, con una desviación estándar promedio de 13,55 MW. Ver Fig. 29.

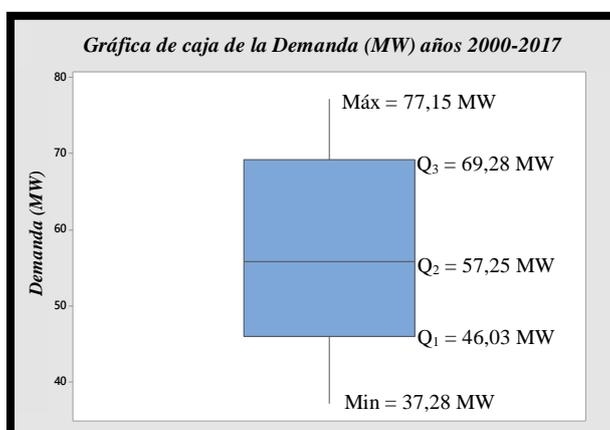


FIGURA 29: BOX-PLOT DEMANDA

#### 3.8.2.1. Estadística Descriptiva de la Demanda (MW).

TABLA 15: ESTADÍSTICAS BÁSICAS DE DEMANDA

Variable	N	Media	E.E.Media	Desv.Est.	Mínimo	Q1	Media.	Q3	Máximo
<i>Demanda (MW)</i>	18	57,25	3,19	13,55	37,28	46,0	55,88	69,2	77,15

En resumen, de acuerdo con la información contenida en la Tabla 15, se puede expresar que la demanda en promedio es de 57,25 MW, con una dispersión relativamente baja y una variación relativa del 23,67 %. Debido a la similitud entre la media y la mediana, la distribución de la demanda es simétrica. Considerando que el valor del cuartil 3 (Q3), es 69,38 MW se concluye que el 75% de las mediciones de potencia alcanzan este valor. De manera análoga, respecto del cuartil 1 (Q1), se deduce que el 25 % de las mediciones de demanda resultan inferiores a 46,03 MW. Combinando estos dos últimos datos es posible

asegurar que el 50 % de los valores centrales de potencia varían entre 46,03 MW y 69,28 MW.

La aplicación de la regla empírica estadística permitiría inferir que el 95 % de las mediciones de potencia oscilaran en el intervalo (30,15; 84,35) MW.

En la siguiente gráfica, se presenta el diagrama de dispersión de la demanda. Ver Fig. 30. Como se observa una vez más, sobresale un patrón de tendencia del tipo lineal, con un ligero descenso en los últimos 3 años.

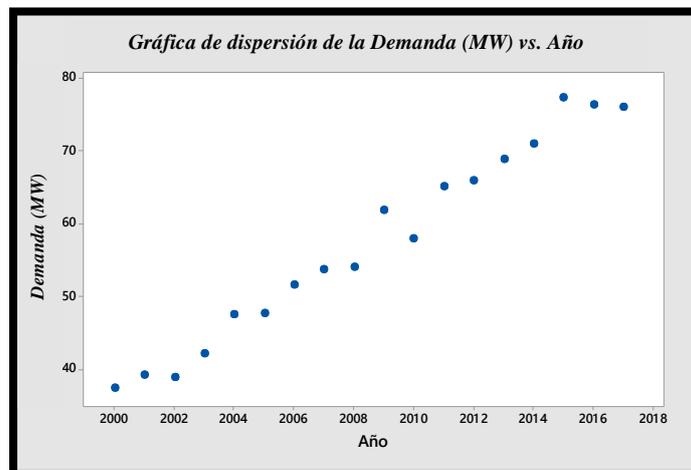


FIGURA 30: SERIE CRONOLÓGICA DEMANDA 2000-2017

### 3.8.2.2. Ajuste de la Demanda (MW).

En la siguiente grafica se observa que, de acuerdo a los índices de precisión del ajuste, el modelo lineal se comporta de manera excelente. Según MAPE, existe un error porcentual en los pronósticos en promedio del 2,57 %, mientras que en términos absolutos la desviación del pronóstico se estima en 1,42 unidades Ver Fig. 31.

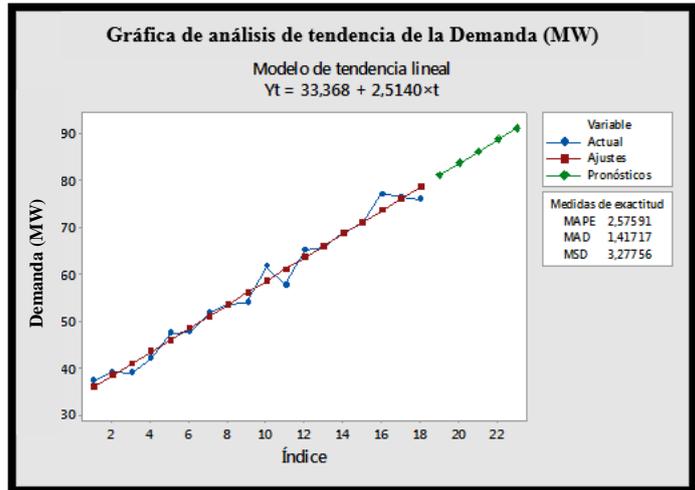


FIGURA 31: AJUSTE LINEAL DE LA TENDENCIA DE DEMANDA

En cuanto al ajuste cuadrático, no se logran mejoras sustanciales cuando se lo compara con el modelo lineal, el componente de orden 2 no aporta mayor explicación de la tendencia de la demanda. Ver Fig. 32.

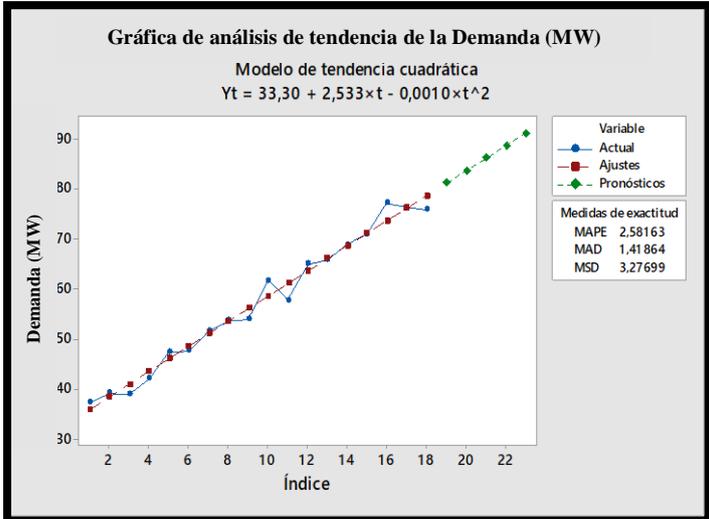


FIGURA 32: AJUSTE DE DEMANDA MODELO CUADRÁTICO

En el gráfico de la demanda con el ajuste de curva de crecimiento se repite la observación del modelo cuadrático, los indicadores de precisión de este modelo no arrojan mejores pronósticos que el modelo lineal. Ver Fig. 33

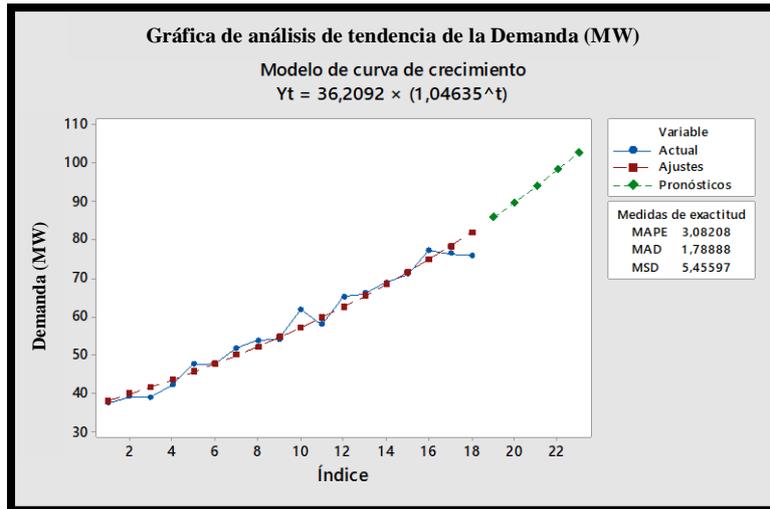


FIGURA 33: AJUSTE DE DEMANDA, CURVA DE CRECIMIENTO

El siguiente ajuste toma el modelo de tendencia de curva S. Ver Fig. 34. Aquí se observa el estrecho margen existente entre los valores reales y ajustados por el modelo, lo cual se expresa cuantitativamente en los indicadores de precisión. Todos los valores, de estos indicadores, resultan en magnitud, inferior a los reportados por los restantes modelos, incluyendo el modelo de suavizamiento exponencial doble o ajuste de Hold. Ver Fig. 35.

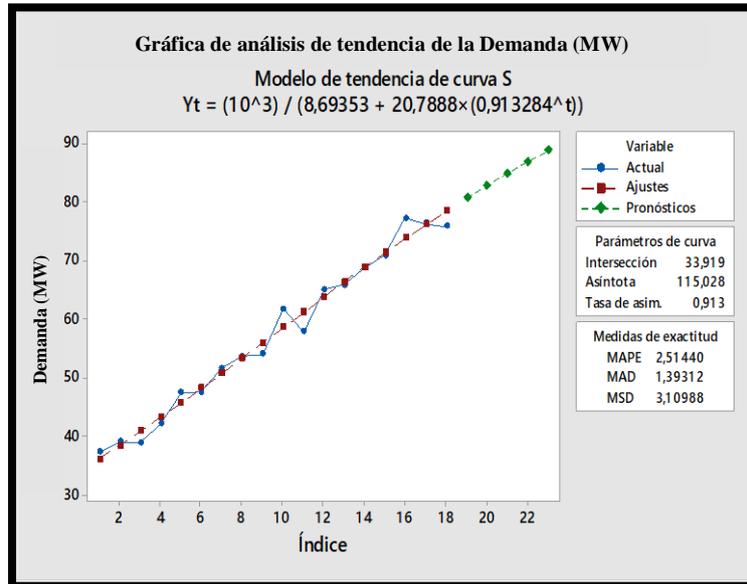


FIGURA 34: AJUSTE DEMANDA CURVA TIPO S

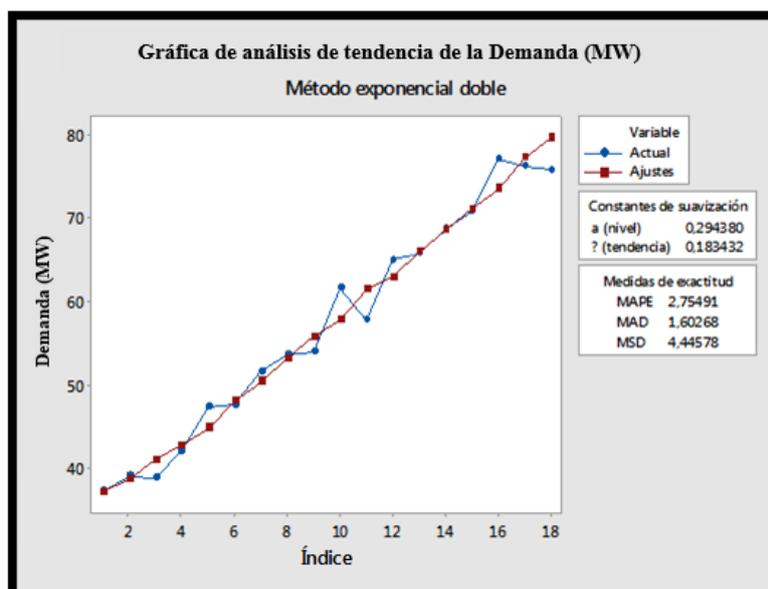


FIGURA 35: AJUSTE DEMANDA MODELO DE HOLD

### 3.8.2.3. Selección del Modelo de Mejor Ajuste

En resumen y con base a las medidas de precisión establecidas y reportadas por el sistema estadístico utilizado en el ajuste de la tendencia de la potencia, se presenta en la Tabla 16, los valores para los indicadores MAPE, MAD y MSD.

TABLA 16: DETERMINACIÓN DEL MEJOR AJUSTE DE TENDENCIA DE POTENCIA

MÉTODOS	MEDIDAS DE PRECISIÓN		
	MAPE (%)	MAD (MW)	MSD (MW <sup>2</sup> )
Lineal	2,57	1,42	4,45
Cuadrático	2,58	1,42	3,28
Curva crecimiento	3,08	1,78	5,45
Curva S	<u>2,51</u>	<u>1,39</u>	<u>3,11</u>
Suavizamiento exponencial doble ( $\alpha=0,02$ )	2,57	1,6	4,45

Los valores obtenidos en el análisis de ajuste de modelos para evaluación de la tendencia de la demanda, son similares a los obtenidos en la tendencia de la energía. Así, el modelo que mejor ajusta a la serie de tiempo de la demanda es el modelo Curva S, pues este presenta los menores valores de los índices de precisión. La expresión matemática de este modelo es:

$$\text{Demanda} = \frac{10^3}{8,69353+(20,7888*(0,913284^t))} \quad (23)$$

Donde, t representa la variable tiempo en unidades de año; Yt la demanda. En la Tabla 17, se presentan las estimaciones de los pronósticos para los próximos seis años de los ajustes de tendencia de la potencia del modelo Curva S .

TABLA 17: PRONÓSTICOS DE DEMANDA

MÉTODOS	POTENCIA (MW) / AÑO					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Curva S</i>	80,62	82,77	84,83	86,81	88,70	90,49

### 3.9.Escenario 2

Para este escenario se considera la determinación de un modelo de regresión múltiple. En donde el ajuste para la proyección de energía como para la demanda (variables dependientes) se realizan por separado, en función de las variables independientes o predictoras: Producto Interno Bruto (PIB) y el total de usuarios del sistema. Se debe aclarar, que estas son solo dos de las tantas variables que podrían incidir en el comportamiento de las demandas, sin embargo, son las que fueron tomadas a consideración, debido a que de estas se tiene el registro en la información histórica.

#### 3.9.1. Análisis de Regresión Múltiple: Energía (MWh)

Para el ajuste al modelo de regresión múltiple, se relaciona el consumo de energía en función de los usuarios totales y del Producto Interno Bruto (PIB), en la siguiente tabla se muestra la información del período comprendido entre los años 2002 hasta el 2017.

TABLA 18: ENERGÍA Y DEMANDA SEGÚN TOTAL USUARIOS Y PRODUCTO INTERNO BRUTO

<b>Año</b>	<b>Energía (MWH)</b>	<b>Demanda (MW)</b>	<b>PIB (%)</b>	<b>Usuarios totales</b>
2000	182.830,30	37,28	1,09180156	60.464
2001	185.232,75	39,08	4,0156299	63.263
2002	196.474,00	38,87	4,09677666	66.062
2003	210.767,05	42,03	2,72287734	68.860
2004	226.499,80	47,36	8,21102092	71.659
2005	242.263,48	47,59	5,29130827	74.458
2006	259.500,22	51,56	4,40352643	77.257
2007	272.671,92	53,58	2,19006397	79.815
2008	289.352,06	53,97	6,3571306	83.129
2009	300.964,37	61,69	0,56649159	85.823
2010	321.528,29	57,79	3,52529867	88.246
2011	343.436,19	65,01	7,86814092	100.038
2012	350.002,61	65,83	5,64196207	108.128
2013	367.433,21	68,75	4,94651127	113.118
2014	397.653,94	70,86	3,78886855	119.242
2015	432.228,27	77,15	0,09887261	117.152
2016	444.087,51	76,26	0,57637918	121.427
2017	449.906,95	75,86	2,99815293	128.497

Una vez realizado el análisis individual de cada variable independiente, este no reveló alteraciones en las exigencias teóricas del modelo de regresión múltiple en cuanto a valores atípicos, homocedasticidad e independencia. Posteriormente, el análisis gráfico del modelo de regresión ajustado no presentó violaciones al supuesto de normalidad. Ver Fig. 36. En la siguiente gráfica se muestra la distribución de las residuales en torno a una línea recta, con lo cual se verifica el supuesto de normalidad de los errores

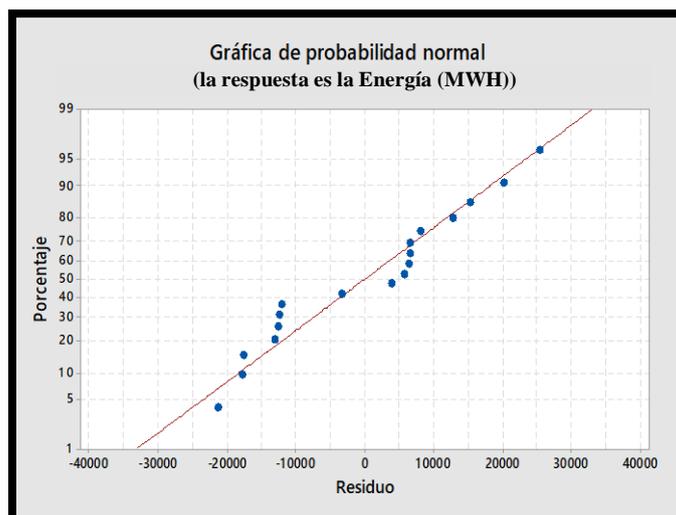


FIGURA 36: GRÁFICO DE PROBABILIDAD NORMAL

### 3.9.1.1. Ajuste de Energía

El análisis de la variación de este ajuste de energía, se observa en la Tabla 19:

TABLA 19: TABLA ANOVA MODELO DE REGRESIÓN MÚLTIPLE DE ENERGÍA

<b>Fuente</b>	<b>GL</b>	<b>SC Ajust.</b>	<b>MC Ajust.</b>	<b>Valor F</b>	<b>Valor p</b>
<i>Regresión</i>	2	1,33E+11	66380387457	291,68	0
<i>PIB</i>	1	721263809	721263809	3,17	0,095
<i>Usuarios totales</i>	1	1,22E+11	1,22E+11	537	0
<i>Error</i>	15	3413669011	227577934		
<i>Total</i>	17	1,36E+11			

**GL:** Grados de libertad

**SC Ajust.:** Suma de cuadrados ajustada

**MC Ajust.:** Cuadrado medio ajustado

**Coef.:** Coeficientes

**EE del coef.:** Error estándar

Los resultados del valor p (0,00) y el valor del estadístico F (291,68) de la regresión, indican que el método de regresión es significativo para explicar el comportamiento de la energía, sin embargo, el análisis de los test estadísticos de cada coeficiente de regresión, revelan que sólo la variable usuarios totales está relacionada linealmente con el comportamiento de la energía, al obtener como resultado del valor p menor a 0,05

( $p < 0,05$ ). Es importante indicar, que el modelo fue nuevamente procesado introduciendo el efecto de interacción de las variables independientes, pero no se obtuvo efectos reveladores de este componente, por tal razón se determinó la siguiente ecuación de estimación de regresión múltiple de la energía.

$$\text{Energía (MWh)} = -36146 + 3,869 * \text{Usuarios totales} \quad (24)$$

El coeficiente de determinación para este modelo resultó en 97,16%, lo que significa que las variables en estudio explican el 97,16% de la variabilidad observada en la variable energía, mostrando así idoneidad en el ajuste.

### 3.9.1.2. Estimación de Energía años 2019-2024

Para realizar los cálculos de la estimación del consumo de energía del periodo 2019 al 2024, se consideró la información de las variables independientes entregadas por el BCE, para el período de proyección, las que se pueden observar en la Tabla 20.

TABLA 20: ESTIMACIONES PREVISTAS DEL PIB Y TOTAL DE USUARIOS AÑOS 2019-2024

<b>Año</b>	<b>PIB</b>	<b>Usuarios Totales</b>
2019	2,8	134.742
2020	2,7	141.260
2021	2,7	148.104
2022	2,7	155.291
2023	2,7	162.839
2024	2,7	170.764

A partir de estos datos y con el uso de la ecuación estimada, se calcula la energía consumida hasta el año 2024, obteniéndose como resultado los valores presentados en la Tabla 21.

TABLA 21: PRONÓSTICOS DE ENERGÍA AÑOS 2019-2024 MODELO DE REGRESIÓN MÚLTIPLE

<b>Año</b>	<b>Energía (MWh)</b>
2019	485.170,8
2020	510.388,94
2021	536.868,38
2022	564.674,88
2023	593.878,09
2024	624.539,92

### 3.9.2. Análisis de Regresión Múltiple: Demanda (MW)

Por replicación de la metodología anterior, se consiguen los siguientes resultados sobre la estimación de la demanda para el periodo 2019-2024. En primer lugar, se disponen en la Tabla No. 22 el análisis de varianza asociado al modelo de regresión múltiple.

TABLA 22: TABLA ANOVA POTENCIA - MODELO DE REGRESIÓN MÚLTIPLE

<b>Fuente</b>	<b>GL</b>	<b>SC Ajust.</b>	<b>MC Ajust.</b>	<b>Valor F</b>	<b>Valor p</b>
<i>Regresión</i>	3	2.976,86	992,29	96,29	0,000
<i>PIB</i>	1	3,21	3,21	0,31	0,586
<i>Usuarios totales</i>	1	1.187,22	1.187,22	115,20	0,000
<i>PIB*Usuarios totales</i>	1	5,46	5,46	0,53	0,479
<i>Error</i>	14	144,28	10,31		
<i>Total</i>	17	3.121,14			

Por otra parte, en la Tabla 23 se representan los estadísticos que miden el grado de idoneidad del ajuste, los cuales por sus magnitudes indica que el modelo ajusta de manera idónea, pues se obtiene un coeficiente de determinación ajustado del 94,39%.

TABLA 23: COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN REGRESIÓN MÚLTIPLE

<b>S</b>	<b>R-cuadrado</b>	<b>R-cuadrado (ajustado)</b>	<b>R-cuadrado (pred)</b>
3,21023	95,38%	94,39%	92,41%

La ecuación de regresión ajustada se construye a partir de las estimaciones de cada parámetro del modelo según la información contenida en la Tabla No. 24, presentada a continuación.

TABLA 24: ESTIMACIÓN DE COEFICIENTES DE REGRESIÓN Y GRADO DE SIGNIFICANCIA

<b>Término</b>	<b>Coefficiente</b>	<b>EE del coef.</b>	<b>Valor T</b>	<b>Valor p</b>	<b>FIV</b>
<i>Constante</i>	2,05	5,85	0,35	0,731	
<i>PIB</i>	0,83	1,48	0,56	0,586	24,40
<i>Usuarios totales</i>	0,000617	0,000057	10,73	0,000	2,73
<i>PIB*Usuarios totales</i>	-0,000011	0,000015	-0,73	0,479	23,40

### 3.9.2.1. Ecuación de Regresión Estimada

En este caso la variable PIB también resultó no estar relacionada significativamente con la potencia, pero si en su interrelación con el total de usuarios, por lo tanto, la ecuación estimada queda expresada de la siguiente manera.

$$\text{Demanda (MW)}=2,05+ 0,000617*\text{Usuarios totales} \quad (24)$$

A partir de los datos obtenidos sobre el comportamiento esperado del PIB y del Total de Usuarios en el período 2019 - 2024, se tiene las estimaciones para la demanda en ese mismo período, cuyos valores se muestran a continuación. Ver Tabla 25.

### 3.9.2.2. Pronósticos de la Demanda 2019-2024

TABLA 25: PRONOSTICOS DE DEMANDA REGRESIÓN MÚLTIPLE AÑOS 2019-2024

<b>PRONÓSTICOS</b>	
<i>Año</i>	<i>Demanda (MW)</i>
2019	84,86
2020	89,03
2021	93,25
2022	97,69
2023	102,34
2024	107,23

## 3.10. Escenario 3

En este escenario se considera el problema de obtener pronósticos sobre la demanda en cada una de las once subestaciones eléctricas que conforman CNEL Los Ríos y sobre las cuales se tiene una base de datos cronológica mensual de los años 2016, 2017 y hasta septiembre de 2018. Ver anexo 1. Lo cual hacen un total de 30 observaciones. Se aclara que esta primera evaluación, solo se toman en cuenta los valores promedios de la potencia registrada mensualmente.

Los modelos considerados para el estudio fueron: Suavizamiento exponencial doble, Winters, curva de crecimiento exponencial o de Holt, curva de crecimiento logístico o de tipo S y la técnica de descomposición de series de tiempo en sus variaciones estacionales y de tendencia. Con este conjunto de métodos se examina los comportamientos lineales y las variaciones estacionales (mensuales); la selección del modelo ajustado para efectos de predicción se hará una vez más mediante la comparación de los índices de precisión.

Luego de identificar el modelo se procede a realizar los pronósticos. Es importante destacar que, por tratarse de registros de potencia de 30 meses de los últimos tres años, los pronósticos se calculan para los próximos 15 períodos, también de forma mensual, después de los 15 pronósticos se corre el riesgo de contar con estimaciones poco confiables.

La metodología del análisis estadístico en cada una de las subestaciones eléctricas se realizó mediante el uso del software Minitab, para lo cual se efectuaron las siguientes actividades:

- I. Evaluación gráfica de las observaciones promedios mensuales.
- II. Consideraciones sobre la existencia de datos atípicos.
- III. Elaboración de la gráfica de tendencia sin datos atípicos.
- IV. Ajustes de modelos de pronósticos de tendencia y variación estacional.
- V. Determinación del mejor modelo de pronósticos según las medidas de precisión MAPE, MAD y MSD.
- VI. Obtención de los pronósticos.

### **3.10.1. Demanda Media por subestación.**

A continuación, se ilustra como ejemplo los cálculos para la subestación Baba.

#### **3.10.1.1. Subestación Baba.**

##### **I. Evaluación gráfica de las observaciones promedios mensuales.**

Según la gráfica de caja presentada a continuación, se tiene en la serie de datos para esta subestación dos observaciones promedias atípicas. Ver Fig. 37

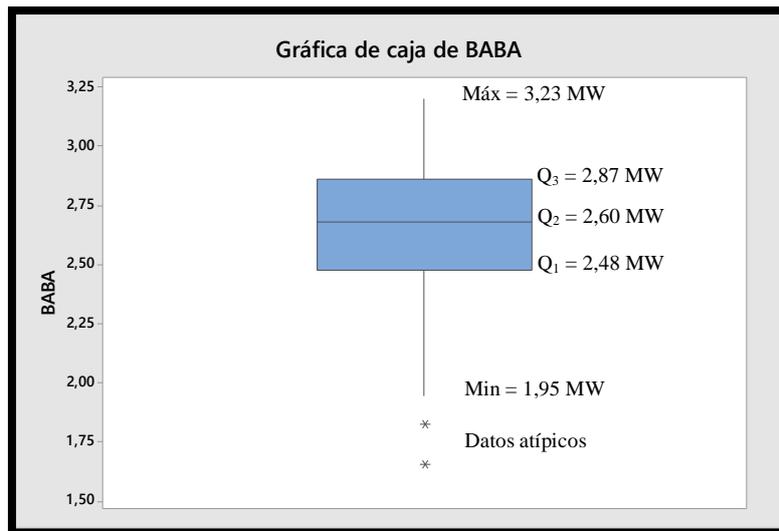


FIGURA 37: BOX-PLOT DEMANDA MEDIA SUBESTACIÓN BABA

## II. Consideraciones sobre la existencia de datos atípicos.

Actualizando la serie cronológica, a consecuencia del descarte de los valores atípicos identificados en la gráfica con asteriscos, se obtiene la gráfica que muestra la serie de datos. Ver Fig. 38.

## III. Elaboración de la gráfica de tendencia sin datos atípicos,

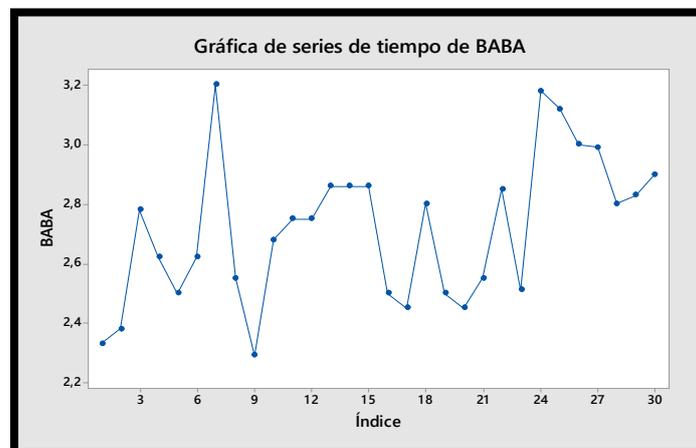


FIGURA 38: SERIE DE TIEMPO DEMANDA MEDIA DE POTENCIA SUBESTACION BABA

## IV. Ajustes de modelos de pronósticos de tendencia y variación estacional

Con el objetivo de determinar el modelo más adecuado para este análisis, se procede a realizar los ajustes de los mismos, según las medidas de precisión MAPE, MAD y MSD para, posteriormente obtener los pronósticos. Los resultados parciales se presentan en los anexos. Ver anexo 2. Donde se podrán observar los valores de los índices de precisión

con cada modelo ajustado, los índices estacionales mensuales y los valores de los pronósticos para los siguientes 15 meses.

**V. Determinación del mejor modelo de pronósticos según las medidas de precisión MAPE, MAD y MSD.**

TABLA 26: DETERMINACIÓN DEL MEJOR AJUSTE DE PRONÓSTICO SUBESTACIÓN BABA

Modelo	Índices de precisión de modelos ajustados		
	MAPE (%)	MAD (MW)	MSD (MW <sup>2</sup> )
Lineal	11,22	0,27	0,12
Exponencial doble	7,09	0,19	0,64
Winters	7,36	0,19	0,063
Curva S	6,75	0,17	0,05
Curva crecimiento	6,49	0,17	0,05
<u>Descomposición multiplicativa</u>	<u>5,05</u>	<u>0,13</u>	<u>0,032</u>

Al comparar los valores de precisión desplegados en la Tabla No. 26, se concluye que el modelo de mejor ajuste en la subestación Baba corresponde al de Descomposición de la Variación de la Serie de Tiempo. A continuación, se ilustra la gráfica que origina el modelo de descomposición y que contiene los valores reales, los valores ajustados y los pronósticos de la demanda en la subestación. Ver Fig. 39.

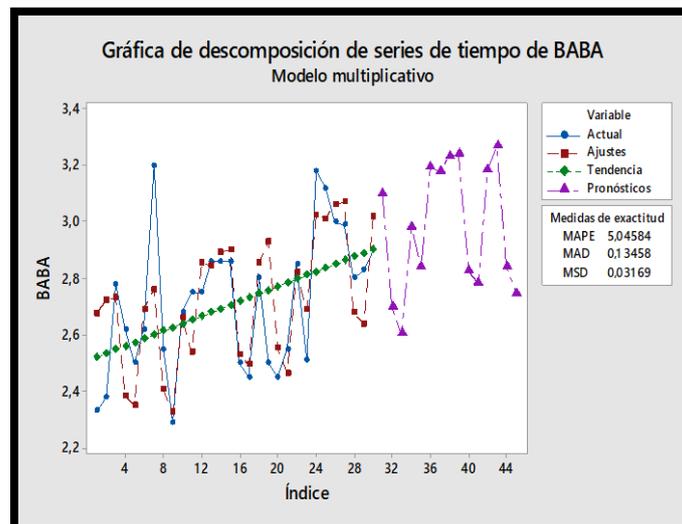


FIGURA 39: MODELO DE DESCOMPOSICIÓN SERIES DEMANDA MEDIA

El modelo de descomposición estima por separado el efecto de la tendencia de la serie y el efecto atribuible a variación estacional, la multiplicación de ambas estimaciones

produce el pronóstico requerido, que para los efectos del cálculo se realiza de forma mensual.

El factor atribuible a la variación de la tendencia se expresa mediante el modelo la ecuación de tendencia ajustada

$$\text{DEMANDA MEDIA} = 2,5068 + 0,01318 * \text{índice estacional} \quad (25)$$

Con los 33 datos de demanda media de la subestación Baba que se encuentran en la Tabla 27, se observa un comportamiento estacional para cada año, por lo que se procede a realizar el cálculo de los índices estacionales mediante promedios móviles. Para realizar este cálculo se seleccionan 12 datos que corresponden a cada mes dentro de un año. Se empieza con el primer promedio móvil como se muestra:

$$\bar{Y}_1 = \frac{Y_1 + Y_2 \dots Y_{12}}{12}$$

Posteriormente se procede hacer el cálculo del segundo promedio móvil, seleccionando los siguientes 12 datos desde  $Y_2$  hasta  $Y_{13}$ , consecuentemente se realiza este procedimiento hasta  $Y_{33}$ . Una vez obtenidos los promedios móviles de los tres años, se centra  $\bar{Y}_1$  entre el mes de Junio  $Y_6$  y Julio  $Y_7$ , para ir clasificando los datos de forma consecutiva. Luego de organizar los promedios móviles, se procede al cálculo de los promedios móviles centrados, ya que no existe un promedio móvil para un mes dentro de los doce meses. Por ello se escoge el promedio móvil  $\bar{Y}_1$  y  $\bar{Y}_2$  para centrarlo en el promedio móvil del mes de Julio  $Y_7$ , esto se lo calcula con la siguiente ecuación:

$$\bar{\bar{Y}}_1 = \frac{\bar{Y}_1 + \bar{Y}_2}{2}$$

Al obtener cada observación de la serie de tiempo, se procede a dividir correspondientemente con cada promedio móvil centrado, para obtener el efecto estacional irregular de la serie de tiempo. Por ejemplo, para  $\hat{Y}_1$  siendo el primer valor estacional irregular, se calcula da la siguiente forma:

$$\hat{Y}_1 = \frac{Y_7}{\bar{\bar{Y}}_1}$$

De forma similar, se realizan los cálculos de los demás valores estacional irregular, según la tabla 27. Para suprimir la influencia irregular y lograr una estimación para cada mes del año de la influencia estacional, se promedian con los datos coincidentes, como se muestra:

$$\text{Efecto Estacional del mes de Enero} = \frac{\hat{Y}_7 + \hat{Y}_{19}}{2}$$

De esta forma se halla el primer índice estacional del mes de enero, con el cual se obtendrá de forma similar el índice estacional del mes de diciembre. Ver tabla 27.

TABLA 27: CÁLCULOS DE PROMEDIOS MÓVILES DE LA DEMANDA MEDIA DE SUBESTACIÓN BABA DE LOS ÍNDICES ESTACIONALES DE CADA MES.

Año	Mes	Variable	Demanda Media MW									
2016	Enero	$Y_1$	2,33									
	Febrero	$Y_2$	2,38									
	Marzo	$Y_3$	2,78									
	Abril	$Y_4$	2,62									
	Mayo	$Y_5$	2,5									
	Junio	$Y_6$	2,62	$\bar{Y}_1 = Y_6 - Y_7$	2,621							
	Julio	$Y_7$	3,2	$\bar{Y}_2 = Y_7 - Y_8$	2,665	$\bar{Y}_1$	2,643	$\hat{Y}_1$	1,211			
	Agosto	$Y_8$	2,55	$\bar{Y}_3 = Y_8 - Y_9$	2,705	$\bar{Y}_2$	2,685	$\hat{Y}_2$	0,950			
	Septiembre	$Y_9$	2,29	$\bar{Y}_4 = Y_9 - Y_{10}$	2,712	$\bar{Y}_3$	2,708	$\hat{Y}_3$	0,846			
	Octubre	$Y_{10}$	2,68	$\bar{Y}_5 = Y_{10} - Y_{11}$	2,702	$\bar{Y}_4$	2,707	$\hat{Y}_4$	0,990			
	Noviembre	$Y_{11}$	2,75	$\bar{Y}_6 = Y_{11} - Y_{12}$	2,698	$\bar{Y}_5$	2,700	$\hat{Y}_5$	1,019			
	Diciembre	$Y_{12}$	2,75	$\bar{Y}_7 = Y_{12} - Y_{13}$	2,713	$\bar{Y}_6$	2,705	$\hat{Y}_6$	1,017			
2017	Enero	$Y_{13}$	2,86	$\bar{Y}_8 = Y_{13} - Y_{14}$	2,654	$\bar{Y}_7$	2,683	$\hat{Y}_7$	1,066	Enero	1,137003	
	Febrero	$Y_{14}$	2,86	$\bar{Y}_9 = Y_{14} - Y_{15}$	2,646	$\bar{Y}_8$	2,650	$\hat{Y}_8$	1,079	Febrero	1,134003	
	Marzo	$Y_{15}$	2,86	$\bar{Y}_{10} = Y_{15} - Y_{16}$	2,668	$\bar{Y}_9$	2,657	$\hat{Y}_9$	1,077	Marzo	1,111243	
	Abril	$Y_{16}$	2,5	$\bar{Y}_{11} = Y_{16} - Y_{17}$	2,682	$\bar{Y}_{10}$	2,675	$\hat{Y}_{10}$	0,935	Abril	0,934725	
	Mayo	$Y_{17}$	2,45	$\bar{Y}_{12} = Y_{17} - Y_{18}$	2,662	$\bar{Y}_{11}$	2,672	$\hat{Y}_{11}$	0,917	Mayo	0,917031	
	Junio	$Y_{18}$	2,8	$\bar{Y}_{13} = Y_{18} - Y_{19}$	2,570	$\bar{Y}_{12}$	2,616	$\hat{Y}_{12}$	1,070	Junio	1,070405	
	Julio	$Y_{19}$	2,5	$\bar{Y}_{14} = Y_{19} - Y_{20}$	2,597	$\bar{Y}_{13}$	2,583	$\hat{Y}_{13}$	0,968	Julio	1,089263	
	Agosto	$Y_{20}$	2,45	$\bar{Y}_{15} = Y_{20} - Y_{21}$	2,618	$\bar{Y}_{14}$	2,608	$\hat{Y}_{14}$	0,940	Agosto	0,944659	
	Septiembre	$Y_{21}$	2,55	$\bar{Y}_{16} = Y_{21} - Y_{22}$	2,630	$\bar{Y}_{15}$	2,624	$\hat{Y}_{15}$	0,972	Septiembre	0,908638	
	Octubre	$Y_{22}$	2,85	$\bar{Y}_{17} = Y_{22} - Y_{23}$	2,573	$\bar{Y}_{16}$	2,602	$\hat{Y}_{16}$	1,095	Octubre	1,042800	
	Noviembre	$Y_{23}$	2,51	$\bar{Y}_{18} = Y_{23} - Y_{24}$	2,618	$\bar{Y}_{17}$	2,596	$\hat{Y}_{17}$	0,967	Noviembre	0,992805	
	Diciembre	$Y_{24}$	1,65	$\bar{Y}_{19} = Y_{24} - Y_{25}$	2,618	$\bar{Y}_{18}$	2,618	$\hat{Y}_{18}$	0,630	Diciembre	0,823404	
2018	Enero	$Y_{25}$	3,18	$\bar{Y}_{20} = Y_{25} - Y_{26}$	2,646	$\bar{Y}_{19}$	2,632	$\hat{Y}_{19}$	1,208			
	Febrero	$Y_{26}$	3,12	$\bar{Y}_{21} = Y_{26} - Y_{27}$	2,603	$\bar{Y}_{20}$	2,625	$\hat{Y}_{20}$	1,189			
	Marzo	$Y_{27}$	3	$\bar{Y}_{22} = Y_{27} - Y_{28}$	2,633	$\bar{Y}_{21}$	2,618	$\hat{Y}_{21}$	1,146			
	Abril	$Y_{28}$	1,82									
	Mayo	$Y_{29}$	2,99									
	Junio	$Y_{30}$	2,8									
	Julio	$Y_{31}$	2,83									
	Agosto	$Y_{32}$	1,94									
Septiembre	$Y_{33}$	2,9										

TABLA 28: MÉTODO DE DESCOMPOSICIÓN VARIACION ESTACIONAL

ÍNDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Índice	1,13	1,13	1,11	0,93	0,91	1,07	1,09	0,94	0,90	1,04	0,99	0,82

## VI. Obtención de los pronósticos.

Con esta información se obtienen los pronósticos de la demanda media para los siguientes 15 períodos mensuales desde octubre 2018 hasta diciembre 2019, cuyos resultados se aprecian en la Tabla 29.

TABLA 29: PRONÓSTICOS DE POTENCIA PROMEDIO OCT 2018-DIC 2019 SUBESTACIÓN BABA

<b>PRONÓSTICOS DEMANDA MEDIA (MW)</b>														
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>
3,1	2,7	2,6	2,98	2,84	3,19	3,18	3,23	3,23	2,83	2,78	3,19	3,27	2,84	2,74

Con los índices estacionales definidos se aplica la metodología para encontrar los pronósticos de la demanda de potencia promedio en cada una de las subestaciones eléctricas de CNEL Los Ríos, el resumen del mismo se presenta a continuación en las Tablas 30 y 31. El detalle de los cálculos realizados se encuentra en los anexos. Ver anexo 2.

TABLA 30: PRONÓSTICOS DE DEMANDA MEDIA OCT 2018-MAY 2019 DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL LOS RÍOS

<b>PRONÓSTICO DE DEMANDA MEDIA (MW) POR SUBESTACIONES</b>								
<i>SUBESTACIÓN</i>	<i>oct-18</i>	<i>nov-18</i>	<i>dic-18</i>	<i>ene-19</i>	<i>feb-19</i>	<i>mar-19</i>	<i>abr-19</i>	<i>may-19</i>
<i>BABA</i>	3,10	2,7	2,6	2,98	2,84	3,19	3,18	3,23
<i>CEDEGE</i>	4,8	4,61	4,37	3,95	4,65	4,79	4,94	4,67
<i>CENTRO IND.</i>	9,45	9,53	9,62	9,83	8,86	9,34	9,05	10,21
<i>ERCILLA</i>	1,76	1,93	1,9	2,25	1,78	2,46	1,89	2,04
<i>N. MERA</i>	5,25	4,84	4,63	5,26	5,67	5,51	5,76	6,05
<i>PALENQUE</i>	2,17	2,09	2,13	1,94	1,69	1,8	1,3	1,73
<i>PRIVADAS</i>	3,23	3,15	3,29	3,21	3,4	3,21	3,39	3,22
<i>P. VIEJO</i>	7,67	7,84	8,5	8,61	8,41	8,72	8,51	8,73
<i>T. TERRESTRE</i>	12,6	12,56	12,27	12,99	16,55	14,36	12,24	12,31
<i>VENTANAS</i>	7,43	7,3	7,88	7,85	7,3	7,2	8,18	8,91
<i>VINCES</i>	7,68	7,95	7,55	7,44	9,39	9,04	9,56	9,28

TABLA 31: PRONÓSTICOS DE DEMANDA MEDIA JUN 2019-DIC 2019 DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL LOS RÍOS

<b>PRONÓSTICO DE DEMANDA MEDIA (MW) POR SUBESTACIONES</b>							
<i>SUBESTACIÓN</i>	<i>jun-19</i>	<i>jul-19</i>	<i>ago-19</i>	<i>sep-19</i>	<i>oct-19</i>	<i>nov-19</i>	<i>dic-19</i>
<i>BABA</i>	3,24	2,83	2,78	3,19	3,26	2,84	2,74
<i>CEDEGE</i>	5,38	4,45	5,21	4,95	4,98	4,78	4,53
<i>CENTRO IND.</i>	9,44	7,75	8,88	9,7	9,45	9,5	9,59
<i>ERCILIA</i>	2,14	1,88	1,7	1,64	1,61	1,75	1,72
<i>N. MERA</i>	5,98	5,96	5,73	5,61	5,08	5,76	5,5
<i>PALENQUE</i>	2,11	1,9	2,01	2,23	2,28	2,2	2,25
<i>PRIVADAS</i>	3,42	3,2	3,41	3,23	3,26	3,18	3,32
<i>P. VIEJO</i>	9,02	7,63	7,96	8,55	8,07	8,24	8,93
<i>T. TERRESTRE</i>	16,59	12,9	14,82	12,57	13,01	12,97	12,67
<i>VENTANAS</i>	8,62	7,41	7,69	7,14	8,08	7,93	8,56
<i>VINCES</i>	9,01	8,28	7,78	8,63	8,26	8,55	8,12

### 3.10.2. Demanda Máxima por Subestación

Para pronosticar los máximos esperados de demandas en cada una de las subestaciones eléctricas, se realizó el mismo procedimiento utilizado para el caso de la proyección de la demanda promedio con ello se logró obtener los mejores ajustes de modelos de predicción. Los resultados se muestran en las Tabla 32 y 33, dispuesta a continuación:

TABLA 32: PRONÓSTICOS DE DEMANDA MÁXIMA OCT 2018-MAY 2019 DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL LOS RÍOS

<b>PRONÓSTICO DE DEMANDA MÁXIMA (MW) POR SUBESTACIONES</b>								
<i>SUBESTACIÓN</i>	<i>oct-18</i>	<i>nov-18</i>	<i>dic-18</i>	<i>ene-19</i>	<i>feb-19</i>	<i>mar-19</i>	<i>abr-19</i>	<i>may-19</i>
<i>BABA</i>	3,41	3,61	3,77	3,93	3,89	3,98	3,63	3,79
<i>CEDEGE</i>	4,56	4,61	4,75	5,43	5,07	5,32	5,56	5,05
<i>CENTRO IND.</i>	10,4	10,23	10,32	11,06	11,17	11,36	8,46	12,03
<i>ERCILIA</i>	2,09	2,39	2,41	2,84	2,07	3,03	2,18	2,34
<i>N. MERA</i>	5,94	6,01	6,07	6,13	6,19	6,26	6,32	6,38
<i>PALENQUE</i>	2,49	2,5	2,53	2,42	2,22	2,32	2,6	2,2
<i>PRIVADAS</i>	4,15	3,91	4,18	4,12	4,42	4,28	3,77	3,84
<i>P. VIEJO</i>	9,52	8,89	9,34	9,69	9,71	9,58	9,67	10,04
<i>T. TERRESTRE</i>	13,92	14,23	14,44	16,03	16,11	16,9	14,53	14,4
<i>VENTANAS</i>	8,74	8,48	9,03	8,93	9,53	8,42	9,52	9,61
<i>VINCES</i>	10	10,26	10,53	10,26	10,16	9,91	10,29	10,09

TABLA 33: PRONÓSTICOS DE DEMANDA MÁXIMA JUN 2019-DIC 2019 DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL LOS RÍOS

<b>PRONÓSTICO DE DEMANDA MÁXIMA (MW) POR SUBESTACIONES</b>							
<i>SUBESTACIÓN</i>	<i>jun-19</i>	<i>jul-19</i>	<i>ago-19</i>	<i>sep-19</i>	<i>oct-19</i>	<i>nov-19</i>	<i>dic-19</i>
<i>BABA</i>	3,76	3,95	3,66	3,6	3,53	3,73	3,9
<i>CEDEGE</i>	5,92	5,24	5,05	5,01	4,71	4,76	4,91
<i>CENTRO IND.</i>	10,03	9,05	10,08	10,19	10,77	10,59	10,68
<i>ERCILIA</i>	2,26	2,27	1,9	1,85	1,67	1,9	1,91
<i>N. MERA</i>	6,45	6,51	6,57	6,64	6,7	6,76	6,82
<i>PALENQUE</i>	2,26	2,36	2,31	3,13	2,66	2,61	2,7
<i>PRIVADAS</i>	4,33	3,71	4,28	3,85	4,22	3,97	4,24
<i>P. VIEJO</i>	9,58	8,84	8,91	9,18	9,65	9,01	9,46
<i>T. TERRESTRE</i>	15,31	13,73	14,25	14,3	14,53	14,86	15,06
<i>VENTANAS</i>	8,8	8,19	8,38	8,64	8,88	8,63	9,2
<i>VINCES</i>	9,71	9,25	9,73	9,72	9,87	10,12	10,4

### 3.10.3. Demanda Mínima por Subestación.

Por analogía de procedimientos se obtuvo las predicciones de la demanda de potencia mínima por subestaciones, y la información al respecto se dispone en las Tablas 34 y 35, presentada a continuación:

TABLA 34: PRONÓSTICOS DE DEMANDA MÍNIMA OCT 2018-MAY 2019 DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL LOS RÍOS

<b>PRONÓSTICOS DEMANDA MÍNIMAS (MW) POR SUBESTACIONES</b>								
<i>SUBESTACIÓN</i>	<i>oct-18</i>	<i>nov-18</i>	<i>dic-18</i>	<i>ene-19</i>	<i>feb-19</i>	<i>mar-19</i>	<i>abr-19</i>	<i>may-19</i>
<i>BABA</i>	2,01	2,02	2,02	2,04	2,05	2,06	2,06	2,07
<i>CEDEGE</i>	2,81	2,51	2,57	2,41	2,39	2,89	2,83	2,99
<i>CENTRO IND.</i>	6,83	5,89	6,34	5,58	5,36	6,37	6,57	6,58
<i>ERCILIA</i>	1,29	1,27	1,33	1,23	1,25	1,57	1,09	1,66
<i>NELSON MERA</i>	3,38	2,48	2,88	2,87	3,02	3,08	2,88	3,13
<i>PALENQUE</i>	1,12	1,64	1,61	1,49	1,23	1,28	1,28	1,26
<i>PRIVADAS</i>	0,92	1,2	0,92	1,19	0,91	1,18	0,96	1,06
<i>P. VIEJO</i>	4,79	4,61	4,89	5,04	4,72	4,4	4,18	4,95
<i>T. TERRESTRE</i>	9,37	7,75	7,22	7,55	8,36	8,99	9,16	9,09
<i>VENTANAS</i>	4,45	4,47	4,48	4,5	4,51	4,53	4,55	4,56
<i>VINCES</i>	6,38	5,73	5,57	5,81	6,01	7,14	7,29	7,27

TABLA 35: PRONÓSTICOS DE DEMANDA MÍNIMA JUN 2019-DIC 2019 DE LAS SUBESTACIONES DE CNEL LOS RÍOS

<b>PRONÓSTICOS DEMANDA MÍNIMAS (MW) POR SUBESTACIONES</b>							
<i>SUBESTACIÓN</i>	<i>jun-19</i>	<i>jul-19</i>	<i>ago-19</i>	<i>sep-19</i>	<i>oct-19</i>	<i>nov-19</i>	<i>dic-19</i>
<i>BABA</i>	2,08	2,09	2,1	2,11	2,12	2,13	2,14
<i>CEDEGE</i>	2,99	2,78	3,24	3,05	2,86	2,55	2,61
<i>CENTRO IND.</i>	6,31	7,43	6,19	5,11	7,06	6,08	6,55
<i>ERCILIA</i>	1,35	1,29	1,09	1,39	1,15	1,12	1,19
<i>N. MERA</i>	3,48	3,25	2,82	2,54	3,17	2,32	2,7
<i>PALENQUE</i>	1,29	1,33	1,26	1,22	1,11	1,62	1,59
<i>PRIVADAS</i>	0,95	1,35	0,88	1,2	0,093	1,21	0,93
<i>P. VIEJO</i>	5,02	5,05	4,92	3,99	4,75	4,58	4,85
<i>T. TERRESTRE</i>	10,5	8,82	8,6	7,97	9,86	8,16	7,6
<i>VENTANAS</i>	4,58	4,59	4,61	4,63	4,64	4,65	4,67
<i>VINCES</i>	7,05	5,53	6,27	5,47	6,94	6,23	6,04

### **3.11. Escenario 4**

Finalmente, un cuarto escenario se logró a partir de la información conocida de la demanda registrada durante los años 2016, 2017 y 2018, para lo cual se procedió al cálculo del pronóstico de la demanda utilizando la técnica de los números índices o de factores de proporcionalidad. Esta metodología se utilizó para aprovechar la escasa información existente y el conocimiento que se tiene del incremento de carga anual, a nivel de las subestaciones eléctricas sobre esta variable, la cual consiste en calcular un factor de proporcionalidad por cada subestación de la variación relativa interanual de los años 2016 – 2017 - 2018 y, bajo la premisa de que la regularidad del fenómeno tiende a ser estable y no se prevé eventos extremos ni atípicos, se procede a proyectar mediante estos factores de proporcionalidad de la demanda para el periodo 2019 – 2024.

Estos cálculos se realizan para dos casos: demanda máxima, demanda mínima. Luego de esto a los valores de demanda se le suma las demandas que se tendrá por la entrada de cargas especiales para obtener otro caso adicional en el análisis del Sistema Eléctrico de Potencia. Conviene aclarar que el método básicamente tiene el carácter heurístico y pretende en ese sentido esquematizar una modalidad de análisis que podría utilizarse de manera confiable cuando se disponga de suficiente información. El primer cálculo trata del pronóstico de la demanda máxima por subestación.

### 3.11.1. Demanda Máxima.

En la Tabla 36, se muestra el ejemplo de cómo se obtiene el índice de proporcionalidad de la subestación Terminal Terrestre.

TABLA 36: VALORES DE MÁXIMA POTENCIA Y VARIACIÓN RELATIVA PROMEDIO

<b>SUBESTACIÓN TERMINAL TERRESTRE</b>				
	2016	2017	2018	<i>VARIACIÓN RELATIVA PROMEDIO</i>
<i>DEMANDA ANUAL(MW)</i>	13,06	13,77	14,36	
<i>VARIACIÓN DE DEMANDA ANUAL (MW)</i>		0,70	0,59	0,65
<i>VARIACIÓN PORCENTUAL ANUAL</i>		5,12%	4,14%	<u>4,63%</u>

Índices de proporcionalidad de demanda máxima obtenidas mediante la diferencia interanual promediadas entre ellas.

TABLA 37: VALORES DE MÁXIMA POTENCIA Y VARIACIÓN RELATIVA PROMEDIO

<b>SUBESTACIÓN</b>	<b>ÍNDICE DE PROPORCIONALIDAD</b>
<i>BABA</i>	0,20%
<i>CEDEGE</i>	2,90%
<i>CENTRO INDUSTRIAL</i>	3,30%
<i>ERCILIA</i>	4,80%
<i>NELSON MERA</i>	13,20%
<i>PALENQUE</i>	2,50%
<i>PUEBLO VIEJO</i>	1,50%
<i>TERMINAL</i>	4,60%
<i>VENTANAS</i>	3,10%
<i>VINCES</i>	4,80%

Las variaciones relativas promedios son proyectadas mediante la ponderación del valor de potencia máxima del año 2018, obteniéndose así valores esperados que, aunque no se puede asegurar sean los más precisos. En la Tabla 38 se encuentran registradas las proyecciones de las máximas potencias esperadas.

TABLA 38: ESTIMADOS DE MÁXIMA POTENCIA (MW) - ÍNDICES DE PROPORCIONALIDAD

SUBESTACIÓN	ESTIMACIÓN DE DEMANDA MÁXIMA (MW)						
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
BABA	3,41	3,42	3,43	3,44	3,44	3,45	3,46
CEDEGE	4,99	5,13	5,28	5,43	5,59	5,75	5,91
CENTRO IND.	9,98	10,31	10,66	11,01	11,38	11,76	12,15
ERCILIA	2,81	2,94	3,08	3,23	3,39	3,55	3,72
N. MERA	5,39	6,11	6,91	7,83	8,86	10,04	11,37
PALENQUE	2,10	2,15	2,21	2,26	2,32	2,38	2,43
PRIVADAS	3,89	3,86	3,84	3,82	3,80	3,78	3,76
P. VIEJO	9,29	9,43	9,57	9,71	9,86	10,00	10,15
T. TERRESTRE	14,36	15,03	15,72	16,45	17,21	18,01	18,84
VENTANAS	7,98	8,22	8,48	8,74	9,00	9,28	9,57
VINCES	9,43	9,89	10,36	10,86	11,38	11,92	12,50

### 3.11.2. Demanda Mínima.

Cálculos similares a los realizados en la sección anterior se efectúan aquí para la demanda mínima.

TABLA 39: VALORES DE MÍNIMA POTENCIA Y VARIACIÓN RELATIVA PROMEDIO

SUBESTACIÓN	ÍNDICE DE PROPORCIONALIDAD
<i>BABA</i>	4,08 %
<i>CEDEGE</i>	4,23 %
<i>CENTRO INDUSTRIAL</i>	7,20 %
<i>ERCILIA</i>	0,01 %
<i>NELSON MERA</i>	20,10 %
<i>PALENQUE</i>	6,00 %
<i>P. VIEJO</i>	2,33 %
<i>T. TERRESTRE</i>	5,50 %
<i>VENTANAS</i>	3,83 %
<i>VINCES</i>	8,30 %

En la Tabla 40, se puede apreciar los valores mínimos proyectados de potencia por cada subestación eléctrica. Estos cálculos deben considerarse nuevamente información orientadora sobre las mínimas potencias al momento de realizar el análisis global sobre esta variable. En demanda mínima los valores de variación relativa resultaron superiores a los de demanda máxima, esto se debe a las maniobras de transferencias internas que se realizan para ejecutar mantenimientos programados en las líneas de subtransmisión subestaciones eléctricas.

TABLA 40: ESTIMADOS DE MÍNIMA POTENCIA (MW) - ÍNDICES DE PROPORCIONALIDAD

SUBESTACIÓN	ESTIMACIÓN DE DEMANDA MÍNIMA (MW)						
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
BABA	1,91	1,98	2,07	2,15	2,24	2,33	2,42
CEDEGE	2,90	3,03	3,16	3,29	3,43	3,57	3,72
CENTRO IND.	6,10	6,54	7,01	7,51	8,06	8,64	9,26
ERCILIA	1,65	1,55	1,46	1,38	1,30	1,23	1,16
NELSON MERA	3,19	3,83	4,60	5,52	6,63	7,96	9,56
PALENQUE	1,43	1,52	1,61	1,71	1,81	1,92	2,03
PRIVADAS	1,11	1,15	1,20	1,25	1,30	1,36	1,41
P. VIEJO	5,08	5,20	5,32	5,45	5,57	5,70	5,84
T. TERRESTRE	8,27	8,73	9,21	9,71	10,25	10,81	11,41
VENTANAS	4,59	4,76	4,94	5,13	5,33	5,53	5,75
VINCES	5,80	6,28	6,80	7,37	7,98	8,64	9,36

### 3.11.3. Cargas Industriales.

De acuerdo a la información oficial obtenida, para los años 2018 hasta 2024 se tiene previsto incrementos de carga en el Sistema Eléctrico a consecuencia de planes industriales y desarrollos sociales, Considerando el incremento de estas cargas, es necesario evaluar el impacto de estos planes a nivel de las subestaciones eléctricas que serán afectadas por los referidos proyectos al estar geográficamente ubicados en su zona de influencia. En la Tabla 41 se muestran los proyectos, las subestaciones involucradas y la demanda de potencia esperada.

TABLA 41: POTENCIAS DE CARGAS INDUSTRIALES PREVISTAS (MW)

Proyectos	Subestación	CARGAS INDUSTRIALES (MW)						
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Plan Valle Verde	Privada	-	2	2	2	2	2	2
Silos Magap	Vinces	-	1	1	1	1	1	1
Proyecto De Riego	Pueblo Viejo, Ventanas, Palenque.	-	-	20	20	20	20	20
Casa Para Todos	Ventanas, Baba, Quinsaloma.	1	3	3	3	3	3	3
Hospital Pueblo Nuevo	Centro Industrial	-	-	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5

El prorrateo de esta carga entre las subestaciones eléctricas comprometidas, permite generar la Tabla 42 en la que se presentan las demandas en cada una de ellas. En la Tabla

43 se consolida la información sobre la demanda máxima para la CNEL Los Ríos, tomando en cuenta los proyectos industriales y desarrollos sociales,

TABLA 42: CARGAS INDUSTRIALES PREVISTAS (MW)

SUBESTACIÓN	CARGAS A INGRESAR (MW)						
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
BABA	1	1	1	1	1	1	1
VENTANAS	-	1,2	7,86	7,86	7,86	7,86	7,86
ERCILIA	-	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
P. VIEJO	-	-	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66
VINCES	-	1	1	1	1	1	1
PALENQUE	-	-	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66
CENTRO INDUSTRIAL	-	-	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
PRIVADA (PLAN V.V)	-	2	2	2	2	2	2

TABLA 43: DEMANDA DE POTENCIA GLOBAL DE CNEL LOS RÍOS CON PROYECTOS INDUSTRIALES (MW)

SUBESTACIÓN	DEMANDA TOTAL (MW)						
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
BABA	3,41	3,42	3,43	3,44	3,44	3,45	3,46
CEDEGE	4,99	5,13	5,28	5,43	5,59	5,75	5,91
CENTRO INDUSTRIAL	9,98	10,31	10,66	11,01	11,38	11,76	12,15
ERCILIA	2,81	2,94	3,08	3,23	3,39	3,55	3,72
N. MERA	5,39	6,11	6,91	7,83	8,86	10,04	11,37
PALENQUE	2,10	2,15	2,21	2,26	2,32	2,38	2,43
P. VIEJO	9,29	9,43	9,57	9,71	9,86	10,00	10,15
T. TERRESTRE	14,36	15,03	15,72	16,45	17,21	18,01	18,84
VENTANAS	7,98	9,42	16,34	16,60	16,86	17,14	17,43
VINCES	9,43	9,89	10,36	10,86	11,38	11,92	12,50
PRIVADA (PLAN V.V)	-	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00

### 3.12. Análisis Técnico.

Con las variables obtenidas del análisis estadístico del escenario 4. Ver tablas 38, 40 y 43, y la información técnica del sistema presentada en las tablas 44 y 45, se procedió mediante el uso de software CYMDIST con la modelación y flujos de carga del Sistema Eléctrico de Potencia de CNEL Los Ríos para obtener las variables de Voltaje y Corriente que se presentaran en los años proyectados.

TABLA 44: DATOS TÉCNICOS DE CNEL 1

<b>CNEL LOS RÍOS</b>					
<b>CNEL 1</b>					
<i>SUBESTACIÓN</i>	<i>TRANSFORMADOR</i>	<i>BARRAJE 13,8 KV</i>	<i>BARRAJE 69 KV</i>	<i>LÍNEAS DE SUBTRANS MISIÓN</i>	<i>CALIBRE DEL CONDUCTOR</i>
SAN JUAN		750 MCM ACAR	500 MCM ACAR	Nelson Mera- San Juan	477 MCM ACSR
PUEBLO VIEJO	16/20 MVA	1000 MCM ACAR	500 MCM ACAR	San Juan - Pueblo Viejo	477 MCM ACSR
VENTANAS	16/20 MVA	750 MCM ACAR	500 MCM ACAR	San Juan – Vinces	2/0 ACRS
VÍNCES	16/20 MVA	1000 MCM ACAR	500 MCM ACAR	Pueblo Viejo - Ventanas	2/0 ACRS
LA ERCILIA	10/12,5 MVA	750 MCM ACAR	500 MCM ACAR	Ventanas – Ercilia	300 MCM ACAR
PALENQUE	10/12,5 MVA	500 MCM ACAR	500 MCM ACAR	Vinces - Palenque	500 MCM ACAR
CATARAMA	2/3,25 MVA	500 MCM ACAR	500 MCM ACAR		

TABLA 45: DATOS TÉCNICOS DE CNEL 2

<b>CNEL LOS RÍOS</b>					
<b>CNEL 2</b>					
<i>SUBESTACIÓN</i>	<i>TRANSFORMADOR</i>	<i>BARRAJE 13,8 KV</i>	<i>BARRAJE 69 KV</i>	<i>LÍNEAS DE SUBTRANS MISIÓN</i>	<i>CONDUCTOR</i>
NELSON MERA	10/12,5 MVA	500 MCM ACAR	500 MCM ACAR	Nelson Mera – Baba	300 MCM ACAR
CENTRO INDUSTRIAL	16/20 MVA	*Doble Terna* 500 MCM ACAR	500 MCM ACAR	Centro Industrial - Nelson Mera	2/0 ACRS
CEDEGÉ	10/12,5 MVA	750 MCM ACAR	500 MCM ACAR	Terminal Terrestre – Cedege	2/0 ACRS
TERMINAL TERRESTRE	20/24 MVA	1000 MCM ACAR	500 MCM ACAR	Centro Industrial – Impaecsca	500 MCM ACAR
INPAECSA	2/3,25 MVA	500 MCM ACAR	500 MCM ACAR	Impaecsca – Shopping	500 MCM ACAR
SHOPPING	2/3,25 MVA	500 MCM ACAR	500 MCM ACAR	Shopping - Terminal Terrestre	500 MCM ACAR
BABA	10/12,5 MVA	750 MCM ACAR	500 MCM ACAR		

Previamente fue necesario crear una base de datos en el software, introduciendo la información de los componentes del sistema. A continuación, se puede visualizar los componentes creados en la base de datos para el modelamiento del Sistema Eléctrico de Potencia. Ver Fig. 40.

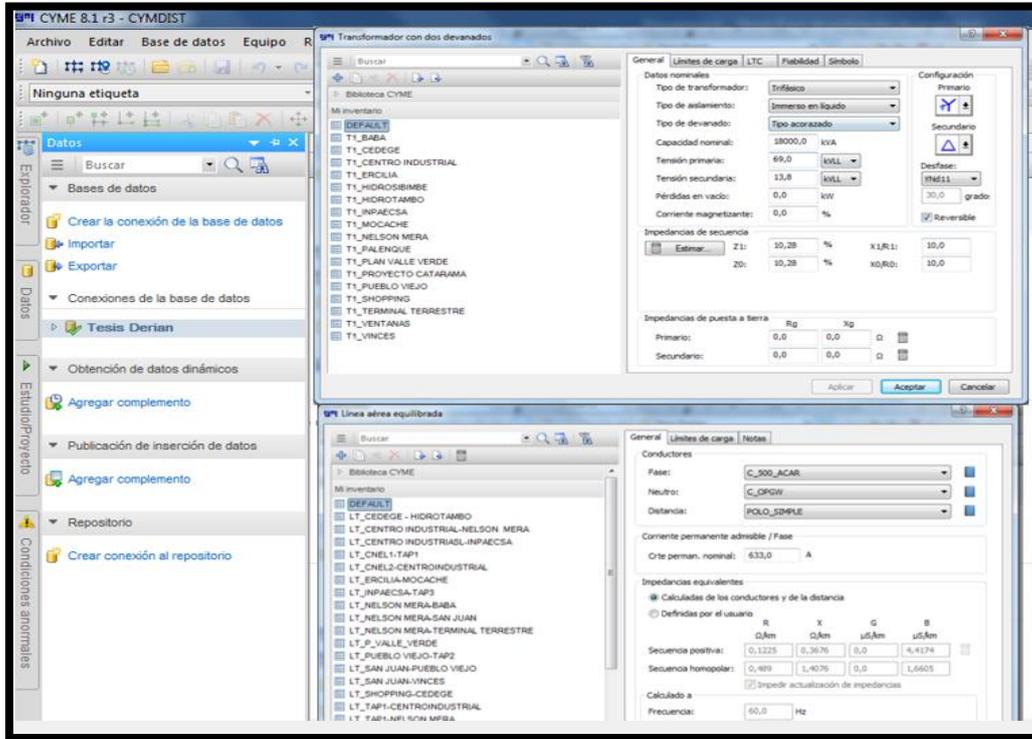


FIGURA 40: ELEMENTOS DEL SEP DE CNEL LOS RÍOS

En el siguiente recuadro se puede observar las propiedades de la línea de subtransmisión NELSON MERA – BABA, la cual muestra detalles como longitudes, impedancias, etc. Ver Fig. 41.

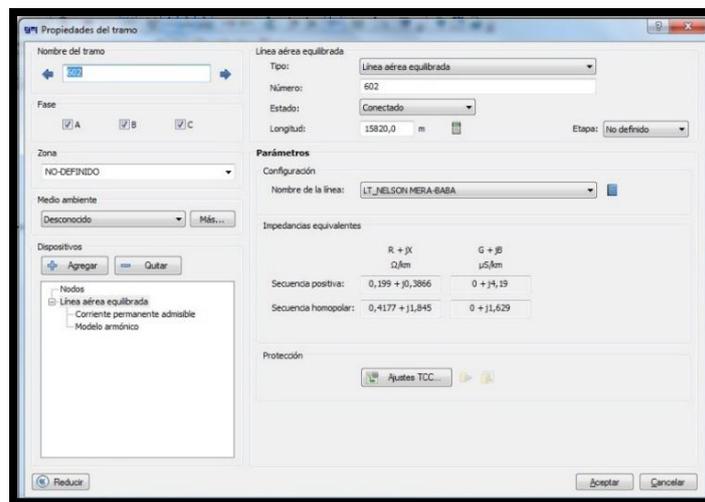


FIGURA 41: CUADRO DE PROPIEDADES DE LA LST NELSON MERA – BABA.

Posteriormente se procede al modelamiento y conexión de los componentes del Sistema Eléctrico de Potencia, el cual está compuesto por dos circuitos eléctricos, CNEL 1 y CNEL 2. Ver fig. 42 y 43.

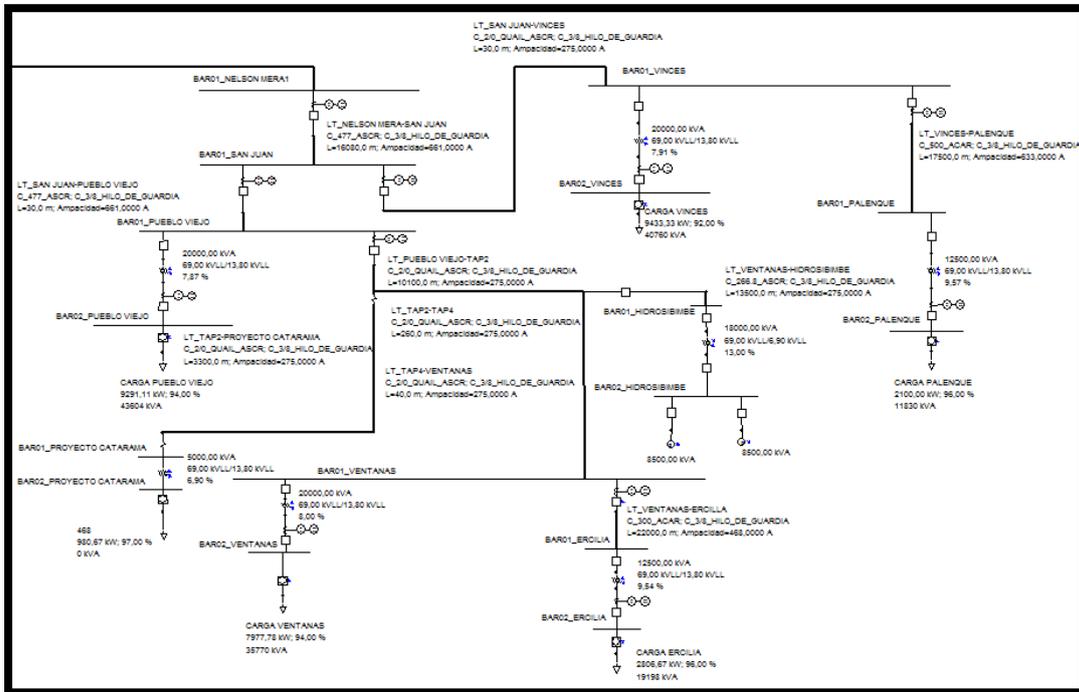


FIGURA 42: DIAGRAMA UNIFILAR DE CNEL LOS RÍOS (CNEL 1)

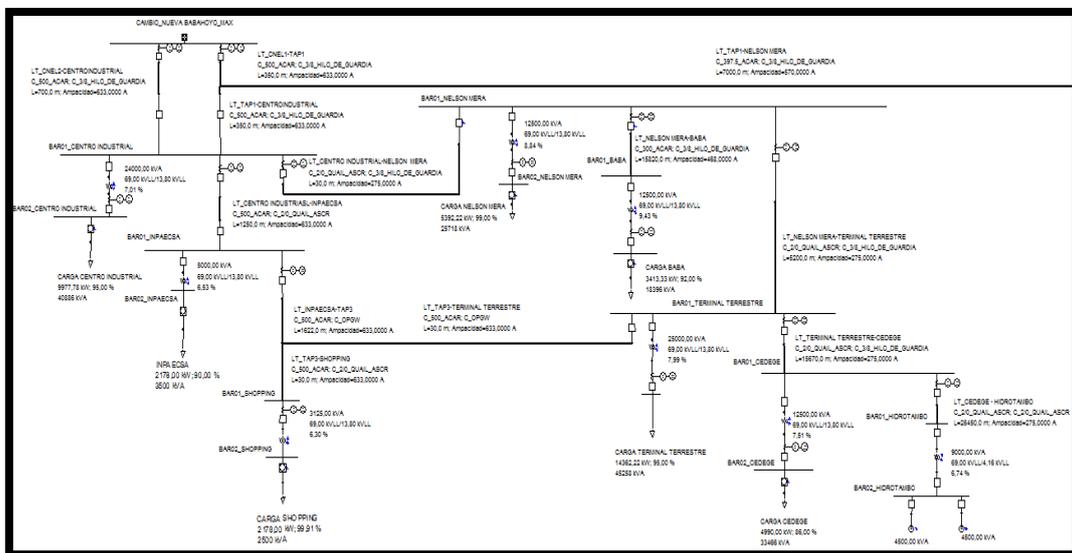


FIGURA 43: DIAGRAMA UNIFILAR DE CNEL LOS RÍOS (CNEL 2)

Luego de haber modelado por completo el Sistema Eléctrico de Potencia, se seleccionó las variables óptimas para su ingreso al software y así poder correr los flujos de carga. Ver Fig. 44. A las subestaciones privadas se les designo una demanda constante ya que

su incremento de carga no es significativo, en la tabla 46 encontraremos las cargas asignadas.

TABLA 46: CARGA DE LAS SUBESTACIONES PRIVADAS

SUBESTACIÓN	CARGA (MW)
SHOPPING	2,17
INPAECSA	2,17
P. CATARAMA	0,981

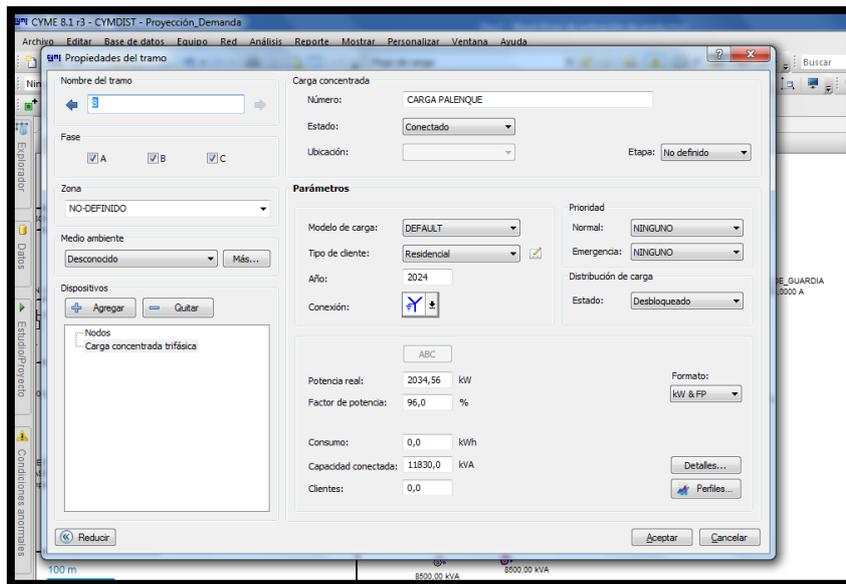


FIGURA 44. CUADRO DE INGRESO DE VARIABLES DE DEMANDA A CYMDIST.

Para proceder con los flujos de carga se fijó los parámetros del método de cálculo y convergencia, donde se usará el método de caídas de tensión equilibradas, con 60 iteraciones. Se pudo observar las magnitudes de voltaje y corriente; y las condiciones del sistema, estas se clasificaron por colores asignados por el software, los cuales alertaron las sobrecargas y caídas de voltaje. Ver Fig. 45, 46, 47, 48 y 49.

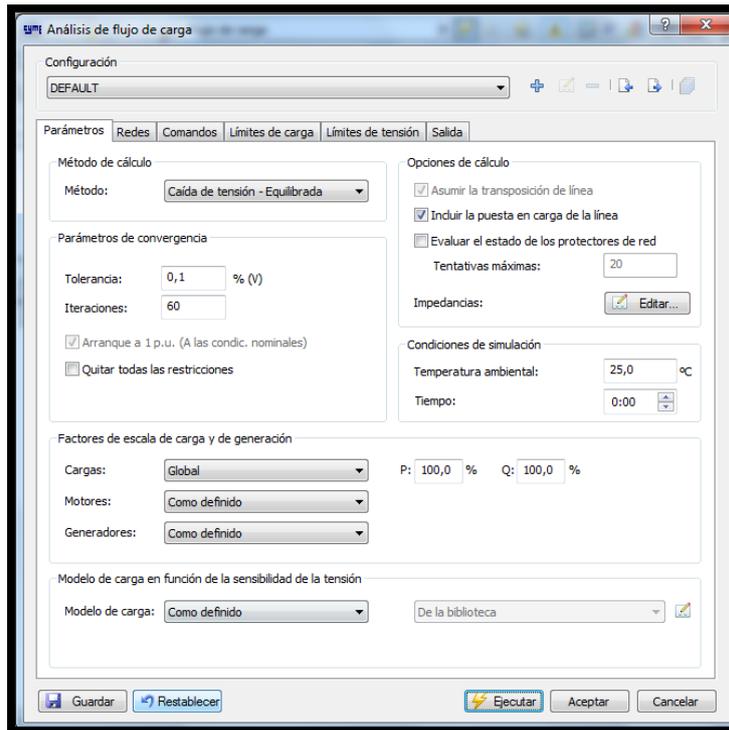


FIGURA 45: VENTANA DE INTRODUCCIÓN DE PARÁMETROS DEL MÓDULO DE FLUJO DE CARGA

Como se puede observar en la ventana del módulo de flujos de carga, se introduce los límites de voltaje permitidos por la normativa ARCONEL 005/18. Ver fig 46.

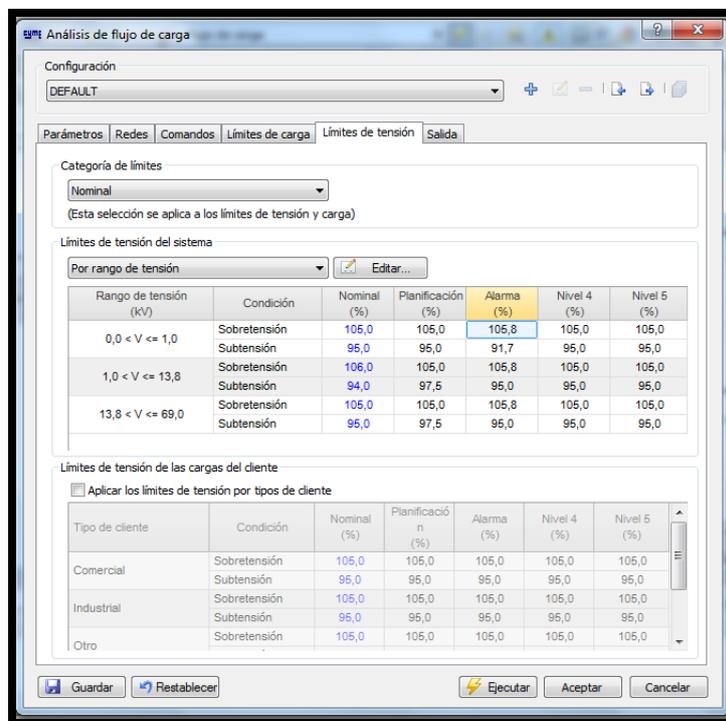


FIGURA 46: VENTANA DE INTRODUCCIÓN DE LÍMITES DE TENSION DEL MÓDULO DE FLUJO DE CARGA

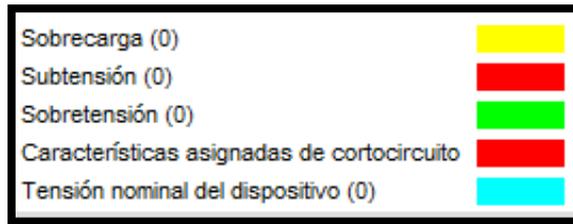


FIGURA 47: COLORES DE CONDICIONES

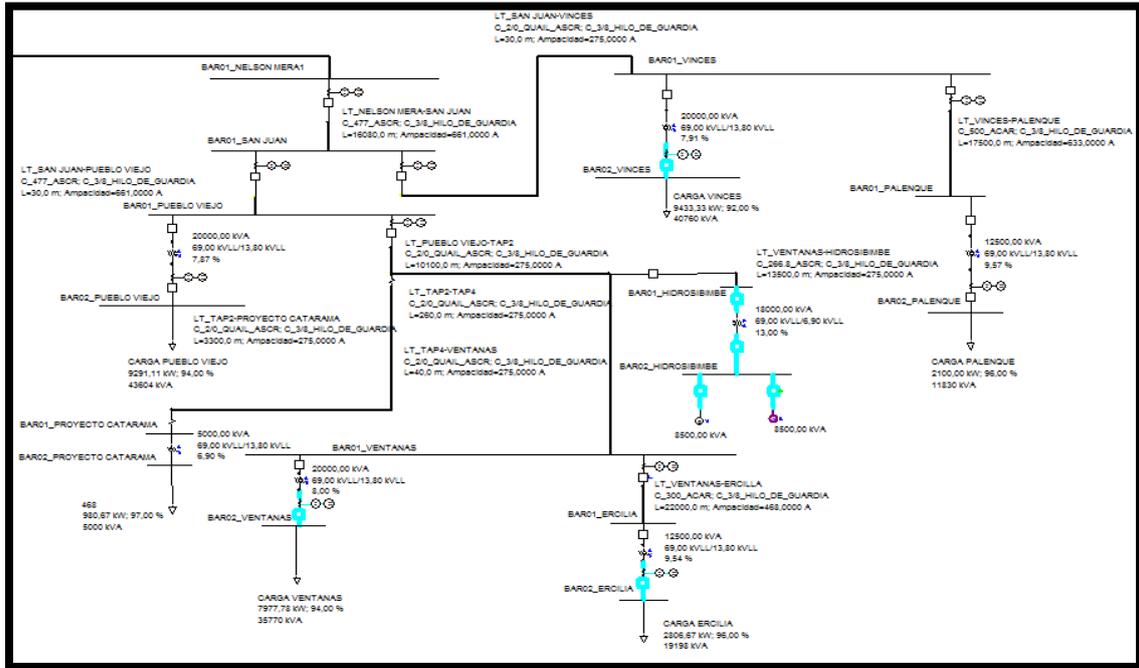


FIGURA 48: FLUJO DE CARGA DEMANDA MÁXIMA 2018

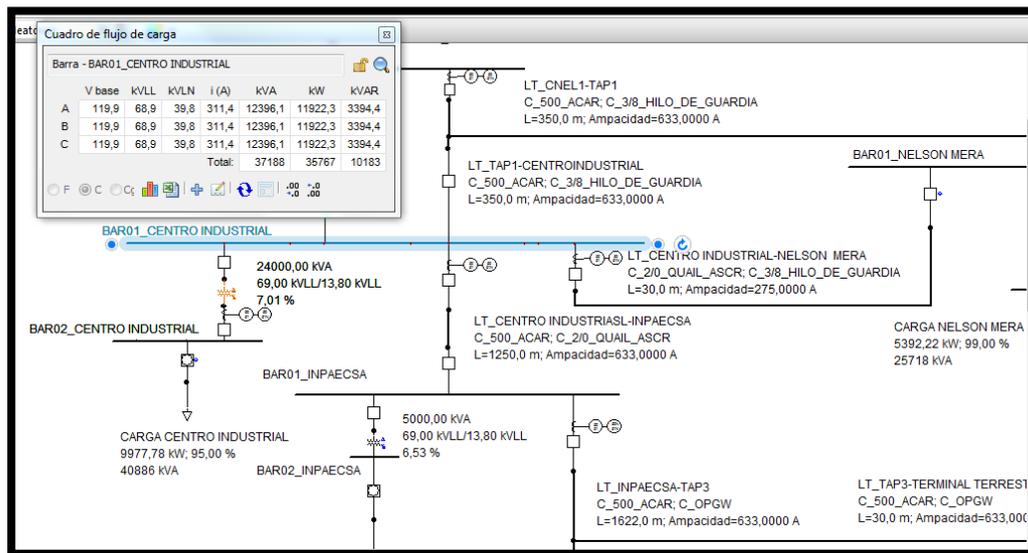


FIGURA 49: CUADRO DE REPORTE DE ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA DE LA SUBSTACIÓN CENTRO INDUSTRIAL

Luego de realizar los flujos de carga a todos los años proyectados. Ver anexo 3. Se extrajo los valores de voltaje y corrientes de los cuadros de reporte, para la elaboración de una tabla consolidada de cada escenario.

A continuación, en las tablas 47, 48 y 49 se tiene los resultados consolidados de voltaje y corriente que presentaron las subestaciones en demanda máxima, mínima, incluidas las cargas especiales.

TABLA 47: RESULTADOS DE FLUJOS DE CARGA DEMANDA MÁXIMA

		2018		2019		2020		2021		2022		2023		2024	
DEMANDA MÁXIMA		KVLL	I(Amp)												
BABA	69 KV	68,7	31,6	68,6	31,7	68,6	31,8	68,6	31,9	68,6	32	68,6	32	68,6	32,1
	13,8 KV	13,5	158,2	13,5	158,6	13,5	159	13,5	159,4	13,5	160,1	13,5	160,1	13,5	160,5
CEDEGE	69 KV	68,6	12,4	68,6	13,7	68,6	15,1	68,5	16,6	68,4	19,7	68,4	19,7	68,4	21,3
	13,8 KV	13,8	243,1	13,8	250,3	13,8	257,7	13,7	265,4	13,7	281,5	13,7	281,5	13,7	290
CENTRO INDUSTRIAL	69 KV	68,9	311,4	68,9	361,3	68,9	379,4	68,9	398,9	68,9	443	68,9	443	68,9	468
	13,8 KV	13,6	445,6	13,6	460,7	13,6	476,4	13,6	492,6	13,6	526,6	13,6	526,6	13,6	544,6
ERCILIA	69 KV	66,2	25,8	66	27,1	65,8	28,5	65,6	30	65,2	33,2	65,2	33,2	65	34,9
	13,8 KV	13,1	128,8	13,1	135,4	13	142,4	13	149,8	12,9	165,8	12,9	165,8	12,8	174,5
NELSON MERA	69 KV	68,9	111	68,2	242,8	68,9	137,7	68,9	147,9	68,9	172,2	68,9	172,2	68,9	186,5
	13,8 KV	13,6	230,4	13,6	261,3	13,6	296,4	13,6	336,3	13,5	433,4	13,5	433,4	13,5	492,4
PALENQUE	69 KV	66,6	19,1	66,5	19,6	66,3	20,1	66,2	20,7	65,9	21,8	65,9	21,8	65,7	22,4
	13,8 KV	13,9	90,6	13,9	93,1	13,9	95,6	13,8	98,2	13,8	103,7	13,8	103,7	13,7	106,5
SHOPPING	69 KV	68,8	18,4	68,8	18,4	68,8	18,4	68,8	18,4	68,8	18,4	68,8	18,4	68,8	18,4
	13,8 KV	13,7	92,1	13,7	92,1	13,7	92,1	13,7	92,1	13,7	92,1	13,7	92,1	13,7	92,1
INPAECSA	69 KV	68,9	114	68,9	114	68,9	114	68,9	114	68,9	114	68,9	114	68,9	114
	13,8 KV	13,5	103	13,5	103	13,5	103	13,5	103	13,5	103	13,5	103	13,5	103
CATARAMA	69 KV	66,4	8,8	66,4	8,8	66,4	8,8	66,4	8,8	66,4	8,8	66,4	8,8	66,4	8,8
	13,8 KV	13,2	44,2	13,2	44,2	13,2	44,2	13,2	44,2	13,2	44,2	13,2	44,2	13,2	44,2
PUEBLO VIEJO	69 KV	66,7	125,5	66,6	130,7	66,5	136,1	66,3	141,6	66	153,5	66	153,5	65,9	159,8
	13,8 KV	13,4	424,6	13,4	431,9	13,4	439,4	13,3	447	13,3	462,8	13,3	462,8	13,2	471
TERMINAL TERRESTRE	69 KV	68,8	107,9	68,7	148,4	68,7	111,5	68,7	117,8	68,7	131,2	68,7	131,2	68,7	138,4
	13,8 KV	13,5	648	13,4	679,5	13,4	711,6	13,4	745,6	13,4	818,7	13,4	818,7	13,3	858
VENTANAS	69 KV	66,4	99,6	66,3	103,5	66,1	107,5	65,9	111,7	65,6	120,8	65,6	120,8	65,3	125,6
	13,8 KV	13,1	375	13	387,7	13	400,9	12,9	414,6	12,8	443,7	12,8	443,7	12,8	459,2
VINCES	69 KV	66,7	108,5	66,6	113,6	66,5	119	66,3	124,7	66	137	66	137	65,9	143,7
	13,8 KV	13,4	441,8	13,4	464,4	13,3	488,2	13,3	513,4	13,2	568	13,2	568	13,1	597,6
SAN JUAN	69KV	66,7	233,3	66,7	233,3	66,5	254,4	66,3	265,7	66	289,8	66	289,8	65,9	302,8
NUEVA BABAHOYO	69KV	69	543,2	69	585,8	69	632,3	69	663	69	731,1	69	731,1	69	768,9

TABLA 48: RESULTADOS DE FLUJOS DE CARGA DEMANDA MÍNIMA

DEMANDA MÍNIMA		2018		2019		2020		2021		2022		2023		2024	
		KVLL	I(Amp)												
BABA	69 KV	68,8	17,5	68,8	18,2	68,8	19	68,8	19,8	68,8	20,6	68,8	21,5	68,7	22,3
	13,8 KV	13,7	87,6	13,7	91,2	13,6	95	13,6	98,9	13,6	103	13,6	107,3	13,6	111,7
CEDEGE	69 KV	69,1	11,6	69,1	10,6	69	9,6	69	8,5	69	7,6	68,9	6,8	68,9	6,1
	13,8 KV	14	139,2	14	145,2	14	151,5	14	158,1	14	165	13,9	172,1	13,9	179,6
CENTRO INDUSTRIAL	69 KV	69	201,1	69	184,5	69	233,5	69	252,6	69	274,1	69	298,2	68,9	325,6
	13,8 KV	13,7	270,9	13,7	290,5	13,7	311,7	13,7	334,4	13,6	358,7	13,6	384,9	13,6	412,9
ERCILIA	69 KV	68,2	14,6	68,1	13,8	67,5	13,1	67,9	12,3	67,8	11,6	67,6	11	67,5	10,4
	13,8 KV	13,6	73	13,5	68,9	13,4	65,5	13,5	61,4	13,5	58	13,5	54,8	13,5	51,8
NELSON MERA	69 KV	69	67,4	69	65,9	69	83,7	69	94	69	105,9	68,9	120	68,9	136,7
	13,8 KV	13,7	135,5	13,7	162,9	13,7	196	13,6	235,8	13,6	283,9	13,6	341,9	13,5	412,2
PALENQUE	69 KV	68,1	68,1	68	13,5	67,4	14,4	67,8	15,2	67,7	16,2	67,6	17,2	67,4	18,3
	13,8 KV	14,3	60,4	14,3	64,1	14,1	68,6	14,2	72,3	14,2	76,8	14,1	81,6	14,1	86,7
SHOPPING	69 KV	68,9	18,4	68,9	18,4	68,9	18,4	68,9	18,4	68,9	18,4	68,8	18,4	68,8	18,4
	13,8 KV	13,7	92	13,7	92	13,7	92	13,7	92	13,7	92,1	13,7	92,1	13,7	92,1
INPAECSA	69 KV	68,9	80,9	68,9	61,6	68,9	89	68,9	93,4	68,9	98,1	68,9	103	68,9	108,2
	13,8 KV	13,5	103,1	13,6	103,1	13,5	103,2	13,5	103,2	13,5	103,2	13,5	103,2	13,5	103,2
CATARAMA	69 KV	68,3	8,6	68,2	8,6	67,6	8,7	68	8,6	67,9	8,6	67,7	8,7	67,6	8,7
	13,8 KV	13,6	43	13,6	43	13,5	43,4	13,5	43,2	13,5	43,2	13,5	43,3	13,4	43,4
PUEBLO VIEJO	69 KV	68,2	44,6	68,1	46,4	67,5	86,3	67,9	50,2	67,8	52,4	67,7	54,8	67,5	57,3
	13,8 KV	13,9	225,4	13,8	231	13,6	432,2	13,8	242,7	13,8	248,8	13,7	255,1	13,7	261,6
TERMINAL TERRESTRE	69 KV	68,9	42,7	68,9	23,8	68,9	50,9	68,9	55,3	68,9	60	68,8	65	68,8	70,2
	13,8 KV	13,6	369,3	13,6	389,6	13,6	411,7	13,6	434,7	13,6	459	13,6	484,8	13,5	512
VENTANAS	69 KV	68,3	55,2	68,2	56	67,7	57,4	68	58,1	67,9	59,3	67,7	60,6	67,6	62,1
	13,8 KV	13,5	208	13,5	216,4	13,4	226,6	13,5	234,2	13,4	243,7	13,4	253,6	13,4	264
VINCES	69 KV	68,2	65,7	68,1	71,1	67,5	77,5	67,9	83,3	67,8	90,2	67,7	97,7	67,5	105,8
	13,8 KV	13,8	263,5	13,8	286,1	13,7	312,7	13,7	337,3	13,7	366,4	13,6	398,2	13,6	432,8
SAN JUAN	69KV	68,2	107,9	68,1	115,1	67,5	162,9	67,9	131,2	67,8	140,3	67,7	150,2	67,5	160,9
NUEVA BABAHOYO	69KV	69	308	69	330,5	69	395,4	69	382,8	69	413,3	69	447,4	69	485,4

TABLA 49: RESULTADOS DE FLUJOS DE CARGA CON CARGA INDUSTRIAL.

DEMANDA CARGA INDUSTRIAL	2018		2019		2020		2021		2022		2023		2024		
	KVLL	I(Amp)	KVLL	I(Amp)	KVLL	I(Amp)	KVLL	I(Amp)	KVLL	I(Amp)	KVLL	I(Amp)	KVLL	I(Amp)	
BABA	69 KV	68,6	41,2	68,6	41,2	68,5	41,3	68,52	41,4	68,51	41,48	68,5	41,56	68,5	41,63
	13,8 KV	13,5	205,8	13,5	206,2	13,4	206,6	13,45	207,02	13,45	207,4	13,44	207,78	13,44	208,17
CEDEGE	69 KV	68,6	12,4	68,6	13,7	68,5	15,1	68,49	16,58	68,45	18,09	68,41	19,67	68,37	21,31
	13,8 KV	13,8	243	13,8	250,2	13,7	257,8	13,73	265,5	13,71	273,45	13,69	281,65	13,68	290,11
CENTRO INDUSTRIAL	69 KV	68,9	353,9	68,9	388,5	68,9	406,7	68,9	426,31	68,89	447,48	68,89	470,45	68,88	495,42
	13,8 KV	13,6	445,6	13,6	460,8	13,6	476,6	13,58	492,77	13,57	509,52	13,56	526,86	13,56	544,8
ERCILIA	69 KV	66,2	25,8	65,3	34,9	61,65	38,47	61,4	40,13	61,14	41,89	60,87	43,76	60,57	45,74
	13,8 KV	13,1	128,8	12,9	174,5	12,14	192,35	12,08	200,66	12,02	209,46	11,96	218,79	11,89	228,69
NELSON MERA	69 KV	68,9	129,2	68,9	137,5	68,9	146,78	68,89	157,05	68,89	168,51	68,88	181,33	68,9	195,7
	13,8 KV	13,6	230,4	13,6	261,3	13,6	296,51	13,57	336,44	13,54	381,87	13,5	433,61	13,5	492,6
PALENQUE	69 KV	66,6	19,1	66,1	19,7	62,79	87,67	62,6	88,51	62,41	89,38	62,21	90,3	62	91,3
	13,8 KV	13,9	90,6	13,8	93,6	12,8	416,42	12,76	420,41	12,72	424,57	12,67	428,91	12,6	433,4
SHOPPING	69 KV	68,8	18,4	68,8	18,4	68,8	18,4	68,8	18,4	68,8	18,4	68,8	18,4	68,8	18,4
	13,8 KV	13,7	92,2	13,7	92,2	13,7	92,2	13,7	92,2	13,7	92,2	13,7	92,2	13,7	92,2
INPAECSA	69 KV	68,9	137,7	68,9	137,7	68,9	137,7	68,9	137,7	68,9	137,7	68,9	137,7	68,9	137,7
	13,8 KV	13,5	103,2	13,5	103,2	13,5	103,2	13,5	103,2	13,5	103,2	13,5	103,2	13,5	103,2
CATARAMA	69 KV	66,4	8,8	65,7	8,9	65,7	8,9	61,87	9,49	61,63	9,53	61,4	9,6	61,1	9,6
	13,8 KV	13,2	44,2	13,1	44,7	13,1	44,7	12,3	47,46	12,25	47,64	12,2	47,8	12,1	48,1
PUEBLO VIEJO	69 KV	66,7	125,5	66,2	150,7	63,43	302,79	63,25	309,72	63,07	316,97	62,87	324,55	62,7	332,5
	13,8 KV	13,4	424,6	13,3	434,4	12,53	795,59	13,3	447	12,44	815,32	12,4	825,69	12,3	836,4
TERMINAL TERRESTRE	69 KV	68,8	99,9	68,8	105,6	68,72	111,64	68,71	117,91	68,69	124,48	68,68	131,35	68,7	138,6
	13,8 KV	13,5	648,3	13,4	679,3	13,42	711,89	13,4	745,89	13,38	781,59	13,36	819,07	13,3	858,4
VENTANAS	69 KV	66,4	99,6	65,7	123,6	62,08	205,84	61,86	211,01	61,62	216,45	61,37	222,16	61,1	228,2
	13,8 KV	13,1	375	12,9	449,5	11,89	843,55	11,84	861,14	11,78	879,55	11,71	898,85	11,6	919,1
VINCES	69 KV	66,7	108,5	66,2	124,2	63,42	202,19	63,25	208,6	63,06	215,37	62,87	222,53	62,7	230,1
	13,8 KV	13,4	441,8	13,3	515,6	12,64	564,04	12,58	591,28	12,53	620	12,47	650,64	12,4	683
SAN JUAN	69KV	66,7	233,3	66,2	274,3	63,43	504,92	63,25	518,26	63,07	532,27	62,87	547,01	62,7	562,5
PLAN VALLE VERDE	69 KV			68,9	17,9	68,89	17,94	68,88	17,94	68,88	17,94	68,87	17,94	68,9	17,9
	13,8 KV			13,6	89,7	13,55	89,68	13,55	89,69	13,55	89,7	13,55	89,7	13,5	89,7
NUEVA BABAHOYO	69 KV	69	585,8	69	661,2	69	907,4	69	940,04	69	974,97	69	1012,39	69	1052,6

## CAPÍTULO IV

### 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de resultados se desarrolló en dos categorías, en la primera categoría, se aborda las comparaciones entre los escenarios de las proyecciones generadas por las metodologías estadísticas y los escenarios delineados con las proyecciones oficiales, Plan Maestro de Electricidad 2016-2015 y Plan Maestro de Electricidad 2012-2021, emitidas por las entidades involucradas en el sector eléctrico MEER Y ARCONEL; la segunda categoría trata el análisis de los flujos de cargas ejecutados con las proyecciones obtenidas en el cuarto escenario, y la verificación del índice de calidad en cuanto al cumplimiento de los niveles de voltaje establecidos por la normativa de Regulación ARCONEL - 005/18.

#### 4.1. Análisis de Proyecciones.

##### 4.1.1. Escenarios de Pronósticos de Energía.

El rango de variación de la energía durante el período en estudio, va desde los 180.000 MWh hasta los 450.000 MWh. Además, el 50 % de los consumos varían entre 230.000 y los 370.000 MWh; El segmento superior comprende el 25 % de los consumos con mayores valores y muestra una variación mayor que el segmento inferior donde se incluyen el 25 % de los valores mas bajos de consumo. En la gráfica no se observan valores atípicos ni valores extremos.

De acuerdo al escenario 1, el modelo logístico o de Curva Tipo S, resultó ser el más idóneo en el ajuste del patrón de tendencia, al presentar los mejores valores de los indicadores de precisión. Las proyecciones de consumo de energía, varían en el rango que define el intervalo: (472,88 MWh, 568,25 MW). En términos porcentuales se estima un crecimiento en los seis años de pronóstico, de energía con respecto al año 2018 del orden del 26,27 %.

De acuerdo al escenario 2, se procedió a modelar las proyecciones a través del modelo de regresión múltiple considerando como variables predictoras las variables disponibles en la base de datos conformada: Número de usuarios y producto interno Este cálculo nos proyecta resultados superiores a los obtenidos en el escenario 1, al

variar las proyecciones entre 485,17 MWh y 624, 54 MWh. Por esta vía se estima un incremento porcentual durante los seis años del 44,43 %.

En la Tabla 50, se reúne el conjunto de pronósticos del consumo de energía esperado para el periodo 2019 – 2024.

TABLA 50: ESCENARIOS DE PRONÓSTICOS DE ENERGÍA 2019-2024

ESCENARIOS	ESCENARIOS DE PROYECCION DEL CONSUMO ENERGIA (MWh)					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
UNO	472,87	492,22	511,5	530,64	549,58	568,25
DOS	485,17	510,39	536,87	564,67	593,88	624,54
MEER	496	514	532	550	569	588
ARCONEL	418	445	464	485	-	-

A continuación, se puede apreciar la tendencia de los pronósticos de energía. Ver Fig. 49.

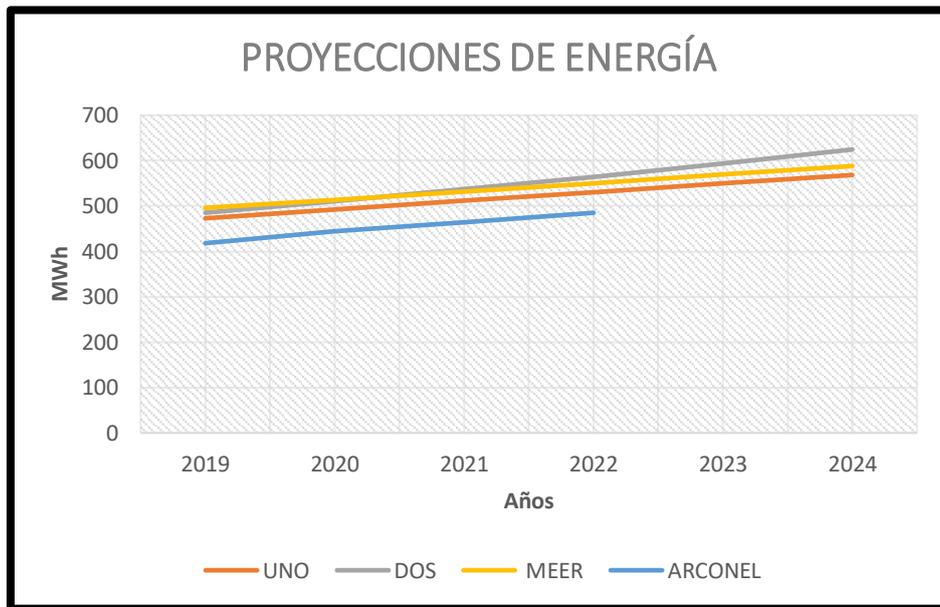


FIGURA 50: PRONÓSTICOS DE TENDENCIA DE ESCENARIOS SEXENIO 2019-2024

En los cuatro escenarios, la energía mantendrá un ritmo interanual ascendente; los mayores valores de pronósticos de energía son obtenidos en el ESCENARIO DOS, usando la regresión múltiple, seguidos en orden de importancia descendente por los pronósticos suministrados por MEER, los derivados del análisis tendencial y los previstos por ARCONEL respectivamente, siendo este último, el escenario en el que se tienen el pronóstico límite inferior de crecimiento esperado del consumo de energía para el próximo sexenio.

De manera general se puede concluir que los cálculos del MEER se ubican entre los cálculos de pronósticos estadísticos, en tanto que las cifras del ARCONEL se presentan como las más conservadoras en el conjunto de pronósticos obtenidos, y sus estimados muestran un rezago de tres años con respecto a los demás cálculos.

La Tabla 51, registra las variaciones interanuales relativas porcentuales según cada escenario. Al promediar dichas variaciones se puede observar que, el crecimiento interanual relativo del ESCENARIO MEER es de 3,35 % y del ESCENARIO UNO 3,61 %, esto nos lleva a la conclusión de que el método utilizado en el ESCENARIO UNO es óptimo para realizar la proyección de la demanda de CNEL Los Ríos.

TABLA 51: CRECIMIENTO RELATIVO PORCENTUAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA CON BASE AÑO 2019

ESCENARIOS	CRECIMIENTO RELATIVO PORCENTUAL (%)						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	MEDIA
<i>UNO</i>	100	103,93	103,77	103,61	103,45	103,29	103,61
<i>DOS</i>	100	104,94	104,93	104,92	104,92	104,91	104,92
<i>MEER</i>	100	103,5	103,38	103,27	103,34	103,23	103,35
<i>ARCONEL</i>	100	106,07	104,09	104,33	-	-	104,83

Se consideró la proyección del MEER como punto de referencia, debido a que cuenta con una mayor cantidad de pronósticos y estos fueron realizados con una base de datos actualizada.

#### 4.1.2. Escenarios de Pronósticos de Demanda.

Se puede concluir que, para el periodo de referencia, la demanda en promedio es de 57,25 MW, con una dispersión relativamente baja y una variación relativa del 23,67 %. Dada la similitud entre la media y la mediana se puede afirmar que la distribución de la demanda de potencia es simétrica. El valor del cuartil 3, es 69,38 MW con lo cual se concluye que el 75 % de las mediciones de potencia podrían alcanzar este valor. De manera análoga respecto del cuartil 1, se deduce que el 25 % de las mediciones de potencia resultan inferiores a 46,03 MW. Combinando estos dos últimos datos es posible establecer que el 50 % de los valores centrales de potencia varían entre 46,03 MW y 69,28 MW.

En el escenario 1, se obtuvo que el modelo que mejor ajusta a la serie de tiempo de la demanda, es la Curva S, pues presenta los menores valores de los índices de precisión. Se pronostica una demanda variable, entre 80,62 a 90,49 MW durante los años 2019 - 2024,

lo cual representa un incremento porcentual durante los seis años con respecto al año 2018 del 19,29 %.

Según el escenario 2, usando la técnica de regresión múltiple considerando como variables predictoras las variables disponibles en la base de datos conformada: Número de usuarios y el producto interno bruto, la estimación de la demanda para el periodo 2019-2024 oscilara en el rango de 84,86 MW y 107,23 MW, lo cual representa un incremento en el sexenio del 41,35 %.

En el escenario 3, se concluye que la predicción de demanda de potencia a nivel de subestaciones eléctricas, permite hacer consideraciones sobre el comportamiento local de la demanda en función de mediciones mensuales de la potencia. Este cálculo hace posible examinar la demanda mínima, demanda media y demanda máxima, sus pronósticos no fueron suficientes para realizar un análisis de resultados, debido a la limitación de datos históricos.

Del escenario 4, se derivan demandas por subestación, tanto para la demanda máxima como la mínima mediante los índices de proporcionalidad. Los cálculos toman en cuenta las variaciones estacionales. Con dicha información y con los datos de las futuras cargas especiales, se logró realizar predicciones o proyecciones de la demanda de potencia por subestación, que posteriormente contribuyen en la simulación de los flujos de carga.

En la tabla 52, se reúne el conjunto de pronósticos del consumo de potencia esperada para el periodo 2019 – 2024 y en la Figura 50 se presentan las variaciones porcentuales relativas asociadas a estas proyecciones.

TABLA 52: ESCENARIOS DE PRONÓSTICOS DE DEMANDA 2019-2024

<b>ESCENARIOS DE PROYECCION DE DEMANDA (MW)</b>						
<b>ESCENARIOS</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
UNO	80,62	82,77	84,83	86,81	88,7	90,49
DOS	84,86	89,03	93,25	97,69	102,34	107,23
MEER	81	83	86	88	91	94
ARCONEL	85	87	90	94	-	-

En los cuatro escenarios se constata un crecimiento de la demanda, siendo las de mayores cuantías las calculadas a partir de la información disponible sobre la potencia en las subestaciones: escenario dos y escenario ARCONEL.

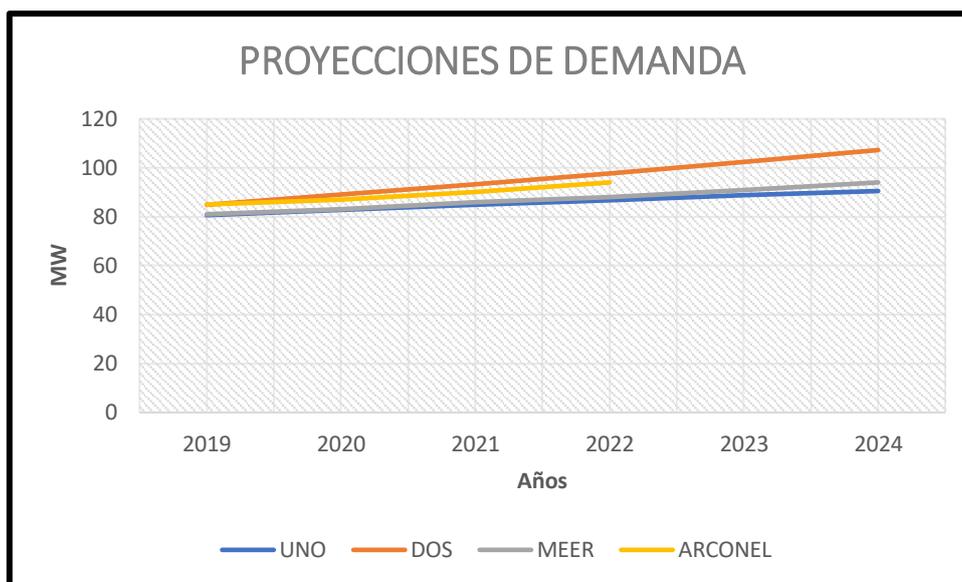


FIGURA 51: PRONÓSTICOS DE TENDENCIA DE POTENCIA ESCENARIOS DEL SEXENIO 2019-2024

En cifras relativas porcentuales, la Tabla 53, registra las variaciones interanuales de cada escenario. Al promediar dichas variaciones se puede observar que, el crecimiento interanual relativo del ESCENARIO MEER es de 2,93 % y del ESCENARIO UNO 2,28 %, esto nos lleva a la conclusión de que el método utilizado en el ESCENARIO UNO es óptimo para realizar la proyección de la demanda de CNEL Los Ríos.

TABLA 53: CRECIMIENTO RELATIVO PORCENTUAL DE DEMANDA CON BASE AÑO 2019

ESCENARIOS	CRECIMIENTO RELATIVO PORCENTUAL (%)						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Media
UNO	100	102,6	102,43	102,28	102,13	101,98	102,28
DOS	100	104,68	104,53	104,54	104,54	104,56	104,57
MEER	100	102,41	103,49	102,27	103,3	103,19	102,93
ARCONEL	100	102,3	103,33	104,26	-	-	103,3

De igual manera, en este caso, se determina que de los escenarios de demanda de acuerdo a los crecimientos relativos porcentuales, la proyección del MEER nos ofrece el mejor punto de referencia, debido a que cuenta con una cantidad mayor de pronósticos y estos fueron realizados con una base de datos actualizada.

#### 4.2. Análisis de Flujos de Carga.

Este análisis se desarrolló observando las variaciones de voltaje y corriente que presentan los barrajes de las subestaciones de CNEL Los Ríos en los escenarios de demanda máxima y mínima del período proyectado, de igual manera, se analizó el impacto causado por el incremento de la demanda incluyendo la entrada de cargas especiales al sistema

eléctrico de potencia, luego de manera concluyente se realizó la verificación del índice de calidad en cuanto al cumplimiento de los niveles de voltaje establecidos por la normativa de Regulación ARCONEL - 005/18.

Para el análisis de resultados, la normativa de calidad del servicio No. ARCONEL – 005/18, establece que los valores del voltaje nominal, deberán mantenerse,  $\pm 5,0\%$  a nivel de alto voltaje y  $\pm 6,0\%$  a nivel de medio voltaje, si los voltajes sobrepasan o disminuyen el porcentaje exigido, CNEL Los Ríos no cumpliría con la normativa, y en cuanto a la ampacidad de los barrajes y las líneas de subtransmisión se lo indicara en la Tabla 54.

TABLA 54: AMPACIDAD DE CONDUCTORES

<b>CONDUCTOR MCM</b>	<b>AMPACIDAD</b>
2/0 ACAR	270 Amp
300 ACAR	476 Amp
477 ACSR	670 Amp
500 ACAR	693 Amp
750 ACAR	843 Amp
1000 ACAR	1005 Amp

#### **4.2.1. Resultados en Demanda Máxima y Mínima.**

##### **4.2.1.1. Demanda Máxima.**

Los flujos de carga fueron realizados de manera escalonada durante el periodo de estudio, iniciando desde el 2018 hasta el 2024 año en el que se visualiza un cambio importante en la red.

En la simulación del flujo de carga del año inicial se presentaron las siguientes observaciones:

- En la S/E La Ercilia se presenta una caída de voltaje del 4,06 % en el barraje a 69kV, esto se debe a la lejanía de esta subestación del punto de entrega por parte de CELEC EP, esta caída es compensada con el TAP del transformador de potencia.
- En la S/E Ventanas a nivel de 13,8 kV se presentaron caídas de voltaje del 5,07 %, las mismas que son compensadas por Hidrosibimbe y de esta manera cumplen con los límites mínimos exigidos en la regulación.

De acuerdo a los resultados obtenidos en los flujos de carga del sistema eléctrico de potencia de CNEL Los Ríos en el periodo 2019-2024 se realizan las siguientes observaciones:

En los años 2019 y 2020 las caídas de tensión se mantuvieron dentro de los límites permitidos, en las Tablas 55 y 56 se puede observar los porcentajes de caídas de tensión más elevados que se presentaron en los años mencionados.

TABLA 55: CAIDA DE TENSIÓN AÑO 2019

SUBESTACIÓN	VOLTAJE NOMINAL (KV)	VOLTAJE DE FLUJO DE CARGA (KV)	CAIDA DE TENSIÓN (%)	CORRIENTE (Amp)
ERCILIA	69	66	<b><u>4,35%</u></b>	27,1
	13,8	13,1	5,07%	135,4
VENTANAS	69	66,3	3,91%	103,5
	13,8	13	<b><u>5,80%</u></b>	387,7

TABLA 56: CAIDA DE TENSIÓN AÑO 2020

SUBESTACIÓN	VOLTAJE NOMINAL (KV)	VOLTAJE DE FLUJO DE CARGA (KV)	CAIDA DE TENSIÓN (%)	CORRIENTE (Amp)
ERCILIA	69	65,8	4,64%	28,5
	13,8	13	<b><u>5,80%</u></b>	142,4
VENTANAS	69	66,1	4,20%	107,5
	13,8	13	<b><u>5,80%</u></b>	400,9

A partir del año 2021 comienzan a presentarse valores de voltajes fuera del límite permitido por la regulación, los resultados reflejados concluyen que CNEL Los Ríos no cumplirá con los niveles de voltaje establecidos en la normativa de calidad del servicio No. ARCONEL – 005/18, lo que se puede verificar en las Tablas 58, 59 y 60; donde año a año los voltajes disminuyen y su porcentaje de caída de tensión aumenta sobrepasando el 5% establecido para alta tensión y 6 % para media tensión.

TABLA 57: CAÍDA DE TENSIÓN 2021

SUBESTACIÓN	VOLTAJE NOMINAL (KV)	VOLTAJE DE FLUJO DE CARGA (KV)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	CORRIENTE (Amp)
ERCILIA	69	65,6	4,93%	30
	13,8	<b>13</b>	<b><u>5,80%</u></b>	149,8
VENTANAS	69	65,9	4,49%	111,7
	13,8	<b>12,9</b>	<b><u>6,52%</u></b>	414,6

TABLA 58: CAÍDA DE TENSIÓN 2022

SUBESTACIÓN	VOLTAJE NOMINAL (KV)	VOLTAJE DE FLUJO DE CARGA (KV)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	CORRIENTE (Amp)
ERCILIA	69	<b><u>65,4</u></b>	<b><u>5,22%</u></b>	31,5
	13,8	<b><u>12,9</u></b>	<b><u>6,52%</u></b>	157,6
VENTANAS	69	65,7	4,78%	116,1
	13,8	<b><u>12,9</u></b>	<b><u>6,52%</u></b>	428,9

TABLA 59: CAÍDA DE TENSIÓN 2023

SUBESTACIÓN	VOLTAJE NOMINAL (KV)	VOLTAJE DE FLUJO DE CARGA (KV)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	CORRIENTE (Amp)
ERCILIA	69	<b><u>65,2</u></b>	<b><u>5,51%</u></b>	33,2
	13,8	<b><u>12,9</u></b>	<b><u>6,52%</u></b>	165,8
VENTANAS	69	65,6	4,93%	120,8
	13,8	<b><u>12,8</u></b>	<b><u>7,25%</u></b>	443,7

TABLA 60: CAÍDA DE TENSIÓN AÑO 2024

SUBESTACIÓN	VOLTAJE NOMINAL (KV)	VOLTAJE DE FLUJO DE CARGA (KV)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	CORRIENTE (Amp)
ERCILIA	69	<b><u>65</u></b>	<b><u>5,80%</u></b>	34,9
	13,8	<b><u>12,8</u></b>	<b><u>7,25%</u></b>	174,5
VENTANAS	69	<b><u>65,3</u></b>	<b><u>5,36%</u></b>	125,6
	13,8	<b><u>12,8</u></b>	<b><u>7,25%</u></b>	459,2

#### 4.2.1.2. Demanda Mínima.

En los flujos de carga realizados al escenario de demanda mínima, se pudo evidenciar que los voltajes y las corrientes se mantienen dentro de los rangos permitidos, en demanda mínima los voltajes suelen elevarse debido a la disminución de carga en el sistema.

Debido a que los valores de demanda incrementan año a año, los voltajes más altos se presentarán en los primeros años de la proyección.

En detalle, para los años 2018 y 2019, a nivel de alta tensión, la subestación Cedegé refleja un incremento del 0,14 % siendo su voltaje de 69,1 kV y a nivel de media tensión la subestación Palenque refleja un incremento de 3,62 % siendo su voltaje 14,3 kV.

En el año 2024, no se registraron variaciones críticas de los voltajes en alta tensión, estos disminuyen en referencia a los años anteriores, por lo que se mantienen dentro de los límites establecidos.

#### 4.2.1.3. Demanda Cargas Especiales.

Luego de concluir con los escenarios de demanda máxima y mínima, se dio paso al análisis del incremento de la demanda con la entrada de cargas especiales al sistema eléctrico de potencia de CNEL Los Ríos.

Al igual que a los escenarios de demanda máxima y mínima se inició haciendo un flujo de carga para el año 2018, donde se observa que el sistema no presentó ninguna novedad.

Luego de la observación del año 2018, se procedió con la ejecución de los flujos en los años posteriores, en donde se puede apreciar que, a partir del año 2019, la caída de tensión incrementa saliendo de los límites permitidos, como se lo observa en las tablas 61, 62, 63, 64, 65 y 66. Las cargas a ingresar causaran un gran impacto de caída de tensión y sobrecarga en los puntos de entrega, lo cual se deberá mitigar con una repotenciación en los puntos afectados.

TABLA 61: OBSERVACIONES DEL AÑO 2019

SUBESTACIÓN	VOLTAJE NOMINAL (KV)	VOLTAJE DE FLUJO DE CARGA (KV)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	CORRIENTE (Amp)
ERCILIA	69	<u>65,3</u>	<u>5,36%</u>	34,9
	13,8	<u>12,9</u>	<u>6,52%</u>	174,5

TABLA 62: OBSERVACIONES DEL AÑO 2020

SUBESTACIÓN	VOLTAJE NOMINAL (KV)	VOLTAJE DE FLUJO DE CARGA (KV)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	CORRIENTE (Amp)
ERCILIA	69	<u>61,65</u>	<u>10,65%</u>	38,47
	13,8	<u>12,14</u>	<u>12,03%</u>	192,35
PALENQUE	69	<u>62,79</u>	<u>9,00%</u>	87,67
	13,8	<u>12,8</u>	<u>7,25%</u>	416,42
PUEBLO VIEJO	69	<u>63,43</u>	<u>8,07%</u>	302,79
	13,8	<u>12,53</u>	<u>9,20%</u>	<u>795,59</u>
VENTANAS	69	<u>62,08</u>	<u>10,03%</u>	205,84
	13,8	<u>11,89</u>	<u>13,84%</u>	<u>843,55</u>
VINCES	69	<u>63,42</u>	<u>8,09%</u>	202,19
	13,8	<u>12,64</u>	<u>8,41%</u>	564,04
SAN JUAN	69	<u>63,43</u>	<u>8,07%</u>	504,92

TABLA 63: OBSERVACIONES DEL AÑO 2021

SUBESTACIÓN	VOLTAJE NOMINAL (KV)	VOLTAJE DE FLUJO DE CARGA (KV)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	CORRIENTE (Amp)
ERCILIA	69	<u>61,4</u>	<u>11,01%</u>	40,13
	13,8	<u>12,08</u>	<u>12,46%</u>	200,66
PALENQUE	69	<u>62,6</u>	<u>9,28%</u>	88,51
	13,8	<u>12,76</u>	<u>7,54%</u>	420,41
TERMINAL TERRESTRE	69	68,71	0,42%	117,91
	13,8	13,4	2,90%	<u>745,89</u>
CATARAMA	69	<u>61,87</u>	<u>10,33%</u>	9,49
	13,8	<u>12,3</u>	<u>10,87%</u>	47,46
PUEBLO VIEJO	69	<u>63,25</u>	<u>8,33%</u>	309,72
	13,8	13,3	3,62%	447
TERMINAL TERRESTRE	69	68,71	0,42%	117,91
	13,8	13,4	2,90%	<u>745,89</u>
VENTANAS	69	<u>61,86</u>	<u>10,35%</u>	211,01
	13,8	<u>11,84</u>	<u>14,20%</u>	<u>861,14</u>
VINCES	69	<u>63,25</u>	<u>8,33%</u>	208,6
	13,8	<u>12,58</u>	<u>8,84%</u>	591,28
SAN JUAN	69	<u>63,25</u>	<u>8,33%</u>	518,26

TABLA 64: OBSERVACIONES DEL AÑO 2022

SUBESTACIÓN	VOLTAJE NOMINAL (KV)	VOLTAJE DE FLUJO DE CARGA (KV)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	CORRIENTE (Amp)
ERCILIA	69	<b><u>61,14</u></b>	<b><u>11,39%</u></b>	41,89
	13,8	<b><u>12,02</u></b>	<b><u>12,90%</u></b>	209,46
PALENQUE	69	<b><u>62,41</u></b>	<b><u>9,55%</u></b>	89,38
	13,8	12,72	7,83%	424,57
CATARAMA	69	<b><u>61,63</u></b>	<b><u>10,68%</u></b>	9,53
	13,8	<b><u>12,25</u></b>	<b><u>11,23%</u></b>	47,64
PUEBLO VIEJO	69	<b><u>63,07</u></b>	<b><u>8,59%</u></b>	316,97
	13,8	<b><u>12,44</u></b>	<b><u>9,86%</u></b>	<b><u>815,32</u></b>
TERMINAL TERRESTRE	69	68,69	0,45%	124,48
	13,8	13,38	3,04%	<b><u>781,59</u></b>
VENTANAS	69	<b><u>61,62</u></b>	<b><u>10,70%</u></b>	216,45
	13,8	<b><u>11,78</u></b>	<b><u>14,64%</u></b>	<b><u>879,55</u></b>
VINCES	69	<b><u>63,06</u></b>	<b><u>8,61%</u></b>	215,37
	13,8	<b><u>12,53</u></b>	<b><u>9,20%</u></b>	620
SAN JUAN	69	<b><u>63,07</u></b>	<b><u>8,59%</u></b>	532,27

TABLA 65: OBSERVACIONES DEL AÑO 2023

SUBESTACIÓN	VOLTAJE NOMINAL (KV)	VOLTAJE DE FLUJO DE CARGA (KV)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	CORRIENTE (Amp)
ERCILIA	69	<b><u>60,87</u></b>	<b><u>11,78%</u></b>	43,76
	13,8	<b><u>11,96</u></b>	<b><u>13,33%</u></b>	218,79
PALENQUE	69	<b><u>62,21</u></b>	<b><u>9,84%</u></b>	90,3
	13,8	12,67	<b><u>8,19%</u></b>	428,91
CATARAMA	69	<b><u>61,4</u></b>	<b><u>11,01%</u></b>	9,6
	13,8	<b><u>12,2</u></b>	<b><u>11,59%</u></b>	47,8
PUEBLO VIEJO	69	<b><u>62,87</u></b>	<b><u>8,88%</u></b>	324,55
	13,8	<b><u>12,4</u></b>	<b><u>10,14%</u></b>	<b><u>825,69</u></b>
TERMINAL TERRESTRE	69	68,68	0,46%	124,48
	13,8	13,36	3,19%	<b><u>781,59</u></b>
VENTANAS	69	<b><u>61,37</u></b>	<b><u>11,06%</u></b>	222,16
	13,8	<b><u>11,71</u></b>	<b><u>15,14%</u></b>	<b><u>898,85</u></b>
VINCES	69	<b><u>62,87</u></b>	<b><u>8,88%</u></b>	222,53
	13,8	<b><u>12,47</u></b>	<b><u>9,64%</u></b>	650,64
SAN JUAN	69	<b><u>62,87</u></b>	<b><u>8,88%</u></b>	547,01

TABLA 66: OBSERVACIONES DEL AÑO 2024

SUBESTACIÓN	VOLTAJE NOMINAL (KV)	VOLTAJE DE FLUJO DE CARGA (KV)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	CORRIENTE (Amp)
ERCILIA	69	<u>60,57</u>	<u>12,22%</u>	45,74
	13,8	<u>11,89</u>	<u>13,84%</u>	228,69
PALENQUE	69	<u>62</u>	<u>10,14%</u>	90,3
	13,8	<u>12,6</u>	<u>8,70%</u>	428,91
CATARAMA	69	<u>61,1</u>	<u>11,45%</u>	9,6
	13,8	<u>12,1</u>	<u>12,32%</u>	48,1
PUEBLO VIEJO	69	<u>62,7</u>	<u>9,13%</u>	332,5
	13,8	<u>12,3</u>	<u>10,87%</u>	836,4
TERMINAL TERRESTRE	69	68,7	0,43%	138,6
	13,8	13,3	3,62%	<u>858,4</u>
VENTANAS	69	<u>61,1</u>	<u>11,45%</u>	228,2
	13,8	<u>11,6</u>	<u>15,94%</u>	<u>919,1</u>
VINCES	69	<u>62,7</u>	<u>9,13%</u>	230,1
	13,8	<u>12,4</u>	<u>10,14%</u>	683
SAN JUAN	69	<u>62,7</u>	<u>9,13%</u>	562,5

## CAPITULO V

### 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. Conclusiones

- Para el año 2024, el consumo de energía de CNEL Los Ríos será de 568,25 MWh, lo que representa un incremento del 26,27 % con respecto al consumo observado en el año 2018.
- Para este mismo año, se prevee que CNEL EP Unidad de Negocios Los Ríos, presentará una demanda de 90,49 MW, lo que representa un incremento de carga del 19,29 % con respecto a la demanda observada en el año 2018.
- De acuerdo a las proyecciones realizadas, el modelo logístico o de Curva Tipo S, resultó el más idóneo al ajuste de la proyección de demanda y energía, al presentar los mejores valores en los indicadores de precisión, obteniendo un Error Porcentual Absoluto Medio de 1 % en la proyección de energía y 2,51 % en la proyección de demanda; a su vez presentó un crecimiento relativo porcentual similar al que se obtuvo en el PME 2016 - 2025 realizado por el MEER.
- El uso del modelo de regresión múltiple manifestó una bondad de ajuste de 97,16 % en la proyección de la energía y 94,39 % en la proyección de la demanda.
- En cuanto a los resultados obtenidos en los flujos de potencia, en la actualidad, CNEL Los Ríos mantiene sus voltajes dentro de los límites permitidos, presentando una caída de tensión máxima de 4,06 % a nivel de alto voltaje de en la Subestación La Ercilia y 5,07 % a nivel de medio voltaje en la Subestación Ventanas, cumpliendo con normativa de calidad del servicio establecidos en la Regulación ARCONEL - 005/18.
- Según el análisis realizado, en demanda máxima, a partir del año 2021, el sistema eléctrico de potencia de CNEL Los Ríos presentará caídas de tensiones que estarán sobre los límites permitidos. En el 2024, la subestación La Ercilia tendrá una caída de tensión de 5,80 % a nivel de alto voltaje y 7,25 % a nivel de medio voltaje.
- De acuerdo a los resultados observados, y a las proyecciones realizadas hasta el 2024, el sistema eléctrico de potencia de CNEL los Ríos, no está dimensionado para soportar el incremento de carga que se producirá en este periodo.

- Con la inclusión de las cargas especiales, el incremento de corriente más alto se presenta en la Subestación Ventanas, con un valor de 919,1 A. El sistema eléctrico de potencia requerirá a una repotenciación, pues el incremento de las mismas afectará en la capacidad y cargabilidad de sus elementos.
- En los análisis de flujos de potencia de demanda máxima del año 2024, se tiene como barra de referencia, el barraje de la subestación nueva Babahoyo; y como barra de medición de voltaje, el barraje de la subestación La Ercilia. La barra de referencia presenta una tensión de 69 KV y la barra de medición una tensión de 65 KV. Según las condiciones futuras del sistema se aprecia que habrá una caída de aproximadamente 5% lo cual afectará la calidad del servicio.
- Así mismo, en los análisis de flujos de cargas de cargas especiales, se tiene como barra de referencia, el barraje de la subestación nueva Babahoyo; y como barra de medición de tensión, el barraje de la subestación La Ercilia. La barra de referencia presenta un voltaje de 69 KV y la barra de medición un voltaje de 60,57 KV. Teniendo así una caída de tensión del 12,2 % desde la cabecera hasta la cola del sistema, excediendo los voltajes permitidos por la regulación del ARCONEL 005/18 y podría ser sancionada la Unidad de Negocio.

## 5.2. Recomendaciones

- Para obtener proyecciones confiables, es recomendable recopilar la mayor cantidad de datos cronológicos posibles, esto nos permitirá obtener pronósticos con mayor precisión.
- Se sugiere iniciar procesos de estudios de repotenciación y/o construcción de nuevas líneas de subtransmisión, así se podrá dinamizar el sistema a nivel de 69kV y mejorar el voltaje en un 98 %.
- Es necesario construir una nueva subestación eléctrica que permita dividir la carga de la subestación Terminal Terrestre, pues esta alimenta al 85 % de la ciudad de Babahoyo.
- Se deberá repotenciar la línea de subtransmisión Pueblo Viejo – Ventanas con un conductor de calibre superior 500 MCM, así se incrementará la capacidad de la línea con el fin de evitar problemas de sobrecarga. La repotenciación incrementará el voltaje un 8%, de 0,91 pu a 0,99 pu.
- Es imprescindible repotenciar la línea de subtransmisión del circuito CNEL 1 con el fin de incrementar la capacidad de la línea un 10%, esto permitirá soportar el incremento de carga que se dará en los próximos 6 años.
- Construir un nuevo punto de entrega en la subestación Nueva Babahoyo de CELEC-EP-Transelectric y una línea de subtransmisión que conecte las subestaciones Nelson Mera – Baba – Vincas, con la finalidad de realizar un anillo interno para de esta forma mejorar la confiabilidad del sistema e incrementar el voltaje en la subestación Vincas un 6%, de 0,93 pu. a 0,99 pu.
- Construir un punto de entrega, en la zona norte del área de concesión de CNEL Los Ríos, para de este modo mitigar las caídas de tensión observadas en las subestaciones La Ercilia y Ventanas mejorando el voltaje un 12%, de 0,87 pu. a 0,99 pu.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] MEER, “Plan Maestro de Electrificación 2012-2021,” vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013.
- [2] M. Kiliç and E. Özdemir, “Long-term Energy Demand and Supply Projections and Evaluations for Turkey,” *Exergetic, Energ. Environ. Dimens.*, pp. 115–132, 2017.
- [3] M. Chong and R. Aguilar, “Proyección de Series de Tiempo para el Consumo de la Energía Eléctrica a Clientes Residenciales en Ecuador,” vol. 29, no. Julio, pp. 56–76, 2016.
- [4] J. I. B. BONIFAZ, “PRONÓSTICOS DEL CONSUMO Y DEMANDA DE POTENCIA MÁXIMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD DE RIOBAMBA PARA EL PERIODO 2017-2020, MEDIANTE MODELOS ARIMA,” ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO, 2018.
- [5] J. D. Velásquez, C. J. Franco, and H. A. García, “Un modelo no lineal para la predicción de la demanda mensual de electricidad en Colombia,” *Estud. Gerenciales*, vol. 25, no. 112, pp. 37–54, 2009.
- [6] B. C. BOLIVAR, “PRONOSTICO DEL CRECIMIENTO DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ÁREA CARIBE COLOMBIANA PARA PROYECTAR LA GENERACIÓN POR SEGURIDAD DE 2018 A 2032,” UNIVERSIDAD DE LA COSTA, 2018.
- [7] S. G. Chávez, “Pronóstico Eficiente De La Demanda Diaria Del Sistema Electrico Interconectado Del Peru Mediante Analisis Estocastico Arima,” *Revistas.Uni.Edu.Pe*, p. 12, 2014.
- [8] “Historia - CNEL EP.” [Online]. Available: <https://www.cnelep.gob.ec/historia/>. [Accessed: 26-Nov-2018].
- [9] F. S. Salvador, “Plan Estratégico CNEL EP,” pp. 1–82, 2016.
- [10] W. J. V. Solís, “Servicio Al Cliente En El Área De Reclamo Presentado En La Empresa ``Cnel.E.p.``,” pp. 1–24, 2018.
- [11] “Rendición de cuentas 2017 CNEL EP UN LRS,” vol. 6, no. 2, p. 103, 2017.

- [12] S. Juan and C. Science, *No Title*. .
- [13] P. Gaibor and D. Zurita, “Escuela Superior Politécnica De Chimborazo-,” 2010.
- [14] A. M. Ariza Ramírez, “Métodos Utilizados Para El Pronóstico De Demanda De Energía Eléctrica En Sistemas De Distribución,” *Univ. Tecnológica Pereira. Programa Ing. Eléctrica*, p. 145, 2013.
- [15] “PlanMaestroDeElectrificacion 2016-2025.pdf.”
- [16] CONELEC, “Demanda Eléctrica,” *Plan Maest. Electríf. del Ecuador 2009 - 2020*, p. 30, 2009.
- [17] “Inicio | Red Eléctrica de España.” [Online]. Available: <http://www.ree.es/es/>. [Accessed: 11-Sep-2018].
- [18] Consejo Nacional de Electricidad, “Estudio Y Gestión De La Demanda Eléctrica,” *Plan Maest. Electríf. 2013 - 2022*, vol. 2, p. 29, 2013.
- [19] M. Salvador Figueras and P. Gargallo, “Análisis exploratorio de datos (A.E.D.),” *[en línea] 5campus.com, Estadística <<http://www.5campus.com/leccion/aed>>*, p. 68, 2003.
- [20] T. Gönen, *Electric power distribution system engineering McGraw-Hill Series in Electrical Engineering Electrical Engineering Series McGraw-Hill series in electrical engineering: Power and energy*. McGraw-Hill, 1986.
- [21] “Clima Babahoyo: Temperatura, Climograma y Tabla climática para Babahoyo - Climate-Data.org.” [Online]. Available: <https://es.climate-data.org/location/2958/>. [Accessed: 13-Sep-2018].
- [22] M. V. TASHIGUANO GUACHAMIN, “MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA FUTURA, DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.,” 2015.
- [23] “‘Boletín Anuario N° 39’, Estadísticas del Banco Central del Ecuador.” [Online]. Available: <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/PublicacionesNotas/Catalogo/Anuario/Anuario32/IndiceAnuario39.htm>. [Accessed: 13-Sep-2018].

- [24] B. L. B. R. T. O. A. B. K. M. B. Lozada, *Pronósticos, series de tiempo y regresión : un enfoque aplicado*. Mexico, 2007.
- [25] H. L. Willis, *Spatial Electric Load Forecasting*. New York, 2002.
- [26] L. Marcos and E. L. M. Ruiz-soler, *Dialnet-AnalisisDeDatosConElModeloLinealGeneralizado-3365075*. .
- [27] A. S. Williams, *Estadística para Administración y Economía*. .
- [28] “Estadística descriptiva bidimensional 3,” pp. 99–151.
- [29] D. Anderson, D. Sweeney, and T. Willians, *Estadística para la administración y economía*. 2008.
- [30] “Regulacion-de-Calidad-Suscrita-005-18.pdf.” .
- [31] D. P. K. and I. J. Nagrath, *Sistemas eléctricos de potencia*. .
- [32] M. R. O. Calleja, *ANALIZAR CON CYMDIST UNA RED CARACTERÍSTICA DE BAJA TENSIÓN CON EVOLUCIÓN DE CARGA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA*. Sevilla, 2014.
- [33] “<http://www.cyme.com/es/software/>.” .
- [34] <Http://docplayer.es/20787711-Introduccion-a-minitab.html>, “No Title.” .

## ANEXOS

### ANEXO 1. BASE DE DATOS DE LA DEMANDA DE POTENCIA POR SUBESTACIÓN.

- Demanda Máxima (MW)

SUBESTACION	DEMANDA MAXIMA (MW)																												
	2016												2017												2018				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5
<b>BABA</b>	3,01	3,34	3,38	3,18	3,34	3,64	3,94	3,30	3,40	3,03	3,49	3,60	3,77	3,88	3,72	3,46	3,63	3,60	3,40	3,54	3,34	3,60	3,52	3,70	3,78	3,56	3,90	2,12	3,59
<b>CEDEGE</b>	5,28	5,07	5,20	5,06	5,27	4,91	4,54	4,38	4,23	3,98	3,76	4,90	4,41	4,85	4,85	4,41	5,25	4,70	4,50	4,56	4,16	4,55	5,13	5,15	4,96	4,97	5,50	6,95	5,05
<b>CENTRO IND</b>	9,41	8,18	9,92	9,72	10,21	9,32	8,42	9,34	9,09	9,31	9,55	9,40	10,73	10,58	10,58	7,77	11,07	9,24	7,94	8,95	9,48	10,33	9,75	10,07	10,10	10,40	10,70	10,60	10,70
<b>ERCILIA</b>	3,15	3,63	3,90	3,66	3,50	3,56	3,62	3,98	3,92	3,77	4,11	4,10	4,06	4,06	4,20	3,34	3,50	3,30	3,60	2,30	2,25	1,94	2,36	2,39	3,37	1,74	3,80	3,00	1,96
<b>NELSON MERA</b>	3,73	3,21	3,47	3,42	3,37	3,42	3,46	3,43	6,39	4,58	4,07	5,03	4,86	5,30	5,95	7,00	7,09	4,84	4,70	5,04	4,62	5,00	5,04	5,28	5,41	5,31	5,90	5,60	5,40
<b>PALENQUE</b>	2,33	1,79	1,74	1,74	1,75	1,86	1,97	2,26	2,11	2,00	2,24	1,95	1,91	2,20	2,28	1,94	2,01	2,11	1,90	3,02	2,35	2,41	2,33	2,46	2,12	2,00	2,13	2,34	2,42
<b>PRIVADAS</b>	3,52	3,72	3,88	3,72	3,88	3,88	3,88	4,00	3,78	4,00	3,78	4,49	4,06	3,72	3,80	7,62	4,30	3,72	4,30	3,72	4,30	4,01	4,30	4,40	4,26	4,40	3,52		3,72
<b>PUEBLO VIEJO</b>	8,86	9,62	10,31	9,95	9,43	8,86	8,29	8,13	8,92	8,70	8,18	8,90	9,38	9,55	9,53	9,38	9,82	9,70	8,80	9,09	8,72	9,80	9,09	9,21	9,43	9,30	9,10	10,20	9,20
<b>T. TERRESTRE</b>	11,30	14,35	11,74	14,40	13,70	13,00	12,30	12,63	13,20	12,51	13,73	13,90	14,53	15,32	16,19	13,45	13,31	14,05	12,30	13,02	12,61	13,83	13,20	13,40	15,73	15,00	15,50	15,40	15,30
<b>VENTANAS</b>	8,11	7,53	7,45	8,36	8,08	7,27	6,46	7,17	6,89	7,63	6,98	8,00	7,48	7,36	6,99	8,04	8,90	8,30	7,40	7,65	7,77	7,84	7,99	8,07	8,20	7,70	7,80	9,00	8,65
<b>VINCES</b>	7,87	8,33	8,01	9,01	8,92	8,24	7,56	8,50	8,87	8,55	9,01	9,60	9,52	9,40	9,11	9,41	9,10	9,05	8,60	9,56	9,08	9,48	9,59	9,60	10,10	9,70	9,70	9,70	9,60

- Demanda media (MW)

SUBESTACION	DEMANDA MEDIA (MW)																							
	2016												2017											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>BABA</b>	2,33	2,38	2,78	2,62	2,50	2,62	3,20	2,55	2,29	2,68	2,75	2,75	2,86	2,86	2,86	2,50	2,45	2,80	2,50	2,45	2,55	2,85	2,51	1,65
<b>CEDEGE</b>	4,36	3,85	4,66	4,46	4,44	4,46	4,77	4,86	4,19	3,94	3,08	3,28	3,96	4,50	4,50	4,24	4,91	4,10	4,87	4,26	4,31	4,67	4,42	4,12
<b>CENTRO IND</b>	9,43	5,82	10,01	10,16	10,51	10,16	8,36	9,87	9,79	9,16	9,43	9,97	9,85	8,88	8,88	8,92	10,15	9,40	7,30	8,27	8,11	10,24	10,10	9,74
<b>ERCILIA</b>	2,09	2,59	2,22	2,44	2,52	2,44	2,35	2,68	2,56	2,46	2,82	2,82	2,75	2,75	2,75	2,35	2,47	2,50	2,30	1,62	1,59	1,68	1,73	1,63
<b>NELSON MERA</b>	2,67	2,13	3,07	2,77	2,90	2,77	2,37	2,90	2,87	3,47	3,67	3,97	3,87	4,13	4,13	6,55	7,08	4,14	4,00	3,91	3,81	4,18	3,95	4,26
<b>PALENQUE</b>	2,23	1,42	1,35	1,50	1,23	1,50	1,59	1,68	1,75	1,99	1,80	1,80	1,56	1,56	1,56	1,12	1,48	1,82	1,64	1,72	2,03	1,87	1,95	2,08
<b>PRIVADAS</b>	3,16	3,31	3,16	3,41	3,16	3,31	3,16	3,00	3,06	3,11	3,16	3,31	3,16	3,31	3,16	3,37	3,16	3,37	3,16	3,37	3,16	3,37	3,16	3,37
<b>PUEBLO VIEJO</b>	7,03	7,08	7,80	7,68	7,48	7,68	6,37	6,41	7,85	6,00	6,86	7,54	7,68	8,05	8,05	7,64	7,92	8,20	7,00	7,54	7,05	8,09	7,49	7,98
<b>T. TERRESTRE</b>	11,14	14,15	10,41	11,90	13,00	11,90	11,60	11,78	12,50	11,12	13,17	16,48	13,34	11,60	11,60	15,60	12,08	13,70	11,40	12,07	11,30	2,83	12,30	11,60
<b>VENTANAS</b>	5,36	5,32	6,32	7,26	5,06	7,26	4,90	6,02	5,69	6,63	4,27	4,37	6,19	6,06	6,06	6,83	7,50	7,30	6,30	6,57	6,58	6,97	7,15	7,13
<b>VINCES</b>	6,82	6,42	6,18	7,22	8,09	7,22	6,10	6,87	6,81	6,64	5,87	5,87	7,92	8,26	8,26	8,04	7,89	7,35	6,90	7,61	7,10	7,81	7,82	7,50

SUBESTACION	2018								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>BABA</b>	3,18	3,12	3,00	1,82	2,99	2,80	2,83	1,94	2,9
<b>CEDEGE</b>	4,85	4,60	5,20	6,00	4,55	4,40	3,32	6,03	4,76
<b>CENTRO IND</b>	10,30	9,10	9,90	10,10	10,70	9,60	9,00	4,7	9,3
<b>ERCILIA</b>	2,38	1,42	2,80	3,20	1,54	1,47	2,36	1,22	3,2
<b>NELSON MERA</b>	4,71	4,11	5,00	5,10	4,50	4,70	4,30	6,44	4,61
<b>PALENQUE</b>	1,98	1,50	1,70	1,72	1,92	1,92	1,94	1,68	1,89
<b>PRIVADAS</b>	3,16	3,37	3,16	3,37	3,16	3,37	3,16	4,6	2,36
<b>PUEBLO VIEJO</b>	8,05	7,30	7,90	8,20	8,20	8,00	7,54	7,2	9,1
<b>T. TERRESTRE</b>	15,00	14,00	14,00	13,70	13,80	12,70	12,30	8,2	13,02
<b>VENTANAS</b>	7,52	6,60	6,40	7,60	7,71	6,86	6,70	6,7	7,13
<b>VINCES</b>	8,90	7,90	8,10	7,80	7,70	7,40	7,70	4,5	7,6

- Demanda Mínima (MW)

SUBESTACION	DEMANDA MINIMA (MW)																							
	2016												2017											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>BABA</b>	1,36	1,43	1,65	1,73	1,73	1,73	2,45	1,79	1,78	1,89	1,69	1,69	2,02	2,02	2,02	1,66	2,45	1,90	1,80	2,39	1,77	1,83	1,87	2,00
<b>CEDEGE</b>	1,83	3,41	2,65	3,21	2,82	3,21	2,95	2,42	2,56	2,07	2,07	2,76	2,63	2,76	2,76	2,58	3,06	2,90	2,52	4,30	2,49	2,46	2,65	2,62
<b>CENTRO IND</b>	4,73	4,66	6,47	6,03	7,10	6,03	5,61	5,70	5,43	4,87	3,23	3,12	6,14	6,06	6,06	5,82	6,85	5,70	4,70	6,45	5,43	6,30	5,20	5,33
<b>ERCILIA</b>	1,81	1,07	1,90	1,24	1,89	1,24	2,20	2,11	2,20	2,16	2,11	2,11	2,19	2,19	2,19	1,62	2,25	2,00	1,90	1,24	1,12	1,32	1,12	1,15
<b>NELSON MERA</b>	1,80	1,51	1,81	1,78	1,81	1,78	1,84	1,94	1,78	2,26	2,44	2,56	2,78	2,97	2,97	4,06	4,08	2,74	2,70	3,91	2,52	2,78	2,64	2,85
<b>PALENQUE</b>	0,87	1,01	1,05	0,99	1,09	0,99	1,03	1,50	1,60	1,44	1,10	1,10	1,35	1,35	1,35	1,50	1,25	1,25	1,10	1,63	1,48	1,43	1,26	1,36
<b>PRIVADAS</b>	1,40	1,30	1,00	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	1,00	0,90	1,30	0,85	1,30	0,85	1,30	0,85	1,30	0,85
<b>PUEBLO VIEJO</b>	5,52	4,85	5,31	4,83	4,60	4,83	4,95	5,11	5,13	4,90	3,99	4,13	4,86	4,89	4,89	4,75	3,87	4,70	4,30	6,76	4,70	5,00	4,56	4,80
<b>T. TERRESTRE</b>	5,79	7,35	6,52	8,90	8,70	8,90	7,00	7,52	7,30	6,16	7,03	7,32	8,92	8,32	8,32	9,62	8,10	7,90	7,00	9,94	7,15	7,35	7,07	8,20
<b>VENTANAS</b>	4,37	3,92	4,06	4,57	4,61	4,57	3,83	4,02	3,96	3,96	3,96	4,97	3,27	3,30	3,30	4,27	4,84	4,40	4,00	6,07	4,05	4,74	4,17	4,26
<b>VINCES</b>	4,85	3,85	5,29	5,18	5,05	5,18	4,25	4,55	5,59	4,86	4,85	4,85	6,02	6,32	6,32	6,05	4,75	5,41	4,60	6,90	4,60	5,07	5,48	5,80

SUBESTACION	2018						
	1	2	3	4	5	6	7
<b>BABA</b>	2,16	2,07	2,10	1,31	1,96	2,00	1,75
<b>CEDEGE</b>	2,84	3,26	3,00	3,00	3,25	2,91	2,07
<b>CENTRO IND</b>	5,90	5,70	5,70	7,10	6,50	6,60	5,20
<b>ERCILIA</b>	1,87	1,01	2,20	2,30	1,21	1,26	1,67
<b>NELSON MERA</b>	3,19	3,01	3,50	3,60	3,10	3,30	2,60
<b>PALENQUE</b>	1,34	1,20	1,26	1,33	1,28	1,29	2,34
<b>PRIVADAS</b>	1,30	0,85	1,30	0,85	1,30	0,85	1,30
<b>PUEBLO VIEJO</b>	5,33	4,80	5,40	6,30	5,10	4,30	4,35
<b>T. TERRESTRE</b>	7,61	8,70	8,10	10,00	8,70	8,10	6,70
<b>VENTANAS</b>	4,71	4,40	4,40	5,30	4,90	4,45	3,94
<b>VINCES</b>	6,60	6,10	6,00	6,00	5,10	5,70	5,10

**ANEXO 2. DETERMINACIÓN DEL MEJOR AJUSTE DE LA DEMANDA  
MÁXIMA POR SUBESTACIÓN.**

**1. Subestación Baba**

**a- Medidas de precisión**

Modelo	Subestación Baba: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	4,61	0,16	0,04
Exponencial doble	5,88	0,20	0,05
Winters	5,01	0,20	0,06
Curva S	5,03	0,21	0,07
Curva crecimiento	4,58	0,16	0,04
Descomposición multiplicativa	<b>4,64</b>	<b>0,16</b>	<b>0,04</b>

**b- Modelo de pronóstico**

b1- Tendencia  $Y_t=3,336+0,0104*t$

**c- -Índices estacionales mensuales:**

ÍNDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,06	1,04	1,05	0,97	1,01	1,00	1,04	0,97	0,95	0,93	0,98	1,02

**d- Pronósticos**

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
3,46	3,39	3,58	3,74	3,89	3,86	3,87	3,59	3,75	3,72	3,90	3,61	3,56	3,48	3,68

## 2. Subestación Cedege

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Cedege: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	8,04	0,39	0,29
Exponencial doble	7,46	0,38	0,31
Winters	7,69	0,38	0,22
Curva S	9,43	0,46	0,38
Curva crecimiento	8,00	0,39	0,29
Descomposición multiplicativa	5,08	0,24	0,10

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia  $Y_t = 4,59 + 0,014 * t$

### c- Índices estacionales mensuales:

ÍNDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,00	1,07	1,07	0,97	1,14	1,00	0,96	0,95	0,90	0,91	0,95	1,08

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
4,60	4,32	4,38	4,57	5,20	4,84	5,20	5,20	4,71	5,52	4,87	4,69	4,65	4,36	4,43

### 3. Subestación Centro Industrial

#### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Centro Industrial: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	6,90	0,64	0,65
Exponencial doble	7,75	0,72	0,95
Winters	5,22	0,49	0,44
Curva S	6,95	0,66	0,69
Curva crecimiento	6,90	0,65	0,66
Descomposición multiplicativa	4,99	0,47	0,55

#### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia  $Y_t=9,186+0,0299*t$

#### c- Índices estacionales mensuales:

ÍNDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,07	1,08	1,10	0,82	1,16	0,96	0,86	0,96	0,97	1,02	1,00	1,01

#### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
10,40	10,23	10,32	11,06	11,17	11,36	8,46	12,03	10,03	9,05	10,08	10,19	10,77	10,59	10,68

#### 4. Subestación Ercilia

##### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Ercilia: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	19,02	0,54	0,41
Exponencial doble	16,94	0,48	0,45
Winters	17,11	0,53	0,48
Curva S	18,17	0,55	0,43
Curva crecimiento	18,91	0,56	0,42
Descomposición multiplicativa	17,78	0,53	0,44

##### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $Y_t = 3,976 - 0,042 * t$

##### c- Índices estacionales mensuales:

ÍNDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,18	0,88	1,30	0,95	1,04	1,03	1,05	0,90	0,90	0,83	0,96	0,98

##### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
2,09	2,39	2,41	2,84	2,07	3,03	2,18	2,34	2,26	2,27	1,90	1,85	1,67	1,90	1,91

## 5. Subestación Nelson Mera

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Nelson Mera: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	11,90	0,58	0,66
Exponencial doble	16,94	0,48	0,45
Winters	11,41	0,56	0,63
Curva S	12,10	0,56	0,57
Curva crecimiento	11,55	0,58	0,71
Descomposición multiplicativa	13,96	0,65	0,74

### b- Modelo de pronóstico:

b1- Tendencia:  $Y_t = 3,804 + 0,0629 * t$

### c- Índices estacionales mensuales:

ÍNDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,05	1,09	1,06	1,04	0,99	0,96	0,85	0,96	0,90	1,01	1,07	1,02

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
5,94	6,01	6,07	6,13	6,19	6,26	6,32	6,38	6,45	6,51	6,57	6,64	6,70	6,76	6,82

## 6. Subestación Palenque

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Palenque: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	8,08	0,18	0,05
Exponencial doble	8,56	0,19	0,07
Winters	7,87	0,17	0,05
Curva S	7,35	0,16	0,05
Curva crecimiento	7,96	0,17	0,05
Descomposición multiplicativa	4,76	0,10	0,03

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $Y_t = 1,892 + 0,015 * t$

### c- Índices estacionales mensuales:

ÍNDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	0,90	1,05	1,08	0,91	0,93	0,97	0,93	1,11	1,07	1,02	1,09	0,94

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
2,63	2,56	2,44	2,63	2,30	2,19	2,58	2,67	2,26	2,33	2,44	2,37	2,83	2,76	2,62

## 7. Subestación Privadas

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Privadas: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	5,51	0,22	0,07
Exponencial doble	5,57	0,22	0,08
Winters	5,10	0,20	0,05
Curva crecimiento	5,47	0,22	0,07
Descomposición multiplicativa	4,90	0,19	0,06

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $Y_t = 3,92 + 0,00233 * t$

### c- Índices estacionales mensuales:

ÍNDICES ESTACIONALES												
Periodo	<i>Ene</i>	<i>Feb</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>May</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Ago</i>	<i>Sep</i>	<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>
<i>Índice</i>	1,05	0,90	0,94	1,06	0,91	1,05	0,95	1,03	0,97	1,03	1,02	1,09

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>Dic</i>	<i>Ene</i>	<i>Feb</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>May</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Ago</i>	<i>Sep</i>	<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>
3,86	4,11	4,06	4,35	4,21	3,62	3,78	4,26	3,65	4,21	3,81	4,14	3,89	4,14	4,09

## 8. Subestación Pueblo viejo

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Pueblo viejo: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	4,97	0,45	0,31
Exponencial doble	4,98	0,46	0,36
Winters	4,24	0,39	0,25
Curva crecimiento	4,95	0,39	0,25
Descomposición multiplicativa	3,70	0,34	0,19

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $Y_t = 9,015 + 0,01066 * t$

### c- Índices estacionales mensuales:

ÍNDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	Máy	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,03	1,03	1,02	1,02	1,06	1,04	0,93	0,94	0,97	1,01	0,95	0,99

### d-Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	Máy	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
9,52	8,89	9,34	9,69	9,71	9,58	9,67	10,04	9,88	8,84	8,91	9,18	9,65	9,01	9,46

## 9. Subestación Terminal Terrestre

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Terminal Terrestre: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	7,08	0,97	1,27
Exponencial doble	6,81	0,92	1,41
Winters	5,72	0,78	0,91
Curva S	6,88	0,95	1,24
Curva crecimiento	7,01	0,96	1,28
Descomposición multiplicativa	5,27	0,70	0,96

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $Y_t = 12,768 + 0,0527 * t$

### c- Índices estacionales mensuales:

ÍNDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,09	1,09	1,14	0,98	0,97	1,02	0,91	0,95	0,94	0,96	0,97	0,98

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
13,92	14,23	14,74	16,03	16,11	16,90	14,53	14,40	15,31	13,73	14,25	14,30	14,53	14,86	15,06

## 10. Subestación Ventanas

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Ventanas: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	5,41	0,42	0,28
Exponencial doble	6,86	0,54	0,44
Winters	3,63	0,28	0,14
Curva S	5,63	0,44	0,30
Curva crecimiento	5,38	0,42	0,28
Descomposición multiplicativa	4,05	0,31	0,15

### b- Modelo de pronóstico

b1- Nivel  $\alpha = 0,2$ ; Tendencia  $\beta = 0,2$  y Estación  $\gamma = 0,2$

### c- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>	<i>Ene</i>	<i>Feb</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>May</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Ago</i>	<i>Sep</i>	<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>
8,74	8,48	9,03	8,93	8,53	8,42	9,52	9,61	8,80	8,19	8,38	8,64	8,88	8,63	9,20

## 11. Subestación Vincés

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Vincés: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	4,25	0,38	0,21
Exponencial doble	4,14	0,37	0,19
Winters	2,96	0,27	0,11
Curva S	3,74	0,33	0,17
Curva crecimiento	4,29	0,38	0,21
Descomposición multiplicativa	3,05	0,27	0,13

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $\alpha=\gamma=\beta=0,2$

### c- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>	<i>Ene</i>	<i>Feb</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>May</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Ago</i>	<i>Sep</i>	<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>
10,00	10,26	10,53	10,26	10,16	9,91	10,29	10,09	9,71	9,25	9,73	9,72	9,87	10,12	10,40

### ANEXO 3. DETERMINACIÓN DEL MEJOR AJUSTE DE DEMANDA MEDIA POR SUBESTACIÓN.

#### 1. Subestación Baba

##### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Baba: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	6,47	0,17	0,05
Exponencial doble	4,09	0,19	0,06
Winters	5,95	0,16	0,06
Curva S	6,75	0,18	0,05
Curva crecimiento	6,49	0,18	0,05
Descomposición multiplicativa	5,04	0,13	0,03

##### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia  $Y_t=2,51+0,01318*t$

##### c- Índices estacionales mensuales:

ÍNDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,06	1,08	1,07	0,93	0,91	1,04	1,06	0,92	0,89	1,01	0,96	1,07

##### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
3,10	2,70	2,60	2,98	2,84	3,19	3,18	3,23	3,24	2,82	2,78	3,19	2,27	2,84	2,74

## 2. Subestación Cedege.

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Cedege: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	7,74	0,32	0,18
Exponencial doble	9,99	0,42	0,26
Winters	8,55	0,37	0,18
Curva S	8,18	0,34	0,19
Curva crecimiento	7,77	0,32	0,18
Descomposición multiplicativa	6,70	0,29	0,14

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia  $Y_t=4,233+0,00891*t$

### c- Índices estacionales mensuales:

INDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,04	1,05	0,99	1,14	0,94	1,09	1,03	1,04	1,00	0,94	0,84	0,91

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
4,92	4,65	4,70	4,51	4,26	3,80	4,16	4,74	4,80	4,52	5,21	4,31	5,04	4,76	4,81

### 3. Subestación Centro Industrial

#### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Centro Industrial: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	6,74	0,62	0,58
Exponencial doble	7,04	0,65	0,75
Winters	4,33	0,41	0,32
Curva crecimiento	6,75	0,62	0,58
Descomposición multiplicativa	4,99	0,46	0,30

#### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia  $Y_t=9,612-0,0025*t$

#### c- Índices estacionales mensuales:

ÍNDICES ESTACIONALES												
Periodo	<i>Ene</i>	<i>Feb</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>May</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Ago</i>	<i>Sep</i>	<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>
Índice	0,96	0,98	0,99	1,12	1,03	0,80	0,96	0,95	1,03	1,04	1,05	1,07

#### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>	<i>Ene</i>	<i>Feb</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>May</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Ago</i>	<i>Sep</i>	<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>
9,08	9,86	9,92	10,01	10,23	9,13	9,35	9,42	10,63	9,81	7,61	9,17	9,05	9,83	9,89

#### 4. Subestación Ercilia

##### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Ercilia: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	19,39	0,39	0,24
Exponencial doble	19,06	0,39	0,32
Winters	18,94	0,43	0,31
Curva S	17,97	0,40	0,26
Curva crecimiento	18,95	0,40	0,25
Descomposición multiplicativa	19,75	0,41	0,28

##### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia  $Y_t = \frac{10^2}{36,27 + (3,05 * 1,063^t)}$

##### c- Índices estacionales mensuales:

INDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,13	0,90	1,25	0,97	1,06	1,12	0,99	0,91	0,88	0,87	0,95	0,94

##### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
1,65	1,61	1,57	1,53	1,49	1,45	1,41	1,37	1,32	1,28	1,24	1,20	1,16	1,11	1,07

## 5. Subestación Nelson Mera

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Nelson Mera: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	MAPE	MAD	MSD
Lineal	10,35	0,42	0,40
Exponencial doble	12,5	0,52	0,53
Winters	12,15	0,49	0,44
Curva S	9,81	0,40	0,39
Curva crecimiento	10,52	0,43	0,43
Descomposición multiplicativa	11,29	0,44	0,63

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia  $Y_t = \frac{100}{20,1319 + (30,7955 * 0,88478^t)}$

### c- Índices estacionales mensuales:

INDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	0,94	1,04	0,99	1,55	0,96	0,92	0,83	0,88	0,89	0,93	0,97	1,04

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
4,84	4,85	4,86	4,88	4,89	4,90	4,90	4,91	4,92	4,92	4,93	4,93	4,94	4,94	4,94

## 6. Subestación Palenque

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Palenque: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	18,85	0,17	0,05
Exponencial doble	10,87	0,18	0,05
Winters	9,62	0,16	0,04
Curva S	11,85	0,20	0,07
Curva crecimiento	10,60	0,17	0,05
Descomposición multiplicativa	<b>8,60</b>	<b>0,15</b>	<b>0,04</b>

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $Y_t = 1,6088 + 0,00805t$

### c- Índices estacionales mensuales:

ÍNDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,02	0,88	0,93	0,68	0,89	1,08	0,97	1,02	1,13	1,15	1,11	1,13

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
2,17	2,09	2,14	1,94	1,69	1,80	1,30	1,73	2,11	1,90	2,01	2,23	2,28	2,20	2,25

## 7. Subestación Privadas

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Privadas: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	3,11	0,10	0,01
Exponencial doble	3,73	0,12	0,02
Winters	1,74	0,06	0,01
Curva S	3,30	0,11	0,01
Curva crecimiento	3,10	0,10	0,01
Descomposición multiplicativa	1,15	0,04	0,003

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $Y_t = 3,1916 + 0,00234 * t$

### c- Índices estacionales mensuales:

ÍNDICES ESTACIONALES												
Periodo	<i>Ene</i>	<i>Feb</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>May</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Ago</i>	<i>Sep</i>	<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>
Índice	0,98	1,03	0,98	1,04	0,97	1,03	0,98	0,99	0,96	1,01	0,98	1,04

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>	<i>Ene</i>	<i>Feb</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>May</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Ago</i>	<i>Sep</i>	<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>
3,23	3,16	3,29	3,21	3,40	3,21	3,39	3,22	3,42	3,20	3,41	3,23	3,26	3,18	3,32

## 8. Subestación Pueblo viejo

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Pueblo viejo: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	6,03	0,44	0,29
Exponencial doble	7,10	0,53	0,44
Winters	5,03	0,38	0,25
Curva S	6,57	0,48	0,34
Curva crecimiento	6,08	0,45	0,29
Descomposición multiplicativa	4,06	0,30	0,16

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $Y_t = 6,969 + 0,03485 * t$

### c- Índices estacionales mensuales:

ÍNDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,05	1,01	1,05	1,02	1,04	1,07	0,90	0,94	1,00	0,94	0,96	1,03

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
7,67	7,84	8,50	8,61	8,41	8,72	8,51	8,73	9,02	7,63	7,96	8,55	8,07	8,24	8,93

## 9. Subestación Terminal

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Terminal: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	8,36	1,08	1,78
Exponencial doble	9,68	1,25	2,71
Winters	7,21	0,91	1,23
Curva S	8,05	1,05	1,79
Curva crecimiento	8,22	1,07	1,78
Descomposición multiplicativa	7,23	0,92	1,64

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $Y_t = 12,2 + 0,0363 * t$

### c- Índices estacionales mensuales:

ÍNDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,06	0,90	0,90	1,22	0,94	1,08	0,91	0,94	0,94	0,91	0,96	1,22

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
12,60	12,56	12,27	12,99	16,55	14,36	12,24	12,31	16,59	12,90	14,82	12,57	13,01	12,97	12,67

## 10. Subestación Ventanas

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Ventanas: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	7,85	0,50	0,37
Exponencial doble	8,70	0,55	0,46
Winters	6,60	0,43	0,29
Curva S	7,28	0,47	0,35
Curva crecimiento	7,78	0,50	0,36
Descomposición multiplicativa	5,18	0,33	0,22

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $Y_t = 5,713 + 0,0542 * t$

### c- Índices estacionales mensuales:

INDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	0,93	1,05	1,14	1,09	0,93	0,96	0,89	1,00	0,97	1,04	1,03	0,95

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
7,43	7,30	7,88	7,85	7,30	7,20	8,18	8,91	8,62	7,41	7,69	7,14	8,08	7,93	8,56

## 11. Subestación Vincés

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Vincés: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	6,92	0,50	0,39
Exponencial doble	7,63	0,56	0,54
Winters	7,03	1,53	0,42
Curva S	8,67	0,61	0,67
Curva crecimiento	6,91	0,50	0,39
Descomposición multiplicativa	5,76	0,42	0,27

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $Y_t = 6,46 + 0,052 * t$

### c- Índices estacionales mensuales:

INDICES ESTACIONALES												
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Índice	1,12	1,07	1,13	1,09	1,05	0,96	0,89	0,99	0,94	0,97	0,91	0,89

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
7,68	7,95	7,56	7,44	9,39	9,04	9,56	9,28	9,01	8,28	7,78	8,63	8,26	8,55	8,12

**ANEXO 4. DETERMINACIÓN DEL MEJOR AJUSTE DE DEMANDAS MÍNIMAS DE POTENCIA POR SUBESTACIÓN.**

**1. Subestación Baba**

**a- Medidas de precisión**

Modelo	Subestación Baba: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	9,93	0,18	0,07
Exponencial doble	12,04	0,22	0,08
Winters	10,39	0,18	0,06
Curva crecimiento	<b>9,69</b>	<b>0,18</b>	<b>0,07</b>
Descomposición multiplicativa	11,08	0,19	0,06

**b- Modelo de pronóstico**

b1- Tendencia  $Y_t=1,707*(1,00507)^t$

**c- Pronósticos**

Año 2018			Año 2019											
<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>	<i>Ene</i>	<i>Feb</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>May</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Ago</i>	<i>Sep</i>	<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>
2,01	2,02	2,02	2,04	2,05	2,06	2,06	2,07	2,08	2,09	2,10	2,11	2,12	2,13	2,14

## 2. Subestación Cedege

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Cedege: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	11,63	0,30	0,14
Exponencial doble	13,53	0,34	0,20
Winters	11,89	0,31	0,16
Curva S	11,46	0,30	0,15
Curva crecimiento	11,59	0,30	0,14
Descomposición multiplicativa	9,53	0,24	0,11

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia  $Y_t = 2,67 + 0,00435 * t$

### c- Índices estacionales mensuales:

Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,01	1,07	1,07	0,99	1,16	1,09	1,02	0,90	0,93	0,87	0,86	1,04

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
2,81	2,51	2,57	2,41	2,39	2,89	2,83	2,99	2,99	2,78	3,24	3,05	2,86	2,55	2,61

### 3. Subestación Centro Industrial

#### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Centro Industrial: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	9,48	0,54	0,43
Exponencial doble	11,04	0,64	0,62
Winters	8,05	0,47	0,42
Curva S	9,52	0,54	0,45
Curva crecimiento	9,40	0,54	0,43
Descomposición multiplicativa	7,14	0,42	0,42

#### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia  $Y_t=5,614+0,0169*t$

#### c- Índices estacionales mensuales:

Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,05	1,01	1,18	0,98	0,81	1,12	0,96	1,03	0,90	0,87	1,03	1,06

#### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
6,83	5,89	6,34	5,58	5,36	6,37	6,57	6,58	6,31	7,43	6,19	5,11	7,06	6,08	6,55

#### 4. Subestación Ercilia

##### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Ercilia: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	25,53	0,38	0,19
Exponencial doble	23,33	0,36	0,20
Winters	22,59	0,37	0,24
Curva crecimiento	25,16	0,40	0,19
Descomposición multiplicativa	24,91	0,38	0,21

##### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $\alpha=\gamma=\beta=0,2$

##### c- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>	<i>Ene</i>	<i>Feb</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>May</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Ago</i>	<i>Sep</i>	<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>
1,29	1,27	1,33	1,23	1,25	1,57	1,09	1,66	1,35	1,29	1,09	1,39	1,15	1,12	1,19

## 5. Subestación Nelson Mera

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Nelson Mera: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	12,86	0,35	0,25
Exponencial doble	12,55	0,35	0,23
Winters	11,93	0,32	0,15
Curva crecimiento	12,80	0,36	0,28
Descomposición multiplicativa	13,32	0,35	0,22

### b- Modelo de pronóstico:

b1- Tendencia:  $\alpha=\gamma=\beta=0,2$

### c- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>	<i>Ene</i>	<i>Feb</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>May</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Ago</i>	<i>Sep</i>	<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>
3,38	2,48	2,88	2,87	3,02	3,08	2,88	3,13	3,48	3,25	2,82	2,54	3,17	2,32	2,70

## 6. Subestación Palenque

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Palenque: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	11,25	0,14	0,03
Exponencial doble	10,98	0,14	0,03
Winters	6,90	0,09	0,01
Curva S	8,98	0,11	0,02
Curva crecimiento	10,98	0,14	0,03
Descomposición multiplicativa	7,70	0,09	0,01

### b- Modelo de pronóstico:

b1- Tendencia:  $\alpha=\gamma=\beta=0,2$

### c- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>	<i>Ene</i>	<i>Feb</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>May</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Ago</i>	<i>Sep</i>	<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>
1,12	1,64	1,61	1,49	1,23	1,28	1,28	1,26	1,29	1,33	1,26	1,22	1,11	1,62	1,59

## 7. Subestación Privadas

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Privadas: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	15,92	0,17	0,04
Exponencial doble	17,88	0,18	0,04
Winters	11,21	0,11	0,02
Curva S	14,41	0,16	0,04
Curva crecimiento	15,19	0,16	0,04
Descomposición multiplicativa	9,11	0,10	0,02

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $Y_t = 1,0264 + 0,00089 * t$

### c- Índices estacionales mensuales:

Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,12	0,91	1,00	0,89	1,27	0,82	1,12	0,87	1,14	0,87	1,13	0,86

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
0,92	1,20	0,92	1,19	0,91	1,18	0,96	1,06	0,95	1,35	0,88	1,20	0,93	1,21	0,93

## 8. Subestación Pueblo Viejo

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Pueblo Viejo: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	6,30	0,29	0,15
Exponencial doble	8,00	0,38	0,20
Winters	6,09	0,30	0,12
Curva crecimiento	6,28	0,29	0,15
Descomposición multiplicativa	5,69	0,27	0,12

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $Y_t = 4,829 - 0,00323 * t$

### c- Índices estacionales mensuales:

Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,05	1,07	1,07	1,05	0,85	1,01	0,98	1,04	1,07	1,00	0,93	0,89

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
4,79	4,61	4,89	5,04	4,72	4,40	4,18	4,95	5,02	5,05	4,92	3,99	4,75	4,58	4,85

## 9. Subestación Terminal Terrestre

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Terminal Terrestre: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	10,45	0,81	0,99
Exponencial doble	12,05	0,95	1,35
Winters	7,26	0,57	0,54
Curva crecimiento	10,25	0,80	0,99
Descomposición multiplicativa	6,46	0,49	0,46

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $Y_t = 7,235 + 0,0367 * t$

### c- Índices estacionales mensuales:

Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	Máy	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,05	1,06	1,05	1,21	1,01	0,98	0,90	1,11	0,92	0,85	0,88	0,98

### d- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
Oct	Nov	dic	Ene	Feb	Mar	Abr	Máy	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
9,37	7,75	7,22	7,55	8,36	8,99	9,16	9,09	10,50	8,82	8,60	7,97	9,86	8,16	7,60

## 10. Subestación Ventanas

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Ventanas: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	8,71	0,36	0,21
Exponencial doble	9,97	0,42	0,33
Winters	8,92	0,37	0,22
Curva crecimiento	<b>8,67</b>	<b>0,36</b>	<b>0,21</b>
Descomposición multiplicativa	9,31	0,40	0,27

### b- Modelo de pronóstico: curva de crecimiento

b1- Tendencia:  $Y_t = 4,0033 * (1,003449)^t$

### c- Pronósticos

Año 2018			Año 2019											
<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>	<i>Ene</i>	<i>Feb</i>	<i>Mar</i>	<i>Abr</i>	<i>May</i>	<i>Jun</i>	<i>Jul</i>	<i>Ago</i>	<i>Sep</i>	<i>Oct</i>	<i>Nov</i>	<i>dic</i>
4,45	4,47	4,48	4,50	4,51	4,53	4,55	4,56	4,58	4,59	4,61	4,62	4,64	4,65	4,67

## 11. Subestación Vines

### a- Medidas de precisión

Modelo	Subestación Vines: Valores de índices de precisión de modelos ajustados		
	<i>MAPE</i>	<i>MAD</i>	<i>MSD</i>
Lineal	9,94	0,52	0,40
Exponencial doble	10,97	0,58	0,58
Winters	8,29	0,43	0,30
Curva S	10,54	0,56	0,40
Curva crecimiento	9,92	0,53	0,41
Descomposición multiplicativa	6,87	0,35	0,26

### b- Modelo de pronóstico

b1- Tendencia:  $Y_t = 4,662 + 0,0436 * t$

### c- Índices estacionales mensuales:

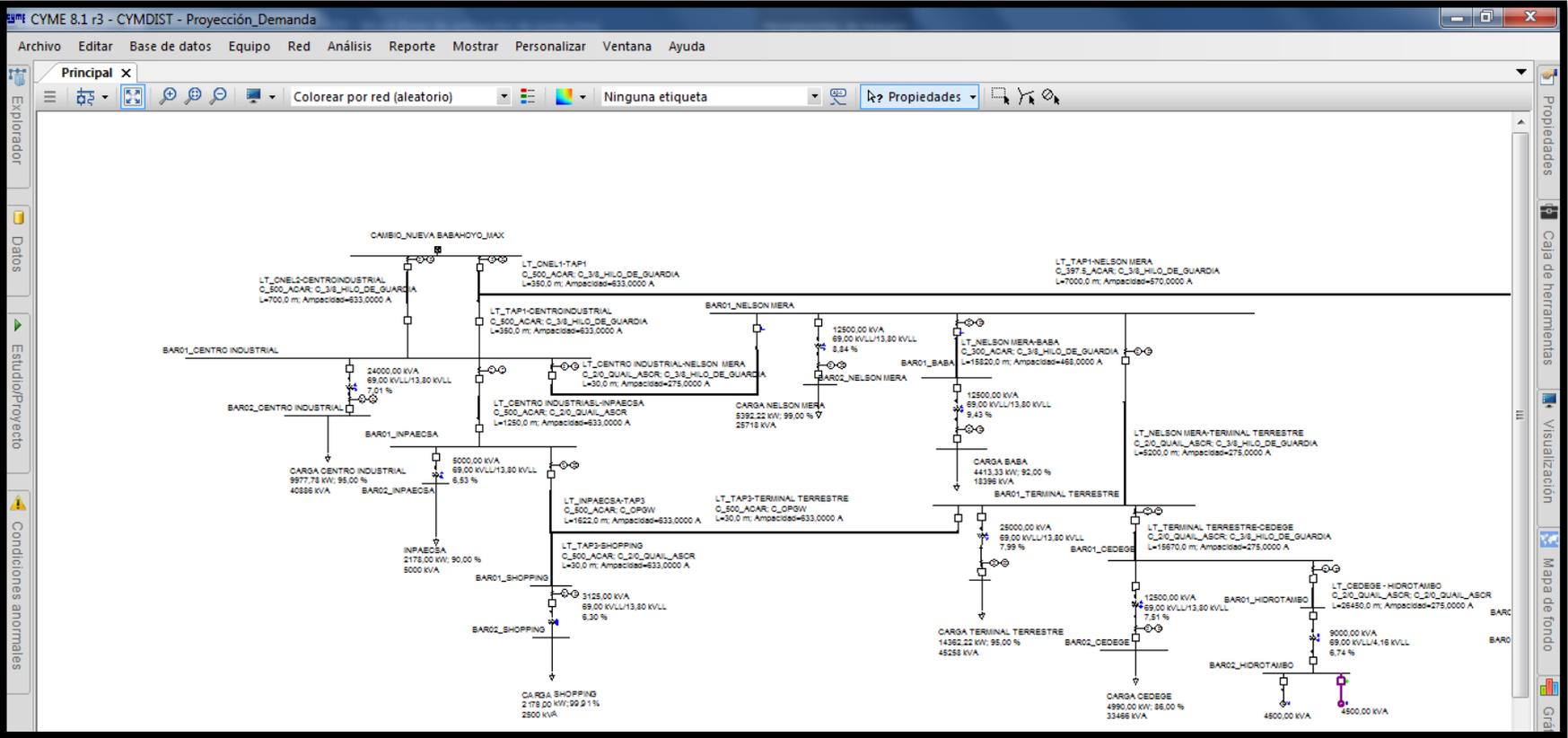
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,14	1,15	1,14	1,10	0,86	0,97	0,84	1,05	0,94	0,91	0,94	0,96

### d- Pronósticos

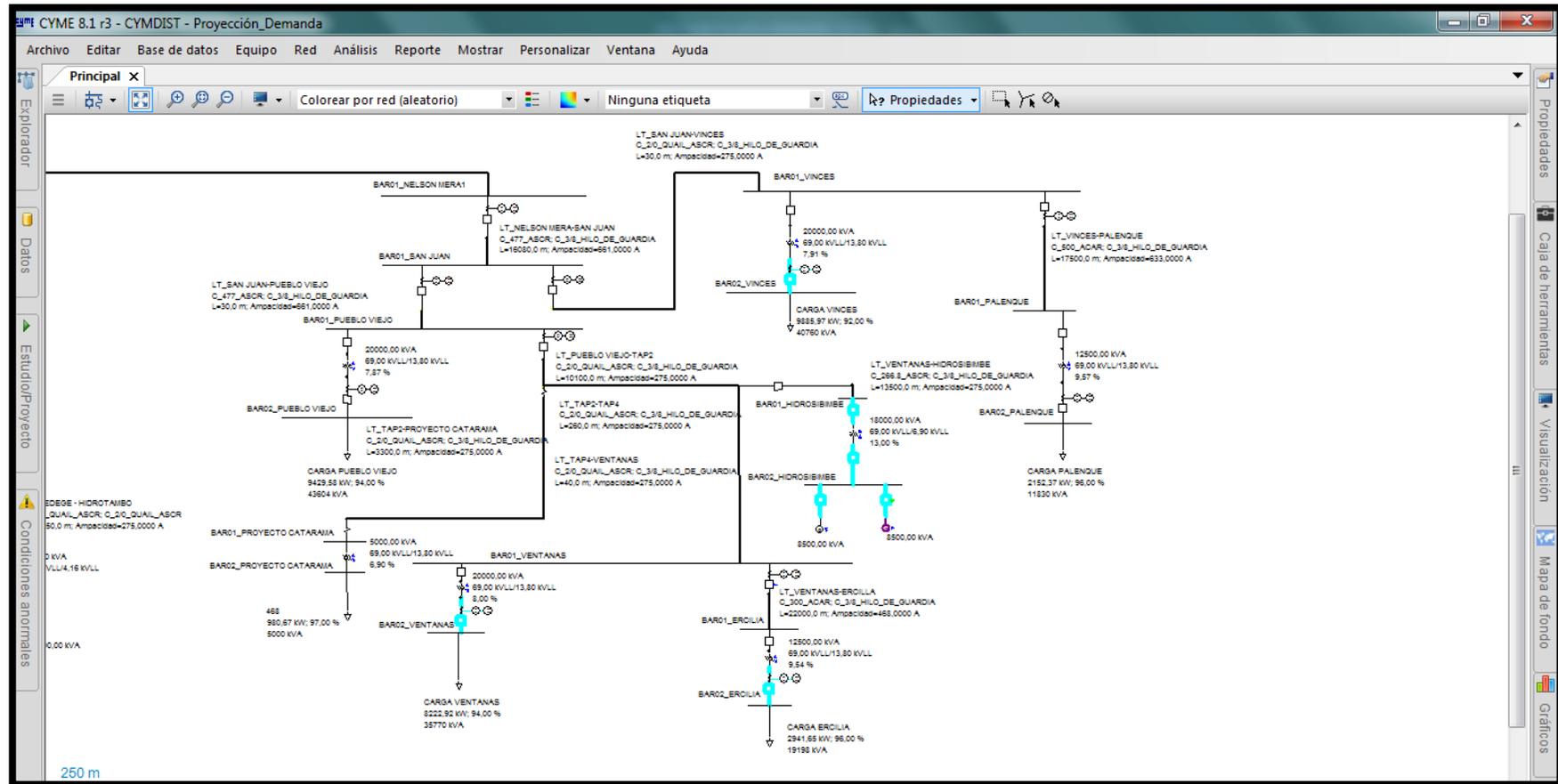
Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	dic
Índice	1,14	1,15	1,14	1,10	0,86	0,97	0,84	1,05	0,94	0,91	0,94	0,96

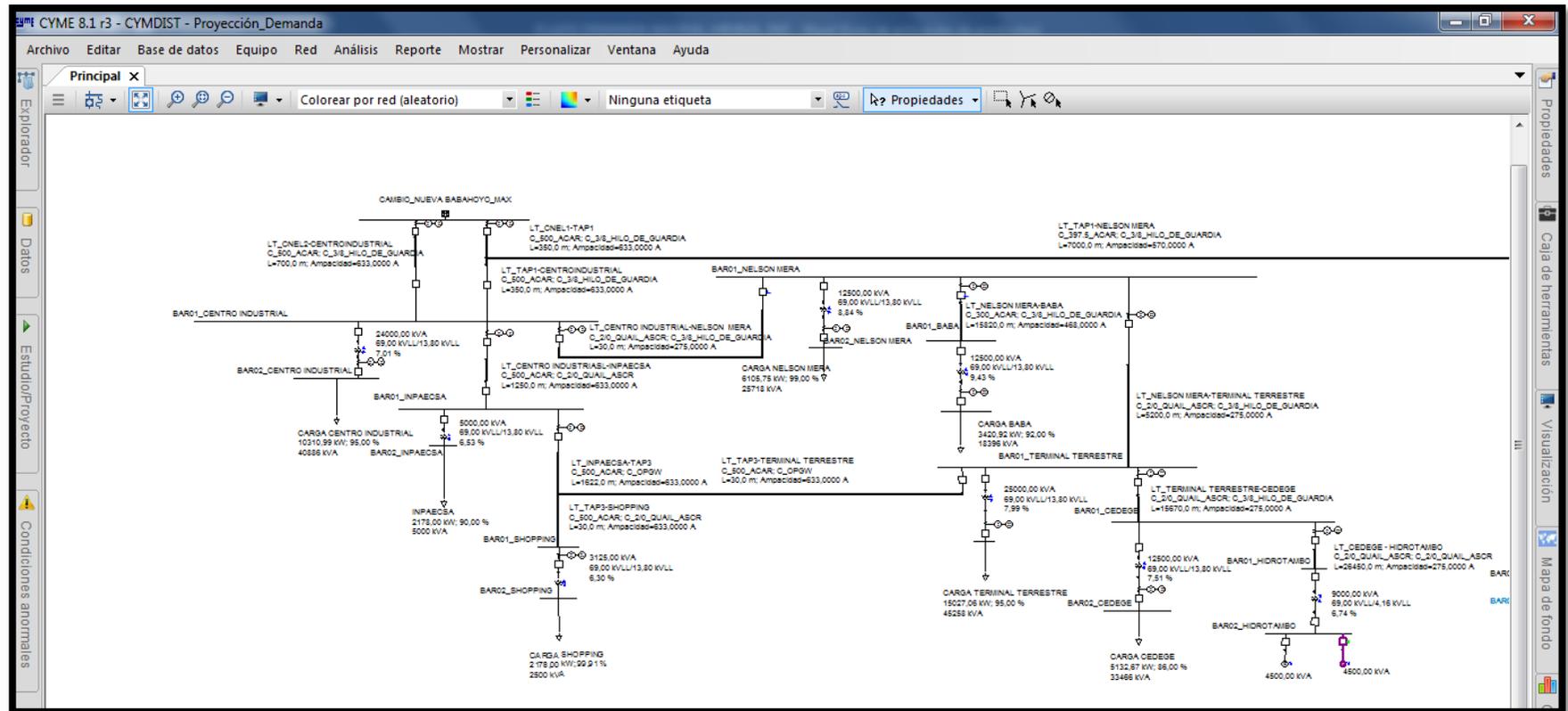
# ANEXO 5. FLUJOS DE CARGA EN DEMANDA MÁXIMA.

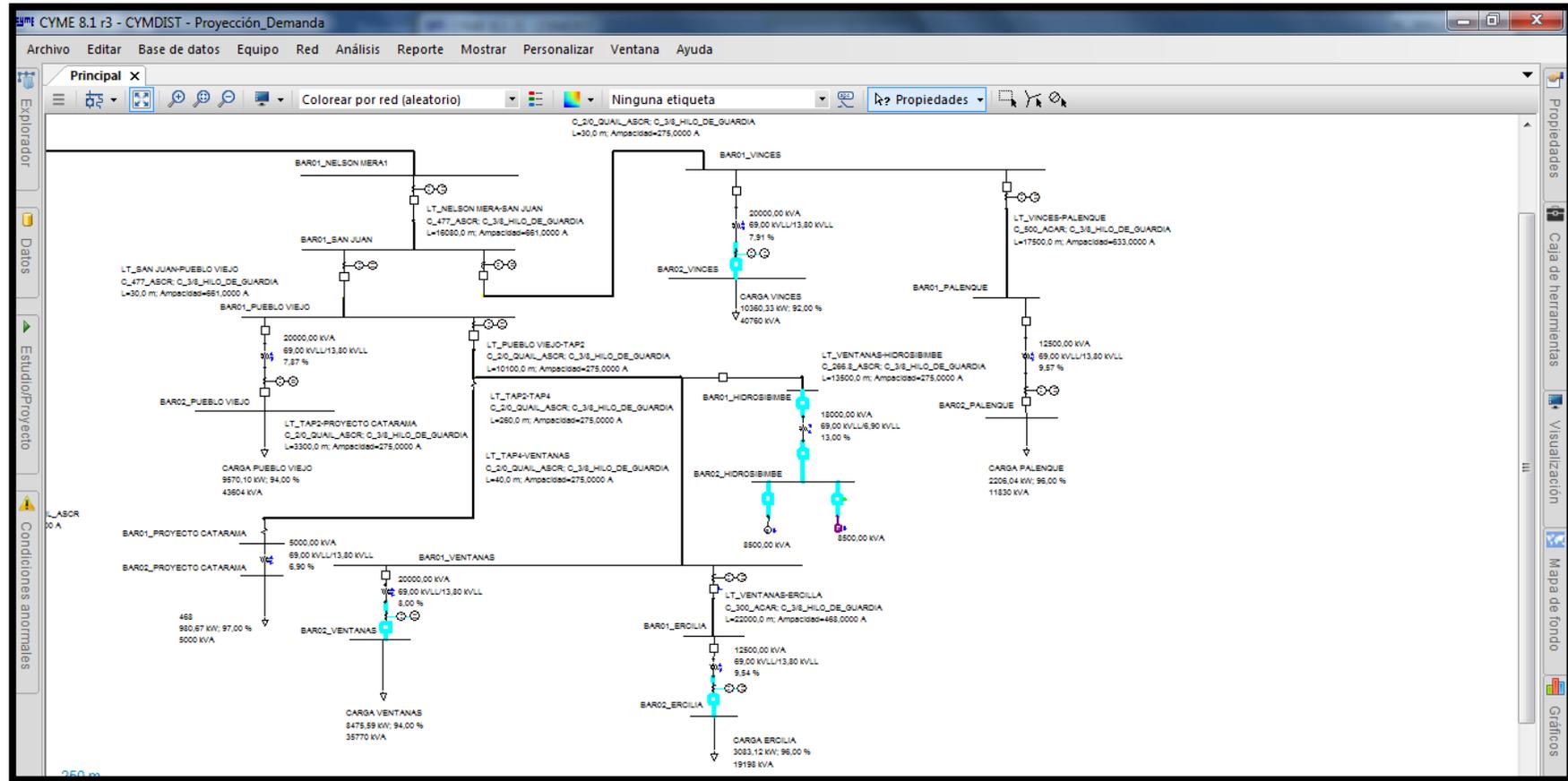
2018



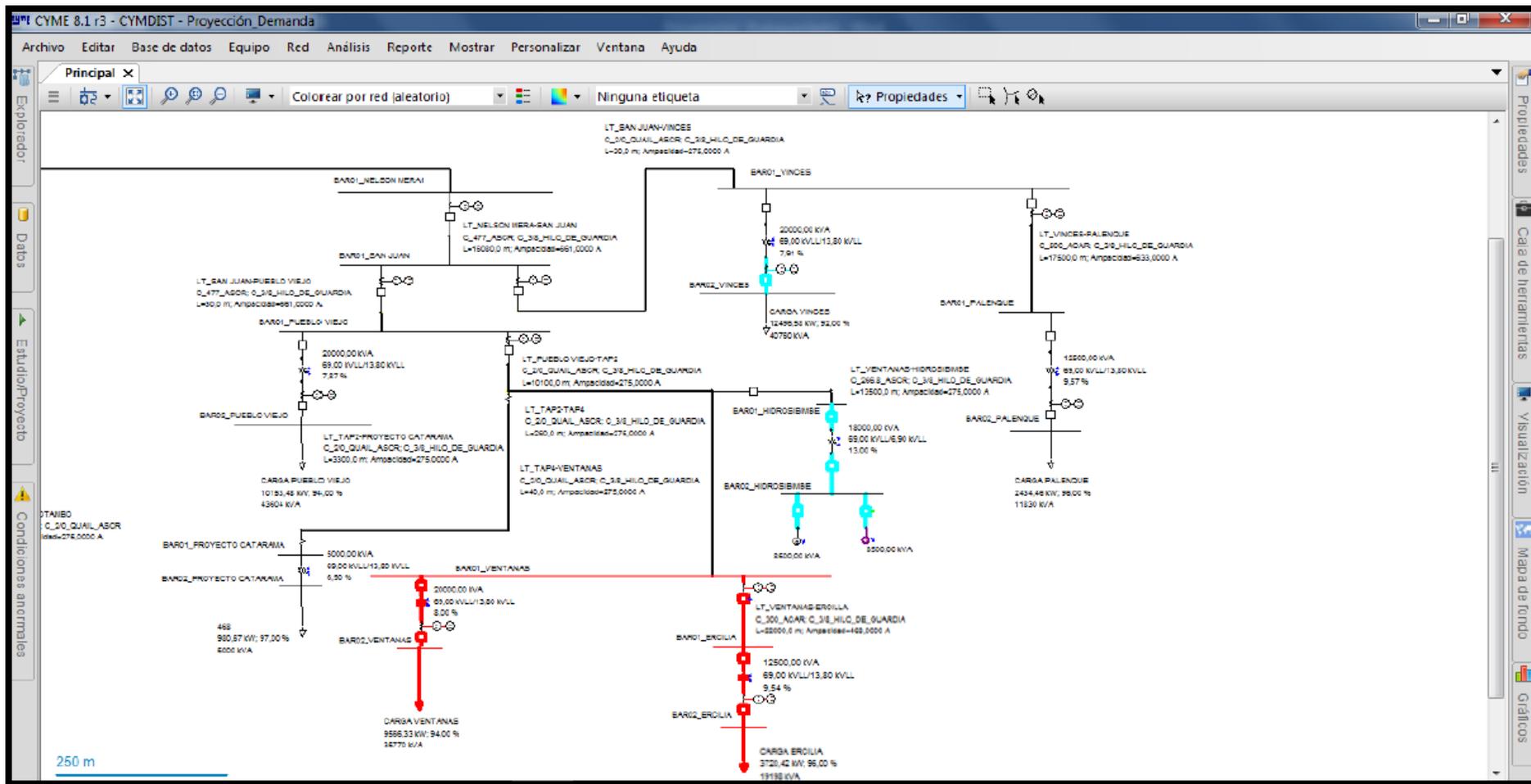


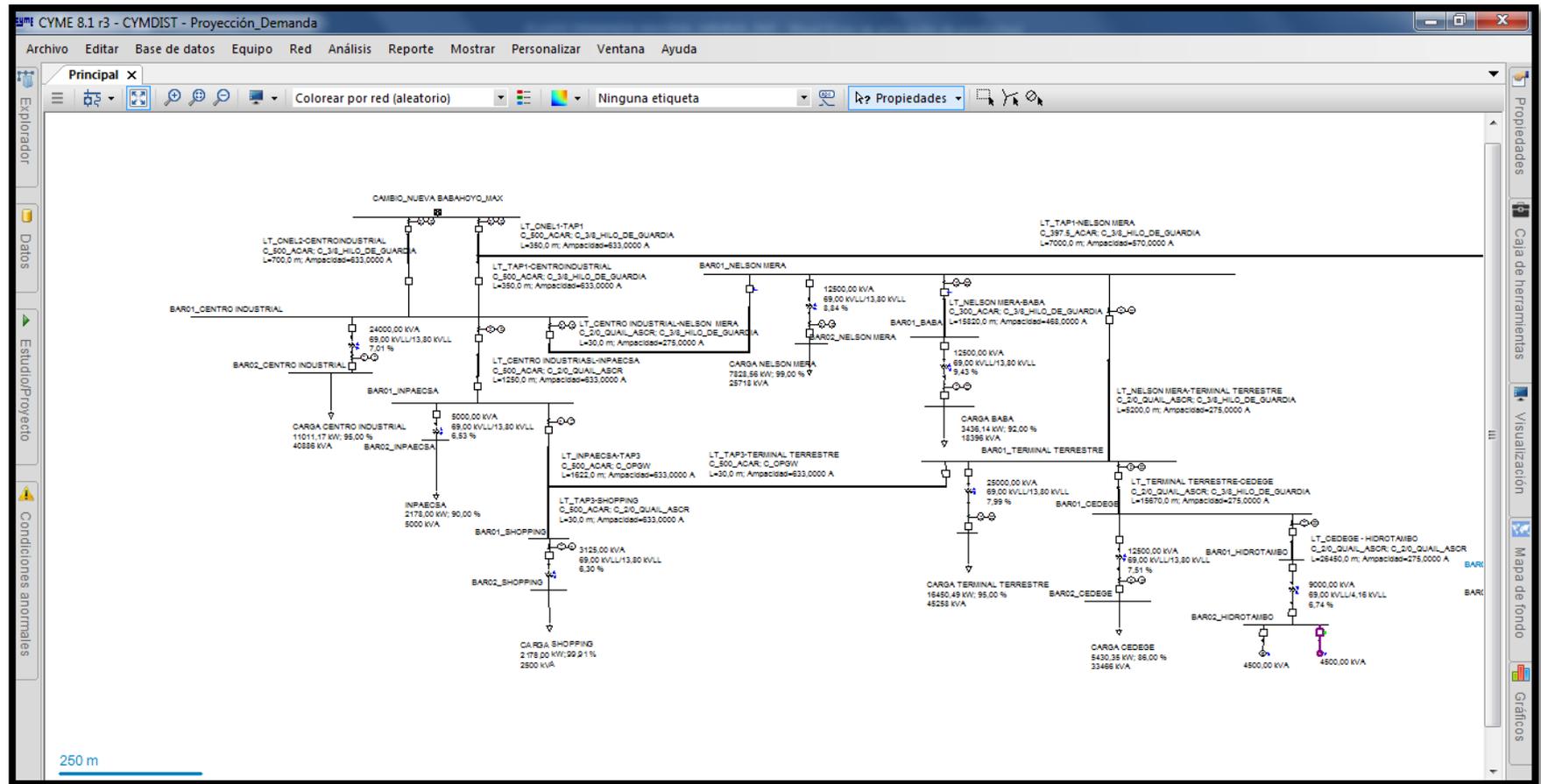


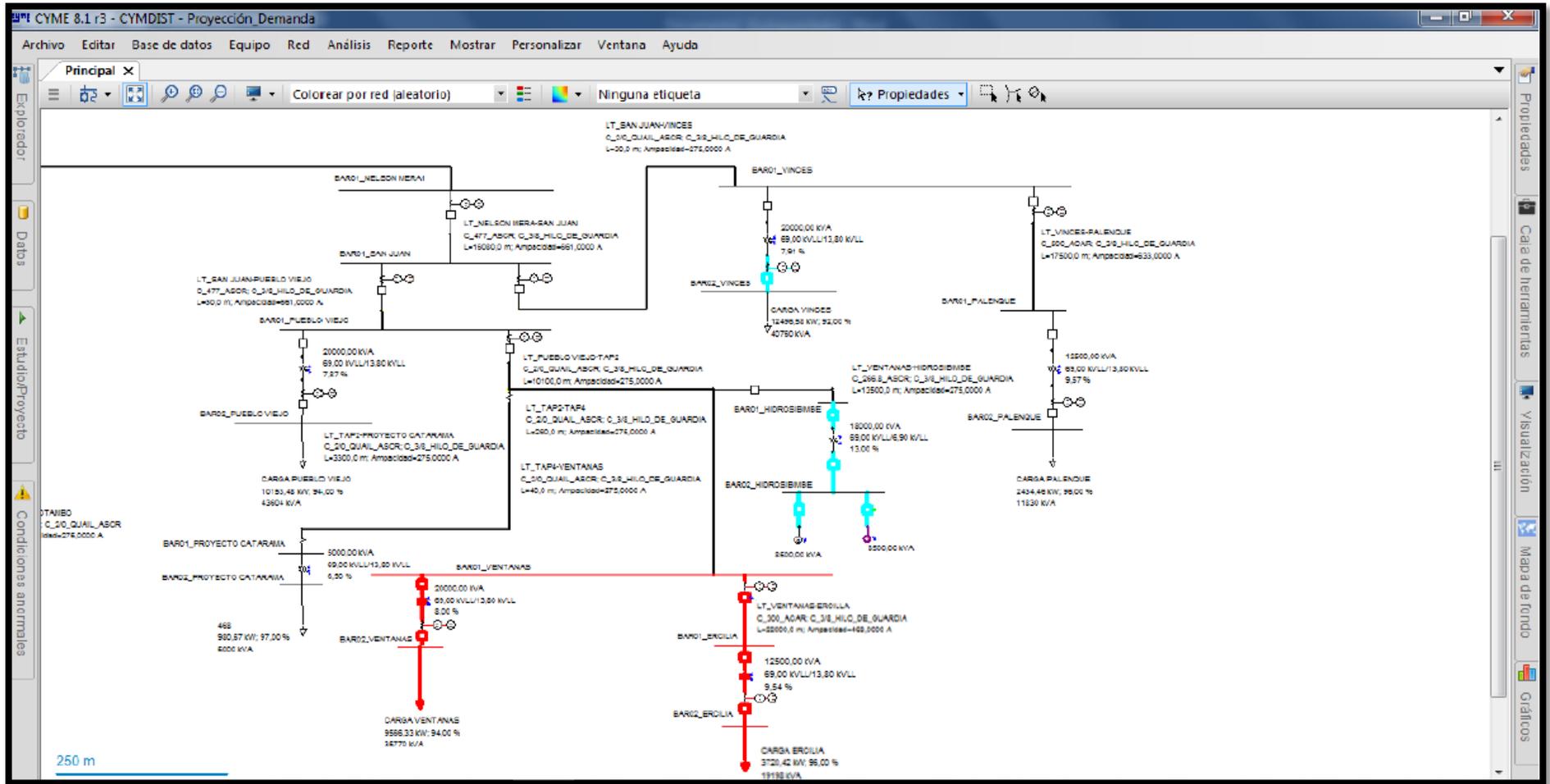


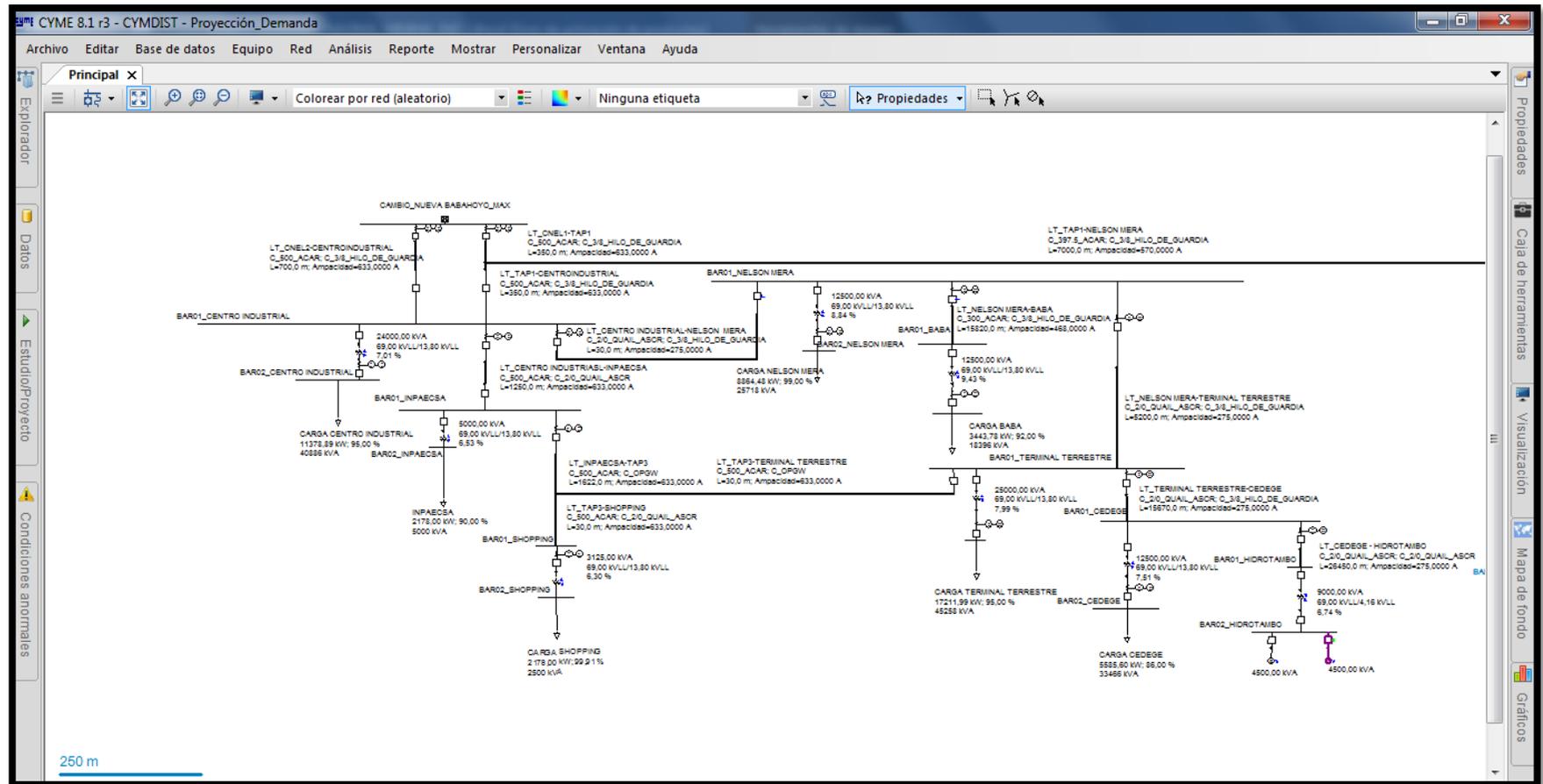


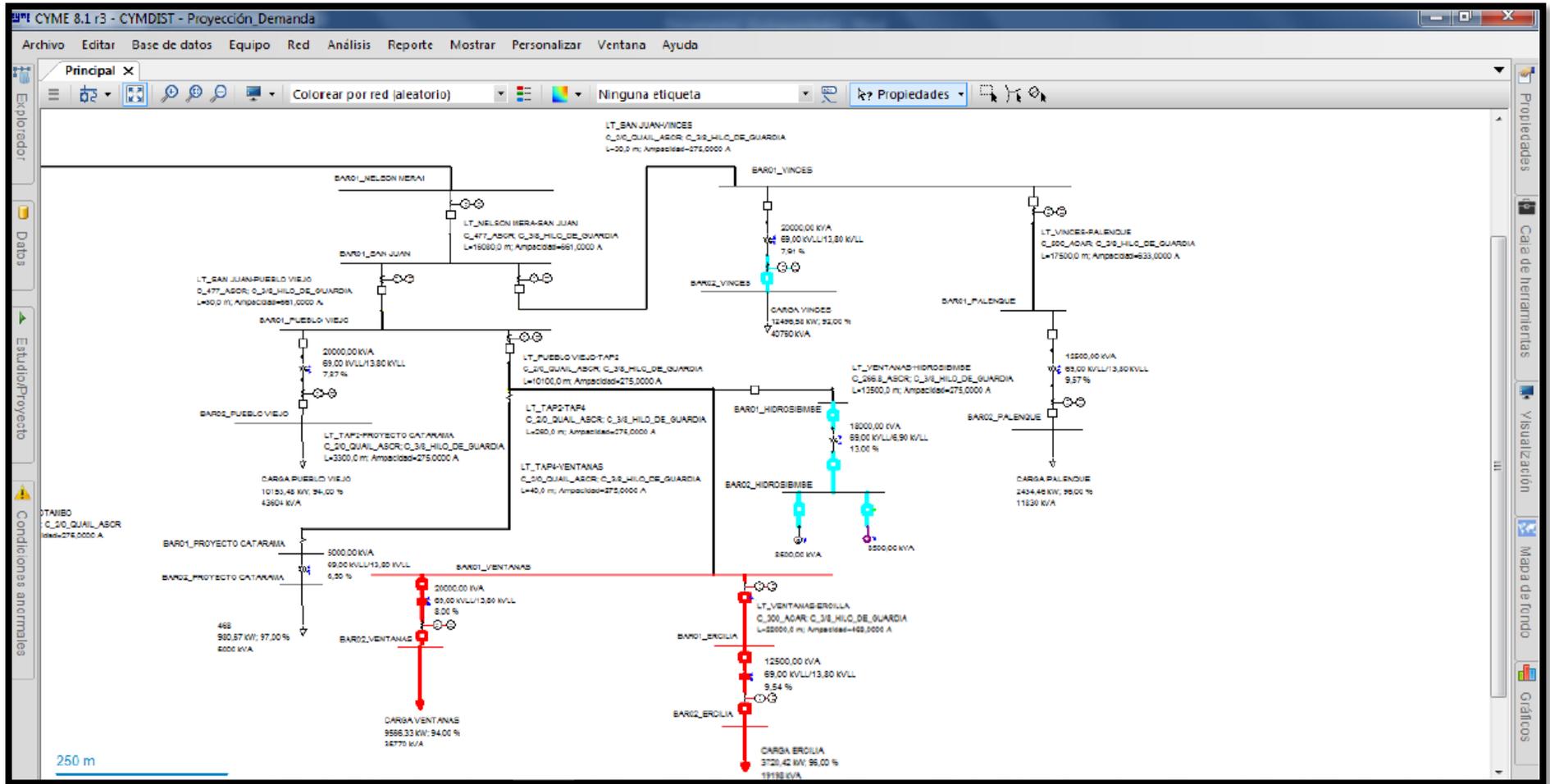


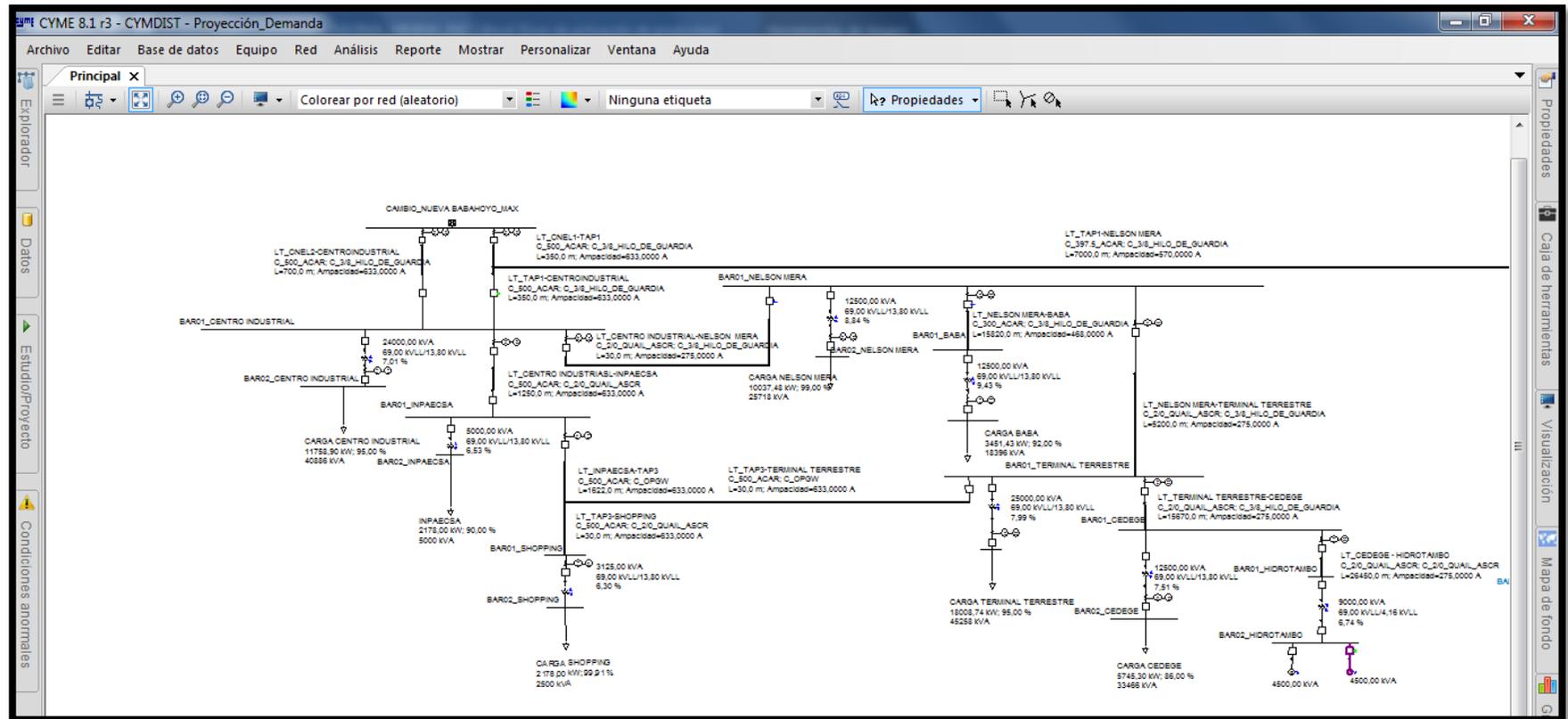




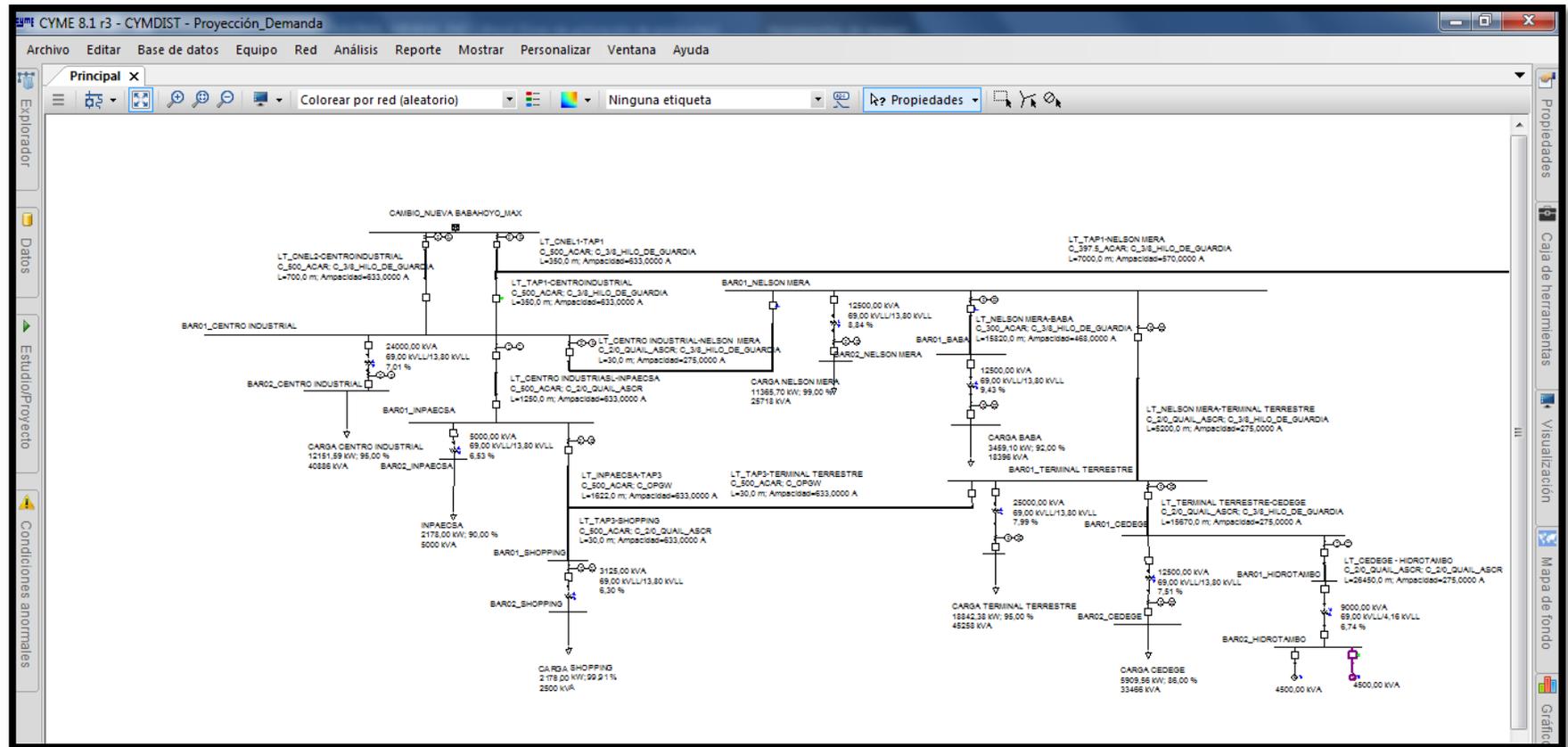




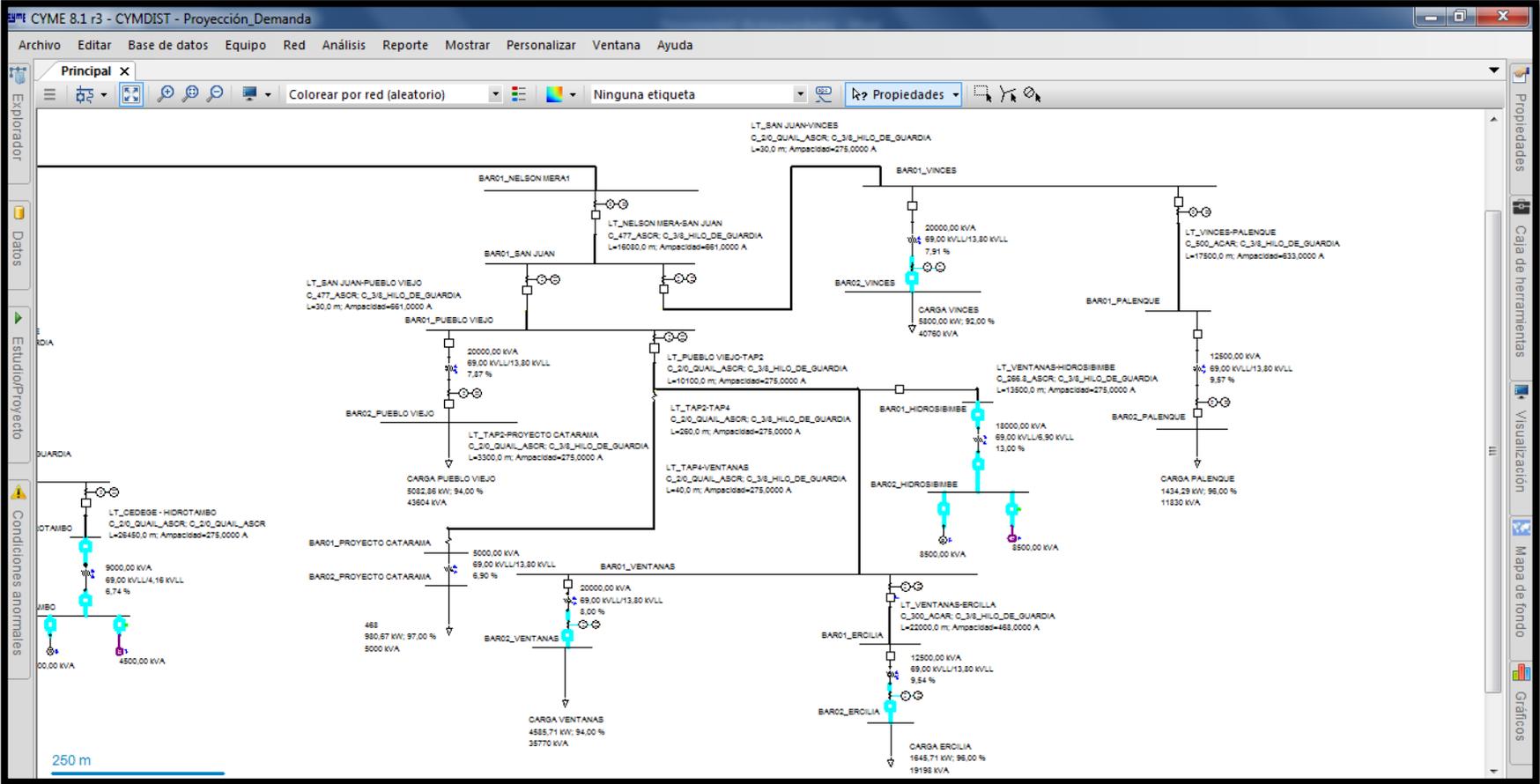


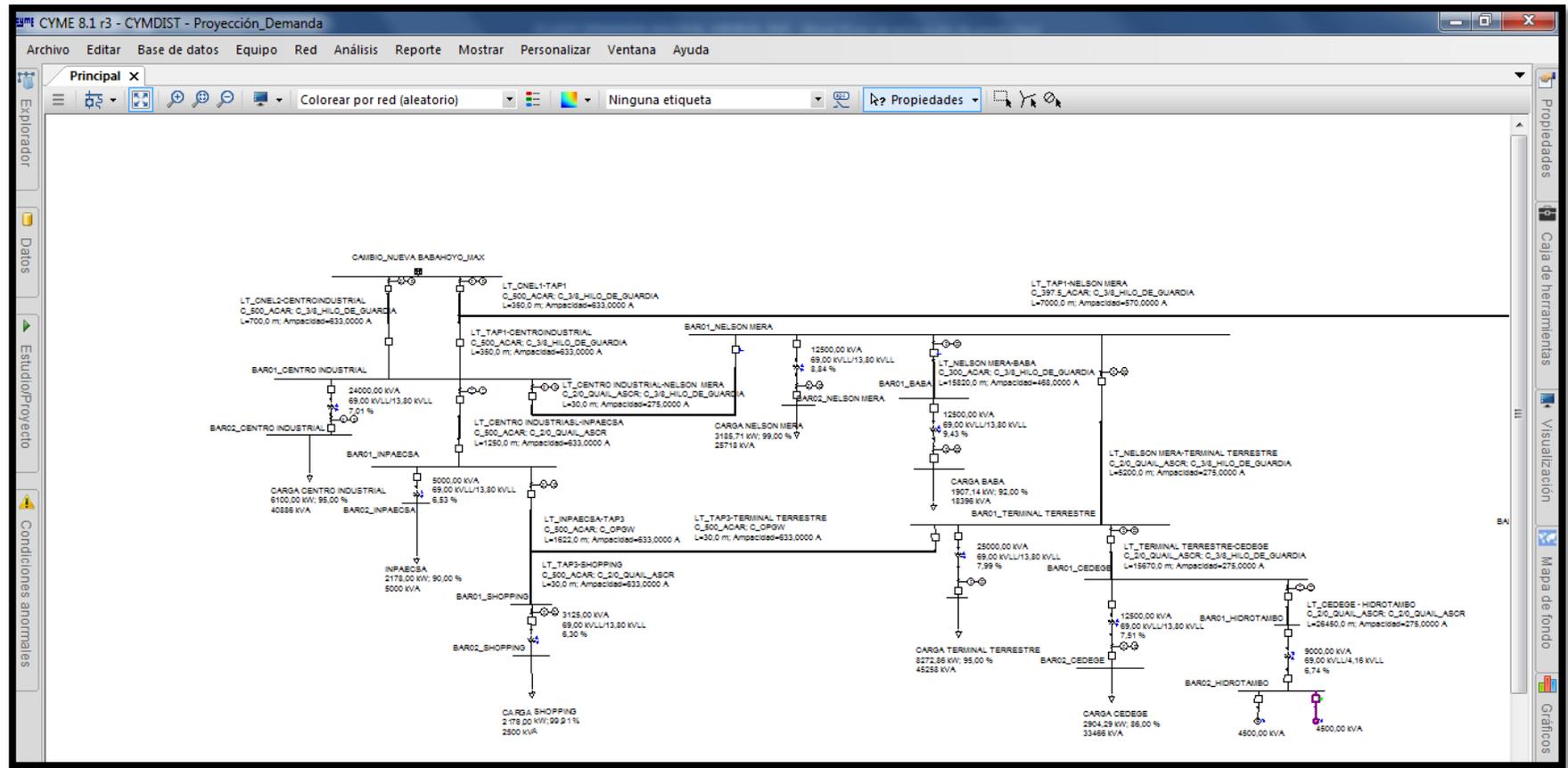


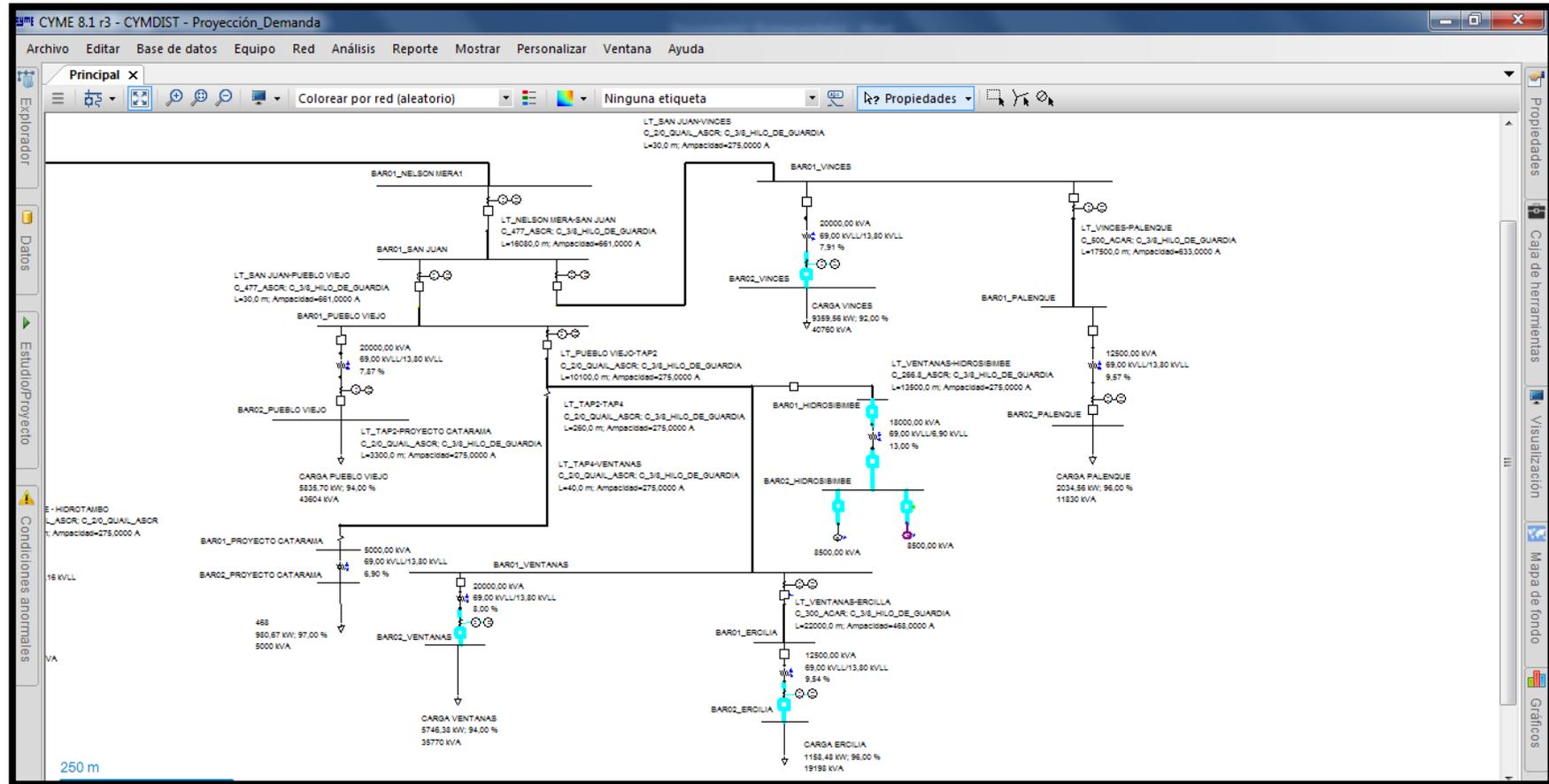


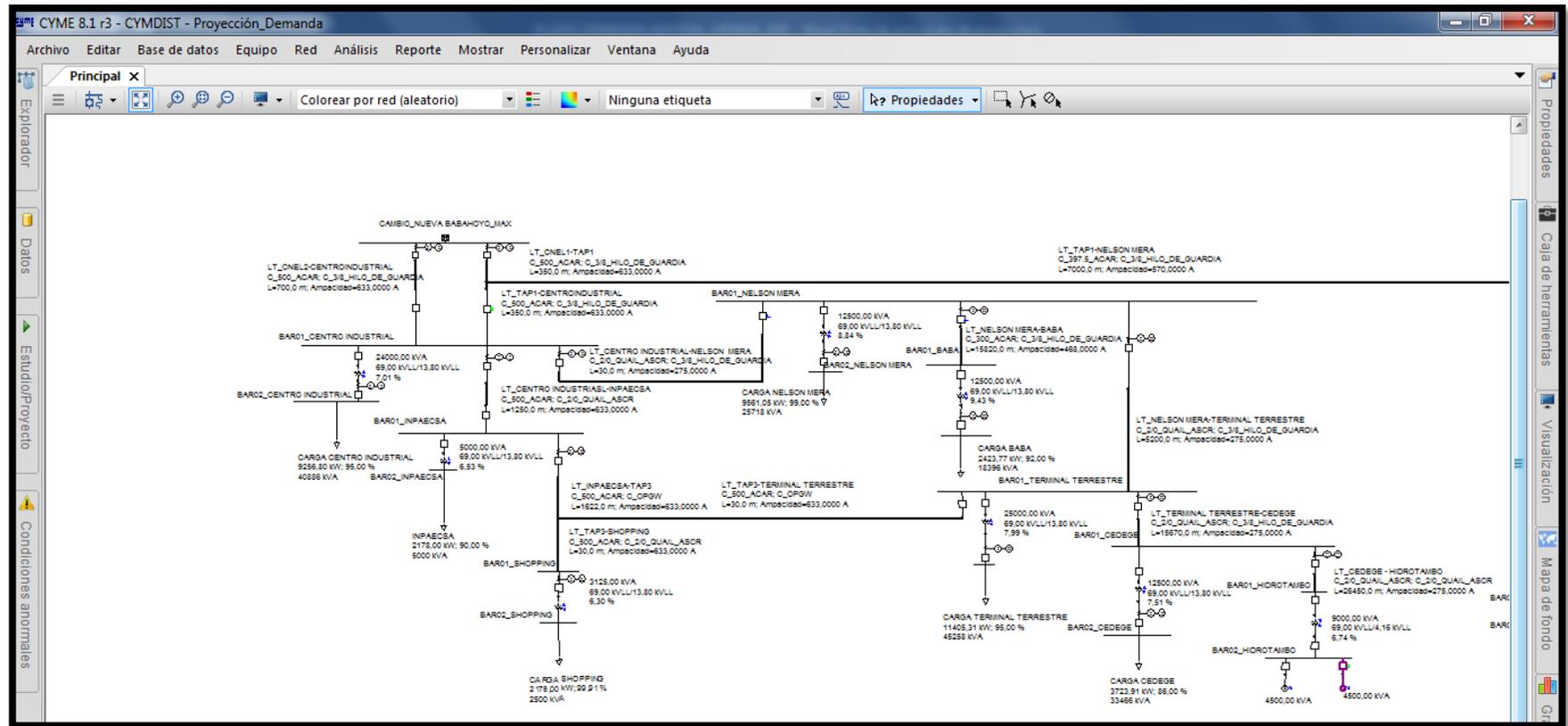


# ANEXO 6. FLUJOS DE CARGA EN DEMANDA MÍNIMA.



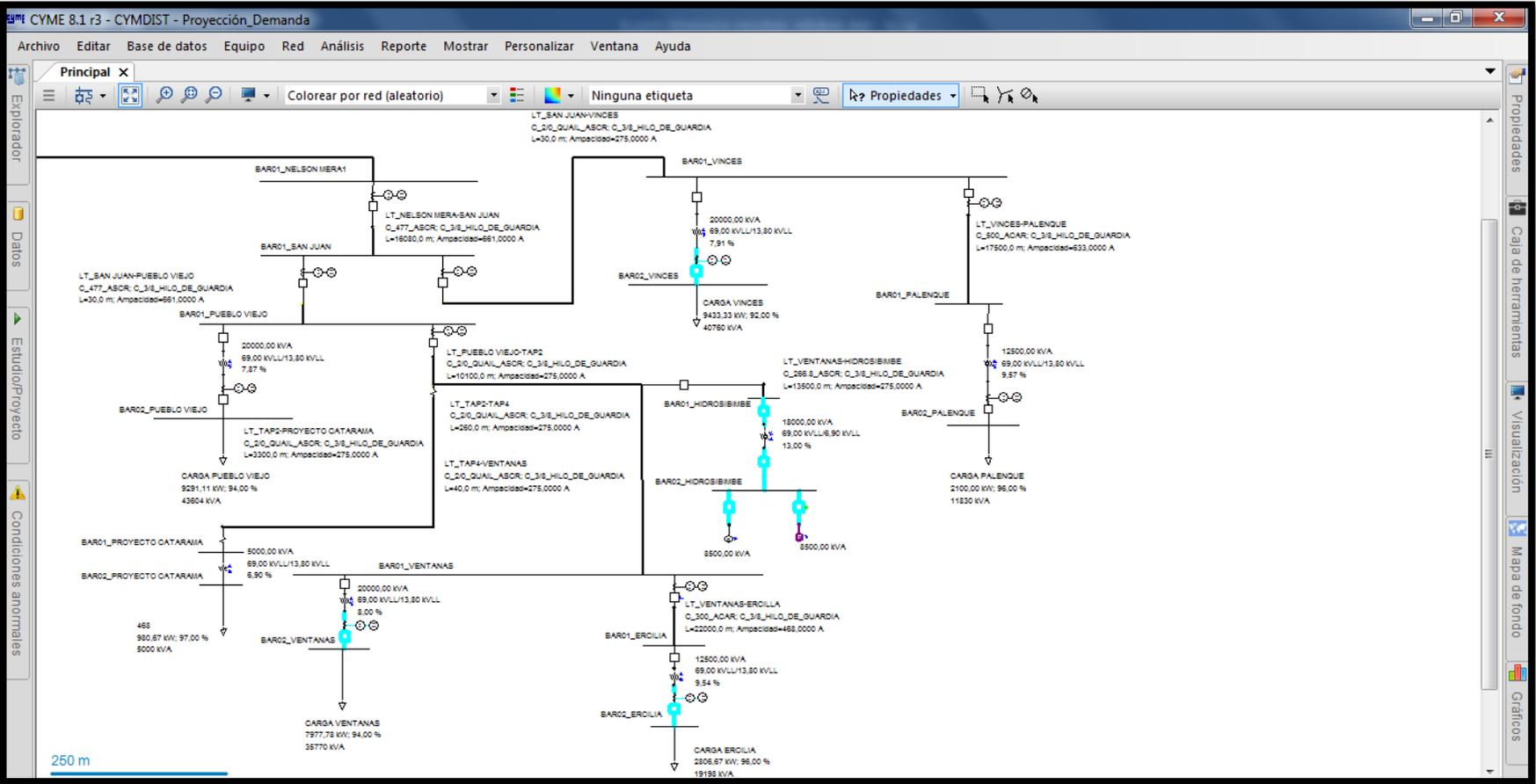


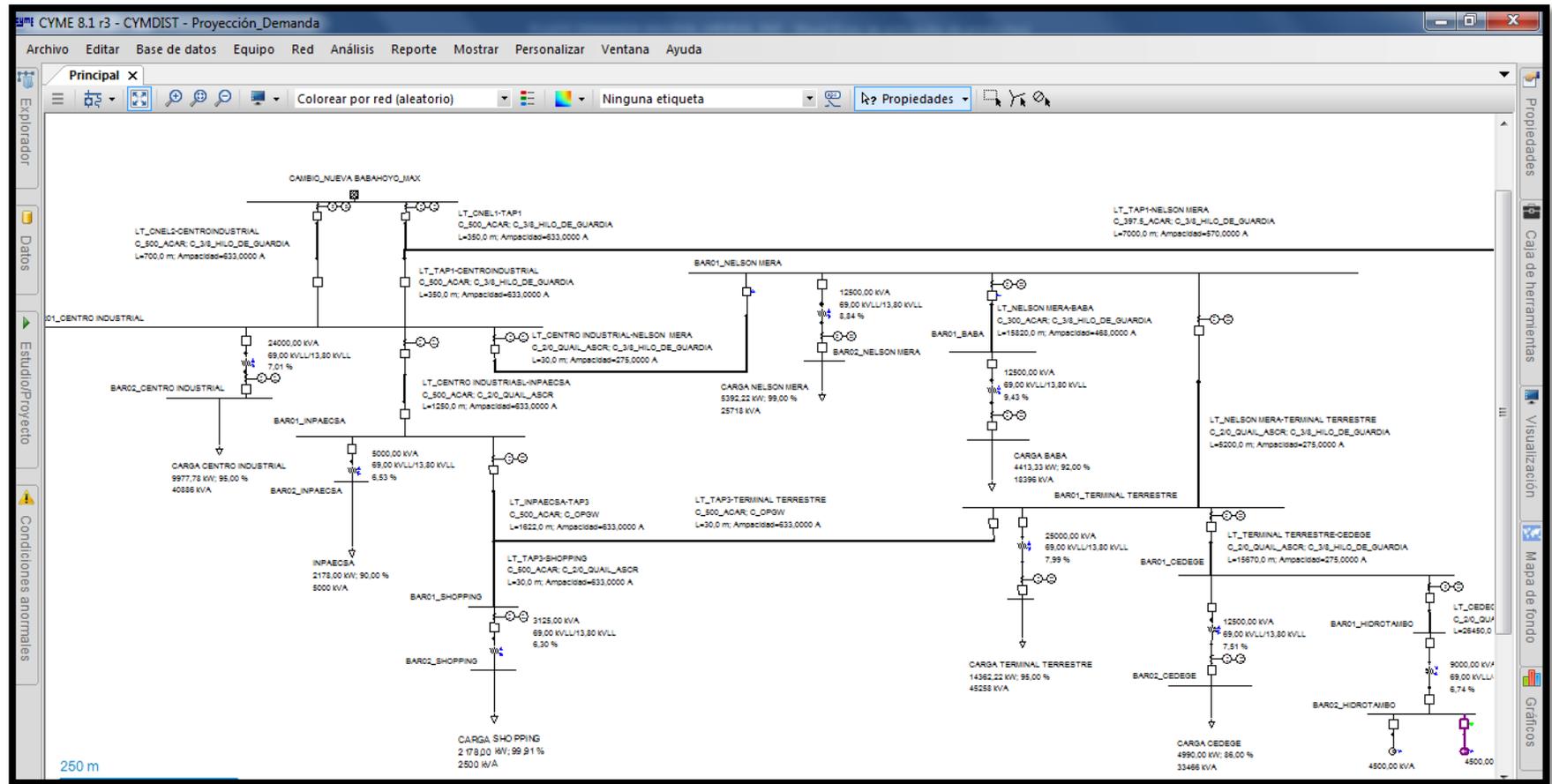


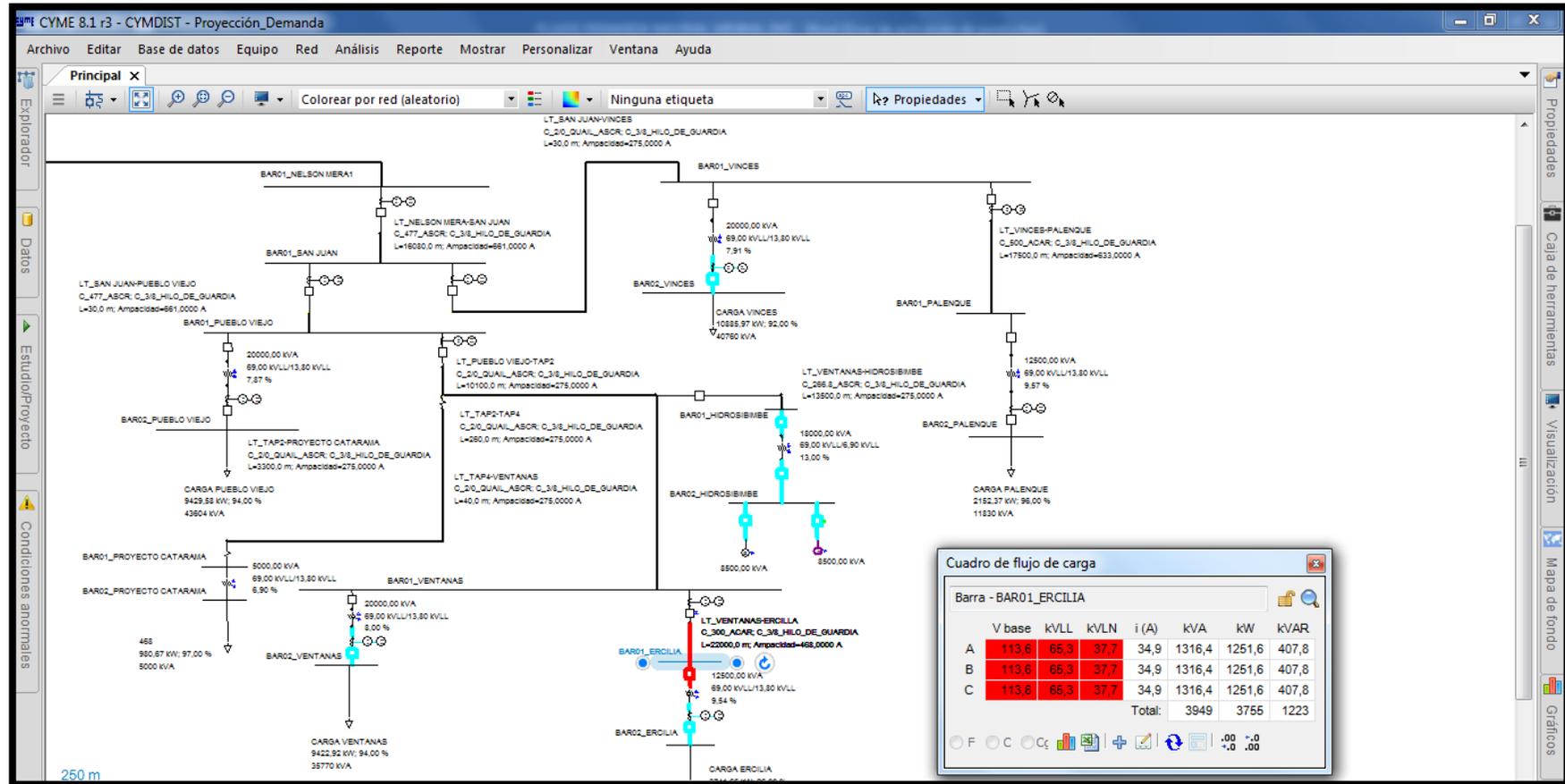


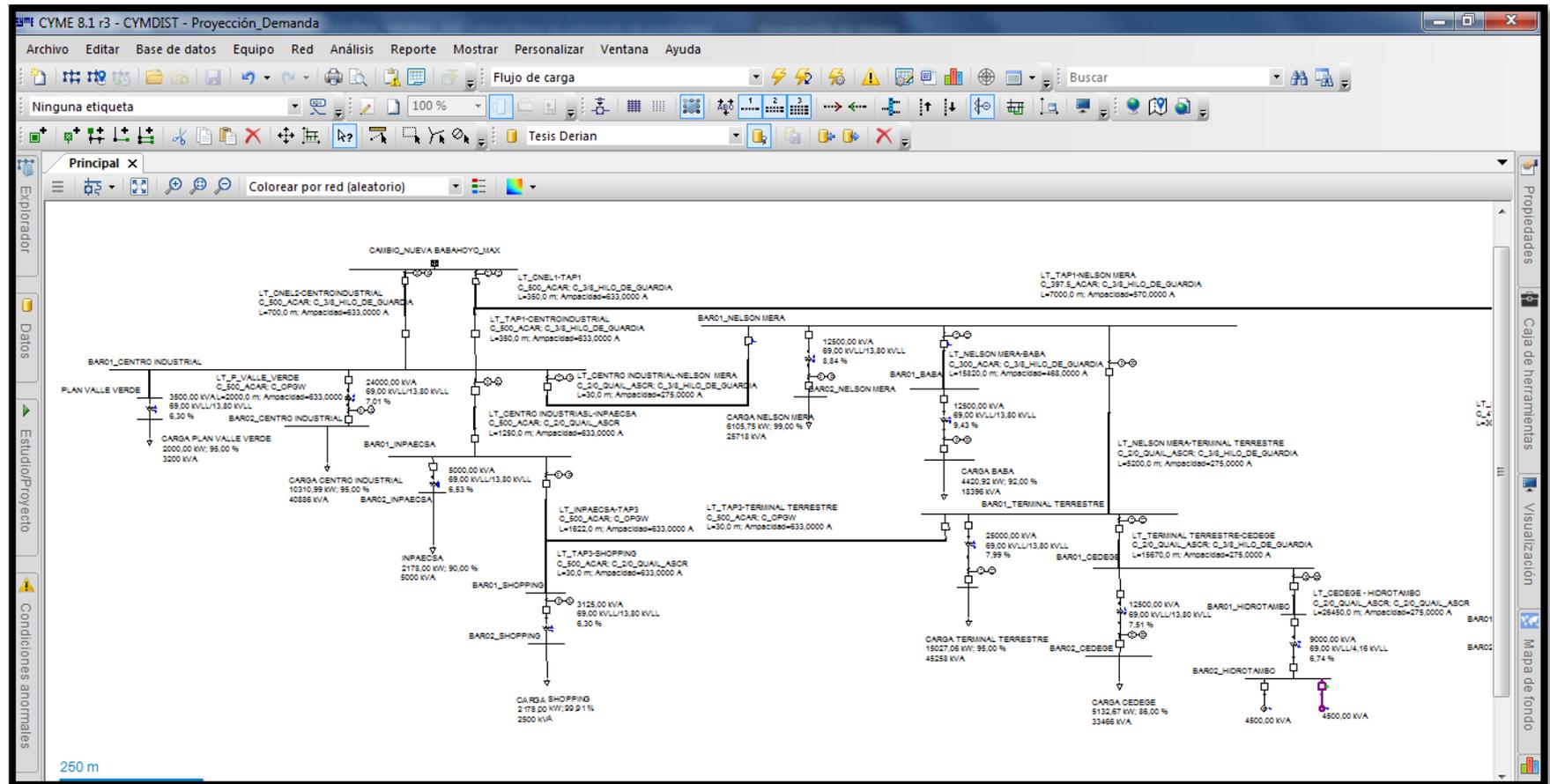
ANEXO 7. FLUJOS DE CARGAS INDUSTRIALES.

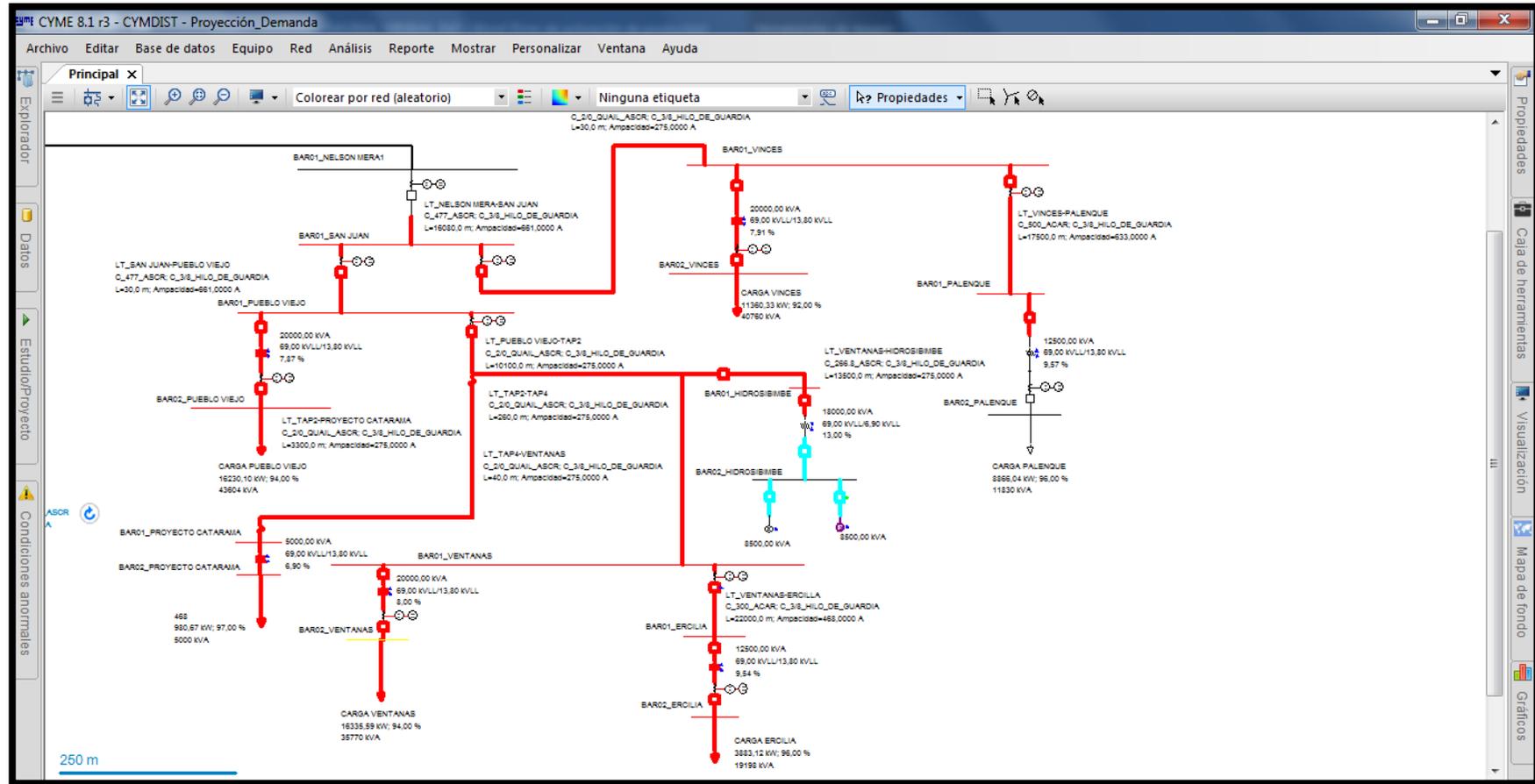
2018

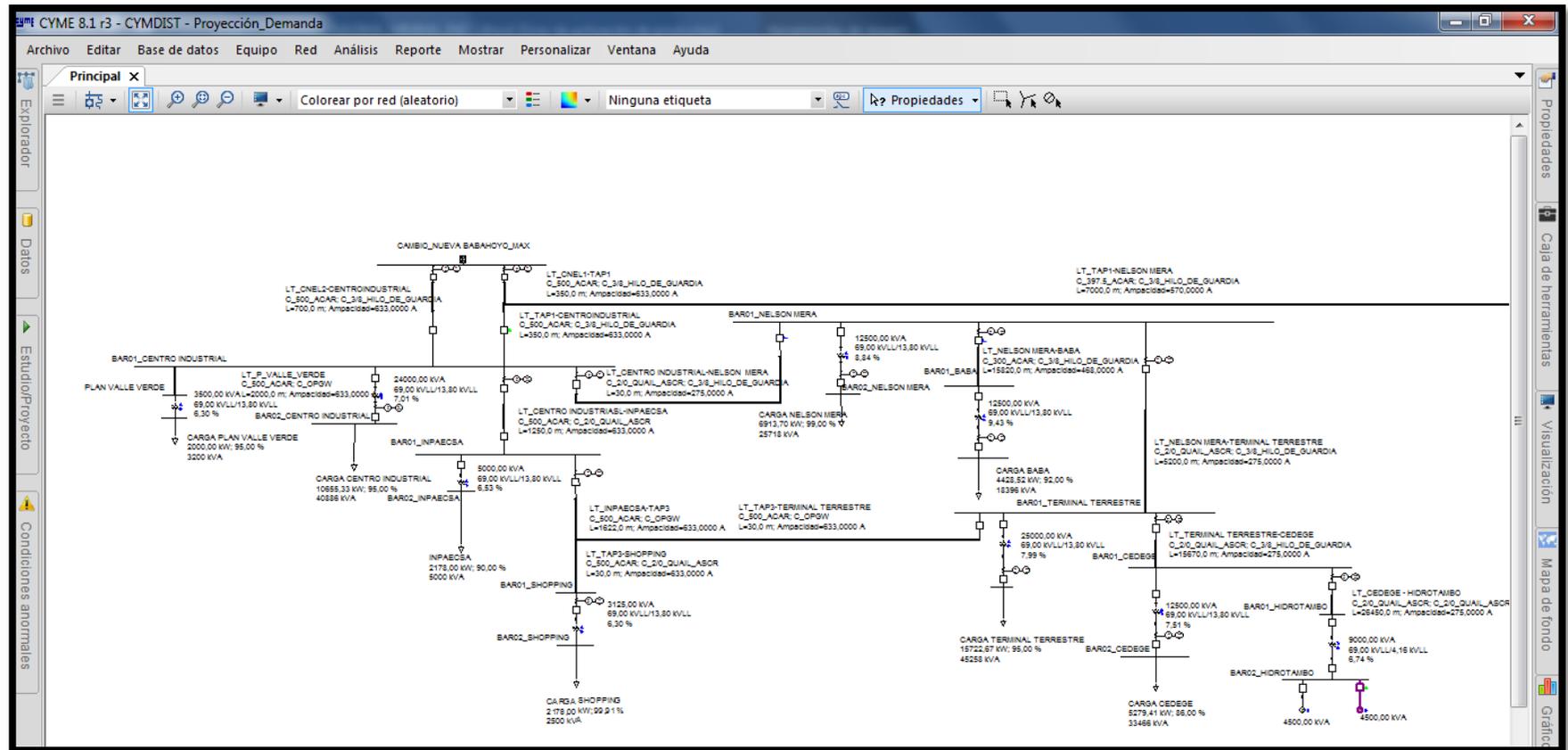


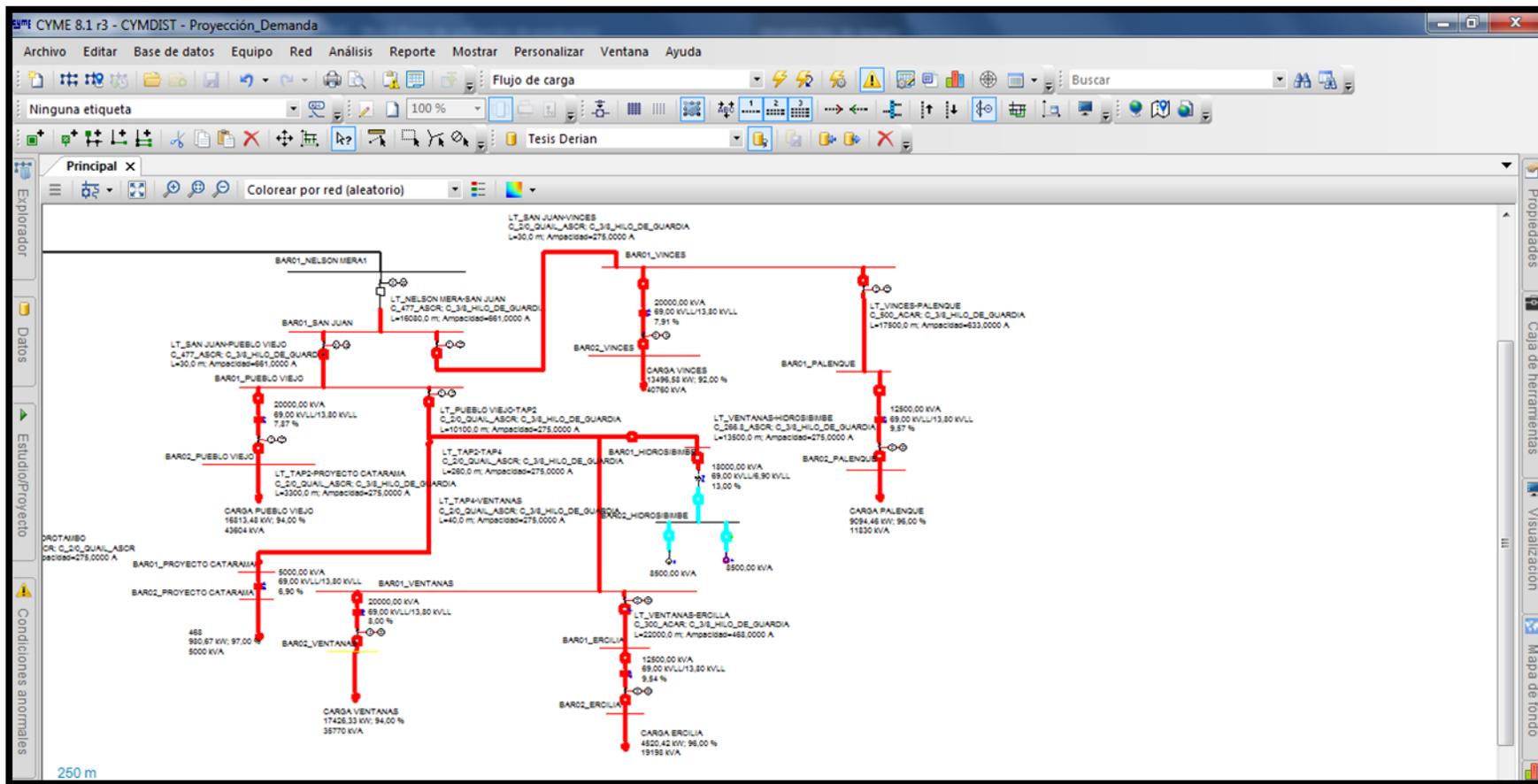


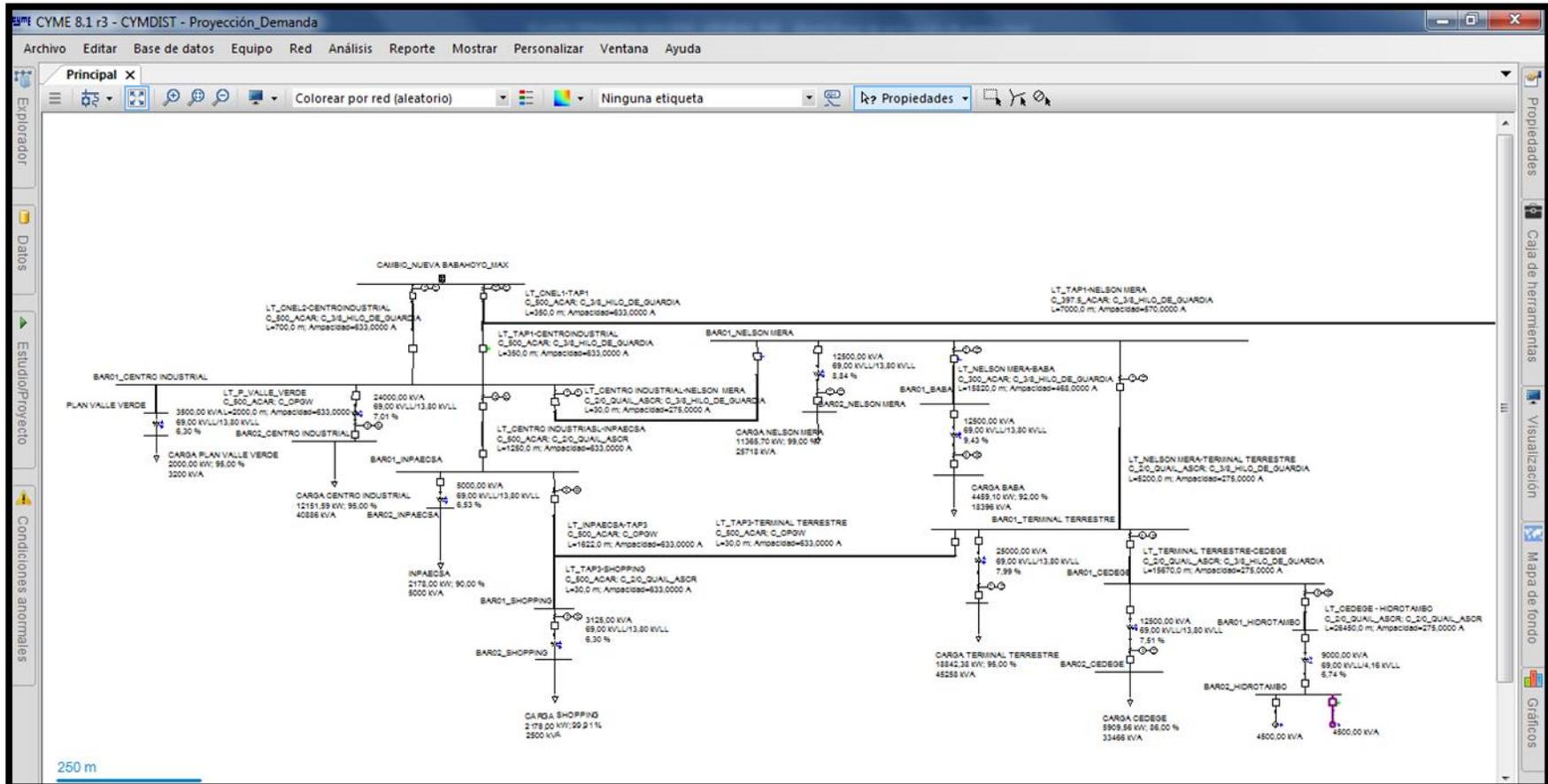






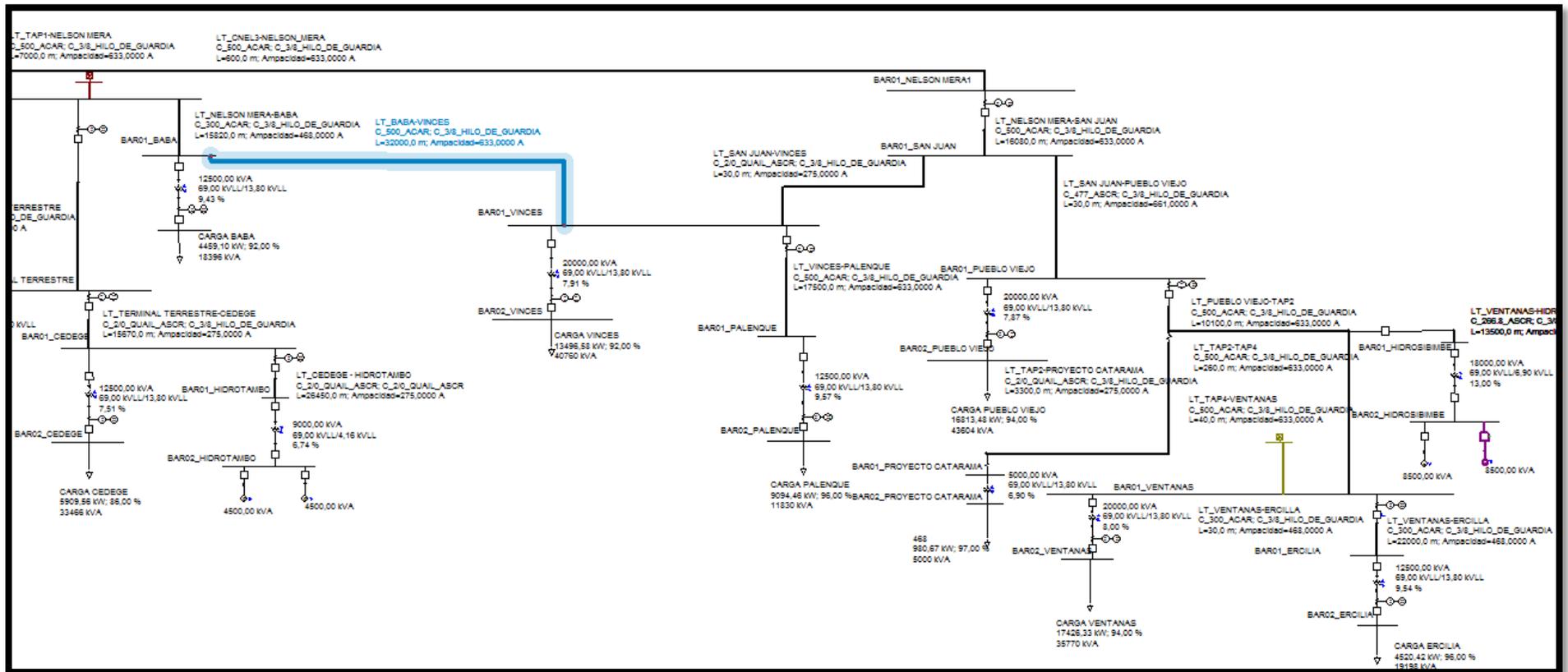




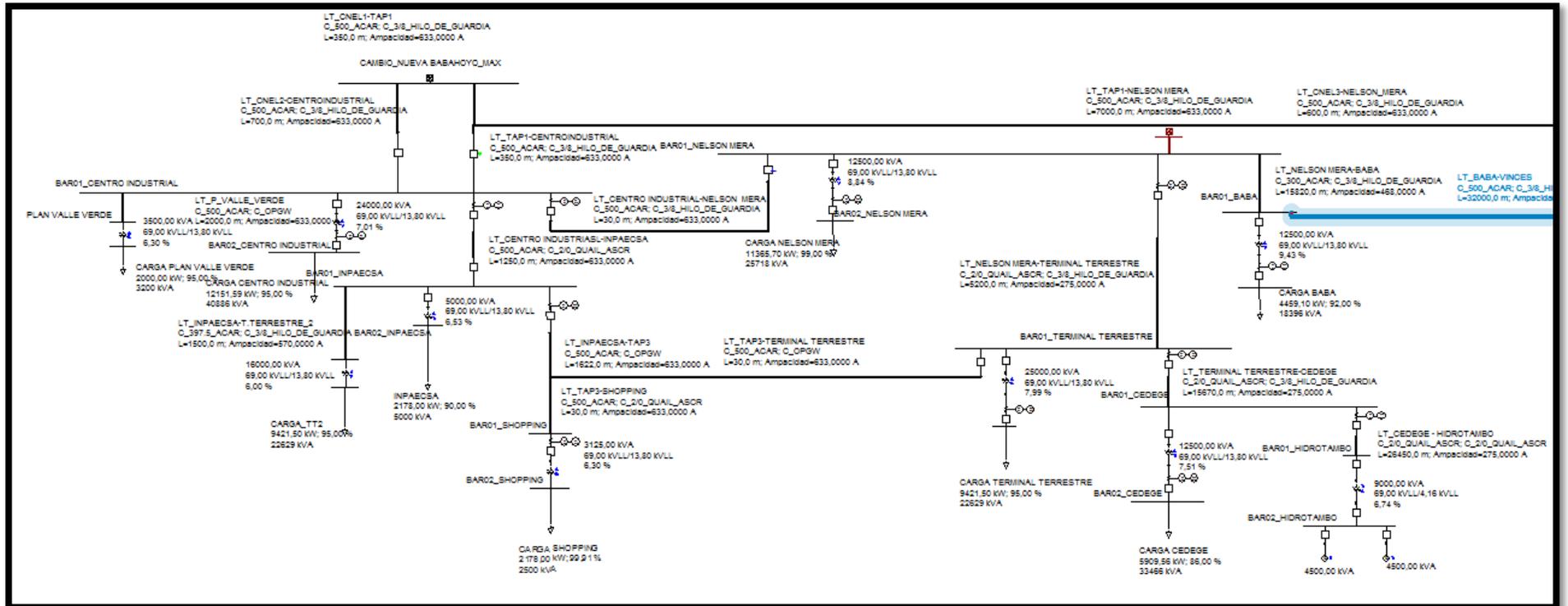


## ANEXO 8. DIAGRAMA DE REPOTENCIACIÓN PROPUESTA

- REPOTENCIACIÓN CNEL 1.



- **REPOTENCIACIÓN CNEL 2**



- **MEJORAMIENTOS DE VOLTAJES PRODUCTO DE LA REPOTENCIACIÓN.**

